PROVINCIA DE BUENOS AIRES
CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

INCREMENTO DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN SITIOS ESTRATÉGICOS DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES

AUTOR: Asociación Civil Centro Interdisciplinario de Estudios en Ciencia Tecnología E Innovación (CIECTI)

CIECTI Centro Interdisciplinario de Estudios en Ciencia, Tecnología e Innovación
CFI CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES
MINISTERIO DE AMBIENTE
GOBIERNO DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES

AUTORIDADES

Gobernador de la provincia de Buenos Aires
Axel Kicillof

Vicegobernadora
Verónica Magario

Ministra de Ambiente
Daniela Vilar

Jefe de Gabinete
Matías Fernández

MINISTERIO DE AMBIENTE

GOBIERNO DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES

La presente investigación fue realizada por pedido del Ministerio de Ambiente de la Provincia de Buenos Aires con financiamiento del Consejo Federal de Inversiones. El equipo de trabajo multidisciplinario del Centro Interdisciplinario de Estudios en Ciencia, Tecnología e Innovación que estuvo a cargo de la ejecución del proyecto lo conformaron:

Carlos Aggio
María Sol Aliano
Valentina Balsari
Evelin Goldstein
Lisandro Cohendoz
Guido Perrone
Diego Vereertbrugghen

El grupo de trabajo agradece los comentarios recibidos de parte de Sebastián Pessah (MAPBA) y el equipo técnico del CFI a versiones anteriores. Las opiniones expresadas en este informe son de exclusiva responsabilidad de sus autores/as y pueden no coincidir con las de las instituciones que patrocinaron la investigación.

RESUMEN EJECUTIVO

El informe, elaborado por el CIECTI para el Ministerio de Ambiente de la Provincia de Buenos Aires con financiamiento del CFI, se estructura en tres partes. El objetivo general es identificar sitios estratégicos para instalar proyectos de generación solar fotovoltaica de pequeña y mediana escala en el territorio bonaerense, y evaluar su viabilidad técnica, económica y normativa.

Luego de presentar el proyecto e introducir el informe, en la primera parte (secciones 3 a 5) se presenta el panorama de la generación distribuida (GD) a nivel internacional, nacional y provincial, destacando su creciente protagonismo, con foco en la energía solar fotovoltaica. Se analiza la situación en la Provincia de Buenos Aires, que si bien cuenta con condiciones favorables de irradiación y demanda eléctrica elevada, muestra un desarrollo aún incipiente de la GD. También se estudia el marco normativo vigente, incluyendo las limitaciones tras la eliminación de incentivos nacionales clave como el FODIS y el CCF. Finalmente, se proyectan tres escenarios posibles de expansión de la GD al 2030, con estimaciones de inversión, empleo, energía generada y reducción de emisiones.

La sección 6 detalla el proceso metodológico de priorización de sitios. A través de relevamiento de datos, georreferenciación, análisis multivariado y consultas institucionales, se seleccionaron cuatro ubicaciones estratégicas: Merlo, Hurlingham, San Andrés de Giles y General Daniel Cerri.

La tercera parte (secciones 7 a 9) ofrece un análisis de prefactibilidad técnica, económica-financiera y normativa para los sitios priorizados, junto con pliegos técnicos tipo. A continuación, se sintetizan los resultados más relevantes:

- **Merlo (250 kW)**: El parque proyectado puede generar 373 MWh anuales, con un costo estimado de inversión de USD 395.000. Se trata de un partido con alto nivel poblacional, y con indicadores de NBI relativamente elevados. Además, en este partido existe potencia remanente que no fue adjudicada en la convocatoria RenMDI realizada por la Secretaría de Energía de la Nación.
- **General Daniel Cerri (250 kW)**: Con características similares a Merlo, este parque también prevé una generación anual de 370 MWh por año, con un CAPEX levemente inferior (USD 388.000). Cuenta con buena irradiación, y la localidad se encuentra cercana a una punta de línea.
- **San Andrés de Giles (2 MW)**: Es el proyecto de mayor escala, con una generación estimada de 3.032 MWh/año. La inversión requerida se aproxima a USD 2,9 millones. Se trata de una zona con buena irradiación y demanda energética rural, lo que mejora su viabilidad.
- **Hurlingham (2 MW)**: Este parque, con generación anual proyectada de 3.020 MWh, tiene el mismo tamaño y una inversión inicial similar a la de San

Andrés de Giles. La cercanía al AMBA permite una mejor conexión a redes existentes, aunque el costo del suelo es más alto. Dentro del partido se identificaron puntas de línea, y la instalación de un parque solar podría lograr un aporte significativo a la eliminación de interrupciones e intermitencias.

Desde el punto de vista de la factibilidad económico-financiera de los proyectos, el análisis realizado muestra que el esquema GD que incluye los cargos de potencia no parece ser una opción conveniente para el desarrollo de un proyecto de generación solar fotovoltaica, toda vez que tenga el fin de la generación e inyección de la totalidad o prácticamente la totalidad de la energía generada (es decir, que no esté orientado a reemplazar consumo propio). La razón de ello es que los cargos de potencia inciden negativamente en la evaluación de los proyectos. En cambio, se considera al esquema de GD “con excepción” sobre esos cargos como la mejor alternativa. De este modo, se sugiere enmarcar los proyectos en un modelo de negocios donde el municipio se convierta en Usuario Generador y se busque la manera de lograr una excepción al pago de cargos de potencia.

No obstante ello, se advierte que el desarrollo de proyectos de generación distribuida puede ser una herramienta para que la Provincia de Buenos Aires avance en su transición energética e impacte, por diversas vías, positivamente en el bienestar de la población. Más allá de la conveniencia económica de cada esquema, las autoridades provinciales podrían evaluar otros criterios a la hora de definir la realización de este tipo de proyectos, tales como la mejora que puede generar en la disponibilidad energética, mejorando la calidad de vida de la población del lugar, o también la posibilidad que se brinda de generar empleo local, así como también el impulso al desarrollo técnico y profesional en la provincia, fortaleciendo capacidades que resultarán estratégicas en el marco de la transformación del sector energético.

SIGLAS

BAHRA	Base de Asentamientos Humanos de la República Argentina
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A
CAPEX	Capital Expenditure
CCF	Certificado de Crédito Fiscal
CCF	Certificado de Crédito Fiscal
CFI	Consejo Federal de Inversiones
CIECTI Innovación	Centros Interdisciplinario de Estudios en Ciencia Tecnología e
CTBRS	Centrales de biogás de relleno sanitario
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FODIS	Fondo Fiduciario para la Generación Distribuida
FREBA	Foro Regional Eléctrico de la provincia de Buenos Aires -
FV	Fotovoltaica
GD	Generación Distribuida
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GWh	Gigavatio-hora
IDEBA	Infraestructura de Datos Espaciales de Buenos Aires
IDERA	Infraestructura de Datos Espaciales de la República Argentina
IGN	Instituto Geográfico Nacional
INDEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
IVA	Impuesto al valor agregado
kW	Kilovatio
MAPBA	Ministerio de Ambiente de la Provincia de Buenos Aires

MEM	Mercado Mayorista Eléctrico
MPPT	Maximum Power Point Tracker o Seguidor del Punto de Máxima Potencia
MW	Megavatio
OCEBA	Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires
OPISU	Organismo Provincial de Integración Social y Urbana
PBA	Provincia de Buenos Aires
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PROINGED	Programa Provincial de Incentivos a la Generación Distribuida
PyMES	Pequeñas y mediana empresas
RENMDI	Requerimiento de Expansión del Nodo de Mediana Demanda Inmediata
RUGER	Registro de Usuarios-Generadores de Energía Renovable de la Provincia de Buenos Aires
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index (Índice de Frecuencia Media de Interrupción por Usuario)
SIG	Sistema de Información Geográfica
UCOP	Unidad de Coordinación Operativa
UG	Usuario Generador

ÍNDICE

1. PRESENTACIÓN DEL PROYECTO....10
1.1 Finalidad y objetivos....10
1.1.1 Objetivo General....11
1.1.2 Objetivos Específicos....11
1.2 Alcance....11
1.3 Contenidos del informe....12
2. INTRODUCCIÓN....13
2.1. Matriz energética en Argentina y la ubicación de Buenos Aires....13
2.2 ¿Qué es la Generación Distribuida (GD)?....18
3. ESTADO DE SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA....21
3.1. Panorama actual y perspectivas internacionales de la Generación Distribuida: el mundo y la región latinoamericana....21
3.1.1 Generación Distribuida en el mundo....21
3.1.2 Generación Distribuida en América Latina....23
3.2 Panorama actual de la Generación Distribuida en la Argentina....25
3.3 Proyectos implementados en Buenos Aires: comparación con otras provincias....27
4. MARCO NORMATIVO PARA LA PROMOCIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA....31
4.1 Revisión de la Ley Nacional 27.424 y sus normas complementarias....31
4.2 Adhesión de la Provincia de Buenos Aires (Ley Provincial N.º 15.325 y su reglamentación a través del Decreto N° 2371/2022)....34
4.3 Generación Comunitaria: últimas novedades....36
4.4 Avances, modificaciones y desafíos normativos....37
4.5 Políticas públicas para la promoción de proyectos de Generación Distribuida en Buenos Aires....38
5. PERSPECTIVAS A FUTURO PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN BUENOS AIRES....41
5.1 Mapa solar: ¿existen condiciones favorables para la Generación Distribuida en Buenos Aires?....41
5.2 Proyecciones: alcance de la Generación Distribuida en Buenos Aires al 2030. 44
5.2.1 Metodología y supuestos....45
5.2.2 Proyecciones y estimaciones de impacto....49
6. RELEVAMIENTO DE INFORMACIÓN Y DESARROLLO METODOLÓGICO PARA LA IDENTIFICACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE SITIOS ESTRATÉGICOS....64
6.1. Metodología de relevamiento, selección de variables identificación y priorización de sitios estratégicos....66
6.2. Paso metodológico 1. Relevamiento de información y georreferenciación...63
6.3. Paso metodológico 2a. Depuración y consolidación de la información....66

6.4. Paso metodológico 2b. Análisis y geoprocesamiento..... 67
6.5 Paso Metodológico 3. Desarrollo metodológico multivariado para la identificación de los sitios estratégicos..... 82
6.6. Paso metodológico 4. Selección de los sitios estratégicos..... 86
7. ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA DE PROYECTOS PRIORIZADOS 88
7.1. Aspectos generales..... 90
7.1.1. Variables técnicas relevantes..... 91
7.1.2. Variables que no se consideran en esta etapa..... 91
7.2. Supuestos..... 92
7.3. Selección del panel a utilizar..... 93
7.4. Selección del inversor a utilizar..... 94
7.5. Metodología de dimensionamiento..... 94
7.6. Resultados obtenidos..... 96
7.6.1. Merlo..... 96
7.6.2. General Daniel Cerri..... 100
7.6.3. San Andrés de Giles..... 105
7.6.4. Hurlingham..... 110
7.7. Resumen de instalaciones y conclusiones..... 114
8. ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD ECONÓMICO-FINANCIERA Y NORMATIVA DE PROYECTOS PRIORIZADOS..... 117
8.1. Metodología de análisis..... 117
8.2. Esquemas de negocios propuestos..... 120
8.3. Resultados de la evaluación de los proyectos priorizados..... 124
8.3.1. Merlo..... 126
8.3.2. General Daniel Cerri..... 130
8.3.3. San Andrés de Giles..... 134
8.3.4. Hurlingham..... 138
8.4. Síntesis y conclusiones..... 142
9. INFORMACIÓN NECESARIA DE PLIEGOS DE ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA PARQUES SOLARES..... 145
9.1. Pliego Parque de 2 MW (San Andrés de Giles y Hurlingham)..... 146
9.2 Pliego Parque de 250 kW (General Daniel Cerri y Merlo)..... 173
REFERENCIAS..... 199
ANEXO I. DETALLE INFORMACIÓN GIS ENTREGADA..... 201
ANEXO II. PEDIDO DE INFORMACIÓN DE BASE PARA LA PRIORIZACIÓN DE SITIOS ESTRATÉGICOS (5/12/2024)..... 223
ANEXO III. VISITA PARQUE SOLAR MUNICIPAL DE LOMA VERDE (ESCOBAR).... 224
ANEXO IV. PLANILLAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS CONSIDERADOS..... 228

1. PRESENTACIÓN DEL PROYECTO

Durante el año 2023, el Centro Interdisciplinario de Estudios de Ciencia, Tecnología e Innovación (CIECTI) realizó un proyecto de asistencia técnica para el Ministerio de Ambiente de la Provincia de Buenos Aires (MAPBA) denominado “Lineamientos para la transición energética en la provincia de Buenos Aires” (“Lineamientos”, de acá en adelante), con la ayuda financiera y el acompañamiento técnico del Consejo Federal de Inversiones (CFI).

En el trabajo realizado, además de elaborar un diagnóstico del sector energético provincial, se formularon lineamientos de trabajo prioritarios para un plan de transición energética en la provincia de Buenos Aires hacia el año 2030, basándose en tres ejes principales: oferta de energía, demanda de energía y movilidad. Adicionalmente, se definió un cuarto eje transversal a los primeros tres sobre las capacidades productivas y tecnológicas existentes en el territorio provincial para apuntalar el proceso de transición.

Entre las recomendaciones de política pública vertidas en el documento final de “Lineamientos” se concluyó que el gobierno de la provincia de Buenos Aires podría encarar un conjunto de acciones para acelerar la transición energética. Entre estas propiciar una matriz energética más limpia, segura y descentralizada asignando un rol predominante en la generación distribuida (GD). Si bien los proyectos de tipo “*utility-scale*” (de gran escala) son muy importantes para sumar potencia de generación renovable, los proyectos de GD de mediana y pequeña envergadura, están cobrando cada vez mayor importancia en todos los países del mundo.

En este marco, la Provincia de Buenos Aires busca identificar los sitios estratégicos para la implementación de políticas públicas que permitan tener una matriz energética más limpia, avanzar en la transición energética, contribuir a una red eléctrica más estable y resiliente y mejorar la calidad de vida de la población. Entendiendo necesario relevar la situación actual y obtener un análisis de los sitios estratégicos para el aumento de la capacidad de generación eléctrica solar fotovoltaica en sitios estratégicos.

1.1 Finalidad y objetivos

La finalidad del presente proyecto es aportar elementos técnicos orientados a obtener una matriz energética más limpia y diversificada mediante la implementación de políticas públicas que faciliten el desarrollo de proyectos que incrementen la capacidad de generación de energía solar fotovoltaica en lugares estratégicos de la Provincia de Buenos Aires. Esto permitirá no solo reducir las

emisiones de gases de efecto invernadero y avanzar en la transición energética, sino también contribuir a una mayor estabilidad y resiliencia del sistema eléctrico, mejorando la confiabilidad del servicio y mitigando el riesgo de interrupciones. Al mismo tiempo, se busca dinamizar economías locales a partir del impulso a cadenas productivas asociadas al sector y elevar la calidad de vida de la población mediante un acceso a energía más sostenible, segura y con menores costos ambientales.

1.1.1 Objetivo General

El objetivo de este proyecto es proveer a la Provincia de Buenos Aires de fundamentos técnicos para la priorización e instalación de un conjunto parques de generación eléctrica solar fotovoltaica en el territorio. Los proyectos considerados podrán tener una potencia de hasta 2 MW cada uno.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Relevar el estado de situación actual de la energía solar fotovoltaica en la Provincia de Buenos Aires y la proyección de la evolución de la Generación Distribuida en la provincia.
- Identificar y desarrollar una metodología que permita priorizar sitios estratégicos para la instalación de sistemas de generación fotovoltaica de pequeña o mediana envergadura en la Provincia de Buenos Aires.
- Analizar la prefactibilidad técnica, económica – financiera y normativa de los proyectos de generación fotovoltaica priorizados.

1.2 Alcance

El alcance previsto para este proyecto incluye:

- ✔ Elaboración de un estado de situación de la energía solar fotovoltaica en la Provincia de Buenos Aires a partir de una revisión de antecedentes, del análisis de diferentes fuentes de información y utilizando un software específico para proyectos de energía solar fotovoltaica.

- ✔ Cuantificación de la capacidad de generación existente en el territorio provincial y comparación con otras áreas del territorio argentino e internacional.
- ✔ Análisis del marco regulatorio en curso y de las políticas para la promoción de la tecnología que están vigentes en la provincia (por ejemplo, el Programa Energía Limpia del Ministerio de Ambiente de la Provincia o el Plan de Generación Distribuida Solar de PROINGED).
- ✔ Identificación, priorización y análisis de prefactibilidad técnica y económico-financiera de sistemas de generación fotovoltaica de pequeña o mediana envergadura en territorios estratégicos de la Provincia de Buenos Aires.
- ✔ Relevamiento y análisis de documentos públicos y privados, como la realización de entrevistas a distintos actores.

Si bien se evaluaron sitios para la instalación de dos tipos de sistemas de Generación Fotovoltaica:

- ✔ Sistemas orientados a reemplazar la Generación Térmica por Centrales Híbridas para el abastecimiento del consumo eléctrico, por fuera del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).
- ✔ Sistemas orientados a fortalecer líneas de media/baja tensión de gestión provincial o distribuidoras.

A partir de la información efectivamente recabada en la Provincia se definió que solo era necesario centralizar los esfuerzos en sistemas orientados a fortalecer líneas de media/ baja tensión de gestión provincial o distribuidoras. Dos en el área metropolitana de Buenos Aires y dos en el interior.

1.3 Contenidos del informe

El informe se encuentra estructurado en nueve capítulos que abordan de manera integral el estado actual, las perspectivas y las condiciones para el desarrollo de proyectos de generación distribuida con energía solar fotovoltaica en la provincia de Buenos Aires. Después de esta presentación general del proyecto se

introduce el contexto energético de la Argentina, con foco en la ubicación estratégica de Buenos Aires, y se presenta el concepto de generación distribuida (GD). En la sección siguiente se profundiza en tres grandes dimensiones: el estado de situación de la GD a nivel internacional, nacional y provincial; el marco normativo vigente y los avances institucionales para su promoción; y las perspectivas a futuro, incluyendo un ejercicio de proyección hacia 2030. En la sección sexta se desarrolla el ejercicio de priorización de sitios estratégico y a partir de allí, se desarrollan estudios de prefactibilidad técnica y económico-financiera para proyectos priorizados en los cuatro municipios bonaerenses (Merlo, General Daniel Cerri, San Andrés de Giles y Hurlingham). En la sección final se incluye un análisis detallado de pliegos de especificaciones técnicas para la implementación de parques solares en dichos territorios. Esta organización permite recorrer de forma lógica y escalonada tanto los fundamentos como la viabilidad concreta de la generación distribuida en Buenos Aires.

2. INTRODUCCIÓN

Antes de comenzar a mostrar las tendencias sobre la Generación Distribuida y analizar el estado de situación de los proyectos en Buenos Aires, se presenta a modo de introducción, un breve análisis de las características de la matriz energética argentina y de Buenos Aires, para comprender el alcance que puede tener la Generación Distribuida. Y, posteriormente, se define la Generación Distribuida, a los efectos del presente proyecto.

2.1. Matriz energética en Argentina y la ubicación de Buenos Aires

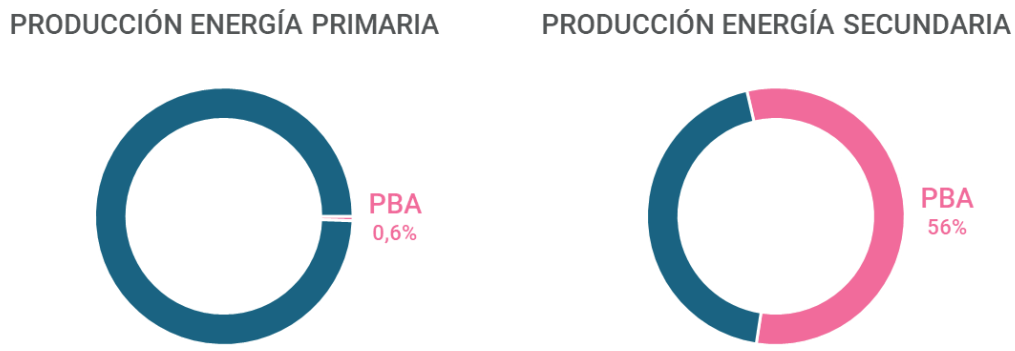
En esta sección se presentan las características de la matriz energética de Buenos Aires, con el objetivo de comprender el lugar que pueda tener la Generación Distribuida.

La provincia de Buenos Aires tiene un gran peso tanto en la oferta como en la demanda energética del país, por lo que sus características resultan sumamente relevantes para comprender el funcionamiento del sector energético.

Cabe destacar, no obstante, que la provincia tiene un peso muy bajo en la producción de energía primaria. Si bien no se cuenta con información actualizada para realizar una comparación con el resto de las jurisdicciones subnacionales, el

Balance Energético Provincial de 2019[1] (última información disponible) indica que en la Provincia de Buenos Aires se producía apenas el 0,6% de la energía primaria que se utilizaba en el país. Ello se corresponde principalmente con el hecho de que la provincia no cuenta con producción de petróleo y gas en su territorio, sobre los que se basa la matriz energética nacional, ni con recursos hidráulicos de relevancia. Asimismo, las centrales nucleares ubicadas en territorio provincial utilizan combustible importado, por lo que no se consideran como producción primaria en la jurisdicción. Finalmente, en el caso de los recursos renovables, eólico y solar, la Provincia de Buenos Aires aportaba en ese año aproximadamente un 20% del total de energía primaria de esa fuente en el país, aunque su representación en la matriz nacional es relativamente baja.

Gráfico 1. Participación de la Provincia de Buenos Aires en la producción de energía primaria y secundaria del total país, 2019.



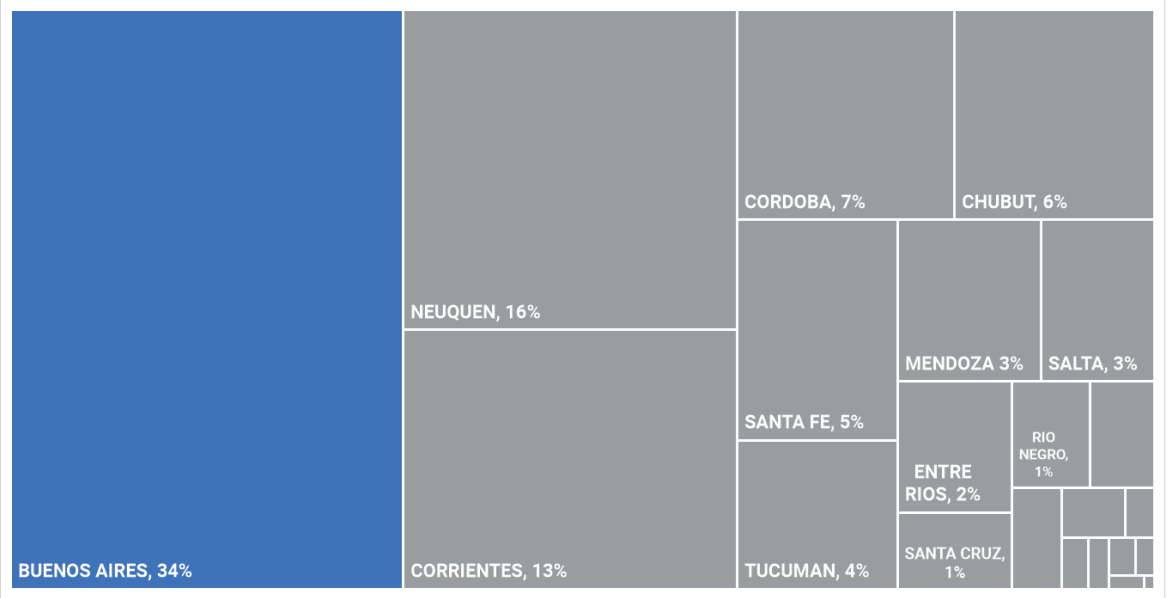
Fuente: elaboración propia en base a la Secretaría de Energía de la Nación y Subsecretaría de Energía de la Provincia de Buenos Aires

La importancia de la Provincia de Buenos Aires, en cambio, resalta en materia de energía secundaria. Como puede observarse, en 2019 la Provincia explicó el 56% del total de energía secundaria producida en el país para ese año, por encima de su participación en la economía (el Producto Bruto Geográfico de Buenos Aires representa el 35,5% del total del país) y en la población (un 38,3% de la población se radica en la PBA de acuerdo al último censo).

[1] Es esperable que la composición de dicha oferta se haya modificado en aspectos significativos desde entonces, particularmente en relación al crecimiento de la generación eléctrica renovable tanto a nivel nacional como en la propia Provincia de Buenos Aires.

La Provincia de Buenos Aires, en tanto, tiene una participación significativa en el abastecimiento del mercado eléctrico. En 2023 las centrales ubicadas en su territorio aportaron 48.604 GWh al sistema, representando el 34% del total de energía eléctrica obtenido a nivel nacional. Ello la ubica como la principal provincia en términos de generación eléctrica en el país.

Gráfico 2. Participación de la Provincia de Buenos Aires en la generación de energía eléctrica, 2023.

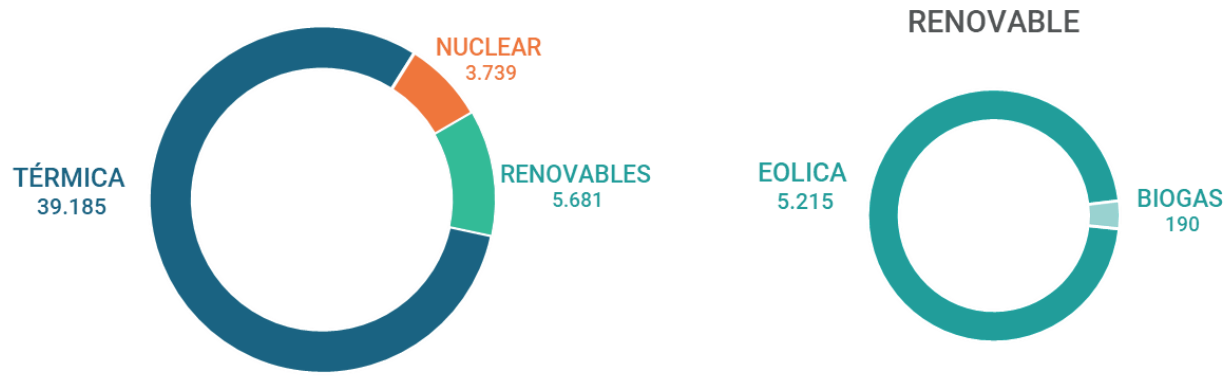


Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA (2024).

La matriz de generación en la provincia es predominantemente térmica, con 57 usinas que utilizan distintos tipos de combustibles para generar energía. Estas centrales tienen una potencia instalada de 14 GW, representando el 55% de la capacidad de generación térmica en el país. En 2023 la generación térmica representó el 81% del total de energía eléctrica obtenido en la provincia, dando cuenta de la centralidad de esta fuente en la matriz eléctrica de la jurisdicción.

Además, en la provincia se ubican dos de las tres centrales nucleares que operan en el sistema eléctrico nacional, con el 63% de la potencia existente para este tipo de usinas. Su aporte, no obstante, es relativamente bajo si se lo compara con otras fuentes en la provincia. En efecto, en 2023 las usinas Atucha y Atucha II aportaron 3.739 GWh al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), representando menos del 8% del total generado en la Provincia de Buenos Aires.

Gráfico 3. Composición de la energía eléctrica generada en la Provincia de Buenos Aires, 2023. En GWh.



Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA (2024).

La Provincia de Buenos Aires cuenta con un gran potencial para la generación renovable. Particularmente, la provincia tiene regiones con gran capacidad para la generación eólica, gracias a la calidad de los vientos que se registran tanto en las zonas cercanas a la Costa Atlántica como en la región Centro (Tandil, Azul, Olavarría, entre otros partidos). Allí, la provincia cuenta con un recurso eólico de clase mundial.

En el contexto de los programas desarrollados a nivel nacional, a lo largo de los últimos años la potencia renovable en la provincia ha mostrado un crecimiento muy relevante. En el año 2016 en la Provincia de Buenos Aires adhirió a través de la Ley 14.838 a la Ley Nacional N° 26.190 y su modificatoria, la Ley N° 27.191 que establece el Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. Además de los beneficios que otorga la normativa nacional, la Ley 14.838 establece la exención durante 15 años sobre el Impuesto Inmobiliario, el Impuesto de Sellos y el Impuesto sobre los Ingresos Brutos por la actividad de generación de energía eléctrica a partir del aprovechamiento de fuentes renovables.

En la actualidad la provincia de Buenos Aires cuenta con 24 parques eólicos operativos que en conjunto representan 1,43 GW de potencia instalada para la generación eólica, lo que se corresponde con el 39% de capacidad existente a nivel país. Durante 2023, los parques eólicos instalados en la provincia aportaron el 11%

de la generación total de la jurisdicción, con más de 5,4 GWh entregados al sistema eléctrico.[2]

Adicionalmente, otro segmento de generación renovable con potencial en la provincia es la generación en base a biomasa y de biogás. La provincia de Buenos Aires cuenta con un enorme potencial para el aprovechamiento energético de la biomasa en su territorio, ya sea seca o, especialmente, húmeda. Esto se debe a la fuerte presencia de industrias alimenticias; cuencas lácteas; producción bovina en *feedlots* y porcina; y en menor medida a la producción agrícola. En la actualidad la provincia cuenta con 14 centrales de biogás, con un total de 41,5 MW de potencia instalada. La mayor parte de la potencia corresponde a centrales de biogás de relleno sanitario (CTBRS), que explican el 75% de la capacidad de generación en este tipo de centrales. Los proyectos asociados a actividades productivas privadas, por lo tanto, registran poco desarrollo en la provincia.

Como se observa, la Provincia de Buenos Aires no cuenta en la actualidad con plantas de generación solar fotovoltaica de alta potencia, que operen en el Mercado Mayorista Eléctrico (MEM). La totalidad de proyectos destinados a la obtención de energía eléctrica mediante ese tipo de tecnología se encuentran en el marco del régimen de Generación Distribuida (GD). Si bien la provincia adhirió a la Ley N° 27.424 que declara de interés nacional la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables y crea el Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública aunque todavía la expansión de este tipo de proyectos se encuentra todavía rezagada en relación a otras provincias.

En ese marco, el Ministerio de Ambiente buscará hacer una contribución en el desarrollo de proyectos de Generación Distribuida en la Provincia de Buenos Aires. Los beneficios asociados a la Generación Distribuida pueden ser múltiples: generación de mano de obra local, descongestionamiento de las redes de distribución de energía eléctrica, traccionamiento de productos y servicios para las instalaciones, reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, entre muchos otros.

2.2 ¿Qué es la Generación Distribuida (GD)?

Este concepto se refiere a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables - como el sol, el viento, el agua, la biomasa-, por usuarios del

---

[2] Según base de datos de energías renovables de CAMMESA (https://cammesaweb.cammesa.com/erenovables/)

servicio público de distribución. Su objetivo principal es el autoconsumo con la posibilidad de inyectar el excedente a la red de distribución. Los sistemas de GD pueden instalarse en industrias, comercios y hogares, generando un ahorro energético que puede traducirse en un ahorro económico en la factura del servicio eléctrico. Los usuarios del servicio público de distribución que instalan un sistema de GD se convierten en usuario-generadores (UG). La GD brinda a los UG la posibilidad de reducir su consumo eléctrico de la red y, por tanto, contribuir al desplazamiento de fuentes de generación eléctrica de origen fósil, mejorar la matriz energética y disminuir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

Cabe señalar que, si bien la GD contempla todas las fuentes de energías renovables, lo cierto es que, a nivel mundial, la solar fotovoltaica es la más utilizada, por su versatilidad, modularidad, su menor costo relativo, el bajo requerimiento de mantenimiento y su sencillez y rapidez de instalación. Por tanto, al referirnos a la GD, estamos considerando únicamente los proyectos de generación solar fotovoltaica[3].

En la Argentina se ha sancionado la Ley Nacional 27.424/17 que crea el Régimen de Generación Distribuida que permite que los usuarios de la red de distribución generen energía eléctrica de origen renovable para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red, recibiendo una remuneración por ello. Para que este marco regulatorio general sea efectivo, se invitaba a las provincias a adherirse a ley y a dictar las normas reglamentarias en su ámbito de competencia. Actualmente, existen 17 jurisdicciones adheridas a la ley nacional y con distribuidoras inscriptas en el régimen. La Provincia de Buenos Aires es una de las que ha adherido a la Ley Nacional y cuenta con la reglamentación correspondiente (ver sección 4 para más detalle). Existen otras provincias que cuentan con marco normativo propio para la promoción de GD (como Santa Fe y Salta); en tanto, en otras jurisdicciones aún no han adherido ni cuentan con un marco regulatorio propio[4].

La GD viene expandiéndose a un ritmo acelerado en la mayoría de los países del mundo. El desarrollo de la GD depende de diversos factores, entre los que se

---

[3] También es importante señalar que la implementación de la generación distribuida en otros países puede definirse con otras características y que no siempre la información estadística está desagregada de la misma manera. Por lo tanto, a los efectos de este trabajo, se considerarán como sinónimos la generación distribuida, la generación solar fotovoltaica en techos, la generación solar fotovoltaica para autoconsumo con inyección a la red, entre otros.

[4] Las provincias que todavía no han adherido a la ley son Formosa y San Luis. Otras provincias adhirieron, pero no han reglamentado ni tienen distribuidoras inscriptas, por lo cual no es viable la aplicación de la norma (tal es el caso de Santiago del Estero, Jujuy, Tucumán y Santa Cruz).

destacan los siguientes: i) las condiciones de radiación, ii) el nivel tarifario, iii) las características de la regulación, iv) los incentivos promocionales, y v) la disponibilidad de financiamiento. En general, se espera que exista una mayor relevancia de la GD cuando los niveles de radiación son más elevados, las tarifas de energía eléctrica más altas, exista un marco regulatorio completo (que vele por la seguridad de las instalaciones, pero a la vez sea lo más ágil posible) que contemple esquemas de promoción y, por último, haya líneas de financiamiento con condiciones favorables que puedan apalancar las inversiones.

En la Argentina existen, actualmente, 45 MW instalados en GD. A pesar del potencial del país para el desarrollo de estos proyectos, el nivel de avance es todavía poco relevante si se lo compara con otros países de la región. La Provincia de Buenos Aires ha venido mostrando un crecimiento de la GD aunque tiene la posibilidad de potenciar aún más esta expansión por sus buenas condiciones de radiación y por su densidad poblacional e industrial. Para aprovechar su potencial tal vez deberían realizarse algunos ajustes en la normativa para facilitar los procedimientos de habilitación de los proyectos.

Además, sería deseable contar con instrumentos de promoción para fomentar los proyectos de GD en la Provincia. Cabe señalar que los principales instrumentos creados por la Ley Nacional 27.424 para promover las inversiones en GD fueron derogados recientemente mediante el Decreto 70/2023[5], por lo cual todas las provincias adheridas a la norma dejaron de tener a disposición los beneficios promocionales establecidos por la jurisdicción nacional. En este aspecto, para el desarrollo del sector de GD tendría una gran relevancia que esto se revierta y en algún momento se recuperen dichas herramientas de promoción. En tanto, cada provincia puede implementar sus propias políticas para impulsar el desarrollo de la GD, como por ejemplo, el otorgamiento de exenciones impositivas o líneas de financiamiento con condiciones favorables para apalancar inversiones.

[5] Los instrumentos de promoción más relevantes que han perdido vigencia con este decreto son el Fondo para la Generación Distribuida (FODIS) y el Certificado de Crédito Fiscal (CCF), que se explican en la siguiente sección. La primera herramientas contribuía a la disponibilidad de líneas de financiamiento convenientes y, la segunda, a reducir el costo de las inversiones en proyectos de GD.

3. ESTADO DE SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

A continuación, se presenta un resumen de las principales tendencias internacionales de la Generación Distribuida en el mundo con el objetivo de tener un punto de comparación para el análisis de la situación en Argentina y, luego, poder trazar las proyecciones para la Provincia de Buenos Aires.

3.1. Panorama actual y perspectivas internacionales de la Generación Distribuida: el mundo y la región latinoamericana

3.1.1 Generación Distribuida en el mundo

A nivel global, el crecimiento de la potencia instalada de tecnologías renovables bate récords año tras año. Según un informe de la Agencia Internacional de Energía[6], en el período 2024-2030 la incorporación de potencia renovable crecerá un 165% comparada con el período 2017-2023, pasando de 2.080 GW a 5.510 GW[7].

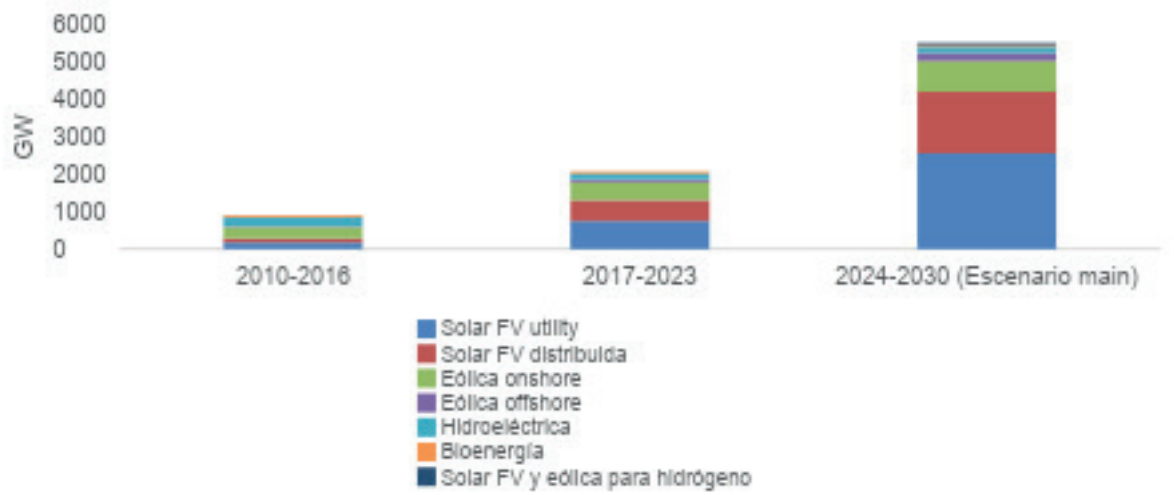
Las tecnologías incluidas en este análisis son Solar fotovoltaica (FV) *utility* (de gran escala), Solar FV distribuida, Eólica *onshore*, Eólica *offshore*, Hidroeléctrica, Bioenergía y Solar FV y eólica para hidrógeno. En la proyección del período 2024-2030, la Solar FV es la protagonista principal, ya que representa el 76% de la nueva potencia y, dentro de ese total, la Solar FV distribuida, explica el 30% del total de potencia renovable proyectada al 2030 a nivel global. Es decir que la Solar FV distribuida supera individualmente a la suma de la potencia del resto de tecnologías (Eólica *onshore*, Eólica *offshore*, Hidroeléctrica, Bioenergía y Solar FV y eólica para hidrógeno representan el 24% restante).

---

[6] IEA. Renewables 2024. Analysis and forecast to 2030. Disponible en: https://iea.blob.core.windows.net/assets/45704c88-a7b0-4001-b319-c5fc45298e07/Renewables2024.pdf

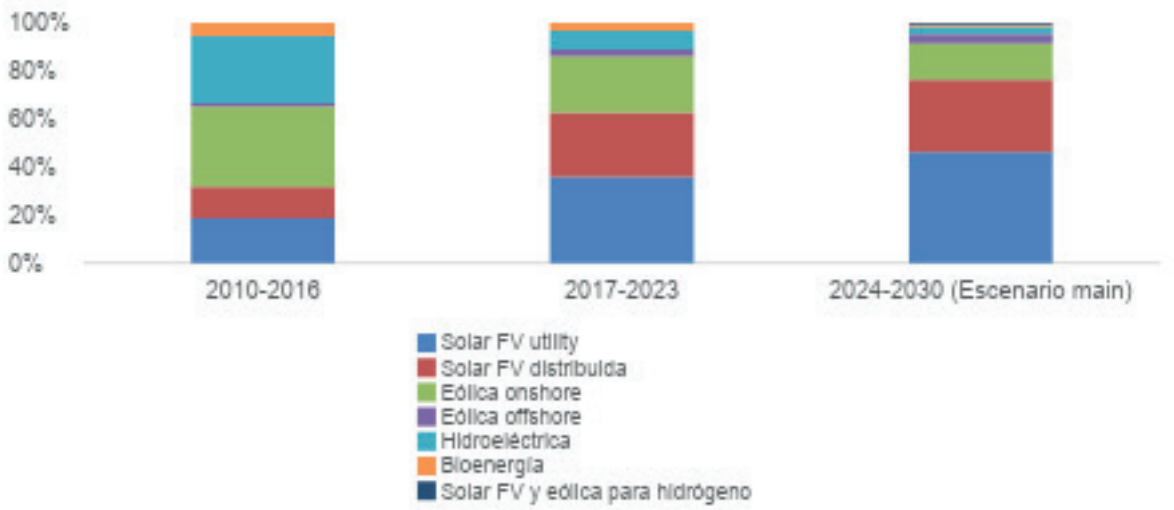
[7] En el informe de IEA sólo se presenta el escenario de prospectiva “Main”, que considera desafíos específicos de los países que obstaculizan una expansión más rápida de energías renovables.

Gráfico 4. Crecimiento de la potencia renovable a nivel global por segmento tecnológico en GW (2010-2030)



Fuente: Elaboración propia en base a IEA

Gráfico 5. Participación por tecnología renovable a nivel global en % (2010-2030)



Fuente: Elaboración propia en base a IEA.

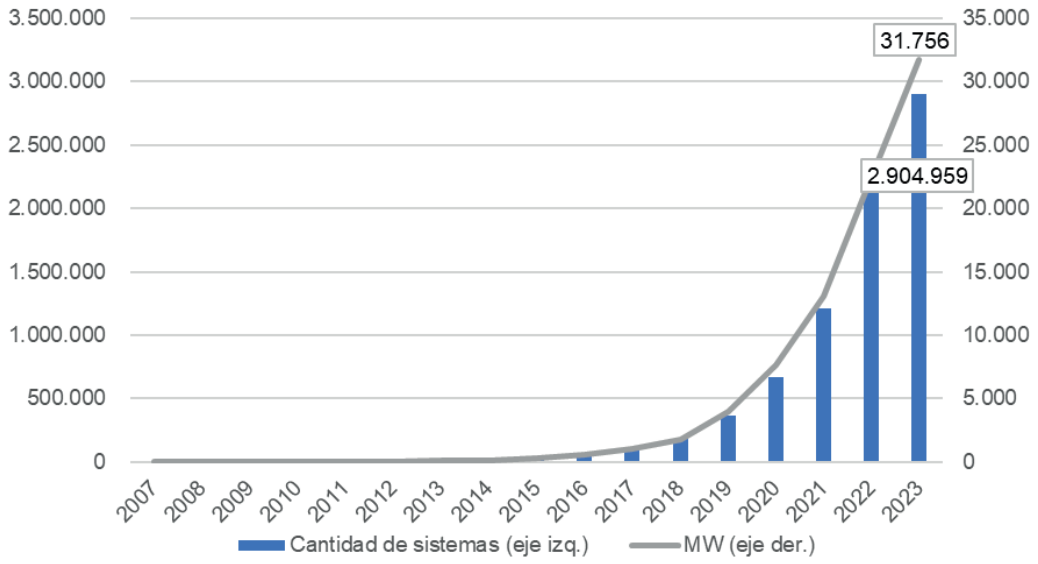
En síntesis, se pueden destacar dos tendencias principales en cuanto a la situación y perspectivas de las energías renovables a nivel mundial. La primera es que existe un predominio de la tecnología solar FV, que se espera que se intensifique en los próximos años. La segunda es que la solar FV distribuida ha cobrado relevancia y se proyecta que sea todavía más significativa como mecanismo de expansión de la potencia instalada de energías renovables.

3.1.2 Generación Distribuida en América Latina

Actualmente existen en América Latina y el Caribe casi 3 millones de sistemas de GD instalados, que suman una potencia de 31 GW (último dato disponible correspondiente a 2023). Solo en el último año, el crecimiento de la potencia instalada fue del 41%, que ocurrió por la incorporación de casi 800.000 sistemas nuevos de GD. Prácticamente la totalidad de las instalaciones de generación distribuida utilizan tecnología solar FV (Onterra, 2024).

Si observamos la evolución de la GD en los últimos años, se puede concluir que ha mostrado un crecimiento ininterrumpido. En el año 2017 es cuando se identifica un punto de quiebre y estos sistemas de generación de energía renovable comienzan a ser relevantes. Desde entonces y hasta 2023 (último dato disponible) la potencia instalada creció - en promedio - 78% anual, similar a la evolución de la cantidad de sistemas, que crecieron a un ritmo de 75% anual.

Gráfico 6. Evolución de la cantidad de sistemas de Generación Distribuida y potencia instalada (en MW) en América Latina y el Caribe (Período 2007-2023).



Fuente: elaboración propia en base a Onterra.

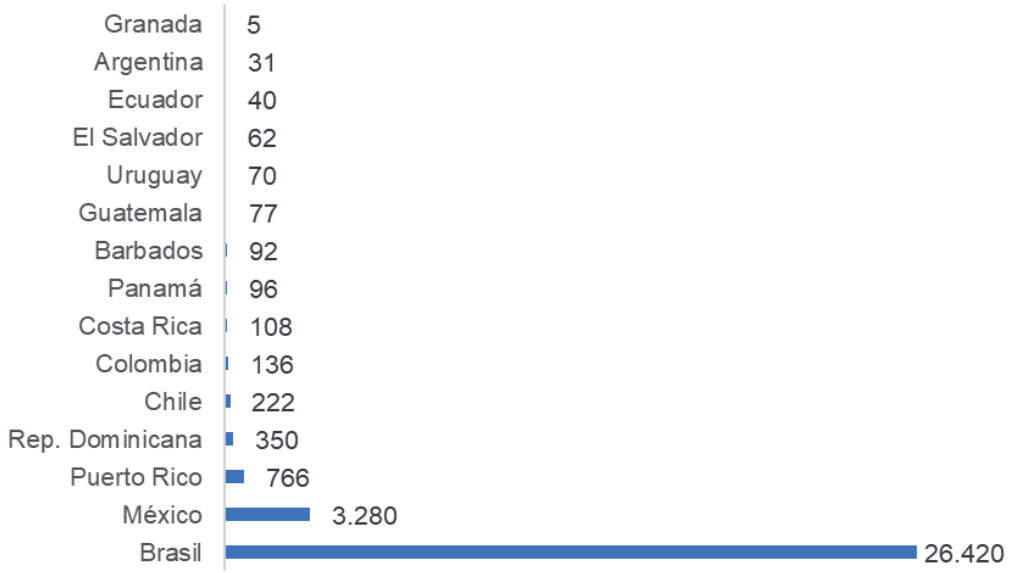
Brasil es el país que lidera el ranking de capacidad instalada en GD en la región. De acuerdo con el último dato disponible, existían 26 GW de potencia instalada en este país, lo que representa el 83% del total de la capacidad instalada en GD de la región. A lo largo de la próxima década, se prevé un incremento muy significativo de la generación distribuida en Brasil. Las proyecciones de Empresa de

Pesquisa Energética (EPE) en su Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) estima que para 2034 la capacidad instalada en GD a nivel nacional se sitúe en torno a los 60 GW de potencia, con más de 7 millones de usuarios-generadores (EPE,2024).

En segundo lugar, también se destaca México entre los países de la región con mayor penetración de sistemas de GD, que registra 3 GW en términos de potencia instalada. Juntos, ambos países, concentran prácticamente la totalidad de la potencia instalada en la región.

Entre los países considerados, Argentina se encuentra 14° en el ranking de potencia instalada en GD (datos de 2023). Solamente para mostrar un orden de magnitud, Uruguay tiene más del doble que Argentina en términos de potencia instalada; Chile, 7 veces más; y Brasil, 852 veces más.

Gráfico 7. Capacidad instalada acumulada a 2023 (MW). Países seleccionados.



Fuente: elaboración propia en base a Onterra.

En síntesis, la evolución de la GD en la región se encuentra en línea con la tendencia de expansión a nivel mundial. Un elemento a resaltar es que en todos los países se observa un crecimiento sostenido, aunque existen diferencias en el alcance que se ha logrado hasta el momento. En este sentido, pueden destacarse diversos factores que inciden en la evolución de la GD. En primer lugar, la madurez del mercado, empezando por la antigüedad de la implementación regulatoria para la

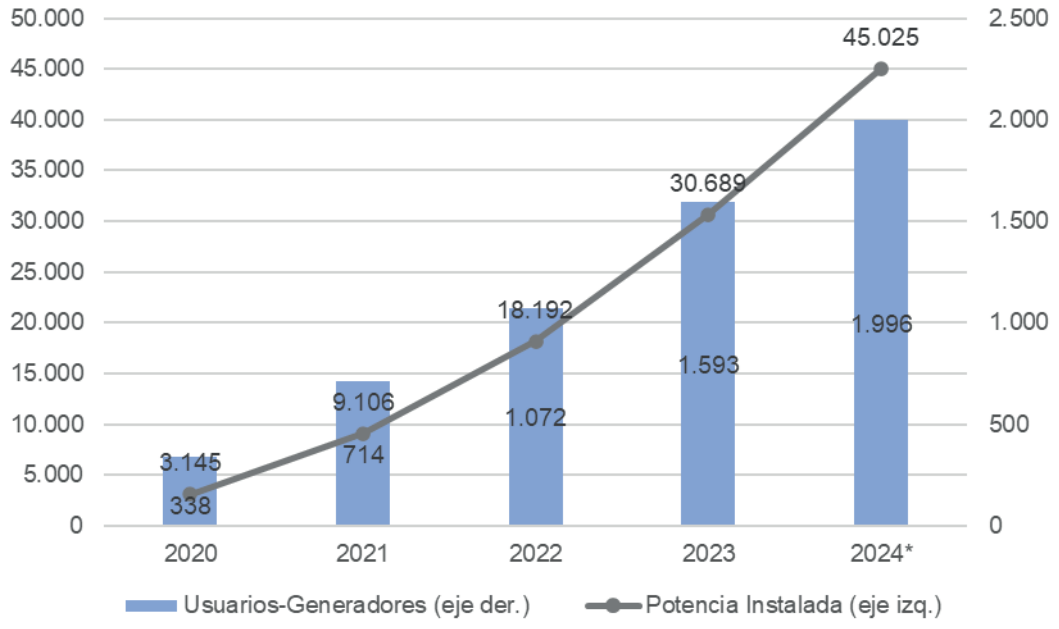
GD; en segundo lugar, el tamaño del mercado; en tercero, el nivel tarifario; y, por último, los mecanismos de compensación y los incentivos otorgados para la promoción de la GD (UNEP, 2022).

3.2 Panorama actual de la Generación Distribuida en la Argentina

Argentina cuenta, actualmente, con 1.996 instalaciones de GD que suman una potencia de 45 MW (Reporte de Avance de Generación Distribuida del mes de agosto de 2024, Secretaría de Energía).

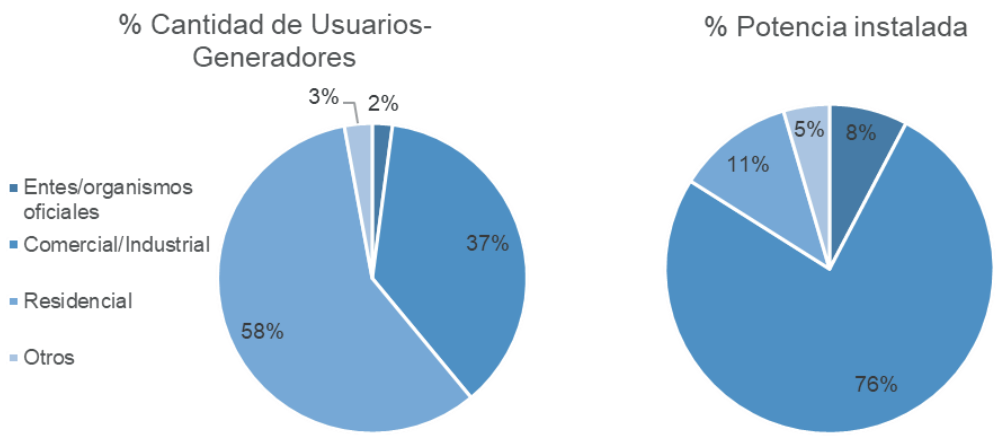
En la comparación internacional Argentina se encuentra todavía muy rezagada en relación con otros países del mundo y también de la región. Algunas de las razones que pueden esgrimirse al respecto tienen que ver con la escasa trayectoria en la disponibilidad de un marco normativo para el desarrollo de la GD, la falta de financiamiento para los proyectos, la existencia de tarifas de la energía eléctrica subsidiadas por muchos años y el contexto macroeconómico poco estable, entre otros. No obstante, a pesar de que todavía la potencia instalada en Argentina es menor que en otros países del mundo, la GD en el país se ha expandido a un ritmo acelerado en los últimos años. Solamente en los primeros 8 meses del año, el crecimiento fue de casi el 50% en la potencia instalada con respecto al año anterior; en 2023, el incremento fue del 68%; y, en 2022, de aproximadamente el 100%.

Gráfico 8. Potencia instalada (en kW) y cantidad de usuarios de GD en Argentina (Período 2020-2024).



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación. *Datos a agosto de 2024.

Gráfico 9. Distribución por segmento de la potencia instalada y de la cantidad de UG de GD a nivel país.



Fuente: elaboración propia en base al Reporte de Avance de Generación Distribuida del mes de agosto de 2024 de Secretaría de Energía de la Nación.

Del total de la potencia instalada en el país, el 76% corresponde a establecimientos industriales/comerciales; solo el 11% es residencial, mientras que el restante 13% refiere a otros segmentos (sector público y otros). En cambio, la distribución por cantidad de UG registrados es opuesta: predominan los usuarios residenciales (58%), seguidos de los comerciales/industriales (37%) y otros (5%). La razón de ello es que el tamaño (potencia) medio de la instalación residencial es mucho menor que el de las industriales/comerciales.

En el país se registraban 1.397 MW[8] de energía solar fotovoltaica a fin de 2023. En este total de la potencia instalada, la GD participa con 31 MW, es decir que su relevancia representa el 2%. Este valor deja entrever el largo camino que todavía queda camino por recorrer en la Argentina. A modo de ejemplos se pueden mencionar los casos de otros países de la región, donde la participación de la GD

[8] El total de potencia instalada solar fotovoltaica es la suma de la potencia utility registrada por CAMMESA (Informe Anual 2023, CAMMESA) y potencia GD contabilizada en el Régimen Nacional (Reporte de Avance de Generación Distribuida del mes de agosto de 2024 de Secretaría de Energía de la Nación). No obstante, hay proyectos de GD que no se encuentran incluidos porque en la provincia donde se ubican cuentan con un régimen propio (por ejemplo, Santa Fe) o bien porque los sistemas no fueron declarados.

sobre el total de capacidad instalada fotovoltaica es significativamente mayor, como Costa Rica (81%), Brasil (66%), México (20%) y Uruguay (15%)[9].

3.3 Proyectos implementados en Buenos Aires: comparación con otras provincias

De acuerdo a los datos del Reporte de Avance de Generación Distribuida del mes de agosto de 2024 de la Secretaría de Energía de la Nación, la provincia donde se registra una mayor cantidad de instalaciones y concentra una mayor potencia instalada es Córdoba. Allí existen 881 UG (otros 131 se encuentran en trámite), y suman 17,1 MW (que superarán los 21 MW cuando se aprueben los proyectos en trámite). En orden de importancia, le sigue Buenos Aires, con una potencia de 10 MW (que superará los 14 MW cuando se aprueben los trámites en curso). Luego, en términos de potencia instalada, se ubican San Juan, CABA y Misiones, con 4, 3 y 2 MW instalados, respectivamente; Mendoza, Corrientes y Entre Ríos, poco más de 1 MW cada una, y el resto de las provincias que registran proyectos en el Régimen Nacional tienen, hasta agosto 2024, menos de 1 MW instalados en potencia de GD.

[9] Más información en el reporte Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (2022). Reporte Regional “El Estado de la Generación Distribuida Solar Fotovoltaica en América Latina y El Caribe”.

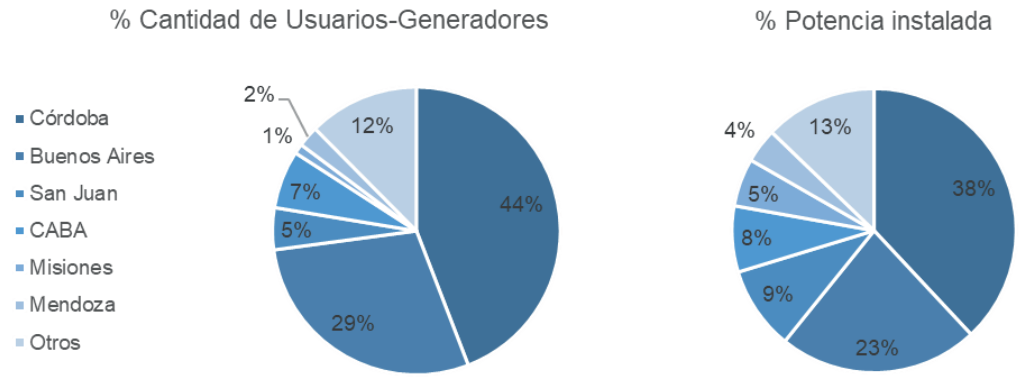
Tabla 1. Usuarios-Generadores y potencia instalada de GD por provincia. Agosto 2024.

	Usuarios-Generadores (Cant.)	Pot. Usuarios-Generadores (kW)	Trámites en curso (Cant.)	Pot. Trámites en curso (kW)
Córdoba	881	17.125	131	4.449
Buenos Aires	574	10.254	275	3.948
San Juan	94	4.270	42	2.239
CABA	130	3.384	45	534
Misiones	22	2.461	13	1.296
Mendoza	47	1.766	7	204
Corrientes	20	1.684	6	826
Entre Ríos	45	1.207	67	1.499
La Pampa	55	736	16	494
La Rioja	15	494	8	390
Río Negro	30	483	17	363
Chaco	34	474	17	314
Neuquén	19	272	14	240
Catamarca	13	211	5	907
Chubut	17	204	1	2
TOTAL	**1.996**	**45.025**	**664**	**17.705**

Fuente: elaboración propia en base al Reporte de Avance de Generación Distribuida del mes de agosto de 2024 de Secretaría de Energía de la Nación

De esta manera, Córdoba concentra el 38% de la potencia instalada total de GD; Buenos Aires, el 23%; San Juan, el 9%; CABA, el 8%; Misiones, el 5%. Entre estas 5 jurisdicciones, suman el 83% del total de potencia instalada en el país. En cuanto a la distribución de la cantidad de UG, se observa que Córdoba registra el 44%; Buenos Aires, el 29%; CABA, el 7%; San Juan, el 5%; y Mendoza, el 2%. Conjuntamente, las 5 jurisdicciones concentran el 87% de la cantidad de instalaciones del país.

Gráfico 10. Distribución de la potencia instalada y de la cantidad de UG de GD por provincia.



Fuente: elaboración propia en base al Reporte de Avance de Generación Distribuida del mes de agosto de 2024 de Secretaría de Energía de la Nación

La provincia de Buenos Aires fue la primera jurisdicción en el país en impulsar la generación distribuida[10]. El primer antecedente data del año 2009, cuando mediante la Resolución Nº 827 del Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos se creó el Programa Provincial de Incentivos a la Generación Distribuida (PROINGED). Se trata de un programa de gestión público/privada dedicado al incentivo de la generación distribuida renovable en todo el territorio de la Provincia de Buenos Aires, aunque no contempla la figura del usuario-generador. La gestión del programa se encuentra a cargo de una Unidad de Coordinación Operativa (UCOP), integrada por representantes del Ministerio de Infraestructura de la Provincia de Buenos Aires y el Foro Regional Eléctrico de la provincia de Buenos Aires -FREBA-.

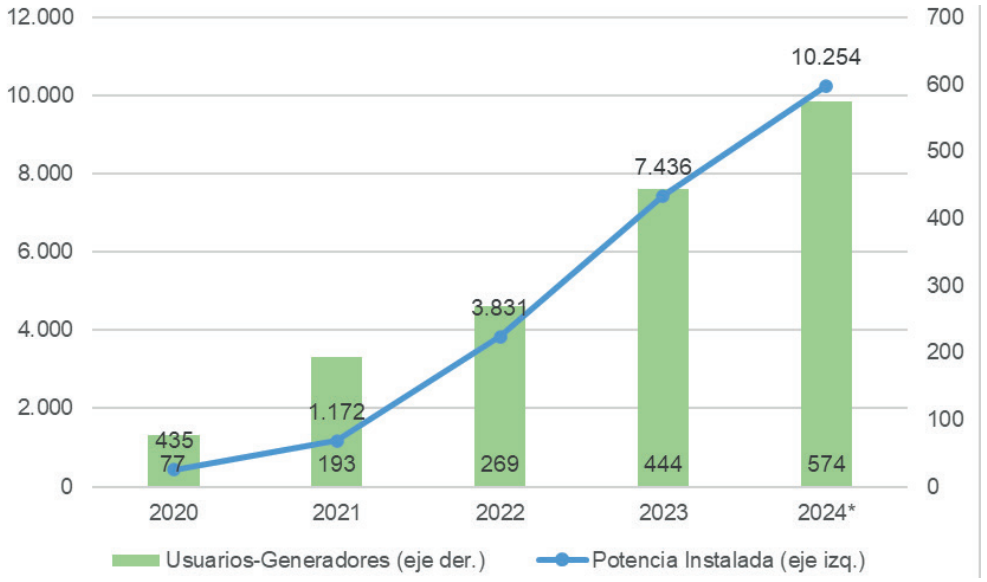
En el marco de dicho programa, se instalaron veintisiete parques fotovoltaicos que se encuentran actualmente operativos, todos ellos ubicados en pequeñas localidades de la Provincia, específicamente en regiones que, por encontrarse en puntas de línea, sufren inconvenientes en relación a la calidad del suministro eléctrico. En total cuentan con una potencia instalada de 8,7 MW en parques que van de 100 a 500 kWp: PS Samborombón (Brandsen), PS Arribeños (General Arenales), PS Inés Indart (Salto), PS Espigas y PS Recalde (Olavarría), PS Ceamse, PS Procrar (San Nicolás), PS El Triunfo (Lincoln), Villa Maza (Adolfo Alsina), Villa Iris (Puan), F.Ameghino (Ameghino), O´Higgins (Chacabuco), Bayauca

[10] Cabe señalar que los parques de PROINGED son proyectos de GD por ser de mediana envergadura y por tener como objetivo abastecer el consumo de poblados cercanos a la generación. Sin embargo, no se consideran dentro de la potencia de GD descripta en la sección 3.3.ya que no son proyectos que se enmarquen en la definición del Régimen establecido por la Ley 27.424

(Lincoln), Facundo Quiroga (9 de Julio), El Dorado (L Alem), Iriarte (Gral. Pinto), Desvío Aguirre (Tandil), Martínez de Hoz (Lincoln), Huanguelén (Coronel Suárez), Oriente (Cnel Dorrego), Agustina (Junín), Villa Sauze (Gral Villegas), PIN (San Nicolás), Cañada Seca (Gral. Villega), Cazón (Saladillo), Pirovano (Bolivar), Mechongué (Gral. Alvarado).

La Provincia de Buenos Aires registra, al mes de agosto de 2024, 574 instalaciones de GD inscriptas en el Régimen Nacional, que suman 10.254 kW. En cuanto se aprueben los trámites en curso, la potencia total estará cercana a los 15.000 kW. En el último tiempo la expansión de la GD ha sido muy significativa. Entre enero y agosto de 2024, la potencia instalada creció casi 40%. Tanto en 2023 como en 2022 la expansión fue mayor que el total nacional: 94% y 223%, respectivamente. En buena medida, la razón de este fuerte crecimiento tiene que ver con la adhesión de la Provincia a la Ley 27.424 y su reglamentación. No obstante, tal como fue mencionado anteriormente, la eliminación de los principales beneficios promocionales de la normativa podría afectar negativamente al ritmo de expansión de los proyectos.

Gráfico 11. Potencia instalada (kW) y cantidad de UG de GD en la Provincia de Buenos Aires (período 2020-2024).



Fuente: elaboración propia en base al Reporte de Avance de Generación Distribuida del mes de agosto de 2024 de Secretaría de Energía de la Nación.

La implementación de nuevas políticas a nivel provincial podría cambiar el rumbo de esta tendencia y lograr una mayor expansión de los proyectos de GD en línea con lo que sucede en otros países del mundo y de la región.

4. MARCO NORMATIVO PARA LA PROMOCIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En el territorio de la Provincia de Buenos Aires conviven dos regímenes de GD. En las zonas abastecidas por las distribuidoras Edenor y Edesur, se aplica la Ley Nacional 27.424 y sus normas complementarias (reglamentación). Mientras que en el resto de la provincia el régimen corresponde a la Adhesión de la Provincia de Buenos Aires (Ley Provincial N.º 15.325 y su reglamentación a través del Decreto N° 2371/2022). Ambos marcos normativos se describen a continuación. Su comprensión resulta clave para identificar las oportunidades de mejora que permitan acelerar la expansión de los proyectos de Generación Distribuida.

4.1 Revisión de la Ley Nacional 27.424 y sus normas complementarias

A través de Ley Nacional N° 27.424, y su reglamentación[11], se fijan las políticas y se establecen las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo con eventual inyección de excedentes a la red.

La normativa establece la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución.

Como aspecto fundamental del funcionamiento de la GD, se establece el balance neto de facturación *(net-billing)* a través del cual se compensa en la facturación los costos de la energía eléctrica demandada con el valor de la energía eléctrica inyectada. Como Tarifa de Inyección se reconoce el precio de compra de la energía eléctrica, incluida la tarifa de transporte, en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) por parte del Distribuidor.

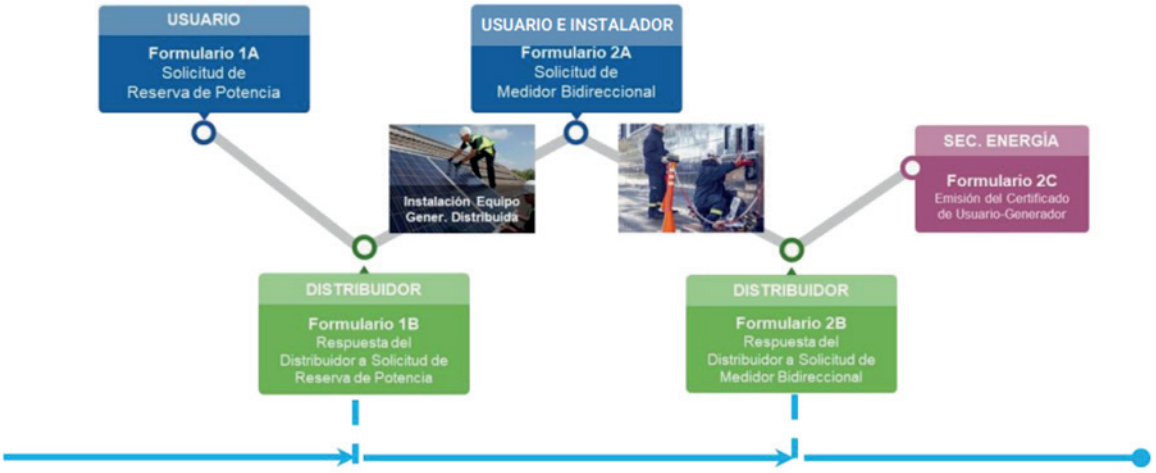
El sistema de medición consiste en un único instrumento (medidor bidireccional) conectado a un único Punto de Suministro que debe permitir el registro, de forma independiente, de la energía demandada de la red y de la energía excedente inyectada a la red.

Los usuarios que instalan un sistema de GD se convierten en UG. El procedimiento para registrarse, dar de alta una instalación y acceder a los beneficios que establece el marco regulatorio se realiza a través de la Plataforma Trámites a

[11] La Ley 27.424 fue sancionada en 2017 y la reglamentación se publicó al año siguiente.

Distancia utilizando la clave de AFIP.[12] El primer paso consiste en solicitar la reserva de potencia; luego, la distribuidora responde a dicha solicitud. En caso de que la respuesta sea afirmativa, el instalador calificado responsable del proyecto puede llevar adelante la instalación y completar la información requerida para el siguiente y último paso: la solicitud del medidor bidireccional.

Gráfico 12. Procedimiento para dar de alta un usuario-generador



Fuente. Secretaría de Energía. Instructivo para el usuario-generador.

Cabe señalar que los usuarios podrán instalar un sistema de GD cuya potencia de acople no supere la potencia contratada y, originalmente, hasta un máximo de 2 MW. Este aspecto, no obstante, fue modificado recientemente a través de la resolución 235/2024, que elevó el límite hasta 12 MW.

La Ley 27.424 también establece el Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública en la Nación Argentina. Al respecto, el mismo incluyó dos aspectos fundamentales: i) la creación del Fondo Fiduciario para la Generación Distribuida (FODIS), cuyo objetivo principal era la promoción de proyectos de GD a través del otorgamiento de préstamos, garantías, subsidio de tasas de interés, y ii) la posibilidad de que la autoridad de aplicación defina beneficios promocionales para fomentar los proyectos de GD.

El beneficio fiscal más relevante creado por el Régimen Nacional fue el Certificado de Crédito Fiscal (CCF). El CCF se extendía por un valor determinado en

[12] Disponible en: https://tramitesadistancia.gob.ar/tramitesadistancia/detalle-tipo?id=2481

AR$/kWp del proyecto (con un valor máximo) el cual se actualizaba anualmente a través de una resolución de la Secretaría de Energía. Dicho certificado podía utilizarse para el pago de impuestos nacionales. En la práctica, este beneficio actuaba como una reducción en aproximadamente el 20 o 30% en el costo de inversión de los proyectos, acortando los plazos de repago en alrededor de 2 años[13].

Sin embargo, a través del Decreto 70/2023, "BASES PARA LA RECONSTRUCCIÓN DE LA ECONOMÍA ARGENTINA", se derogaron los artículos 16 a 37 de la Ley Nacional 27.424, por lo cual tanto el FODIS como el CCF, los instrumentos más relevantes de promoción de proyectos de GD, quedaron sin efecto.

Por último, es importante mencionar que esta norma tiene una modalidad de una ley de adhesión. Las provincias pueden decidir hacerlo (de manera completa o no) a fin de que los usuarios de su jurisdicción puedan acceder a los beneficios promocionales.

Tabla 2. Marco regulatorio de la GD a nivel nacional

Normativa	Descripción
Ley Nacional Nº 27.424	Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública.
Decreto Reglamentario 986/2018	Reglamenta la ley y define como Autoridad de Aplicación a la Secretaría de Gobierno de Energía. Establece el objetivo de alcanzar los 1.000 MW de potencia de GD a los 12 años contados a partir de la reglamentación (año 2030).
Resolución 314/2018	Aprueba normas complementarias sobre el UG, la conexión del UG (incluyendo contrato de generación eléctrica bajo modalidad distribuida, medidor bidireccional e instaladores calificados), el esquema de facturación y créditos y los beneficios promocionales.
Disposición 28/2019, actualizada por Disposición 97/2018	Aprueba normas complementarias sobre el procedimiento administrativo para la conexión del UG, las protecciones eléctricas para equipos de GD, los requerimientos técnicos para tecnología solar fotovoltaica y el registro nacional de UG de energías renovables.

[13] A modo ilustrativo, en abril de 2023 a través de la resolución Disposición 34/2023, la Subsecretaría de Energía Eléctrica de la Nación estableció el valor del Certificado de Crédito Fiscal en $120 por cada watt con un máximo de $ 8,5 millones por proyecto. Considerando el tipo de cambio vigente en ese momento, en una instalación de 70 kW, el CCF representaba el 30% del valor de inversión. Posteriormente, con la devaluación del tipo de cambio, el CCF no fue actualizado y, por tanto, el impacto en la reducción de la inversión fue cada vez menor.

Normativa	Descripción
Disposición 48/2019	Instrumenta la emisión de los CCF establecidos en el artículo 28 de la Ley 27.424 bajo la modalidad de bono electrónico.
Disposición 62/2019	Designa al Banco de Inversión y Comercio Exterior Sociedad Anónima (BICE) como fiduciario del Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida (FODIS). Aprueba el modelo de contrato de fideicomiso.
Resolución General 4511/2019	Define características de la implementación del CCF.
Disposición 83/2019, y sucesivas actualizaciones	Establece el monto del CCF.
Resolución 608/2023	Incorporación de las figuras UG comunitario y UG comunitario virtual.
Decreto PEN N°471/2023	Sustituye el artículo 25 del Anexo I del Decreto N°986/2018 y establece que los beneficios promocionales están disponibles para todos los UG de las jurisdicciones que adhieran íntegra o parcialmente al régimen de la Ley Nacional.
Decreto de Necesidad y Urgencia PEN 70/2023	Deroga los artículos 16 a 37 de la Ley Nacional 27.424, por lo cual, tanto el FODIS como el CCF dejan de estar vigentes.
Resolución 235/2024	Extiende la potencia máxima de acople a 12 MW.

Fuente: Elaboración propia

4.2 Adhesión de la Provincia de Buenos Aires (Ley Provincial N.º 15.325 y su reglamentación a través del Decreto N° 2371/2022).

La Ley N° 15.325 de la Provincia de Buenos Aires declara de interés provincial la GD de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables para autoconsumo y la eventual inyección del excedente a la red eléctrica de distribución provincial. Asimismo adhiere a los beneficios promocionales, impositivos, fiscales y de financiamiento establecidos en la Ley Nacional N° 27.424 y su modificatoria. Se trata de una adhesión provincial parcial

que define el régimen de GD en las zonas de la provincia que no están abastecidas por Edenor y Edesur.

La principal diferencia con el régimen nacional consiste en que deben instalarse dos medidores. La reglamentación en la Provincia de Buenos Aires establece que, a diferencia de lo que ocurre en otras provincias que han definido su marco regulatorio, en aquellas regiones en que la distribución se encuentra bajo jurisdicción provincial se requerirá un medidor bidireccional para medir la energía eléctrica intercambiada (energía eléctrica abastecida por la red de distribución y la energía eléctrica inyectada a la misma);y un medidor unidireccional para medir la totalidad de la energía consumida por el usuario. De esta manera, la categoría tarifaria (que establece los cargos fijos y variables, los cuales aumentan a mayor consumo) de cada usuario se define de acuerdo al consumo total de cada período, independientemente de si se trata de energía generada por su propia instalación o provista a través de la red de distribución. Por un lado, esta reglamentación busca evitar el desfinanciamiento del sistema de distribución. Una mayor penetración de la GD reduciría la demanda de energía eléctrica proveniente de la red, aunque la misma continuará siendo necesaria para abastecer a los UG cuando la generación propia no es suficiente. Pero, por el otro, genera desincentivos para la adopción de la GD porque aumenta los costos de instalación al requerirse una mayor cantidad de equipos, y porque mantiene el encuadre tarifario de los usuarios (es decir, no hay una reducción de los cargos fijos y variables), lo que resulta en un menor beneficio económico para los potenciales UG.

Adicionalmente, la normativa provincial establece un procedimiento diferente al nacional para dar de alta una instalación de GD. En las zonas bajo la normativa provincial, son las distribuidoras quienes inscriben a los potenciales UG en el Registro de Usuarios-Generadores de Energía Renovable de la Provincia de Buenos Aires (RUGER). Por otro lado, dichos UG también deberán realizar el trámite a través de la plataforma nacional para acceder a los beneficios de la ley nacional.

Tabla 3. Marco regulatorio de la GD en la Provincia de Buenos Aires

Normativa	Descripción
Ley Provincial Nº 15.325	Declara de interés provincial el Régimen de Generación Distribuida Domiciliaria. Adhiere a los beneficios promocionales, impositivos, fiscales y de financiamiento establecidos en la Ley Nacional N° 27.424. Establece exenciones impositivas provinciales.
Decreto Reglamentario Nº 2371/2022	Establece que el Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos es la Autoridad de Aplicación. Define al UG. Crea el RUGER.
Resolución MIYSP Nº 463/2023	Establece las condiciones técnicas, jurídicas, económicas, contractuales, tarifarias para implementar la GD Domiciliaria y el funcionamiento del RUGER.
Resolución MIYSP Nº 734/2023	Modifica el mecanismo de determinación de la tarifa de inyección y aprueba el primer cuadro tarifario de inyección.

Fuente: Elaboración propia en base a presentaciones de la Subsecretaría de Energía de la Provincia de Buenos Aires.

4.3 Generación Comunitaria: últimas novedades

Mediante la Resolución 608/2023, la Secretaría de Energía de la Nación definió e incorporó dos nuevos tipos de usuarios-generadores: UG Comunitario y UG Comunitario Virtual.

Se trata de un esquema de generación distribuida que ya se utilizaba en algunas jurisdicciones provinciales, como Córdoba, Santa Fe, Mendoza y Río Negro. Incluso en la Provincia de Buenos Aires existen experiencias de generación comunitaria, aunque restringidas a las redes de media tensión de las cooperativas regionales debido a que por la falta de un esquema regulatorio para este tipo de proyectos los usuarios generadores comunitarios no podían conectarse al sistema de transporte troncal. Un ejemplo de ello es el proyecto de generación comunitaria desarrollado por la cooperativa Usina Tandil, que presta el servicio de distribución en dicha localidad. En ese proyecto, usuarios que estén bajo la red de USINA de Tandil pueden adquirir módulos o cuotapartes del proyecto, hasta el equivalente del total de energía consumida por ese usuario. Luego, esa energía se inyecta a la red local y el usuario ve compensado su consumo particular con el aporte de su participación en el parque solar, pudiendo inyectar eventuales excedentes.

El esquema de generación distribuida en general, y particularmente el caso de la generación comunitaria puede resultar más atractiva para los usuarios industriales, que afrontan precios de la energía más altos que los residenciales, quienes en gran medida cuentan con un subsidio significativo en sus facturas. En este aspecto, la reglamentación de la figura del usuario generador comunitario en la provincia podría impulsar la implementación de este tipo de proyectos en parques industriales.

La categoría de UG Comunitario refiere a un grupo de dos o más usuarios, con puntos de suministro diferentes, cuyas demandas sean abastecidas por el mismo Distribuidor y que decidan administrar en conjunto un sistema de GD. Dicho sistema podrá estar vinculado o no a alguno de los puntos de suministro de estos usuarios.

La categoría de UG Comunitario Virtual refiere a un grupo de dos o más usuarios con las mismas características que los UG Comunitarios, pero cuya demanda e inyección total esté monitoreada en tiempo real por medidores cuyas características tecnológicas lo permitan. Esto posibilita hacer un balance entre las energías demandadas e inyectadas del sistema comunitario, distinguir la inyección del autoconsumo total del conjunto de usuarios y valorizar la energía autoconsumida, demandada e inyectada de manera independiente.

En ambas categorías, a fin de distribuir los ingresos que resulten del sistema de GD, al momento de darlo de alta los usuarios deben acordar y declarar el porcentaje de participación de cada uno[14].

4.4 Avances, modificaciones y desafíos normativos

El principal avance registrado para la promoción de la Generación Distribuida en el ámbito local es la adhesión de la Provincia de Buenos Aires a la Ley 27.424. Tras la sanción de la Ley 15.325 y, especialmente, luego de su reglamentación mediante el Decreto N° 2.371/2022, es esperable que distintos tipos de usuarios puedan interesarse en sumarse a un esquema de GD. En especial, dentro del segmento industrial, los usuarios de mayor potencia contratada que compran la energía a las distribuidoras y que actualmente abonan tarifa plena pueden encontrar una mayor ventaja en instalar equipos de GD para reemplazar consumo de la red. Particularmente, una vez incorporada al marco provincial, la figura de UG comunitario podría ser un esquema de utilización de la GD en parques industriales. Para ello se requiere que desde la Provincia de Buenos Aires se defina una

[14] Cabe aclarar que si bien se encuentra la norma publicada, todavía no se encuentra disponible la opción de registro en el TAD que distinga a los UG comunitarios. Por lo tanto, estos deben registrarse como UG individuales.

normativa específica que permita que varios usuarios se asocien en un proyecto renovable bajo esa figura.

Sin embargo, se identifican al menos los siguientes dos desafíos de implementación. En primer lugar, sería deseable revisar la exigencia de la instalación de dos medidores, ya que se convierte en un desincentivo a la instalación y declaración de los sistemas, al menos para los usuarios no residenciales De esta manera, si se elimina la exigencia del doble medidor para usuarios industriales, se resuelve el problema del incremento en el valor de inversión para este segmento, que es el que en definitiva influye en mayor medida en el desarrollo de proyectos de GD. Cabe aclarar que el potencial desfinanciamiento vinculado al movimiento del encuadre tarifario aplica únicamente a los usuarios residenciales.

En segundo lugar, en la Provincia de Buenos Aires existen más de 200 distribuidoras y cooperativas de electricidad. Un universo enorme y heterogéneo que se traduce en grandes desafíos de construcción de capacidades gene implementación de la GD. Para lograr una mayor penetración de la GD en la provincia sería deseable que se logre simplificar trámites, sin desatender, por supuesto, los requisitos de seguridad.

Por último, si se pudieran reestablecer los mecanismos que estaban vigentes en la Ley de GD, especialmente el FODIS y el CCF, la GD tendrá más probabilidades de despegar en el país en general y en la Provincia en particular. La derogación de los principales beneficios de promoción a través del Decreto 70/2023, en el marco de la negación por parte del Gobierno Nacional de la existencia del Cambio Climático, ha incidido negativamente en el desarrollo de los proyectos de GD. No debe pasarse por alto que a nivel internacional la GD está creciendo ininterrumpidamente, no solo en los países pioneros en adoptar esta tecnología (como Alemania, Italia, Australia, etc.) sino también en países vecinos de la región. Entonces, es esperable que, si se aplican las políticas en línea con los requerimientos de financiamiento y promoción, y se reacomoda el marco normativo para propiciar las inversiones, la GD pueda acelerar su desarrollo en nuestro país.

4.5 Políticas públicas para la promoción de proyectos de Generación Distribuida en Buenos Aires

El marco normativo establecido tanto a nivel nacional como provincial incluyó inicialmente un conjunto de herramientas diseñadas para la promoción de proyectos de generación distribuida. Como se detalló en esta sección, la Ley N° 27.424 declaró de interés nacional la generación distribuida de energía eléctrica a partir de

fuentes renovables y creó el Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública. Además, en la reglamentación de la Ley a través del Decreto N°986/2018 se estableció como objetivo alcanzar para el año 2030 la instalación de un total de 1.000 MW de capacidad en equipos de generación distribuida en hogares, industrias y comercios.

Para alcanzar este objetivo, el Régimen de Fomento introdujo beneficios fiscales para la adquisición y fabricación nacional de instalaciones de generación distribuida. En este aspecto, se otorgó un CCF a favor de los usuarios, pudiendo ser utilizado para el pago de impuestos nacionales como el impuesto a las ganancias y el impuesto al valor agregado (IVA), entre otros, en el momento que lo desee, durante los 5 años posteriores a la obtención. Inicialmente, la normativa fijó en el año 2019 un monto de este beneficio equivalente a quince pesos por unidad de potencia expresada en vatios (15 $/W) hasta un máximo de un millón de pesos por instalación[15]. Posteriormente ese monto fue actualizado en cuatro ocasiones, estableciéndose en abril de 2023 un monto del Certificado de $120 por watt instalado, hasta un máximo de $8.500.000 por instalación. Ese monto estuvo vigente hasta que en diciembre de ese mismo año, cuando con la sanción del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 70/2023, "Bases para la reconstrucción de la economía argentina" el Poder Ejecutivo Nacional derogó los artículos de la Ley 27.424 que habilitaban a la Autoridad de Aplicación a otorgar beneficios promocionales para la instalación de equipos de generación distribuida, desactivando de esta manera el otorgamiento de nuevos beneficios.

Tabla 4. Montos beneficios promocional CCF Régimen Promocional GD

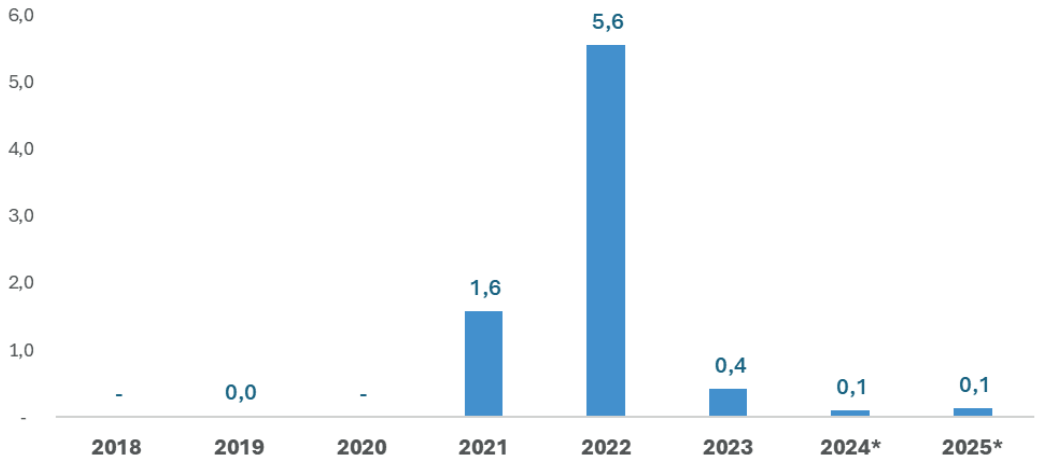
Normativa aplicable	Fecha	Montos del beneficio promocional CCF ($/watt)	Beneficio máximo (en pesos)	Montos del beneficio promocional CCF (USD/watt)	Beneficio máximo (en USD)
Disposición 83/2019	jul-19	15	1.000.000	0,4	23.505
Disposición 113/2019	sep-19	30	2.000.000	0,4	26.596
Disposición 40/2021	jul-21	45	3.000.000	0,5	31.173
Disposición 33/2022	jul-22	65	4.500.000	0,5	35.034
Disposición 34/2023	abr-23	120	8.500.000	0,6	39.251

Fuente: Elaboración propia en base a Infoleg

[15] Disposición 83/2019 de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética.

Este beneficio resultó de gran relevancia para los usuarios que accedieron al régimen, aunque no resultó en un costo excesivamente oneroso para las cuentas públicas. Como se observa, en conjunto los impuestos nacionales que dejaron de cobrarse como resultado del otorgamiento de CCF a usuarios -generadores no alcanzó los USD 10 millones desde la creación del Régimen. Como se observa, a partir de 2024 el gasto tributario proyectado prácticamente desaparece, contemplando que desde fines del año anterior se eliminó el esquema de beneficios vigente.

Gráfico 13. Gasto tributario del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida. Pago de impuestos nacionales con certificados de crédito fiscal (en millones de dólares)



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Hacienda de la Nación.

Nota: Los datos del período 2018-2023 corresponden a la estimación de los gastos tributarios efectuada por la Dirección Nacional de Investigaciones y Análisis Fiscal de la Secretaría de Hacienda de la Nación para cada año, mientras que los valores proyectados para los años 2024 y 2025 corresponden a las estimaciones presentadas en el Proyecto de Ley de Presupuesto 2025.

Además, como se mencionó en los apartados previos, el marco normativo nacional creó el FODIS que tiene por objeto el financiamiento de la implementación de sistemas de generación distribuida de origen renovable en la Argentina. A través de convenios con bancos públicos nacionales y provinciales, entre los que se encuentra el Banco de la Provincia de Buenos Aires, el FODIS subsidiaba 18 puntos de tasa sobre la línea de crédito que cada banco ponga a disposición para la compra de equipamiento de generación distribuida de energía renovable, orientado a sectores residenciales, industriales, PyMES y municipios. De esta manera, al

establecer una tasa subsidiada para el financiamiento de proyectos de GD, constituía un incentivo de relevancia para los potenciales usuarios-generadores.

No obstante, con la modificación de la Ley 27.424 mediante el Decreto 70/2023, se eliminó también el FODIS, dejando sin incentivos al régimen federal para nuevos proyectos.

En su marco normativo local, en tanto, la Provincia de Buenos Aires introdujo algunos beneficios diseñados para complementar el esquema nacional configurado por la Ley 27.424. Mediante la Ley Provincial N° 15.325 de 2022, la Provincia de Buenos Aires adhirió a los beneficios promocionales, impositivos, fiscales y de financiamiento establecidos en el marco nacional. A su vez, declaró de interés provincial la generación distribuida de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables, e introdujo como beneficios fiscales la exención por el término de 12 años del pago del Impuesto a los Ingresos Brutos y del Impuesto de Sellos por la inyección de los excedentes de energía renovables a la red de distribución.

Además, recientemente la Provincia de Buenos Aires a través de OCEBA y junto al Consejo Federal de Inversiones (CFI), realizó el lanzamiento el Programa Federal de Gestión Energética, que tiene como objetivo promover el desarrollo de proyectos de Generación Distribuida y acciones que fomenten el uso eficiente de la misma. Este programa se enfoca en la GD para usuarios principalmente industriales, buscando brindar asistencia a sectores productivos de la provincia de Buenos Aires interesados en mejorar la eficiencia en términos energéticos e instalar sistemas de generación distribuida. Además de tareas de difusión y capacitación, cuenta con una línea de financiamiento para pequeñas y medianas empresas.

Por otro lado, el Ministerio de Ambiente junto a la Subsecretaría de Energía, participa activamente del Programa de Gestión Federal de la Energía, una iniciativa articulada con la Secretaría de Energía de la Nación que busca fortalecer las capacidades provinciales y municipales en materia de planificación, gestión y uso eficiente de la energía. Este programa promueve el desarrollo de diagnósticos energéticos, la elaboración de planes estratégicos locales y la implementación de medidas de eficiencia, contribuyendo a optimizar el consumo y reducir el impacto ambiental del sector energético en todo el territorio bonaerense.

Estos beneficios introducidos en el marco provincial fueron diseñados para actuar de manera complementaria a los incentivos de la Ley 27.424, aunque resultan insuficientes para compensar la eliminación de los instrumentos de promoción originalmente creados en el ámbito nacional.

5. PERSPECTIVAS A FUTURO PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN BUENOS AIRES

5.1 Mapa solar: ¿existen condiciones favorables para la Generación Distribuida en Buenos Aires?

A continuación, se analizan las condiciones de radiación para el desarrollo de proyectos de GD en la Provincia de Buenos Aires, contextualizando su situación dentro del país.

La radiación solar varía según el punto geográfico y se caracteriza a través de los siguientes dos parámetros:

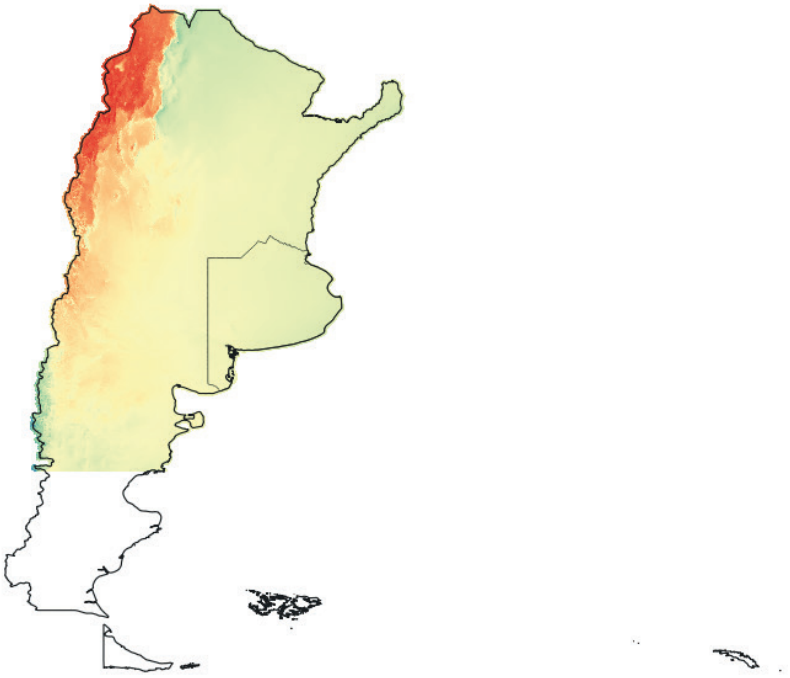
- Irradiancia (flujo de radiación): potencia por unidad de área, se mide en Watt por metro cuadrado (W/m²).

- Irradiación: energía por unidad de área, se mide en Watt-hora por metro cuadrado (Wh/m²).

Los dos parámetros se miden por unidad de área (m^2) ya que dependen de la superficie. También dependerán de la orientación y la inclinación de dicha superficie. En el hemisferio sur, la inclinación de la latitud y la orientación norte maximizan la captación anual de radiación (y por lo tanto la generación de energía) en sistemas fijos (sin seguidores solares).

En el siguiente mapa se puede ver cómo varía el potencial eléctrico fotovoltaico en el país.

Mapa 1. Potencial eléctrico fotovoltaico en Argentina (3,74 a 6,48 kWh/kWp-día)



Fuente: Global Solar Atlas (https://globalsolaratlas.info/).
Nota. La base de datos cubre hasta la latitud 45° S en América Latina, por eso no se muestra información en zonas están más allá de este límite.

La radiación de un lugar es un parámetro clave para conocer su potencial de generación fotovoltaica. Sin embargo, no es el único parámetro que define el despliegue de los proyectos de generación distribuida (tal como se mencionó más arriba). Para ilustrar este punto, en la siguiente tabla reúne información de la provincia de Buenos Aires y los estados de Berlín, Nueva York y San Pablo. Como se observa, las condiciones de radiación y superficie son menores en las últimas tres comparadas con la Provincia de Buenos Aires. Sin embargo, la capacidad instalada de GD (MW) es 21 veces mayor en Berlín, 465 veces Nueva York y 490 veces en San Pablo.

Tabla 5. Parámetros comparativos provincia de Buenos Aires con otros estados.

Parámetro	Provincia de Buenos Aires	Estado de Berlín	Estado de Nueva York	Estado de San Pablo	Fuente
Superficie (km^2)	306.854,94	888,71	134.821,08	248.432,69	Global Solar Atlas
Potencial eléctrico fotovoltaico (kWh/kWp-día)	4,22 a 4,56	2,58 a 2,67	3,4 a 4,39	3,18 a 4,64	Global Solar Atlas
Potencial eléctrico fotovoltaico anual (kWh/kWp-año)	1.540 a 1.664	942 a 975	1.241 a 1.602	1.161 a 1.694	Potencial eléctrico fotovoltaico diario * 365
Irradiación global en superficie horizontal (kWh/m^2-día)	4,49 a 4,92	2,88 a 2,93	3,27 a 4,39	3,77 a 5,52	Global Solar Atlas
Irradiación global en superficie con inclinación óptima (kWh/m^2-día)	5,15 a 5,62	3,39 a 3,48	4,03 a 4,86	3,96 a 5,91	Global Solar Atlas
Capacidad instalada fotovoltaica distribuida (MW)	10,25	229,49	4.774	5.023	1) Reporte de Avance de Generación Distribuida del mes de agosto de 2024 de Secretaría de Energía de la Nación. (https://www.argentina.gob.ar/reportes-de-avance-implementacion-de-la-ley-27424) 2) Enviromental Atlas, Berlin (https://www.berlin.de/umweltatlas/en/energy/solar-systems/continually-updated/map-description/) 3) The State(s) of Distributed Solar — 2023 Update (https://ilsr.org/articles/the-states-of-distributed-solar-2023/) 4) Portal ANEEL - https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9

Fuente: Elaboración propia en base a las fuentes citadas.

Por tanto, se puede concluir que la Provincia de Buenos Aires cuenta con condiciones suficientemente buenas de radiación para la instalación de proyectos de

GD. A pesar de ello, la difusión de la generación distribuida en el ámbito de la Provincia de Buenos Aires no ha tenido aún un despliegue acorde al peso de la jurisdicción en el sistema eléctrico. Mientras que en la provincia se consume el 50% del total de energía eléctrica del país, menos del 23% de la potencia instalada en equipos de generación distribuida se encuentra radicado en esta jurisdicción.

La expansión de este tipo de instalaciones puede haberse visto retrasada por la falta de un marco regulatorio específico para la actividad. La Provincia de Buenos Aires recién en 2022 adhirió al régimen nacional sancionado en 2017. Hasta entonces, no se habían establecido los criterios técnicos y normativos que regulan la actividad de generación distribuida en la provincia. En ese marco, existe en la provincia un segmento significativo de los usuarios para los cuáles el esquema de generación distribuida puede resultar atractivo.

5.2 Proyecciones: alcance de la Generación Distribuida en Buenos Aires al 2030

El objetivo de este apartado es la construcción de escenarios para el desarrollo de proyectos de GD en la Provincia de Buenos Aires y, a partir de ello, la estimación del impacto en la cantidad de energía que podría obtenerse de esta fuente, el volumen de inversión necesario para llevar adelante cada uno de los escenarios planteados, y el potencial impacto en la reducción de emisiones de GEI que la nueva energía renovable permitiría, al desplazar generación eléctrica de fuentes más contaminantes.

Antes de comenzar con la descripción del ejercicio realizado, cabe hacer algunas aclaraciones metodológicas previas.

En primer lugar, este tipo de proyecciones debería tener respaldo en un relevamiento de disponibilidad de espacios en suelo, techos y terrazas. Sin embargo, esta información no se encuentra disponible para la PBA, y su desarrollo se encuentra fuera de los alcances del presente trabajo. Por esta razón en el marco de este proyecto se llevará adelante una proyección teórica estimada a partir de diversos parámetros, con escenarios de mayor y menor alcance de expansión para la GD, pero que no tienen como factor las variables mencionadas previamente.

Por otro lado, si bien pueden considerarse diversos parámetros y criterios para la modelización, luego de analizar y estudiar las alternativas, se optó por la metodología que se expone en esta sección.

Antes de llegar a la metodología que se describe a continuación, se analizaron y desestimaron otras opciones:

- Fijar un porcentaje por encima y por debajo del objetivo de los 1.000 MW para 2030 para los escenarios optimista y pesimista, respectivamente. Se desestimó ya que se buscó respaldar con una justificación los senderos de los escenarios.

- Estimar un indicador de GD por habitante para observar el valor actual en Buenos Aires y suponer que en los próximos años se podría alcanzar un valor similar al de Córdoba, Río de Janeiro, Santiago de Chile u otra ciudad donde la GD haya tenido mayor despliegue. Esta opción se desestimó porque se consideró que no necesariamente puede encontrarse una correlación entre GD y tamaño poblacional.

- Correlacionar el potencial de crecimiento de la potencia instalada con la cantidad de establecimientos comerciales e industriales (ya que se entiende que es el sector con mayor potencial para una región como la Provincia de Buenos Aires). Si bien en este caso es más esperable la existencia de una correlación, la información requerida para realizar este tipo de estimaciones no se encuentra disponible. Adicionalmente, se consideró utilizar el Producto Bruto Geográfico de PBA, pero se desestimó por no considerarse un proxy adecuado.

A continuación, se presentan la metodología adoptada y los supuestos utilizados.

5.2.1 Metodología y supuestos

A fin de desarrollar proyecciones, pero a la vez contar con un análisis de sensibilidad que permita analizarlas, interpretarlas y comparar potenciales impactos, se decidió elaborar tres escenarios: “Escenario Base”, “Escenario Optimista” y “Escenario Pesimista”.

Estos escenarios se definen a partir de la potencia a instalar de GD a nivel nacional a 2030. Luego, en los tres escenarios la potencia de PBA se calcula asumiendo que su participación en el total nacional es la misma que en 2023 (24,23%).[16]

- El “Escenario Base” se construye a partir de alcanzar los 1.000 MW de GD en 2030, que es la meta nacional vigente que se estableció en el Decreto Reglamentario 986/2018.

[16] Consultar el detalle de las proyecciones realizadas en: https://docs.google.com/spreadsheets/d/1k9qFuWYR0bg_aCe-fgHsD1X0447Estcf/edit?usp=drive_link&ouid=114251157094000166283&rtpof=true&sd=true

- El “Escenario Optimista” considera que la potencia instalada a 2030 supera a la meta nacional. El valor de potencia instalada para el país a 2030 se proyecta suponiendo que el ratio “potencia GD/potencia fotovoltaica total” es del 35%. Si bien la elección de los límites superiores e inferiores en un análisis de sensibilidad como éste siempre tienen algo de arbitrario, este valor se considera adecuado por al menos dos motivos. Primero, el promedio de la región para este ratio es 50% (Onterra, 2024), por lo tanto, si bien es un escenario optimista, no deja de ser un valor conservador y hay margen para que sea mayor. Segundo, en Brasil, por ejemplo, este ratio alcanza el 72%[17] en la actualidad. Y a su vez, 35% es el porcentaje ya alcanzado en otros países, como Colombia en el año 2021[18].
- El “Escenario Pesimista” considera que la meta nacional no se alcanza. La potencia de GD para el país al 2030 se proyecta suponiendo que el ratio “potencia GD/potencia fotovoltaica total” es el mismo que tiene Argentina actualmente, es decir, el 2,62%.

A fin de poder realizar estas estimaciones, fue necesario calcular la potencia fotovoltaica conectada al MEM en 2030. Para esto, se consideró que el “Plan Nacional de Transición Energética a 2030” [19], publicado por la Secretaría de Energía de la Nación en el año 2023, estima una ampliación de 3.105 MW a 2030. A esto se le sumó que la potencia solar fotovoltaica conectada al MEM en 2023 era 1.366[20] y se obtuvo un total de 4.471 MW a 2030.

En la siguiente tabla se muestra la potencia de GD que se alcanzaría en cada escenario:

[17] Onterra. (2024).

[18] ONU Medio Ambiente (2022)

[19] Secretaría de Energía de la Nación. Plan Nacional de Transición Energética a 2030”. Disponible en: https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/289826/20230707

[20] CAMMESA. Base de datos del Informe anual 2023. Disponible en: https://cammesaweb.cammesa.com/

Tabla 6. Potencia nominal de GD en los tres escenarios proyectados (en MW)

ESCENARIO	NACIONAL		PBA
	Ratio Potencia GD / Potencia fotovoltaica total (%)	Potencia GD en 2030 (MW)	Potencia GD en 2030 (MW)
BASE	18,28%	1.000	**242**
OPTIMISTA	35,00%	2.407	**583**
PESIMISTA	2,62%	120	**29**

Fuente: elaboración propia.

A partir de definir los tres escenarios de potencia de GD a 2030, se estimaron sus impactos en generación de energía, distribución de instalaciones por tipo de usuario, inversiones, bienes y servicios nacionales, empleo y género y emisiones de gases de efecto invernadero. A continuación, se describe cómo se calculó cada uno.

- **Generación de energía**. A partir de la proyección de potencia a instalar, se calculó la energía que se generará anualmente a 2030 a partir de la GD para cada uno de los escenarios. Esta estimación depende de la irradiación, medida en horas solares pico o kWh y cuyo valor promedio diario para PBA se obtuvo de la Base de datos de la NASA[21], el porcentaje de pérdidas de los sistemas (se tomó 15%) y la potencia fotovoltaica a instalar. Estos datos permitirán conocer la cobertura de la demanda eléctrica con GD, considerando que la tasa de crecimiento anual de la demanda eléctrica será 1,5%[22] (si bien no necesariamente PBA tenga la tasa de crecimiento nacional, no se cuenta con un proxy mejor). La generación de energía también se utiliza para calcular la reducción de emisiones de GEI como se explicará más adelante.

- **Composición de las instalaciones por tipo de usuario**. Se determinó la proporción que tendría la potencia a instalar en GD entre: i) Residencial y otros (24%), y ii) Comercial/Industrial (76%). Para calcular estos porcentajes se trabajó con el Reporte de Avance de la Implementación de

[21] NASA. The POWER Project. https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/

[22] Secretaría de Energía de la Nación. Plan Nacional de Transición Energética a 2030". Disponible en: https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/289826/20230707

la Ley 27.424[23]. Para la categoría residencial y otros se sumó la potencia instalada para los usuarios residenciales, entes/organismos oficiales y otros. El segundo valor corresponde directamente a la categoría Comercial/Industrial. Estos porcentajes se suponen constantes a 2030. Si bien no necesariamente PBA tenga la misma distribución que en el agregado del país, no se cuenta con un proxy mejor.

- **Inversiones**. Con el objetivo de dimensionar la inversión total que podrían motorizar las metas de GD para PBA, se estimó el valor actual del CAPEX[24] para los proyectos comerciales/industriales y residenciales (en base a información de mercado) y se realizó una proyección de los valores (en USD/kWp) a 2030.

- **Bienes y servicios nacionales**. Con el objetivo de estimar el potencial de aportes de la producción nacional en el desarrollo de proyectos de GD, se construyó la estructura de costos, identificando la participación de los componentes producidos localmente (o que podrían producirse porque ya existe capacidad para hacerlo). Dicha información se elaboró a partir de información de mercado, en base a proyectos reales de GD.

- **Empleo y género**. Para describir el impacto del desarrollo de proyectos de GD en PBA en el empleo, se estimó la cantidad de empleo que podría generarse por potencia a instalar (a partir de información secundaria). En igual sentido, se ha trabajado sobre la participación de mujeres en el sector.

- **Gases de Efecto Invernadero (GEI)**. Con el fin de calcular la reducción de GEI al 2030, considerando la incorporación de generación de energía limpia a partir de GD, que desplazaría la generación de otro tipo de fuentes no renovables. Las emisiones se obtienen de multiplicar la generación de energía por el factor de emisión de la generación térmica[25].

[23] Secretaría de Energía. Reportes de Avance - Implementación de la Ley 27.424. Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/generacion-distribuida/reportes-de-avance-implementacion-de-la-ley-27424

[24] Capital Expenditure: inversión de capital.

[25] CAMMESA. Base de datos del Informe anual 2023. Disponible en: https://cammesaweb.cammesa.com/

Tabla 7. Síntesis descriptiva de la metodología y de los supuestos utilizados

Variable	Metodología	Supuesto
Potencia GD a instalar en 2030	**Escenario Base**: se alcanza la meta de los 1.000 MW. PBA mantiene participación porcentual en el total nacional.	La potencia en PBA crece al 64% promedio anual y participa con el 24% en la meta nacional de instalar 1.000 MW al 2030.
	Escenario Optimista: la meta nacional se supera hasta alcanzar una participación de GD sobre el total de potencia instalada fotovoltaica equivalente a 35%. PBA mantiene participación porcentual en el total nacional.	La potencia de GD alcanza 2.390 MW a 2030. PBA crece al 86% promedio anual
	Escenario Pesimista: La meta nacional no se alcanza. La participación de GD sobre el total de potencia instalada fotovoltaica continua en su valor actual (2,62%). PBA mantiene participación porcentual en el total nacional.	La potencia de GD alcanza 128 MW a 2030. PBA crece al 23% promedio anual
Generación de energía	Se utilizaron los parámetros de NASA	Irradiación diaria (promedio anual para la inclinación de la latitud): 5,1 kWh/d
Composición de las instalaciones por tipo de usuario	Se consideraron las participaciones de GD para el total del país	76% comercial/industrial y 24% residencial y otros
Inversiones	Se consideran datos de partida de mercado actuales y la proyección se realiza a partir de la reducción en los costos estimada con información secundaria (1)	Residencial: 2.191 USD/kWp; Comercial/Industrial 1.140 USD/kWp
Bienes y servicios nacionales	Se consideran datos de mercado	52% bienes importados; 48% bienes y servicios nacionales
Empleo y género	Se relevó información secundaria para determinar el empleo por MW y la participación por segmento (2)	Entre 10 y 16 empleos por MW
Gases de Efecto Invernadero (GEI)	Se utiliza el factor de emisión del año 2023 para la generación térmica	0,47 ton CO_2/MWh

(1) Departamento de Energía de Estados Unidos y Solar Power Europe (2023),
(2) Solar Power Europe (2023) y Asolmex y GIZ (2018).

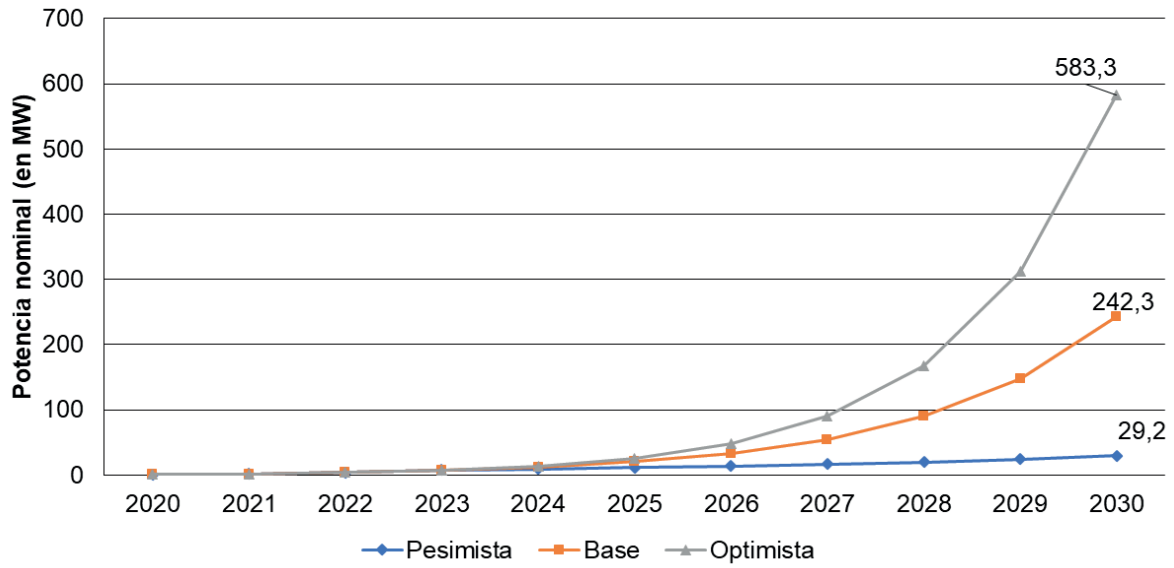
5.2.2 Proyecciones y estimaciones de impacto

A continuación, se presentan las proyecciones de potencia a instalar a 2030 para PBA y luego, las estimaciones de impacto.

Proyección de la potencia instalada a 2030

Las instalaciones de GD en PBA suman actualmente 12,5 MW (al mes de noviembre de 2024)[26]. De acuerdo a los supuestos utilizados, se proyecta que puedan instalarse al 2030, bajo el Escenario Base, 242 MW (asumiendo que se cumple la meta nacional de alcanzar los 1.000 MW en GD al 2030 y que PBA continúa teniendo una participación en el total de potencia instalada a nivel nacional del 23%); bajo el Escenario Optimista, 583 MW, y 29 MW, con un Escenario Pesimista.

Gráfico 14. Proyección de potencia nominal de generación solar fotovoltaica a instalar de GD en PBA (en MW)



Fuente: elaboración propia en base a supuestos y metodología resumidos en tabla 7. Nota: hasta 2023 son datos reales y a partir de 2024 son proyecciones.

Estimaciones de Impacto: energía, inversión, empleo y género y reducción de emisiones de GEI

La instalación de proyectos de GD genera diversos impactos positivos, entre los que se destacan: la generación de energía, el descongestionamiento de las redes de distribución y transporte, la motorización de inversiones, la creación de nuevos empleos y la disminución en las emisiones de GEI, fruto de la sustitución del consumo de energía eléctrica de la red (mayormente proveniente de fuentes fósiles) por generación de energía renovable. Adicionalmente, y como consecuencia de ello,

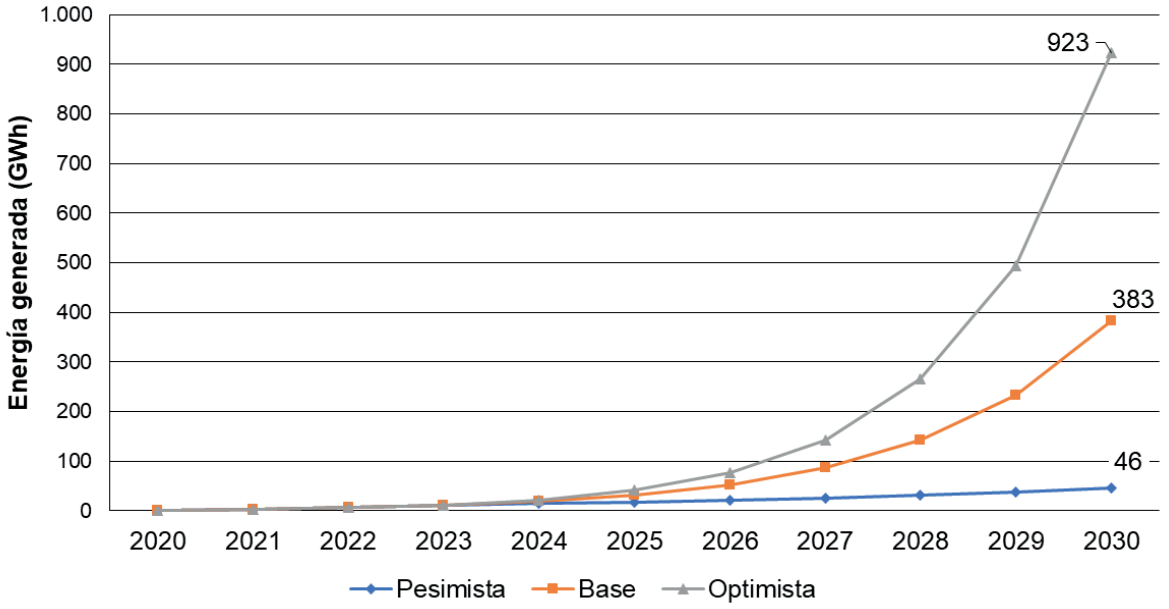
[26] Secretaría de Energía. Reportes de Avance - Implementación de la Ley 27.424. Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/generacion-distribuida/reportes-de-avance-implementacion-de-la-ley-27424

la GD es también una herramienta para la transición energética y para frenar el calentamiento global.

Impacto en la generación de energía

La potencia a instalar a 2030 en PBA permitirá generar 383 mil MWh en el Escenario Base; como mínimo, 46 mil MWh (Escenario Pesimista) y 922 mil MWh como máximo (Escenario Optimista) que contribuirán a mejorar la cobertura de la demanda eléctrica con energías renovables. De esta manera, la energía distribuida en PBA pasará de representar el 0,07% de su demanda eléctrica en 2023 hasta alcanzar al 2% en el Escenario Base, y superaría el 4% en el Escenario Optimista. En el Escenario Pesimista, el aporte de la GD a la demanda eléctrica sería inferior al 1%.

Gráfico 15. Generación anual de energía eléctrica proyectada a partir de GD (GWh)



Fuente: elaboración propia en base a supuestos y metodología resumidos en tabla 7. Nota: la generación de energía se estima en todos los años como se explicó en la sección “Metodología y supuestos”. Sin embargo, hasta 2023 los valores de potencia instalada son datos reales y a partir de 2024 son proyecciones.

Impacto en la inversión

El monto de inversiones que se concreten hasta 2030 por la instalación de proyectos de GD en PBA depende, esencialmente, de dos variables: la proyección de la potencia a instalar en GD y el valor de las inversiones requeridas.

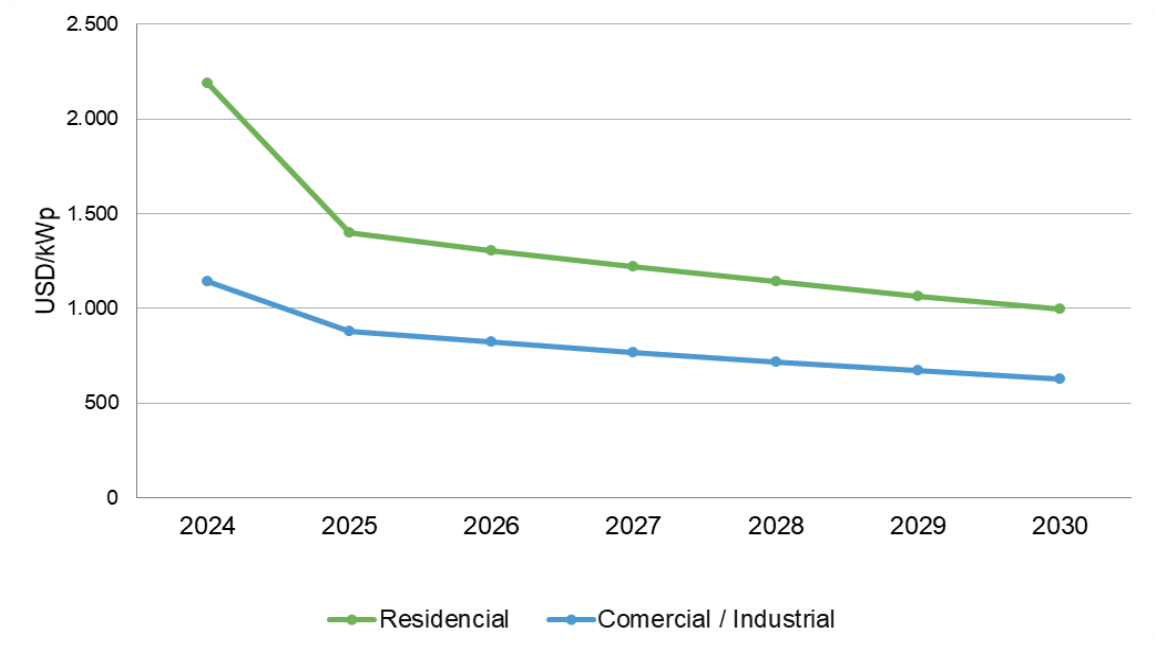
La Argentina ha transitado varios años de anomalías en el mercado cambiario (con la existencia de una brecha superior al 100% entre el tipo de cambio informal y el oficial) y escasez de divisas, lo que provocó una serie de dificultades para las importaciones de bienes y servicios. Si bien actualmente se redujeron las dificultades de importación, todavía no se ha normalizado la situación. Además, aún no es posible ver el impacto de la eliminación del "impuesto país", aplicado sobre los bienes importados, entre los que se encuentran los paneles solares con una alícuota del 7,5%. Por lo tanto, a pesar de que los precios de las instalaciones se fueron reduciendo en lo que va del año, aún los valores son superiores a los internacionales.

Actualmente, se estima que el valor de una instalación residencial ronda los 2.100 USD/kWp, cuando a nivel internacional es de aproximadamente 1.400 USD/kWp; y para las instalaciones comerciales/industriales, donde la escala (potencia) suele ser mayor, en Argentina el valor es de aproximadamente 1.100 USD/kWp y en varios países europeos, alrededor de 870 USD/kWp. Es posible esperar que los precios de las instalaciones sigan en baja, por ejemplo, como ya se mencionó, por la eliminación del impuesto país, y desde el próximo año empiecen a converger a los precios internacionales.

Finalmente, de acuerdo a las proyecciones al 2030, en Argentina se podría alcanzar un valor de 1.000 USD/kWp para las instalaciones residenciales y de 600 USD/kWp para las instalaciones comerciales/industriales (si es que se sigue la tendencia descendente de precios proyectados a nivel internacional)[27]. Si bien implicaría una mejora significativa en relación a los valores actuales (equivalente a una reducción de casi el 45/50%), la diferencia con los mercados internacionales continuará siendo muy relevante.

[27] De acuerdo al informe publicado por la Secretaría de Energía de Estados Unidos (https://www.energy.gov/eere/solar/articles/2030-solar-cost-targets), el CAPEX internacional de las instalaciones se reduciría a un ritmo de 6,59% promedio anual. Se utilizó dicha variación para proyectar la baja en el CAPEX en Argentina, partiendo de valores de mercado para proyectos residenciales e industriales/comerciales que se registran actualmente.

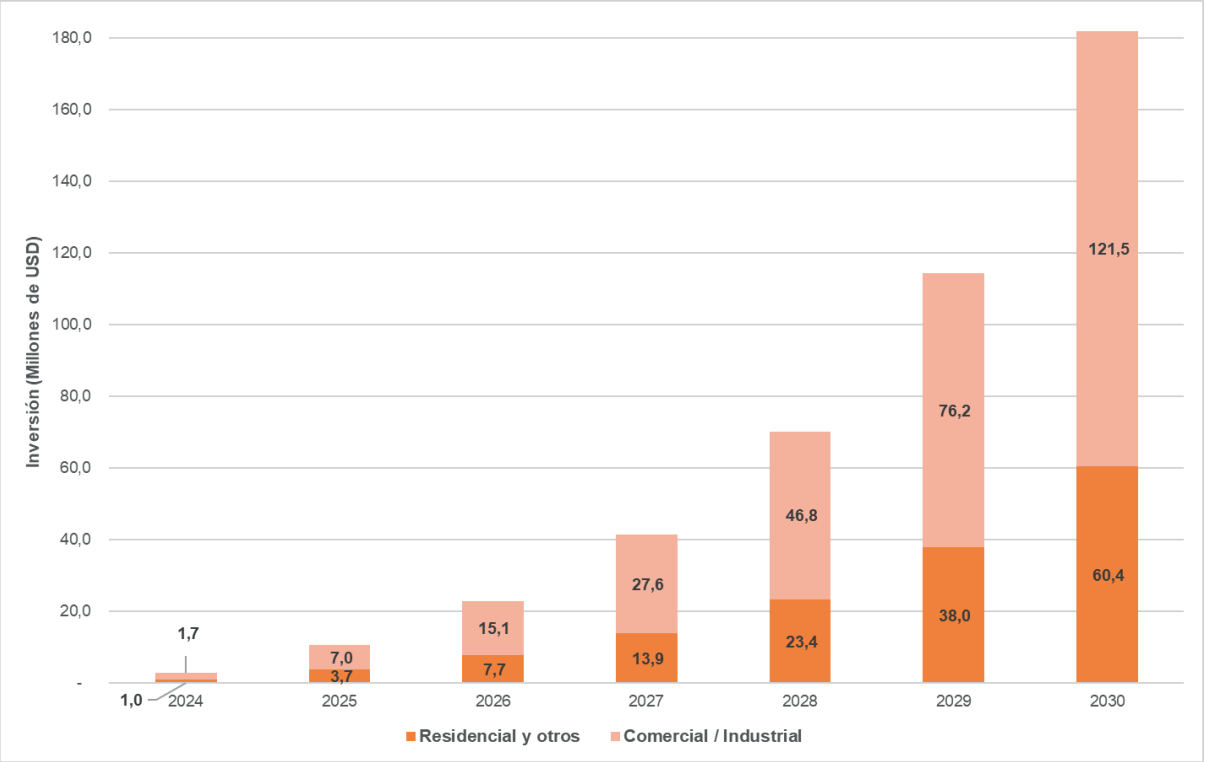
Gráfico 16. Evolución del valor de la inversión de capital en instalaciones de GD para Argentina (USD/kWp)



Fuente: elaboración propia en base a datos de mercado actuales de Argentina y proyecciones de Solar Power Europe (2023) y de la Secretaría de Energía de Estados Unidos.

Bajo el Escenario Base, se espera alcanzar un nivel de inversión equivalente a USD 182 millones (entre 2024 y 2030). Con una participación del 76% del sector comercial/industrial, se estima que la inversión acumulada al 2030 ascendería a USD 122 millones, en tanto, el sector residencial (y otros), con una participación del 24%, sumaría una inversión de USD 60 millones.

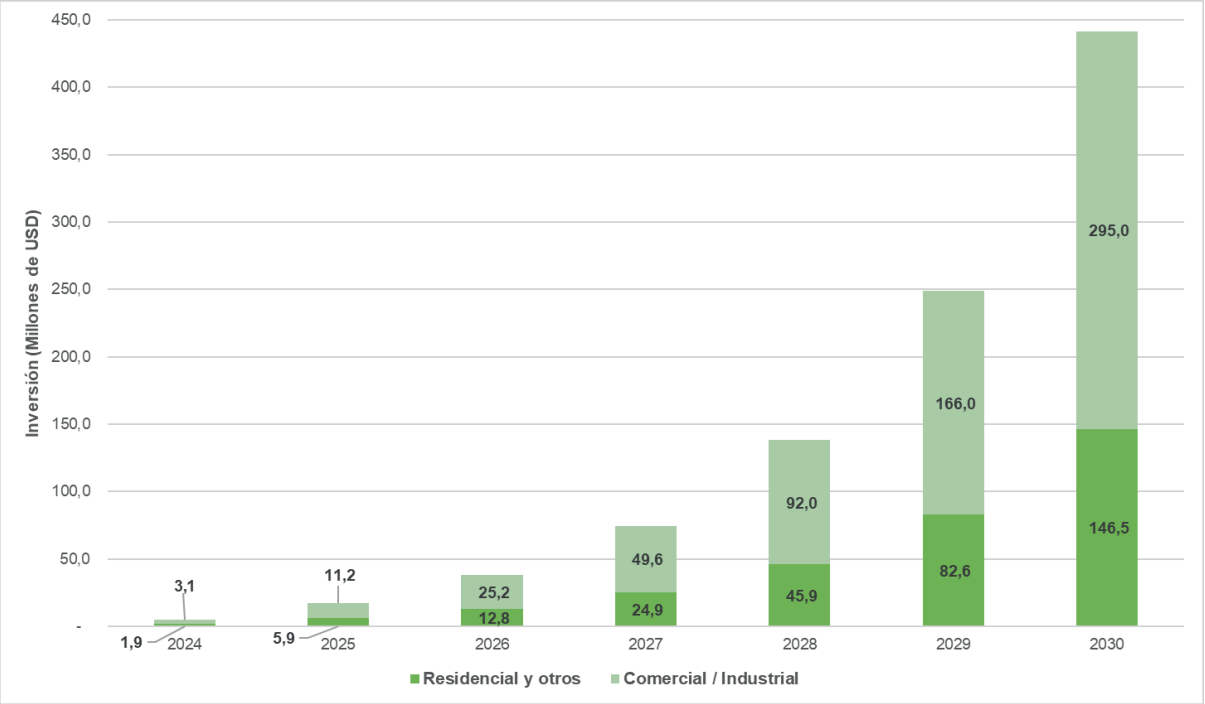
Gráfico 17. Escenario Base: Inversión acumulada en proyectos de GD (en millones de USD)



Fuente: elaboración propia en base a datos de mercado actuales de Argentina y proyecciones de Solar Power Europe (2023) y de la Secretaría de Energía de Estados Unidos.

Bajo el Escenario Optimista, la inversión en proyectos de GD apalancaría inversiones por USD 441 millones (entre 2024 y 2030). Las inversiones del sector comercial/industrial, se estiman en USD 295 millones, mientras que las que corresponden al sector residencial (y otros), USD 146 millones.

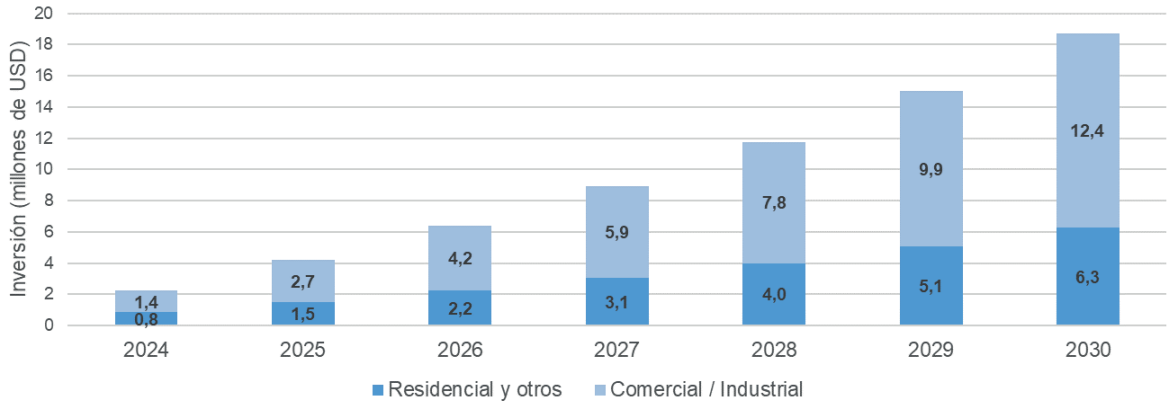
Gráfico 18. Escenario optimista: Inversión anual en proyectos de GD (en millones de USD)



Fuente: elaboración propia en base a datos de mercado actuales de Argentina y proyecciones de Solar Power Europe (2023) y de la Secretaría de Energía de Estados Unidos.

Por último, en el Escenario Pesimista la inversión en proyectos de GD alcanzaría inversiones por USD 19 millones (entre 2024 y 2030). Las inversiones del sector comercial/industrial, se estiman en casi USD 13 millones, mientras que las que corresponden al sector residencial (y otros), USD 6 millones.

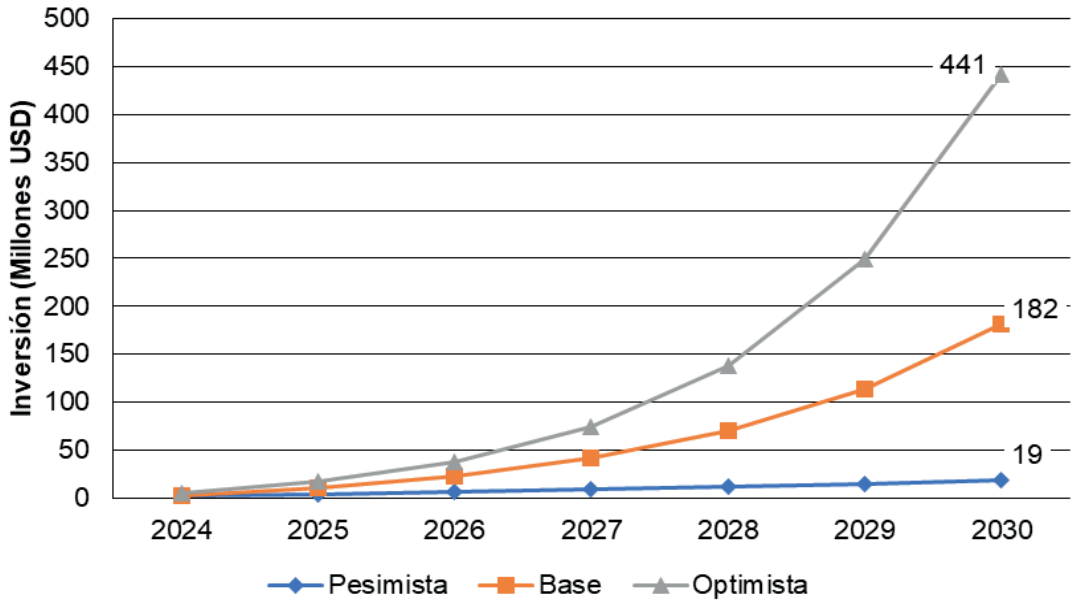
Gráfico 19. Escenario pesimista: Inversión anual en proyectos de GD (en millones de USD)



Fuente: elaboración propia en base a datos de mercado actuales de Argentina y proyecciones de Solar Power Europe (2023) y de la Secretaría de Energía de Estados Unidos.

De esta manera, considerando las proyecciones de potencia a instalar en GD en PBA al 2030, bajo el Escenario Base, se espera alcanzar un nivel de inversión equivalente a USD 182 millones (entre 2024 y 2030); con el Escenario Optimista, a USD 441 millones; y con el Pesimista, a USD 19 millones.

Gráfico 20. Escenario Inversión anual en proyectos de GD (en millones de USD)



Fuente: elaboración propia en base a Reporte de la Secretaría de Energía (septiembre de 2024), datos de mercado actuales de Argentina y proyecciones de Solar Power Europe (2023) y de la Secretaría de Energía de Estados Unidos.

Si bien la mayoría de los componentes requeridos para la instalación de proyectos de GD son importados, hay algunos bienes y servicios de provisión local que serían demandados.

Los componentes importados son los paneles solares y los inversores. Los componentes nacionales son (o pueden ser) las estructuras de soporte de los paneles solares y los materiales eléctricos (cables, tableros, fusibles). Adicionalmente, los servicios no transables como mano de obra, ingeniería y servicios conexos son, por definición, nacionales. Los componentes importados suman 52% del valor total de las instalaciones de GD; en tanto, los nacionales (bienes y servicios), el 48%.

Tabla 8. Estructura de costos y CAPEX estimado de los sistemas de GD fotovoltaicos de los tamaños de parques definidos

COMPONENTE	DESCRIPCIÓN	PARQUE 2 MW		PARQUE 200 kW	
		COMPOSICIÓN CAPEX	CAPEX ESTIMADO (USD)	COMPOSICIÓN CAPEX	CAPEX ESTIMADO (USD)
Módulos	Compra de paneles solares fotovoltaicos.	35%	521.115	37%	65.176
Inversores	Compra e instalación de inversores para conversión CC/CA.	5%	74.445	8%	14.092
Estructura y montaje	Estructuras metálicas y trabajos de montaje.	15%	223.335	16%	28.184
Conexión a red	Interconexión eléctrica con la red pública.	8%	119.112	4%	7.046
Cableado	Cables de corriente continua y alterna, bandejas y canalizaciones.	7%	104.223	5%	8.808
Sistemas de seguridad	Sistemas contra intrusión, videovigilancia o cercos.	2%	29.778	2%	3.523
Sala técnica: Monitoreo y control	SCADA, dataloggers, sensores, interfaces de monitoreo.	2%	29.778	2%	2.642
Instalación mecánica	Mano de obra y maquinaria para el montaje estructural.	6%	89.334	4%	7.046
Instalación eléctrica	Tendido de cables, conexionado y puestas a tierra.	6%	89.334	4%	7.046
Inspección	Supervisión técnica y verificación del sistema instalado.	1%	14.889	2%	2.642
Margen comercial	Beneficio del EPC o integrador.	2%	29.778	2%	3.523
Costos financieros	Intereses, garantías, costos de financiamiento.	3%	44.667	3%	5.285
Diseño del sistema	Ingeniería de detalle, layout, memoria técnica.	2%	29.778	3%	5.285
Permisos	Trámites regulatorios, licencias municipales o ambientales.	1%	14.889	2%	3.523
Gestión de incentivos	Documentación y gestión para acceder a beneficios fiscales.	2%	29.778	3%	5.285
Captación de clientes	Marketing, ventas, reuniones comerciales y adquisición de clientes.	3%	44.667	4%	7.046
TOTAL CAPEX ESTIMADO		100%	1.488.900	100%	176.150

Fuente: elaboración propia en base a datos de IRENA para el año 2024.

Entonces, en el mejor escenario, se impulsaría una inversión nacional de USD 211 millones al 2030; y en el peor escenario, USD 9 millones. El caso intermedio (Escenario Base), arroja un valor de inversión nacional durante el período de USD 87 millones.

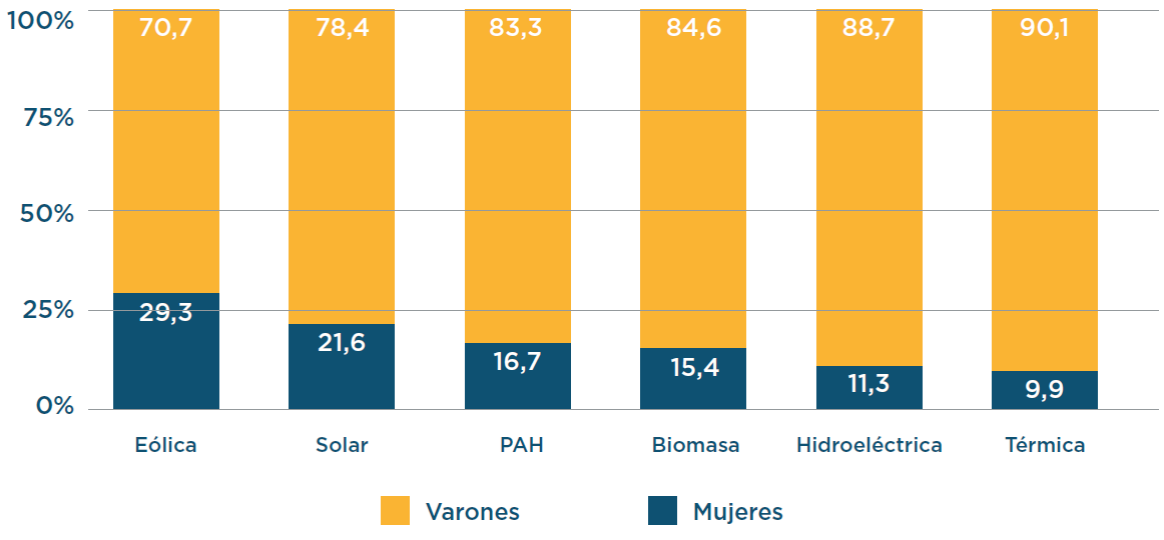
Se debe tener en cuenta que el porcentaje de costos asociados a las conexiones eléctricas y la infraestructura de transformación representa una proporción significativamente mayor en el parque de 2 MW respecto del parque de 250 kW. Esto se debe, principalmente, a la necesidad de implementar un punto de conexión en media tensión con mayores exigencias técnicas, equipamiento y obra civil, que no escala linealmente con la potencia instalada. Además, ciertos costos fijos —como estudios eléctricos, adecuaciones del sistema de distribución y trámites regulatorios— impactan proporcionalmente más en instalaciones de menor escala, pero su peso relativo se reduce en instalaciones mayores, donde la complejidad técnica y operativa de la conexión se incrementa.

Empleo y Género

En relación al empleo, las estadísticas internacionales estiman que se generarían entre 10 y 16 puestos de trabajo por cada MW instalado en GD.[28] De esta manera, en el Escenario Base, podrían generarse entre 2.400 y 3.800 puestos de trabajo vinculados a proyectos de GD en PBA; en el Escenario Optimista, entre 5.800 y 9.300; en el Pesimista, entre 292 y 467.

El impulso de nuevos proyectos es, también, una oportunidad para mejorar la equidad de género en el sector. El sector energético en su conjunto se encuentra muy masculinizado. De acuerdo a un trabajo de IRENA (2019)[29], las mujeres ocupan el 22% de los puestos de trabajo en el sector de energías no renovables y el 32% en el sector de energías renovables. En Argentina, la situación es aún menos alentadora. En el informe publicado por el BID (2022)[30], que realiza un relevamiento de la participación de mujeres en el sector de generación de energía en el país, muestran que este porcentaje ronda el 15%, con mayor incidencia femenina en los puestos de trabajo del sector de energías no renovables (9,9%) que en las renovables (ej: en eólica, 29,3%; y en solar, 21,6%). Si bien no se cuenta con datos de GD, los valores anteriores son suficientes para mostrar la escasa equidad de género en el sector de las energías renovables.

Gráfico 21. Participación de mujeres en el empleo directo del sector energético argentino por tipo de tecnología Año 2020.



[28] Dichas estimaciones se pueden encontrar en: Solar Power Europe (2023) y en Asolmex y Giz (2018).

[29] IRENA (2019). Renewable Energy: A Gender Perspective. IRENA, Abu Dhabi.

[30] BID (2022). Género y energía en Argentina: la participación de las mujeres en el sector de generación eléctrica.

Fuente: BID (2020) “Género y Energía en Argentina: La participación de las mujeres en el sector de generación eléctrica”.

Si se busca la equidad de género en el sector, entonces, deberán establecerse políticas de promoción para lograr que la mitad de los nuevos puestos de trabajo sean ocupados por mujeres. Para analizar cuál sería el impacto potencial de un aumento en la participación relativa de las mujeres en el sector, se tomó el escenario base y se consideró que a 2030 la participación de las mujeres se mantenía constante (21,6%). Por otro lado, se consideró que este porcentaje aumentaba a 50% y se obtuvo que la cantidad de puestos de trabajo ocupados por mujeres sería mayor al doble en el segundo caso. Los resultados pueden verse en la siguiente tabla.

Tabla 9. Puestos de trabajo ocupados por mujeres - Escenario Base

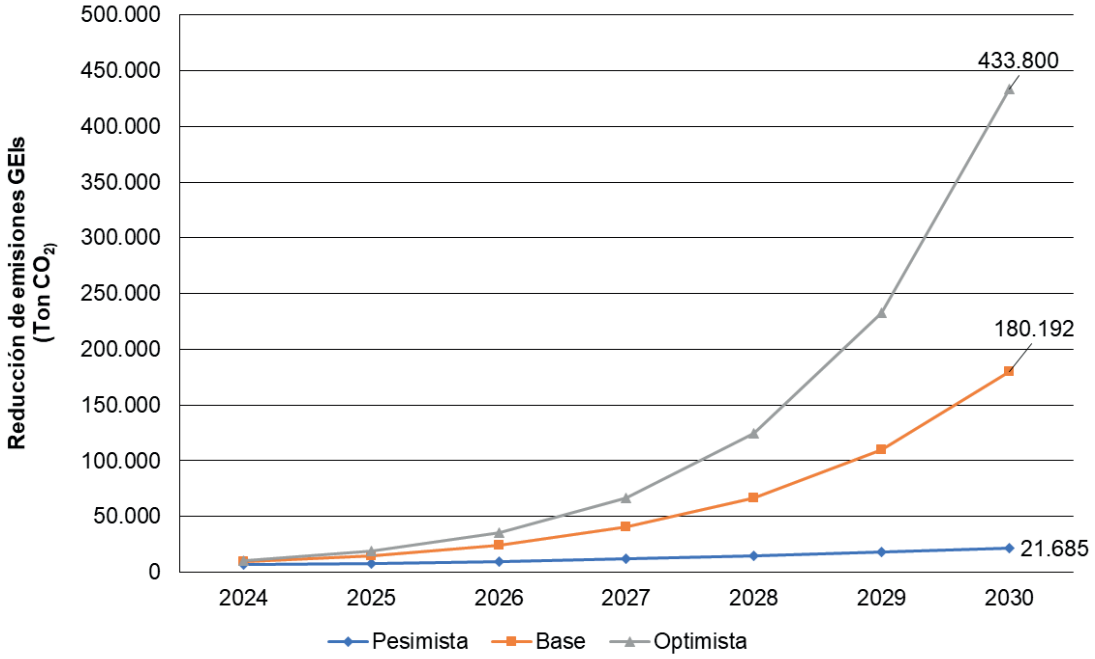
Puestos de trabajo por MW	Puestos de trabajo ocupados por mujeres - Escenario Base	
	Participación mujeres: 21,6%	Participación mujeres: 50%
Mínimo (10 puestos de trabajo/MW)	523	1.212
Máximo (16 puestos de trabajo/MW)	837	1.938

Fuente: elaboración propia en base a supuestos y metodología resumidos en tabla 7 y BID (2020) “Género y Energía en Argentina: La participación de las mujeres en el sector de generación eléctrica”.

Reducción de emisiones de GEI

La expansión de la generación eléctrica solar fotovoltáica a partir de proyectos de GD permitirán una disminución de los requerimientos de generación de energía eléctrica de fuentes fósiles, contribuyendo a la reducción de emisiones de GEI. En el siguiente gráfico se puede observar la reducción anual de emisiones de gases de efecto invernadero en los tres escenarios de desarrollo de GD planteados para la PBA.

Gráfico 22. Reducción anual de emisiones de GEI por expansión de la potencia solar fotovoltaica en GD (ton CO_2)



Fuente: elaboración propia en base a supuestos y metodología resumidos en tabla 7.

Bajo el Escenario Base, se proyecta que la reducción anual en las emisiones de GEI alcance las 180.000 toneladas de CO_2 en 2030. En el Escenario Optimista, esta disminución anual de emisiones sería mayor a las 430.000 toneladas de CO_2 y, en el Escenario Pesimista rondaría las 21.000 toneladas de CO_2[31].

Síntesis de los resultados de las proyecciones y conclusiones

A modo de cierre, se resumen los resultados de impacto estimados a lo largo de este apartado, considerando los tres escenarios de proyecciones de potencia a instalar a 2030: el Escenario Base, el Escenario Optimista y el Escenario Pesimista.

[31] Dicho cálculo surge de multiplicar la generación de energía eléctrica proyectada para cada escenario por el factor de emisión promedio (total de energía térmica) para el año 2023 que es de 0,47 ton CO2/MWh.

Tabla 10. Síntesis de los resultados de las proyecciones

Variable		Impacto 2030		
		Escenario Pesimista	Escenario Base	Escenario Optimista
Potencia a instalar (MW)		29	242	583
Inversión acumulada 2024-2030 (MUSD)		19	182	441
Inversión nacional acumulada 2024-2030 (MUSD)		9	87	212
Empleo total	Mínimo	292	2.423	5.833
	Máximo	467	3.877	9.333
Generación de energía renovable con GD (MWh)		46.138	383.388	922.980
Reducción anual de GEI en 2030 (ton CO2)		21.685	180.192	433.800

Fuente: elaboración propia

El ejercicio desarrollado permite identificar el impacto potencial de un incremento de la capacidad de GD de tecnología solar fotovoltaica en la PBA. Para esto, se plantearon tres escenarios con suficiente dispersión entre ellos que dan cuenta de situaciones disímiles y de un rango amplio de evaluación. Respecto al escenario más auspicioso, denominado optimista, es importante resaltar que si bien los valores proyectados de potencia instalada y participación de GD sobre el total de energía fotovoltaica del país se encuentran dentro de los valores actualmente alcanzados en otros países de América Latina. Esto implica que es un escenario factible en el horizonte temporal aquí planteado, siempre que se implementen políticas e incentivos acordes.

Adicionalmente, el potencial proyectado en el escenario optimista está en línea con lo planteado por especialistas del sector al respecto a la magnitud que podría tener crecimiento del mercado GD ya que “hay espacio para el desarrollo de distintos nichos de mercado: agro fotovoltaico, bombeo de agua, generación comunitaria y generación de escala intermedia en redes de distribución.” [32]

[32] “CADER presenta sus propuestas para desarrollar las energías renovables en Argentina como Política de Estado”. https://www.cader.org.ar/cader-presenta-sus-propuestas-para-desarrollar-las-energias-renovables-en-argentina-como-politica-de-estado/

La GD presenta importantes oportunidades en transición energética. Pero también puede ser una oportunidad perdida como se observa en escenario pesimista. Argentina en general y PBA en particular comenzaron su desarrollo de GD algunos años más tarde que otros países y estados subnacionales de la región. Por eso, para que la senda de desarrollo de GD se encuentre en un punto entre el escenario base y el optimista, es necesario facilitar y velar por su implementación, diseñar políticas y medidas para sectores estratégicos (comercial/industrial), asegurar continuidad en las políticas, ampliar la difusión, acompañar a los actores claves en su implementación (distribuidoras, instaladores, proveedores de equipamiento) y proveer líneas para destrabar los costos de inversión.

Los parques solares fotovoltáicos propuestos pueden ser una herramienta para que la Provincia de Buenos Aires avance en su transición energética e impacte, por diversas vías, positivamente en el bienestar de la población. Más allá de la conveniencia económica de cada esquema, las autoridades provinciales podrían evaluar otros criterios a la hora de definir la realización de este tipo de proyectos, tales como la mejora que puede generar en la disponibilidad energética, mejorando la calidad de vida de la población del lugar, o también la posibilidad que se brinda de generar empleo local, entre otros.

Asimismo, el desarrollo de capacidades tecnológicas y productivas vinculadas a la cadena de valor del litio, en particular en el diseño y fabricación de baterías, podría representar un complemento estratégico para la expansión de la generación distribuida. Las soluciones de almacenamiento basadas en baterías de litio no solo contribuyen a mejorar la estabilidad y flexibilidad del sistema eléctrico ante la variabilidad inherente a las fuentes renovables, sino que también pueden generar nuevas oportunidades industriales y de empleo calificado en la provincia, reforzando el carácter integral de la transición energética.

6. RELEVAMIENTO DE INFORMACIÓN Y DESARROLLO METODOLÓGICO PARA LA IDENTIFICACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE SITIOS ESTRATÉGICOS

La identificación y priorización de sitios estratégicos para la instalación de los parques solares fotovoltaicos dependen fuertemente del acceso a información clave. Para esto, se ideó una estrategia para combinar información de fuentes secundarias con información de fuentes primarias dado que cada tipo de fuente aporta perspectivas y niveles de precisión distintos que se complementan entre sí. Las fuentes secundarias, accesibles de manera abierta, ofrecen un contexto amplio y general, basado en datos generados y analizados por otras instituciones e investigadores/as. Estas incluyen información estadística, bases de datos públicas, informes, etc., Si bien sirven para tener un primer abordaje del tema, el carácter general y la desactualización de las fuentes generalmente demandan la complementación con fuentes primarias. Esta información basada en el contacto directo con informantes clave puede proporcionar datos más específicos, actualizados y contextuales. Asimismo, la combinación de ambos tipos de fuentes ofrece la oportunidad de contrastar los datos generales con experiencias específicas.

La precisión y rigurosidad de un ejercicio de priorización como este depende fuertemente de la calidad de la información disponible. Para esto se requieren variables e indicadores que midan adecuadamente cada una de las dimensiones elegidas, que las mismas estén actualizadas en el tiempo y que cubran todo el territorio provincial objeto de análisis. En función de esto, se inició el relevamiento de información a través de varias reuniones con las diferentes áreas gubernamentales relacionadas al proyecto.

Se tuvieron dos reuniones virtuales con representantes de organismos y dependencias vinculadas al sector energético en la Provincia de Buenos Aires. La primera de ellas se desarrolló el 26 de noviembre de 2024 (posterior a la entrega del primer informe parcial) con:

- Marcelo Garrido (Director Provincial de Energía)
- María Alejandra Sfeir (Directora Provincial de Política Energética y Tarifaria)
- Alejandra Mara Tolosa (Dirección Provincial de Política Energética y Tarifaria)
- Ricardo Lospinatto (coordinador del Programa provincial de inventivos a la generación de energía distribuida - PROINGED)
- Paola Turón (PROINGED)
- Adriano Boragina (PROINGED)

- Carlos Amanquez (Director Provincial de Planificación y Gestión para el Desarrollo Sostenible, Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos)

En el transcurso de esa reunión además de presentar los objetivos generales y principales etapas del proyecto, se hizo un pedido de información para el ejercicio de identificación y priorización de sitios estratégicos. Respecto a los criterios que utiliza el PROINGED para definir los sitios donde instalar parques solares, los representantes de la Dirección Provincial de Energía (DPE) y de la coordinación del PROINGED, señalaron que la ubicación y el tamaño de los parques que se instalan se basan estrictamente en criterios estratégicos vinculados a las necesidades técnicas y de estabilidad del sistema. Entre ellas, se destacó en primer lugar que no se realizan obras en regiones que estén en la jurisdicción de distribuidoras de energía eléctrica, sino únicamente de cooperativas que presten el servicio de distribución. Ello se debe a que, de acuerdo a lo señalado en la reunión de referencia, las obras vinculadas a el correcto abastecimiento eléctrico de las regiones en las cuáles operan las distribuidoras forman parte de las responsabilidades que estas asumen en el marco del contrato de concesión, y deben ser financiadas por las tarifas que pagan los usuarios.

En este sentido, de existir problemas de abastecimiento, o falta de calidad en el servicio, quienes deben llevar adelante las inversiones necesarias son las titulares de la concesión, o estarían incumpliendo con sus obligaciones contractuales. A partir de este primer criterio, los representantes del PROINGED y de la DPE coincidieron en que las definiciones de inversión en el marco del programa se definen, principalmente, cuando se identifican zonas con problemas de abastecimiento que requerirían obras de conexión a la red demasiado costosas para ser afrontadas por las cooperativas, fundamentalmente debido a que demandan la realización de líneas de conexión demasiado extensas. En ese contexto, la alternativa de instalar parques solares de generación distribuida se considera una opción más eficiente, y el programa destina sus recursos a realizar este tipo de obras.

El viernes 27 de diciembre de 2024 se realizó la segunda reunión, también desarrollada en modalidad virtual con representantes de la Dirección Provincial de Política Energética y Tarifaria y del Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (OCEBA):

- Pablo San Miguel (Gerente de Control de Concesiones OCEBA)
- Mariano Ramón (Asesor de Presidencia de OCEBA)
- María Alejandra Sfeir (Directora Provincial de Política Energética y Tarifaria)

- Alejandra Mara Tolosa (Dirección Provincial de Política Energética y Tarifaria)

En esta oportunidad se aprovechó para profundizar cuestiones técnicas gestionadas por el personal de OCEBA.

En el mes de marzo de 2025 se recibió la respuesta de los organismos correspondientes y dado que mucha de la información requerida no se encuentra actualizada ni con el nivel de apertura previsto en el diseño del informe, se puso en marcha un plan de priorización basado en fuentes de información secundaria alterntivas.

6.1. Metodología de relevamiento, selección de variables identificación y priorización de sitios estratégicos

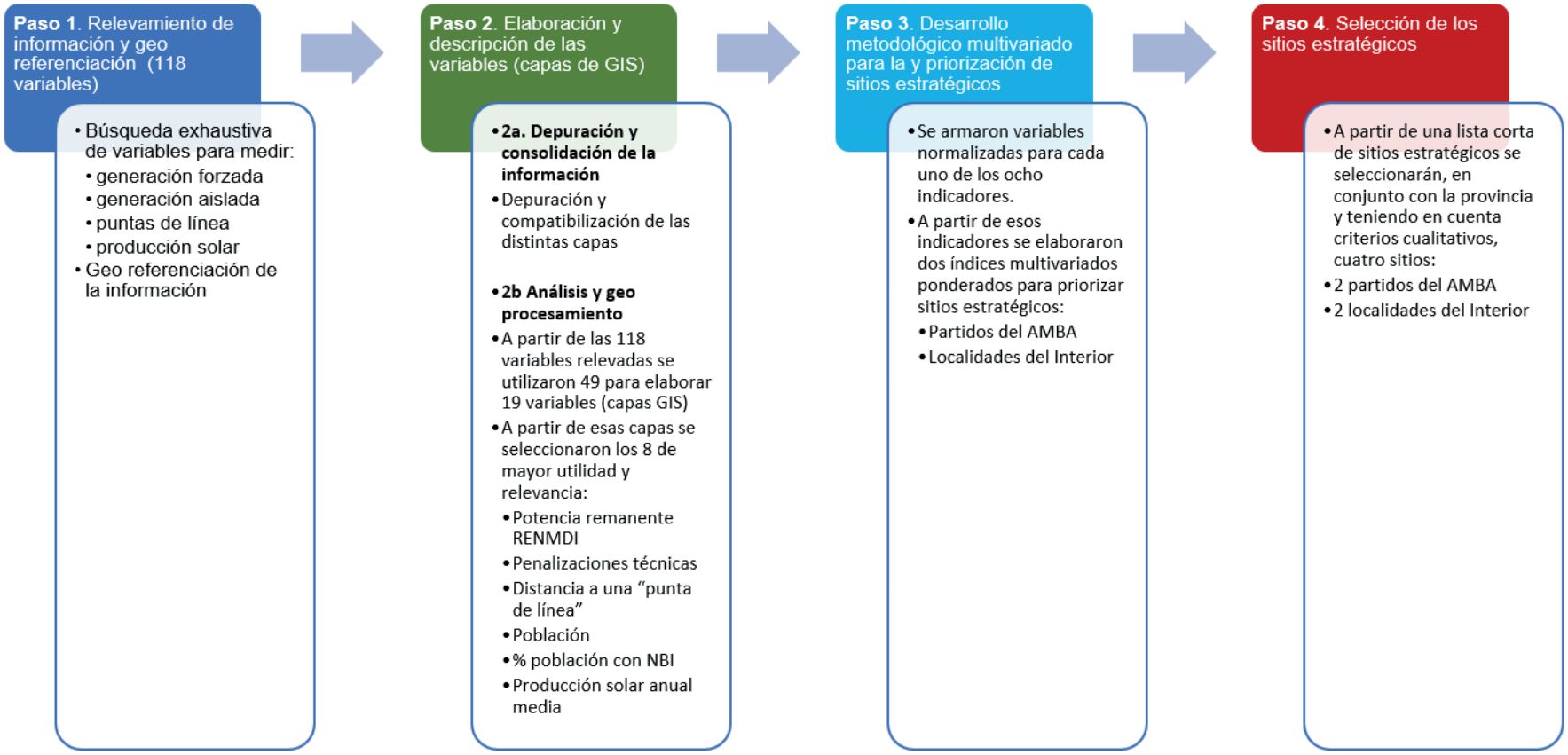
La metodología desarrollada especialmente para este proyecto está organizada en cuatro pasos metodológicos (ver figura). En cada uno de esos pasos (secuenciales) se produce información que es utilizada por el paso posterior arrancando desde el relevamiento de información de base (paso 1) terminando en la selección de los sitios priorizados (paso 4).

6.6. Paso metodológico 4. Selección de los sitios estratégicos

El cuarto paso es la selección definitiva de los sitios priorizados. Con este objetivo, siguiendo el proceso desarrollado en el paso anterior se obtuvo para cada una de las localidades un puntaje final. Este puntaje determina el nivel de prioridad de la localidad en base a los criterios fijados. Además se clasificaron las localidades en dos grupos: Partidos del AMBA y Localidades fuera del AMBA.

De cada uno de los grupos se seleccionaron los 10 con puntaje más alto y, en conjunto con la contraparte provincial, se identificaron los 2 casos más

Figura 1. Pasos metodológicos de la selección y priorización de sitios estratégicos



Fuente: elaboración propia

En lo que sigue de esta sección se explica en detalle cada uno de los pasos realizados.

6.2. Paso metodológico 1. Relevamiento de información y georreferenciación.

Esta actividad comenzó al inicio del proyecto y consistió en hacer un barrido pormenorizado de todas las fuentes secundarias que puedan proveer información relevante para el proyecto, lo que se llevó adelante en paralelo a la solicitud de reuniones con los organismos e instituciones que se consideraba que podrían proveer esa información de fuente primaria. En este sentido, con el objetivo de sistematizar dicha información se buscó relevar las siguientes dimensiones de análisis:

a. Infraestructura eléctrica de la provincia: aquí se obtuvo información referente tanto a la infraestructura de generación eléctrica (incluyendo tanto las centrales conectadas al sistema como aquellas centrales aisladas), así como de las redes de transporte y de distribución de la energía en el ámbito de la provincia.

b. Potencial de generación de energías renovables, con foco en energía solar fotovoltaica.

c. Zonas con problemas de abastecimiento y aquellas que dependan de generación forzada o de respaldo.

d. Indicadores socioeconómicos y demográficos.

Ante la falta de acceso a información primaria el equipo se concentró en aproximar la información que se necesaria a partir de otras fuentes.

Para esto se revisaron distintas fuentes de información pública (nacionales y provinciales) así como privadas. Dado que para los objetos del análisis es necesario que cualquier información a utilizar esté georreferenciada se priorizó aquellas fuentes de información que proveen información en formatos con esta característica: archivos en formato .shp, .kmz e, idealmente, servicios WMS y WFS. Vale aclarar que los servicios WMS y WFS proporcionan capas SIG “en la nube”. Es decir, cada vez que se inicializa el visor SIG hace una consulta web al servidor del organismo responsable y descarga el valor más reciente. Para aquellas capas que están disponibles mediante alguno de estos servicios se decidió integrarlas en el GIS con la capa mediante este formato (vs. descargarla cómo .shp) para permitir que en el caso de que a futuro el organismo responsable actualice la información se pueda acceder a la versión más reciente.

Se identificó información útil en organismos cómo:

- Infraestructura de Datos Espaciales de la República Argentina (IDERA);
- Instituto GeoGráfico acional (IGN);
- Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC),
- Banco Mundial (Global Solar Atlas);
- Secretaría de Energía de la Nación, a través del Portal de Datos Abiertos del Gobierno Nacional;
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA):
- Infraestructura de Datos Espaciales de Buenos Aires (IDEBA)
- Organismo Provincial de Integración Social y Urbana de la Provincia de Buenos Aires (OPISU)

Para aquellas variables clave para las cuales no se obtuvo información georreferenciada (por ejemplo, las centrales que operan bajo esquemas de generación forzada o las que utilizan máquinas con tecnología de motor diésel), debió recurrirse a georreferenciar manualmente listados de dichas centrales que se obtuvieron en formato excel o pdf. Es decir, se ubicaron manualmente para cada una su longitud y latitud en base a servicios cómo Google Maps. Esto aplica fundamentalmente a la información que publica CAMMESA en sus reportes operacionales.

Por último, los reportes de sanciones de OCEBA a las empresas distribuidoras (qué cómo se explica luego se usaron cómo proxy para estimar problemas de interrupciones) solamente están disponibles cómo un listado web. En ese caso fue necesario copiar las distintas páginas del listado a una planilla de cálculo, parsear y depurar cada evento, filtrar aquellas correspondientes a sanciones por motivos técnicos y por último georreferenciarlas manualmente mediante Google Maps.

Como resultado de esta búsqueda se revisaron más de 1.000 variables de más de 15 organismos. De estas se preseleccionaron 118 variables de diez organismos diferentes con potencial utilidad para el análisis a desarrollar. El listado completo de estas variables puede consultarse en la primera tabla del Anexo I[33]. La tabla contiene las siguientes columnas:

- Un número de identificación (Id) para identificarla más fácilmente en los siguientes pasos del análisis.
- El organismo que generó la información original
- El formato en el que está disponible dicha información. Cómo se mencionaba antes puede estar ya georreferenciada (.shp, .geojson,

[33] Ver en archivo la solapa “capas originales” https://docs.google.com/spreadsheets/d/1dZ1tImbWz0YdyzjqyIj0tXzAcvOLQxigePuVCq3hRBY/edit?usp=sharing

.geotiff, servicios WMS o WFS) o no estarlo (.pdf, .xlsx, .html) por lo cuál debió georreferenciarse cómo se describe más adelante.

- El nombre de la capa o archivo original
- El link a la fuente donde además puede encontrarse los metadatos, en los casos en que aplica.

La idea original del proyecto era poder complementar esta información con fuentes primarias provistas por el área de energía de la provincia de Buenos Aires.[34]

Tabla 11. Cantidad de variables recogidas según fuente de información de acceso abierto

Organismo	Cantidad de variables	% del total
INDEC	37	31%
Secretaría de Energía de la Nación	29	25%
Organismo Provincial de Integración Social y Urbana	26	22%
Infraestructura de Datos Espaciales de Buenos Aires (IDEBA)	7	6%
Global Solar Atlas	7	6%
CAMMESA	5	4%
IGN	3	3%
FREBA	2	2%
OCEBA	1	1%
ENRE	1	1%
BAHRA	1	1%
Total	**118**	**100%**

Fuente: elaboración propia

[34] Este punto es fundamental para mejorar la calidad y el nivel de detalle de la información. En ese sentido, tal como se verá más adelante, si después de terminado el presente proyecto, el MAPBA accede a información más actualizada y detallada, la misma podrá ser utilizada con la metodología aquí planteada y de ese modo mejorar el ejercicio de priorización.

6.3. Paso metodológico 2a. Depuración y consolidación de la información.

Para construir indicadores acordes a los objetivos del trabajo a partir de las capas identificadas previamente fue necesario un trabajo intermedio para depurar, completar y compatibilizar las distintas capas.

Por ejemplo: la información sobre las líneas eléctricas de la provincia no están disponibles en una única capa sino segmentadas por distribuidora y para algunas de ellas distintos organismos ofrecen distintas versiones de capas con la misma información. En total se encontraron 16 fuentes distintas con información geolocalizada de tendidos eléctricos.

Para resolver este tipo de situaciones fue necesario desarrollar una serie de pasos intermedios que se describen a continuación. No necesariamente todos se aplicaron a todas las capas.

- Geolocalizar. Cómo se comentaba en el punto anterior, algunas de las fuentes de información no contenían datos de longitud y latitud que permitieran ubicarlas dentro del SIG. Esta información se completó manualmente mediante Google Maps y servicios similares.

- Seleccionar capas relevantes: Dentro del primer listado de 118 variables hay muchas que luego de analizarlas en detalle se decidió que no aportan información útil para la priorización porque hay información más relevante o más nueva en otra de las capas. Por ejemplo, la variable de generación fotovoltaica, la capa 80 (Longterm yearly average of Potential photovoltaic electricity production – Argentina - Global Solar Atlas 2.0) proporciona información más pertinente, con más detalle y más actualizada que la capa 82 (irradiancia-normal-directa-shp de la Secretaría de Energía).

- Filtrar por ubicación: Muchas de las fuentes originales abarcan todo el país. Se optó recortar la información a la Provincia de Buenos Aires para trabajar con archivos de menor tamaño y quitar información que no aplica al objeto del estudio

- Filtrar por tipo de dato: Fuentes de información cómo los listados de máquinas generadoras de CAMMESA o las multas aplicadas por OCEBA contienen casos que por cuestiones técnicas no son relevantes a los fines del trabajo. Se seleccionaron los relevantes y eliminaron los demás.

- Unificar capas complementarias. En los casos donde una variable (cómo el de las redes eléctricas mencionado antes) proviene de distintas fuentes fue necesario uniformizar la información de cada una para luego juntarlas. Esto implicó unificar los nombres de aquellos

campos que contienen la misma información, llevarlos a una única unidad de medida (por ejemplo en el caso de capas medidas en MW y en kW).

Cómo resultado de estos pasos se consolidó la información de las 118 capas preseleccionadas en 20 nuevas capas[35].

6.4. Paso metodológico 2b. Análisis y geoprocesamiento

En esta instancia cada capa tiene información georreferenciada en unidades de análisis distintas. Por ejemplo: la red de distribución eléctrica son conjuntos de líneas, las centrales de generación puntos, los valores de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI) están asociadas a ciertos polígonos (radios censales), mientras que los valores de potencial de generación fotovoltaica están asociados a polígonos distintos (cuadrícula de latitud y longitud).

Para poder establecer una priorización debe definirse una unidad de análisis común y luego llevar la información de cada capa a esa unidad de análisis.

Cómo uno de los objetivos del trabajo es seleccionar la ubicación de cuatro parques solares, las unidades de análisis deben ser las posibles ubicaciones a priorizar. En este sentido hay diferencias muy significativas entre el AMBA y el resto de los partidos de la Provincia: densidad poblacional, continuidad del tejido urbano, densidad de la red eléctrica, por nombrar algunas. Esto obligó a definir distintas unidades de análisis en cada caso.

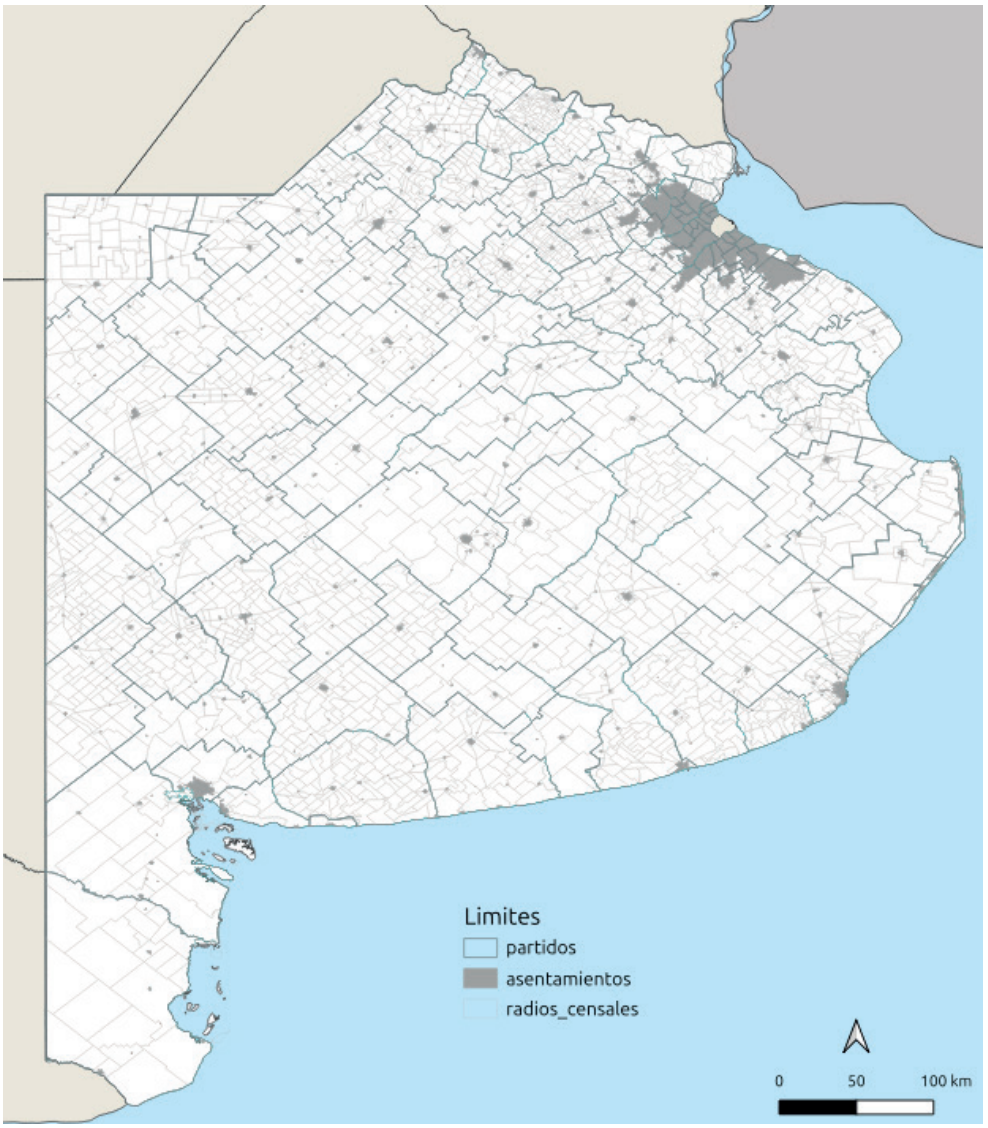
Para los partidos fuera del AMBA se definieron cómo unidades de análisis las localidades, con los límites definidos por la Base de Asentamientos Humanos de la República Argentina (BAHRA) del INDEC-IGN (ver capa 4). La cantidad de localidades bonaerenses incluidas en el ejercicio de priorización asciende a 542. Si bien la PBA tiene 135 municipios (incluidos los del AMBA) se entiende que el nivel localidad es la unidad de análisis más apropiada para la priorización en estas regiones.

Dentro del Área Metropolitana de Buenos Aires, la unidad Localidad (en los términos en que la define el BAHGRA) incluye toda el AMBA por lo que es demasiado grande y no agrega información en una priorización. Al mismo tiempo la unidad Radio Censal se torna demasiado chica y la información usada para generar las variables de priorización en muchos casos (por ejemplo ubicación de centrales

[35] Ver en archivo la solapa “capas procesadas” https://docs.google.com/spreadsheets/d/1dZ1tImbWz0Ydyzjqyij0tXzAcvOLQxigePuVCq3hRBY/edit?usp=sharing

térmicas) no tiene esa granularidad. En función de esto, se adoptó Partido como una unidad de análisis intermedia bien conocida.

Mapa 2. Límites geográficos de la Provincia de Buenos Aires, sus partidos y los asentamientos urbanos.



Luego, el trabajo consistió en trasladar la información de las entidades geográficas de cada capa (puntos, líneas, polígonos) a dichas localidades. Para ello se utilizaron herramientas de análisis, geoprocesamiento y gestión de bases de datos espaciales. Estas herramientas se aplicaron usando el software QGIS.

Cómo resultado se generaron, en base a las 20 capas mencionadas antes, 8 nuevas capas donde cada una tiene información que será usada directamente en la priorización. Esta información está aplicada a los polígonos que representan cada una de las localidades de la provincia de Buenos Aires identificadas en el BAHRA.

A continuación se identifican estas nuevas capas. Las capas a partir de las cuales se procesaron (paso metodológico 2b) y las fuentes originales de información utilizadas (paso metodológico 2a) pueden consultarse en el archivo https://docs.google.com/spreadsheets/d/1dZ1tImbWz0Ydyzjqyij0tXzAcvOLQxigePuVCq3hRBY/edit?usp=sharing

I. Potencia remanente RENMDI

Este indicador se toma cómo proxy de problemas de abastecimiento en el territorio de la Provincia de Buenos Aires. La convocatoria RenMDI fue una licitación internacional lanzada por la Secretaría de Energía en 2023 que tenía entre sus objetivos la incorporación generación renovable en puntos de la red cuyo aporte permitiera disminuir o eliminar restricciones de abastecimiento y generación forzada.

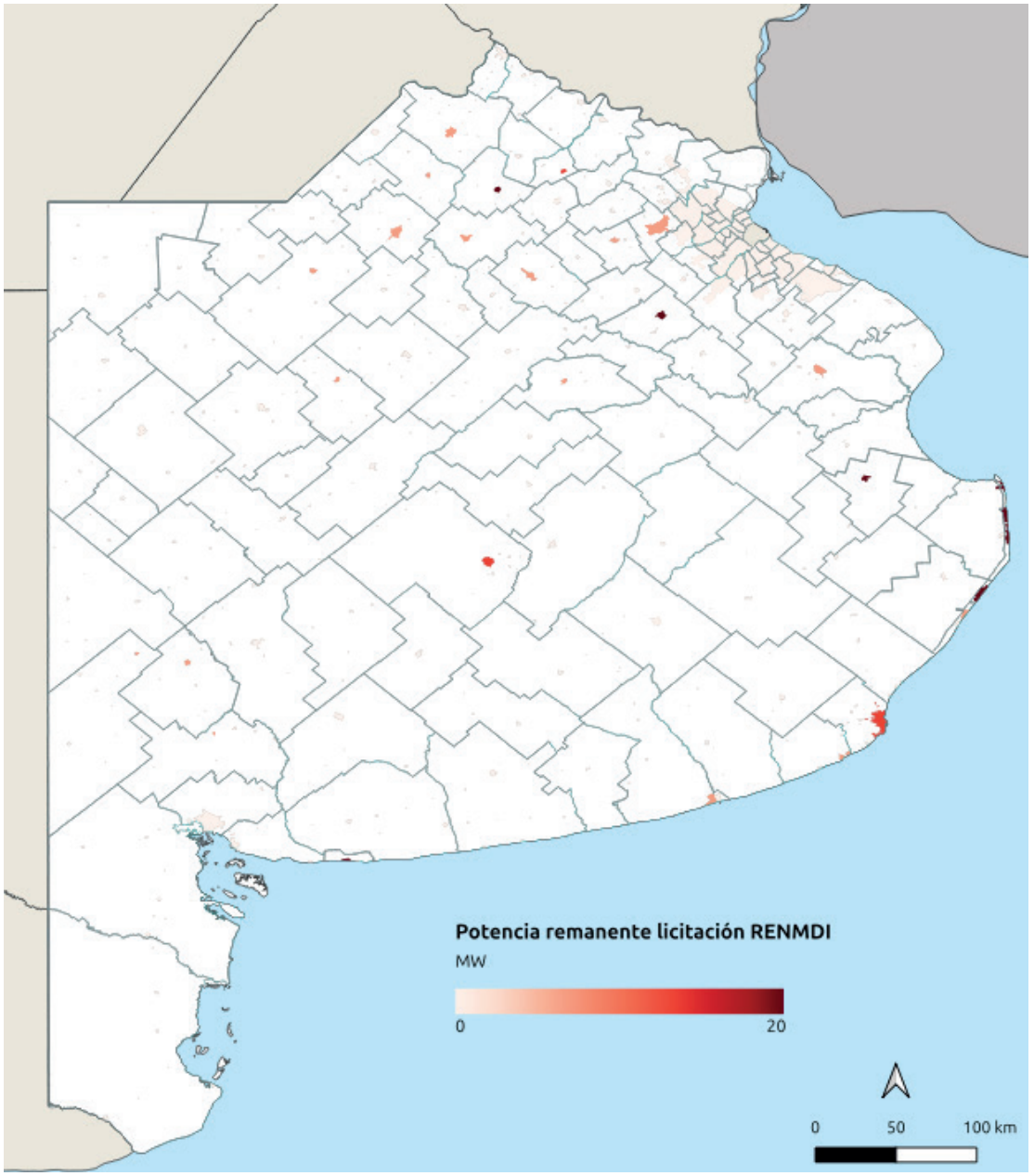
Para ello CAMMESA identificó nodos prioritarios de la red eléctrica nacional y asignó las demandas de potencias que idealmente requería cada nodo. Luego parte de esta demanda se cubrió con los proyectos adjudicados.

Por este motivo, en el ejercicio de identificación de variables relevantes se tomaron las potencias remanentes de los nodos priorizados en el territorio provincial (es decir, no cubiertas con proyectos adjudicados en el marco de la licitación) cómo proxy de nodos con restricciones en el abastecimiento.

Para ello se calculó la diferencia entre la potencia priorizada en la convocatoria RENMDI para los distintos nodos (capa 19) y la potencia adjudicada por dicha licitación en esos mismos nodos (capa 18).

En el caso de que una localidad incluyera uno de esos nodos se asignó cómo valor de indicador la potencia remanente del nodo. En aquellas localidades donde no hay nodos priorizados se asigna potencia igual a cero.

Mapa 3. Potencia remanente de las licitaciones RENMDI (en MW) de los nodos ubicados dentro de cada localidad.



II. Calidad de servicio

En este caso la información disponible para las localidades del AMBA y del interior de la provincia es distinta dado que las primeras están bajo regulación del ENRE mientras que las segundas bajo la órbita del OCEBA.

a. Penalizaciones técnicas

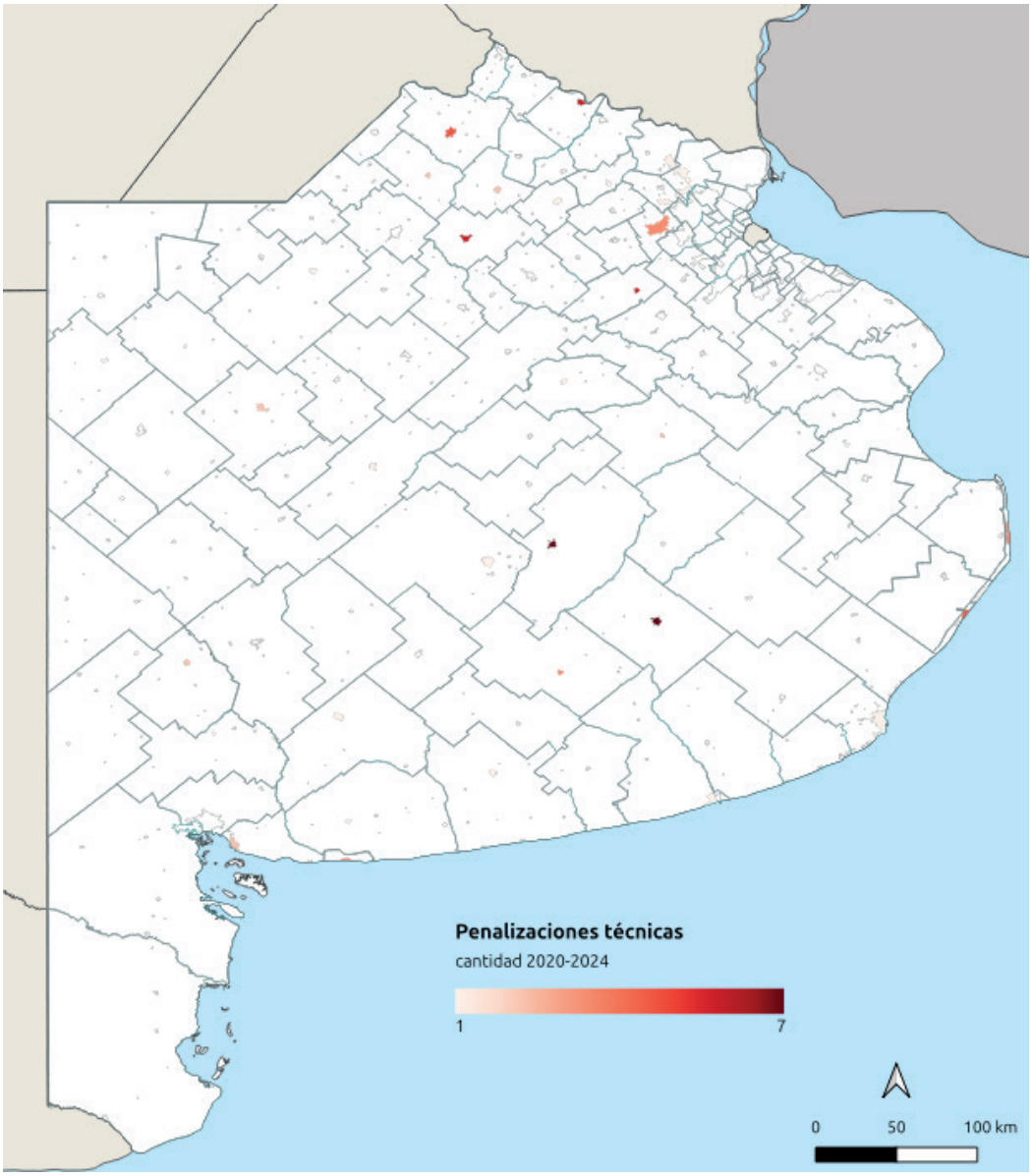
Este indicador se toma cómo como proxy de problemas de abastecimiento y calidad del servicio para las localidades fuera del AMBA.

OCEBA publica en su sitio web las sanciones aplicadas a las distribuidoras y cooperativas provinciales. Las multas pueden tener distintos orígenes, entre ellos motivos técnicos asociados a la calidad del servicio.

Para elaborar este indicador se contabilizaron la cantidad de multas de OCEBA a la cooperativa que presta el servicio de la localidad en los últimos 5 años. Se infiere que cuantas más penalizaciones recibió la cooperativa que abastece una localidad, tanto más probable es que tenga mayores necesidades de incrementar la oferta de generación.

Es posible que este indicador no refleje la totalidad de los problemas de interrupciones de suministro debido a que no todas las distribuidoras están obligadas a informar este dato. No obstante sigue siendo la mejor aproximación posible con los datos abiertos con que se cuenta en la actualidad.

Mapa 4. Cantidad de multas recibidas por la cooperativa distribuidora de la localidad por cuestiones técnicas de calidad de servicio en el periodo 2020-2024



b. SAIFI

El indicador de frecuencia media de interrupción por usuario semestral (SAIFI, por sus siglas en inglés) es un indicador que el ENRE calcula semestralmente para las empresas prestadoras de servicios dentro de su área de control.

Este indicador se reporta a nivel de partido, lo que permite incorporarlo directamente a la metodología sin necesidad de otras modificaciones.

III. Puntas de línea

En este caso la diferencia de tamaño significativa entre las unidades de análisis dentro del AMBA (Partidos) y las fuera del AMBA (localidades) calcular indicadores distintos en cada caso.

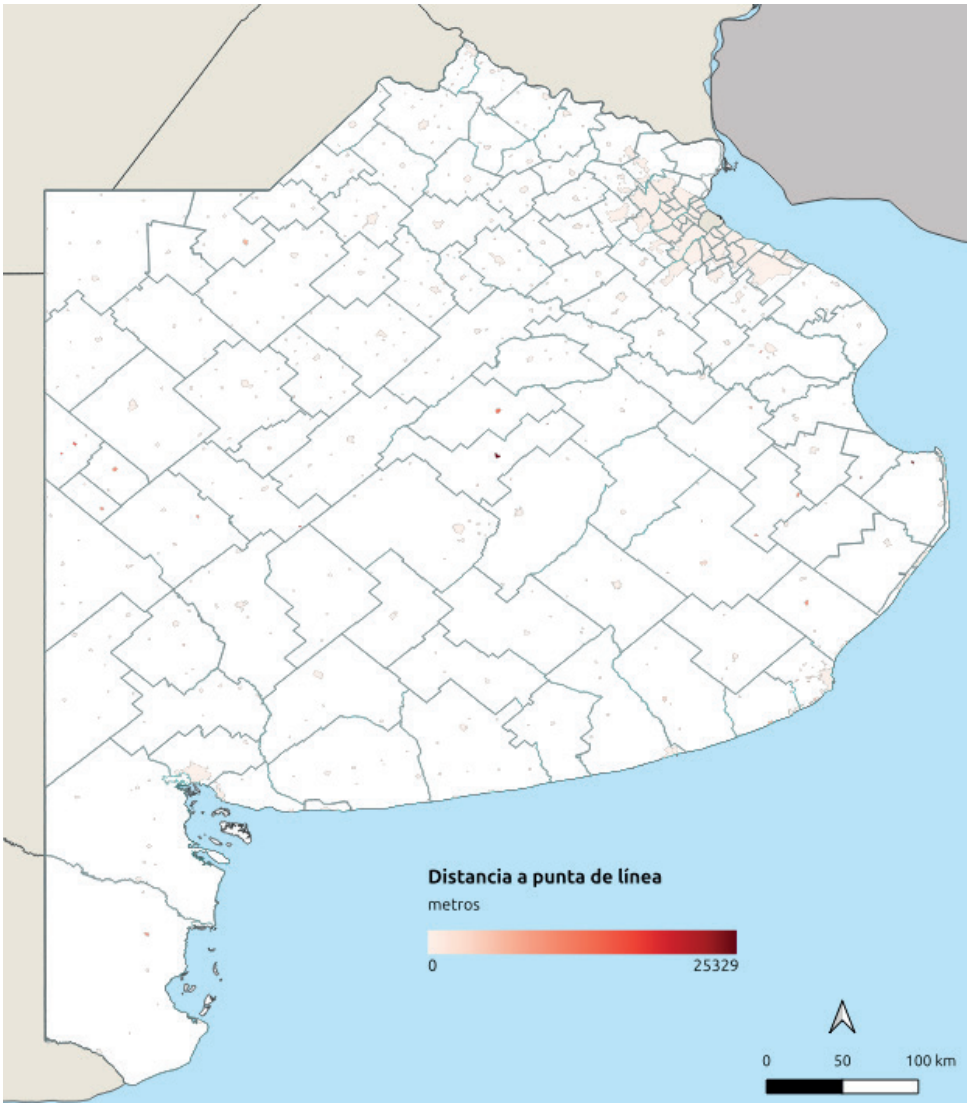
a. Distancia a una “punta de línea”

Este indicador se toma como proxy de problemas de abastecimiento. La cercanía de una localidad a un nodo de punta de línea permite inferir una mayor probabilidad de inestabilidad en el servicio y falta de capacidad o mala calidad en el abastecimiento. Por ende aquellas localidades (fuera del AMBA) más cercanas a puntas de línea deberían priorizarse en la asignación de parques solares que permitan estabilizar el suministro.

A los fines del cálculo se definieron cómo puntas de línea a aquellos nodos de la red de alta o media tensión que están conectados a un único nodo. Luego el indicador de cada localidad se calculó como la distancia en metros y en línea recta desde el baricentro de la localidad a la punta de línea más cercana.

Para la construcción de esta variable se utilizó la información sobre el tendido de media tensión (ya georreferenciado) para definir en función de su distribución geográfica y de la ubicación de las poblaciones cuáles podrían ser las más críticas. Luego se marcaron las ubicaciones de las puntas de línea en el SIG, de forma que facilite la visualización de las zonas críticas que requieren atención.

Mapa 5. Distancia del baricentro de la localidad al nodo de punta de línea más cercano (en metros)



b. Cantidad de “puntas de línea”

Los partidos son unidades geográficas mucho más grandes que las localidades. Esto hace que dentro de un partido haya zonas cercanas a puntas de líneas mientras que otras están en sectores densamente mallados.

Bajo estas circunstancias usar la distancia a punta de línea cómo proxy de problemas de calidad de energía en la región del AMBA hubiese generado, por ejemplo, que todo el partido fuese penalizado por un sector cercano a puntas de línea.

Para mejorar la representatividad se optó por definir el indicador cómo la cantidad de puntas de línea dentro del partido para la región AMBA.

IV. Potencia de centrales aisladas

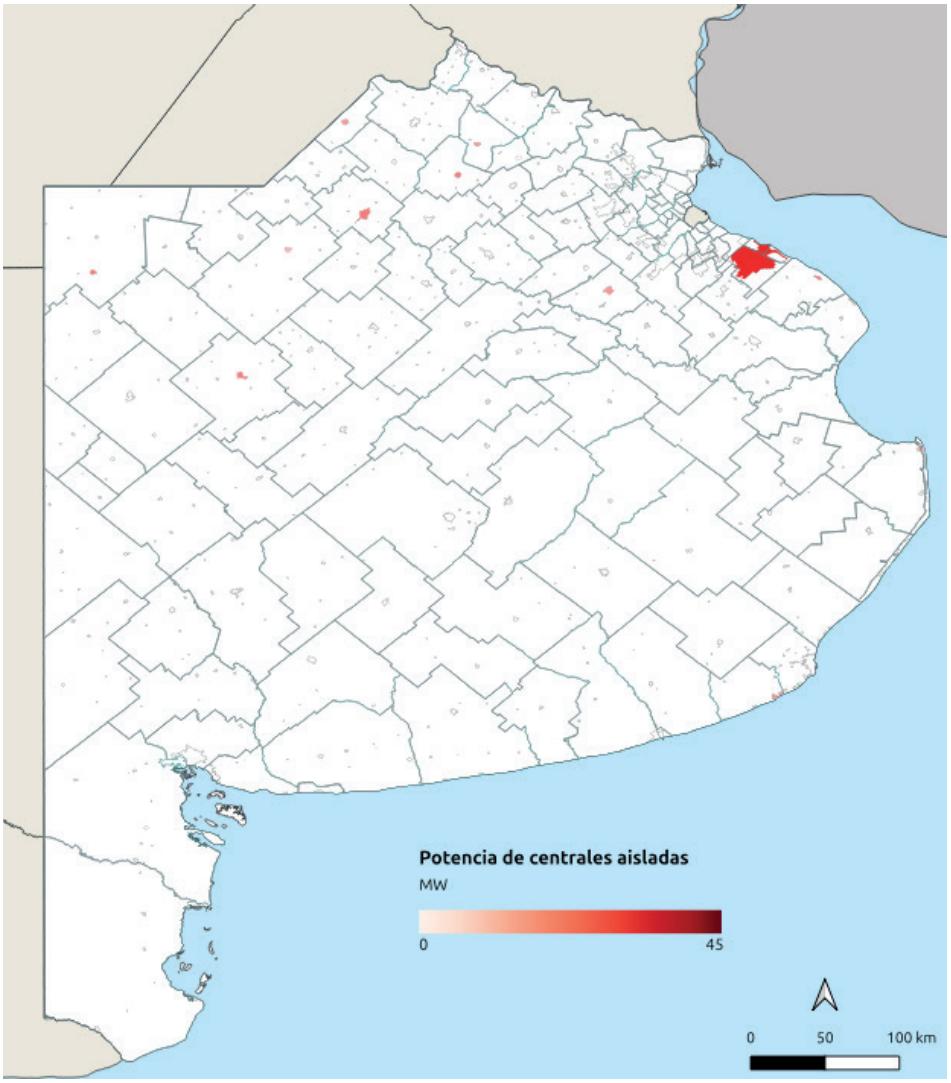
Este indicador se contempló como un proxy de la demanda eléctrica de aquellas localidades no conectadas al sistema eléctrico nacional. El criterio para considerar una central como aislada es identificar aquellas que no están conectadas a la red de media o alta tensión relevada.

El indicador se mide por la potencia de generación de las centrales aisladas ubicadas dentro de los límites de la localidad (en MW)[36]. En aquellas localidades donde no hay centrales aisladas se asigna potencia igual a cero.

Inicialmente, en base a la información disponible públicamente, se identificaron un conjunto de centrales en localidades que se identificaron como aisladas, que se muestran en el Mapa 6. No obstante, un análisis más detallado observando caso por caso permitió relevar que en el último lustro en todas esas localidades se habían realizado o se tiene planeado realizar en el corto plazo nuevas obras de interconexión eléctrica, por lo que no quedaron localidades que puedan contemplarse como aisladas de acuerdo a este criterio. Por esta razón, la variable “Potencia de centrales aisladas” fue desestimada del ejercicio de priorización.

[36] Todas las centrales aisladas caen dentro de localidades con red eléctrica.

Mapa 6. Potencia de las centrales aisladas ubicadas dentro de los límites de la localidad (en MW).



V. Tamaño de la población de la localidad

Este indicador permite inferir la demanda eléctrica de la localidad, a la vez que indica la cantidad de habitantes que se beneficiarían por la eventual instalación de un nuevo parque solar en dicha localidad.

Se calculó cómo la suma de personas de los radios censales dentro de cada localidad. Cuando un radio censal no coincide exactamente con una localidad se asigna la cantidad de personas de forma proporcional a la superficie superpuesta. Se entiende que, a mayor cantidad habitantes en una localidad, mayor es la población atendida por la nueva capacidad de generación de energía eléctrica.

En la siguiente tabla se presentan las 5 localidades de mayor y menor tamaño poblacional

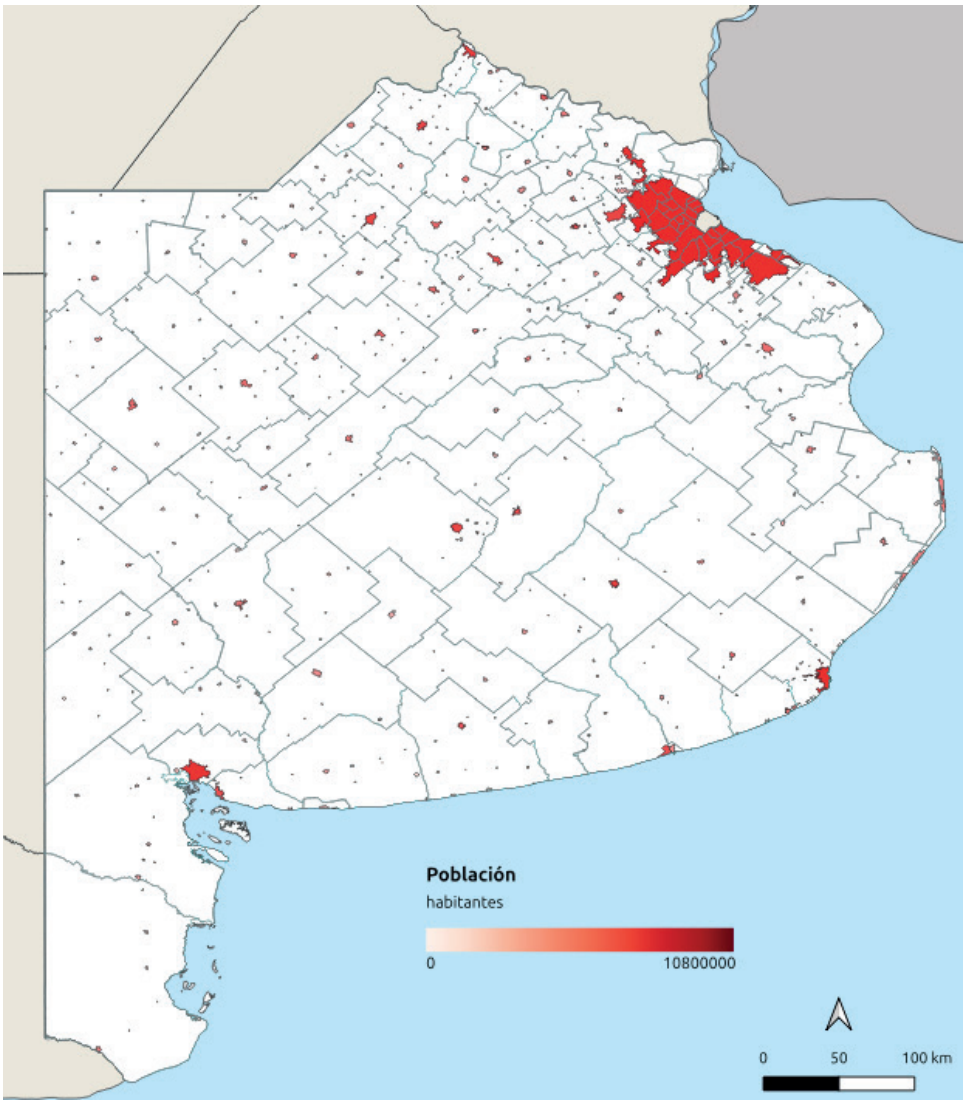
Tabla 12. Las cinco localidades bonaerenses que están fuera del AMBA con mayor y menor cantidad de habitantes

	Localidad	Cantidad de habitantes
Localidades con mayor población	La Plata	787.924
	Mar del Plata	566.742
	Bahía Blanca	288.398
	Zárate - Campana - Los Cardales (*)	193.283
	Gran San Nicolás de los Arroyos	131.958
Localidades con menor población	Cascada	26
	Asamblea	23
	Laplacette	22
	Juan F. Salaberry	17
	Villa Margarita	17
	Delfín Huergo	16

Nota: (*) BAHRA toma a estas tres localidades como un solo asentamiento
Fuente: Elaboración propia en base a INDEC

En el siguiente mapa se presenta la densidad población de las 542 localidades

Mapa 7. Población de las localidades



VI. Porcentaje de la población de la localidad con necesidades básicas insatisfechas (NBI).

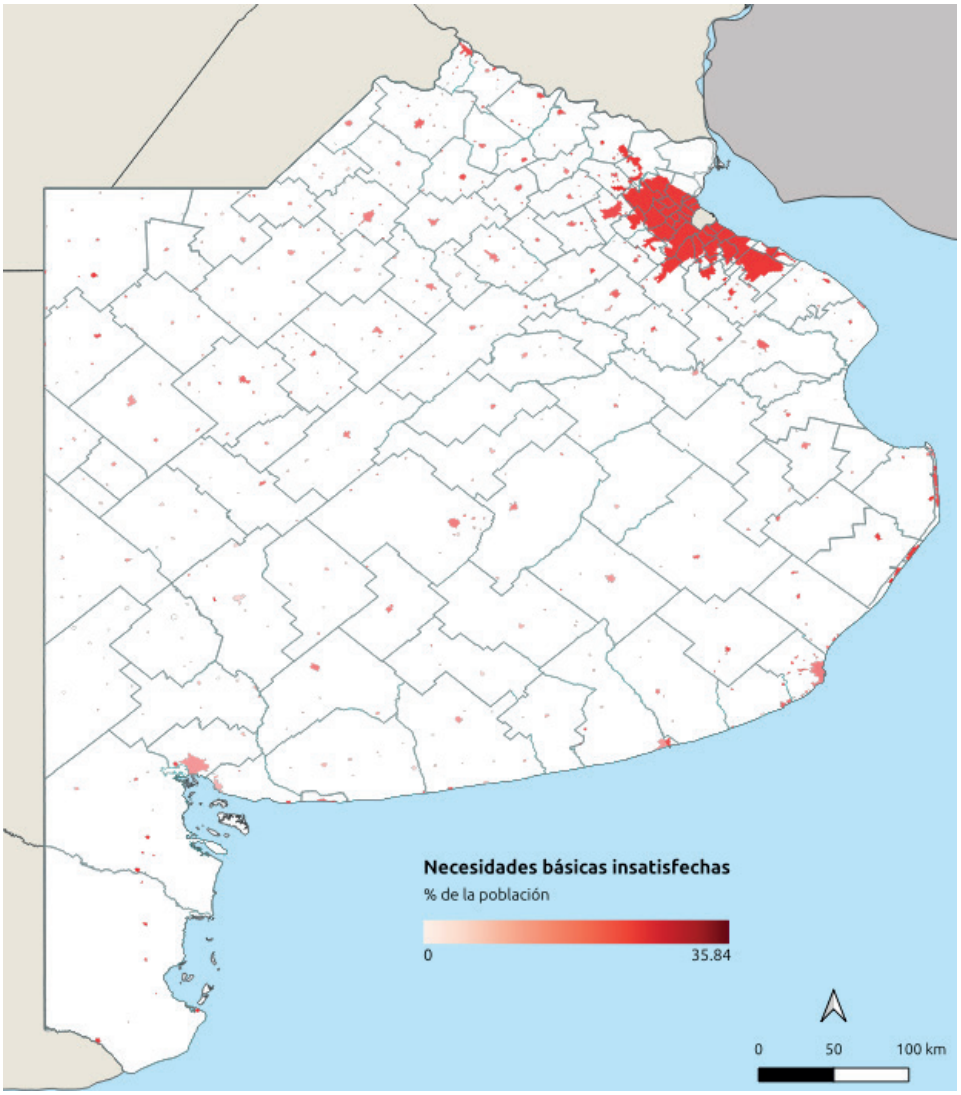
Calculado a partir de la suma de personas de los radios censales dentro de cada localidad. Del mismo modo que en el indicador anterior, cuando un radio censal no coincide exactamente con una localidad se asigna la cantidad de personas de forma proporcional a la superficie superpuesta.

La intención de incluir este indicador es la de complementar los criterios técnicos del sistema eléctrico descriptos previamente con variables socioeconómicas, de modo de favorecer en la priorización de los sitios a las regiones en las que sus habitantes tienen mayores carencias.

En este sentido, se consideran Hogares con Necesidades Básicas Insatisfechas a aquellos que presentan al menos una de las siguientes condiciones de privación:

- **NBI 1**. Vivienda: es el tipo de vivienda que habitan los hogares que moran en habitaciones de inquilinato, hotel o pensión, viviendas no destinadas a fines habitacionales, viviendas precarias y otro tipo de vivienda. Se excluye a las viviendas tipo casa, departamento y rancho.
- **NBI 2**. Condiciones sanitarias: incluye a los hogares que no poseen retrete.
- **NBI 3**. Hacinamiento: es la relación entre la cantidad total de miembros del hogar y la cantidad de habitaciones de uso exclusivo del hogar. Operacionalmente se considera que existe hacinamiento crítico cuando en el hogar hay más de tres personas por cuarto.
- **NBI 4**. Asistencia escolar: hogares que tienen al menos un niño en edad escolar (6 a 12 años) que no asiste a la escuela
- **NBI 5**. Capacidad de subsistencia: incluye a los hogares que tienen cuatro o más personas por miembro ocupado y que tienen un jefe no ha completado el tercer grado de escolaridad primaria.

Mapa 8. Porcentaje de la población de la localidad con Necesidades Básicas Insatisfechas

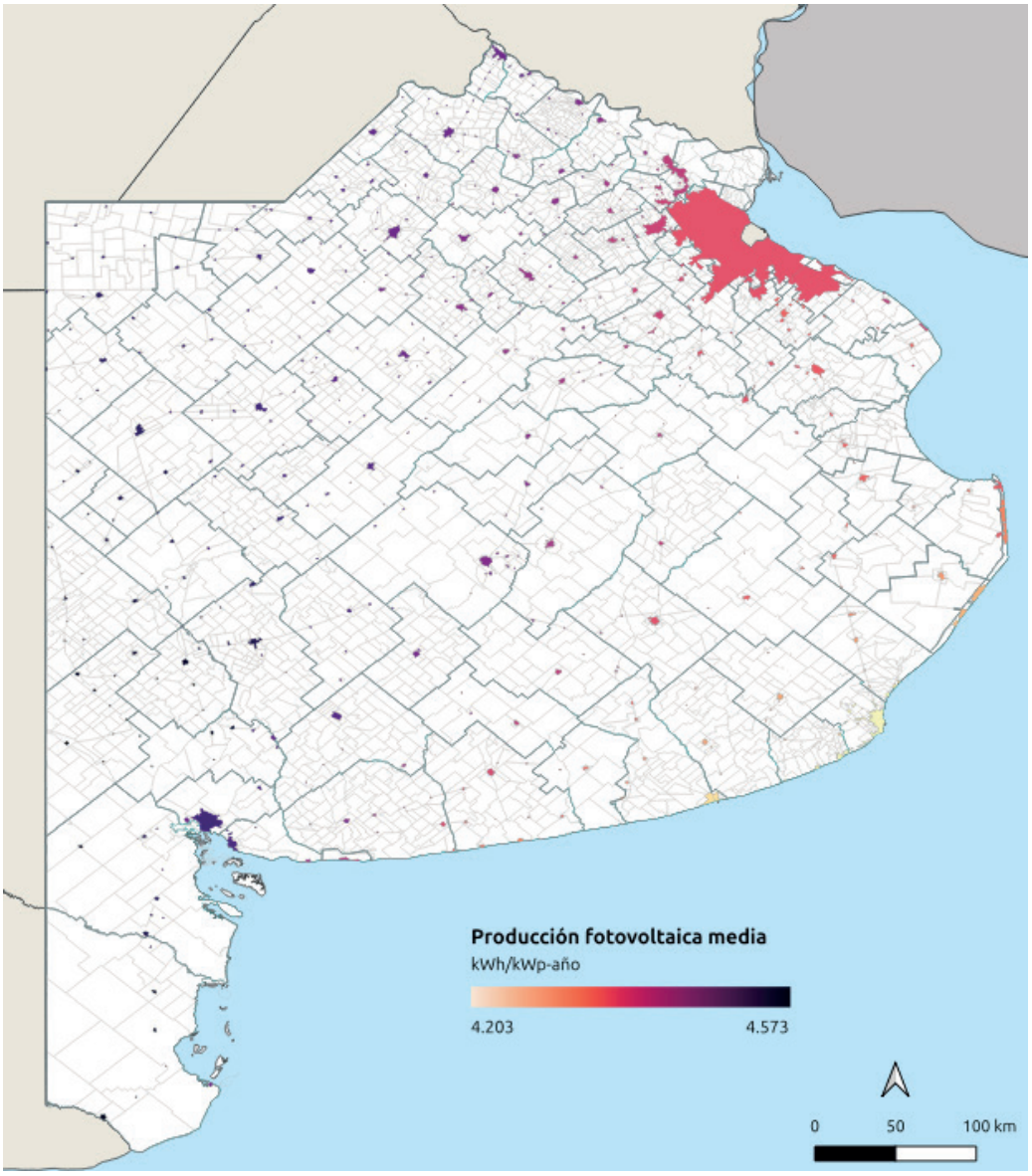


VII. Potencial de generación fotovoltaica anual

Este indicador representa la cantidad de energía eléctrica que genera anualmente un panel fotovoltaico en determinada ubicación posicionado con orientación norte y en la inclinación óptima anualmente (medido en kWh/kWp-año).

El valor para cada localidad fue calculado cómo el promedio de los valores de la grilla de la capa de referencia que caen dentro de los límites de la localidad. Para aquellos casilleros de la grilla que no caen completamente dentro de los límites de la localidad, estos se ponderan en función de la superficie superpuesta.

Mapa 9. Potencial de producción fotovoltaica media anual promedio para cada localidad (en kWh/kWp-año).



La relevancia de esta variable radica en que la misma ayuda identificar aquellas localidades donde la producción de energía solar fotovoltaica será maximizada.

El potencial de generación de las 542 localidades es bastante homogéneo dado que las condiciones de radiación no varían radicalmente con la latitud y longitud, mientras que la nubosidad y topografía en la Provincia son bastante uniformes. Las mayores diferencias se observan entre la costa (menor radiación) y el oeste de la provincia. Además hay ciertas cuestiones locales de sombreado en las estribaciones de la Sierra de la Ventana.

El promedio de generación de las 10 localidades con mayor potencial es tan solo 8% mayor al de las 10 localidades de menor potencial (ver tabla). Esto significa que la inclusión de esta variable tendrá relativo poco peso en la priorización de las localidades

Tabla 13. Generación potencial de energía solar fotovoltaica de las diez localidades de la PBA con más y menos potencia (en kWh/kWp año)

Las 10 localidades con **mayor** potencial de generación		Las 10 localidades con **menor** potencial de generación	
Localidad	**kWh/kWp-año**	**Localidad**	**kWh/kWp-año**
Felipe Solá	4,5713	Sierra de los Padres	4,2028
Villa Iris	4,5707	Chapadmalal	4,2065
Saavedra	4,5650	Mar del Plata	4,2067
Arenas Verdes	4,5640	Batán	4,2087
Estela	4,5640	Miramar - El Marquesado	4,2104
San Germán	4,5623	Santa Clara del Mar	4,2117
Goyena	4,5612	Mar del Sur	4,2140
17 de Agosto	4,5561	Barrio El Boquerón	4,2150
Dufaur	4,5552	Barrio Santa Paula	4,2185
Bordenave	4,5530	Centinela del Mar	4,2210
Promedio	**4,5623**	**Promedio**	**4,2115**

Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía.

6.5 Paso Metodológico 3. Desarrollo metodológico multivariado para la identificación de los sitios estratégicos

En base a la información efectivamente disponible se elaboró una metodología *ad hoc* que permita confeccionar un listado de sitios priorizados para la instalación de sistemas fotovoltaicos, integrando criterios técnicos, socioeconómicos y ambientales. El objetivo final es garantizar que los proyectos no solo sean técnicamente viables, sino que también generen beneficios tangibles para las comunidades.

- **Aporte a la reducción de emisiones de GEI**: Se evaluará cómo la instalación de un parque fotovoltaico en un determinado sitio aporta a la mitigación del cambio climático mediante la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).
- **Aspectos socioeconómicos**: Se tomará en cuenta el tamaño de la población que se beneficiaría del proyecto y su situación socioeconómica,

privilegiando que las comunidades en condiciones más vulnerables o con menor acceso a energía de calidad en cantidad suficiente sean priorizadas.

- **Disponibilidad del recurso**: En base a los datos de radiación solar de cada sitio en análisis (tomada de información meteorológica histórica y modelos de simulación) se determinará el potencial energético del sitio.
- **Existencia de Generación Forzada**: Se identificarán áreas donde la población depende de sistemas de generación de respaldo y se priorizarán estas zonas para potenciales proyectos solares.
- **Espacios de "Punta de Línea"**: Se considerarán lugares estratégicos donde las interrupciones en el suministro son más frecuentes, y se evaluará cómo la oferta incremental de generación podría mejorar la estabilidad del sistema eléctrico en su conjunto.

Cómo primer paso para el cálculo de los índices se normalizó cada uno de los siete indicadores en el rango 0-1. Los indicadores calculados anteriormente están nominados en distintas variables (número de habitantes, potencia en MW, porcentaje de NBI, etc.). Por ende el rango de cada una es distinto. Para poder compararlos de forma correcta se normalizó cada indicador en el rango de 0 a 1.

Para esta normalización hubo dos criterios según las características de las variables. Un primer conjunto de variables son aquellas donde estos no proyectos no tienen una efecto directo (tamaño de la población o NBI) o directamente ninguna influencia (radiación solar). En estos casos 0 se asignó al valor de la variable con menos prioridad (por ej: el valor de NBI de la localidad con menor NBI de las analizadas) y 1 se asignó al de mayor prioridad (por ejemplo: la localidad con mayor radiación solar).

Un segundo grupo son aquellas donde este tipo de proyectos puede generar un impacto directo y eventualmente modificar el valor de la variable (puntas de línea; consumo de combustible diésel: calidad del servicio; potencia remanente RenMDI). En estos casos, siguiendo los lineamientos estratégicos de la Provincia, la ponderación se realizó siguiendo el criterio de cuanto mayor es el aporte a atender un problema técnico, mayor es la priorización.

Luego, la normalización se puede plantear cómo una función a tramos donde:

Si el valor es 0 → indicador es 0

Si el valor es <> 0 → el indicador está normalizado en el intervalo de 0 a 1, donde 1 corresponde al mayor valor en el caso del primer grupo de variables y a 0 en el segundo grupo. Para el segundo grupo 0 corresponde al mayor valor y 1 al menor valor. En ambos casos los valores intermedios se calculan de acuerdo a una interpolación lineal.

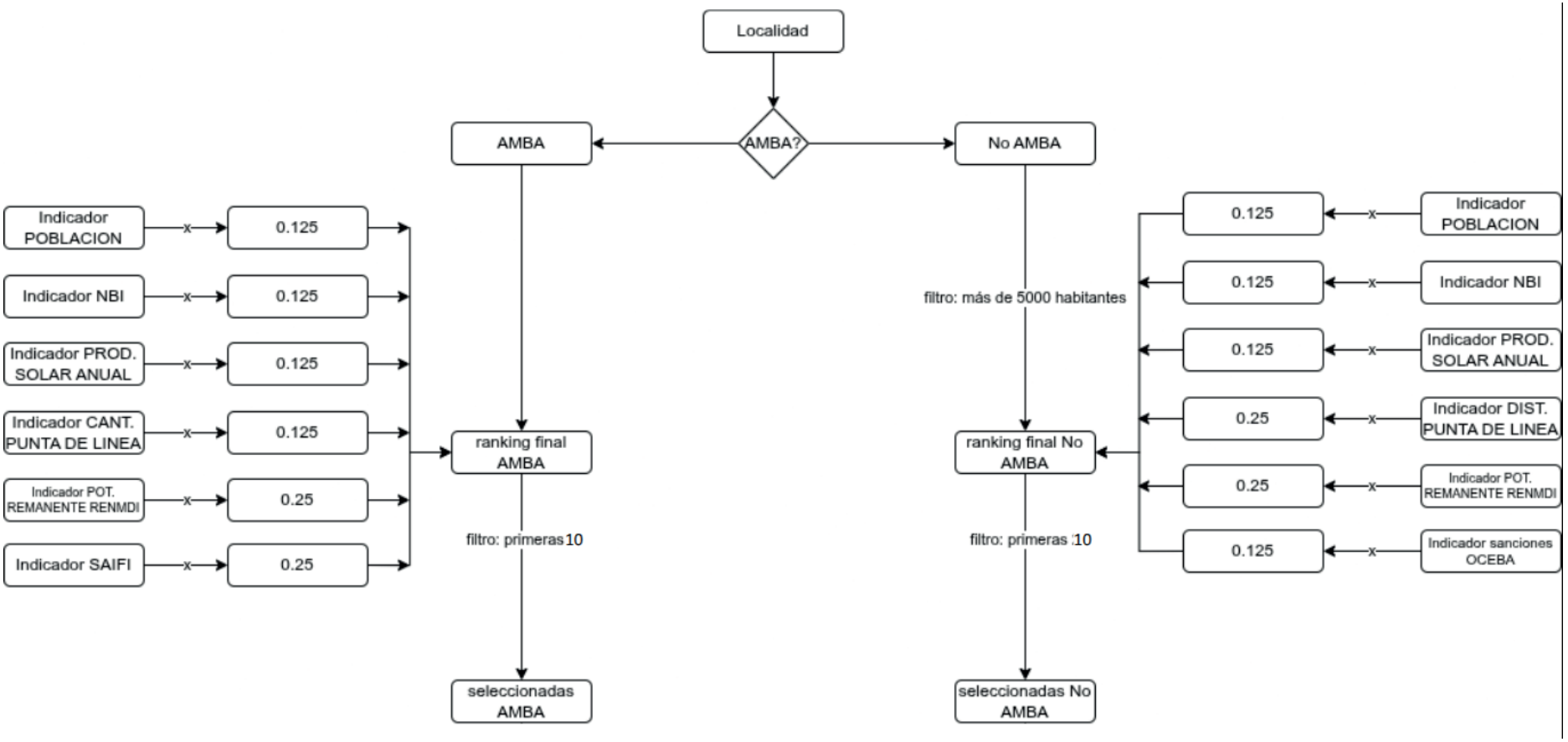
A esta altura del proceso la información procesada tiene forma de tabla, donde las filas representan las unidades de análisis (Partidos en el caso del AMBA y Localidades fuera del AMBA) y hay tantas columnas cómo indicadores se definieron. Cada una de las celdas de esta tabla tiene valores entre cero y uno. Este cuadro puede consultarse en la solapa Indicadores del archivo https://docs.google.com/spreadsheets/d/1dZ1tImbWz0Ydyzjqyij0tXzAcvOLQxigePuVCq3hRBY/edit?usp=sharing

Luego en base a estos indicadores se construyó un valor de prioridad para cada localidad siguiendo el proceso que se esquematiza a continuación en la Figura 2. En el caso de las localidades fuera del AMBA, solo se contemplaron aquellas de más de 5.000 habitantes, por un criterio de escala mínima.

No se hizo distinción entre Localidades Aisladas y No Aisladas debido a que no se encontraron casos de localidades que no estuvieran conectadas al sistema nacional.

Luego tanto Partidos cómo Localidades se ponderaron en base a los indicadores indicados en la Figura 2, multiplicando cada indicador (los valores entre cero y uno) por el coeficiente de ponderación correspondiente. La suma de los resultantes de esta multiplicación da como resultado el valor representativo de cada localidad.

Figura 2 Metodología de priorización multivariada



Fuente: elaboración propia

6.6. Paso metodológico 4. Selección de los sitios estratégicos

El cuarto paso es la selección definitiva de los sitios priorizados. Con este objetivo, siguiendo el proceso desarrollado en el paso anterior se obtuvo para cada una de las localidades un puntaje final. Este puntaje determina el nivel de prioridad de la localidad en base a los criterios fijados. Además se clasificaron las localidades en dos grupos: Partidos del AMBA y Localidades fuera del AMBA.

De cada uno de los grupos se seleccionaron los 10 con puntaje más alto y, en conjunto con la contraparte provincial, se identificaron los 2 casos más adecuados de cada segmento de acuerdo a un criterio de acceso a la información.

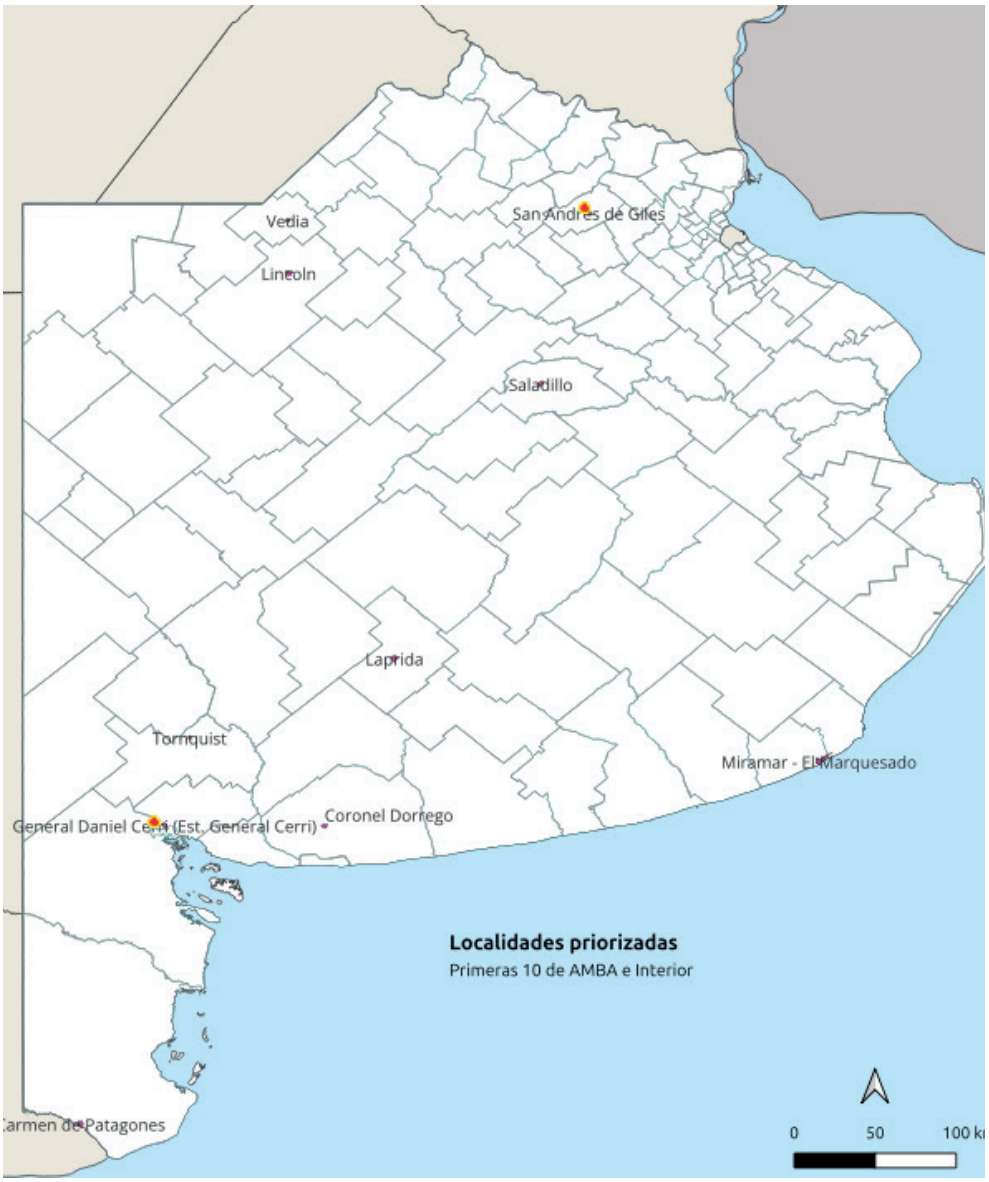
Dicho esto, junto a la entrega de este informe, se acompañan los archivos para que la contraparte provincial del proyecto pueda visualizar cada capa GIS por separado o la combinación de capas GIS que considere de interés (Ver Anexo). Dado que estos archivos son renovables, en el futuro se podrían cargar con información primaria más precisa y actualizada y rehacer el mismo ejercicio para definir la instalación de nuevos parques.

Tabla 14. Lista corta de sitios priorizados para la instalación de parques solares fotovoltaicos

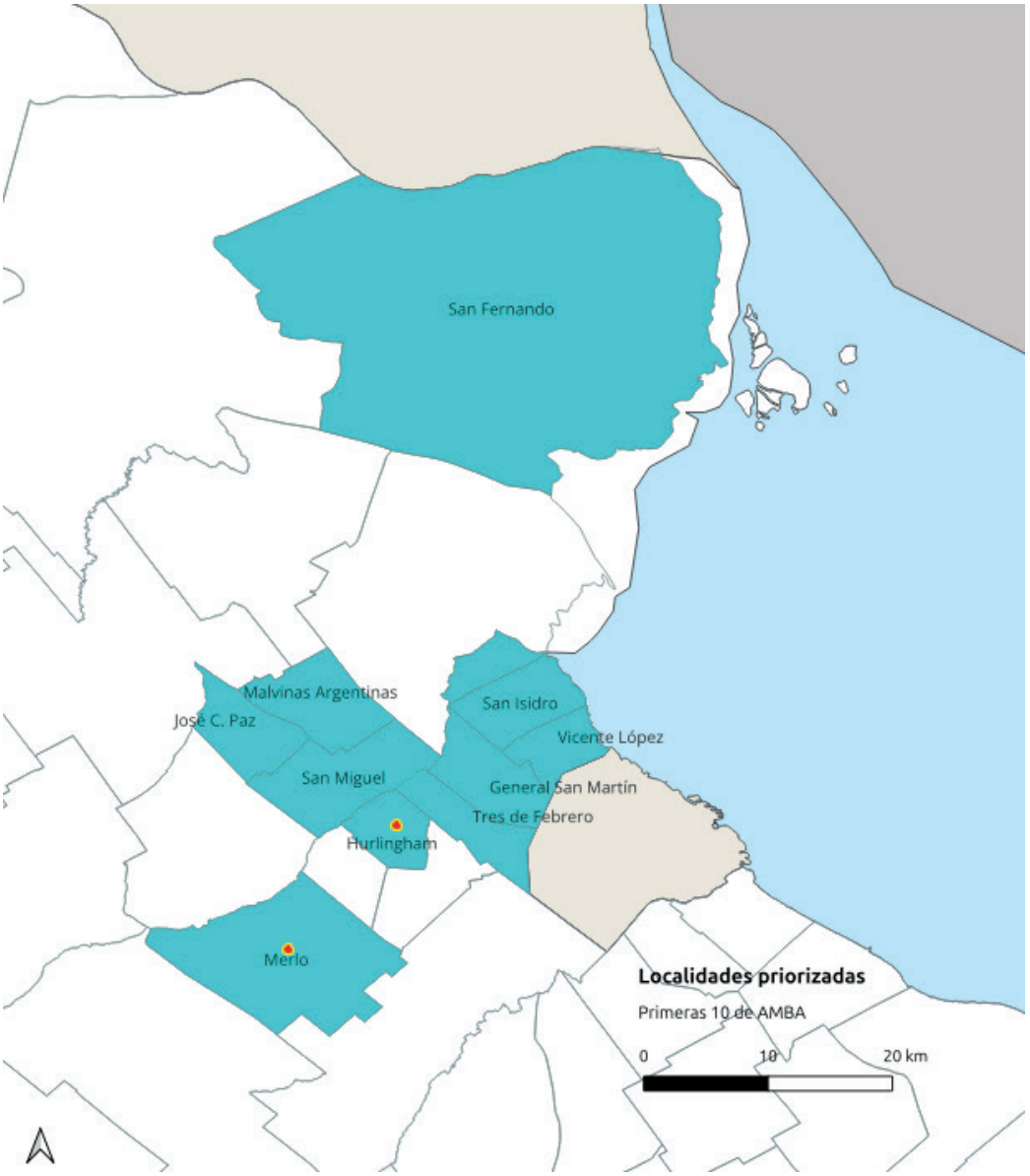
Interior	AMBA
Carmen de Patagones	**Merlo**
Miramar - El Marquesado	Vicente López
Coronel Dorrego	San Isidro
Vedia	General San Martín
General Daniel Cerri	José C. Paz
Tornquist	San Fernando
Laprida	Tres de Febrero
San Andrés de Giles	**Hurlingham**
Lincoln	San Miguel
Saladillo	Malvinas Argentinas

Nota: En celeste los sitios seleccionados por la contraparte provincial para el análisis de factibilidad.
Fuente: Elaboración propia en base a metodología de priorización desarrollada en el marco del proyecto

Mapa 10. Ubicación de las localidades priorizados del interior (primeras 10 indicadas por su nombre y las dos seleccionadas indicadas con puntos rojos)



Mapa 11. Ubicación de los partidos del AMBA priorizados (primeros 10 indicados por su nombre y los dos seleccionados indicados con puntos rojos)



El análisis de prefactibilidad técnica y económica, que será presentado en las secciones siguientes se hizo sobre los 4 sitios seleccionados mencionados previamente: San Andrés de Giles y General Daniel Cerri, en el interior; y Merlo y Hurlingham, en el ámbito del AMBA.

7. ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA DE PROYECTOS PRIORIZADOS

La prefactibilidad técnica de los proyectos estuvo originalmente pensada teniendo en cuenta que en cada uno de los sitios estarían definidas las condiciones locales específicas para establecer las característica de los

proyectos, como por ejemplo: i) espacio disponible para realizar la instalación; ii) infraestructura eléctrica para la inyección y distribución de la energía; iii) consumo energético del lugar (especialmente en el caso de proyectos orientados a reemplazar la generación térmica por centrales híbridas para el abastecimiento del consumo eléctrico en poblados aislados); iv) disponibilidad presupuestaria para el proyecto.

A partir de esa información, estaba pautado dimensionar cada proyecto del siguiente modo: Primero definiendo la potencia a instalar especificando la cantidad de paneles solares (marcas TIER 1 y modelos más utilizados en el mercado) e inversores que podrían ser utilizados en el proyecto. Segundo, estimando la energía generada a partir de los equipos y la potencia instalada y la radiación del lugar. Tercero, estimando el presupuesto total de los proyectos (incluyendo equipos, mano de obra, y obra civil)

Dado que en cada una de las localidades no se definieron parámetros locales clave, el equipo consultor elaboró especificaciones teóricas que sirven para analizar una prefactibilidad inicial. Por este mismo motivo, tampoco se visitaron las localidades porque no había lugar a donde acudir para relevar información de detalle y hacer un estudio de prefactibilidad a medida de cada lugar y proyecto. Dicho esto, se avanzó, por lo tanto, hasta el punto que la información disponible lo permitió, generando insumos técnicos sólidos que servirán de base para que las partes interesadas puedan, con un esfuerzo adicional acotado, implementar estos proyectos adaptados a las particularidades de cada localidad.

Con estos antecedentes, el objetivo de la presente sección es analizar la prefactibilidad técnica para la instalación de sistemas solares fotovoltaicos conectados a red en las localidades seleccionadas en la sección anterior. La finalidad principal de estos sistemas será la inyección del 100% de la energía generada a la red eléctrica. En el informe se abordan aspectos técnicos fundamentales como el recurso solar disponible en cada zona, la capacidad de generación estimada, las condiciones de acceso a la red y criterios generales de diseño. El objetivo es ofrecer un diagnóstico preliminar que sirva de base para la toma de decisiones en futuras etapas del proyecto, considerando tanto el aprovechamiento del potencial fotovoltaico como la viabilidad técnica de las instalaciones. Esta viabilidad técnica es luego complementada en la sección 8 por los estudios de viabilidad económica y regulatoria.

De modos simplificado los sistemas fotovoltaicos se reducen a tres tipos:

- ***On Grid***: es una instalación de paneles solares que se conecta directamente a la red eléctrica principal. Durante la noche o en días nublados cuando la generación solar es insuficiente, el hogar o la

empresa consume electricidad de la red eléctrica principal. Es por esto que no proporcionan energía durante cortes de electricidad ya que requieren estar conectados a la red para funcionar, y la generación de energía depende de la luz solar.

- ***Off Grid*:** es una solución que permite generar y usar electricidad de manera independiente, sin conexión a la red eléctrica convencional. Es ideal para lugares remotos, sin acceso a la red, o para personas y/o entidades que buscan ser autosuficientes en energía. En este sistema se instalan baterías que almacenan la energía proveniente de los paneles solares para usarla cuando no hay sol.

- **Híbrido**: este sistema combina la tecnología de paneles solares con baterías de almacenamiento y una conexión a la red eléctrica. La instalación utiliza la energía solar principalmente en horas diurnas. En caso de no dar abasto con la energía solar se complementará con la energía de la red, y si hay cortes de luz, usará la energía de las baterías en las cargas críticas.

En este proyecto se analizan exclusivamente los sistemas On Grid que inyectan el 100% de la energía que generan directamente a la red eléctrica. Esta modalidad simplifica la operación técnica y administrativa, reduciendo costos de almacenamiento y facilitando la integración al sistema de distribución o transporte eléctrico. Dado que estos sistemas dependen de la red para funcionar, es importante aclarar que no operan en caso de cortes de suministro.

7.1. Aspectos generales

En congruencia con el resto del informe y a partir del análisis de las localizaciones consideradas se analizan dos tipos de instalaciones:

- **Sistema On Grid 250 kW:** para las localidades de Merlo y General Daniel Cerri

- **Sistema On Grid 2 MW:** para las localidades de Hurlingham y San Andrés de Giles

Para brindar más elementos de análisis a la contraparte provincial, se evaluaron 4 sitios combinando tamaños y ubicación de los parques. En primer lugar, se evaluaron sitios localizados en el Área Metropolitana de Buenos Aires y fuera del AMBA, en el interior provincial. Por su parte, los tamaños consideran por un instalaciones fotovoltaicas de baja escala similares a los realizados por el PROINGED (en este caso un tamaño medio de 250 kW) y por

el otro parques de mayor tamaño, similares al Parque Solar Municipal Escobar, que es el parque más grande de la Provincia de Buenos Aires. Este último Parque fue visitado por el equipo consultor el viernes 11 de julio (ver Anexo un análisis del caso relevado)

Antes de abordar el análisis técnico de las instalaciones propuestas, se identifican y delimitan las variables que deben ser consideradas en la etapa de prefactibilidad para un parque solar fotovoltaico destinado exclusivamente a la inyección de energía a la red.

7.1.1. Variables técnicas relevantes

1. **Potencia de acople del sistema**: la potencia total de cada instalación, en función de la capacidad de conexión disponible en la red, los objetivos del proyecto y las características del sitio.
2. **Tecnología del módulo fotovoltaico**: la elección del panel solar afecta directamente la eficiencia del sistema, el rendimiento energético, la ocupación de superficie y la compatibilidad con otros componentes.
3. **Tipo y cantidad de inversores**: los inversores deben ser seleccionados en función de la potencia instalada, la configuración eléctrica del sistema, las normativas aplicables y la disponibilidad en el mercado.
4. **Orientación e inclinación fija**: se define la disposición geométrica de los paneles. En este caso, se opta por **estructuras fijas con orientación norte** y una inclinación óptima, dadas las condiciones generales del sitio y la búsqueda de una solución simple y de bajo mantenimiento.
5. **Disponibilidad y acceso a la red eléctrica**: es indispensable contar con información técnica sobre el punto de conexión, su capacidad, condiciones de tensión y requisitos normativos, para asegurar que la energía generada pueda ser efectivamente inyectada.
6. **Condiciones del sitio**: tipo de suelo, sombras, espacio disponible y accesibilidad para la construcción y operación del sistema, y restricciones ambientales o legales para la instalación.

7.1.2. Variables que no se consideran en esta etapa

Hay ciertas variables que no se definen con precisión en esta instancia, ya sea por falta de información específica del sitio o porque se descartan por motivos estratégicos o logísticos. A saber:

- **Uso de seguidores solares (*trackers*)**: se opta por estructuras fijas debido a que los sistemas de seguimiento aumentan la complejidad

mecánica, el mantenimiento, el costo de instalación y el requerimiento de superficie. Además, su beneficio adicional en generación no justifica su inclusión en proyectos de esta escala y configuración.

- **Diseño eléctrico detallado**: aspectos como la distribución exacta de strings, canalizaciones o protecciones específicas se definirán en etapas posteriores, con planos e ingeniería de detalle. Entre los sistemas de protección eléctrica se pueden mencionar: i) fusibles o interruptores automáticos para prevenir excesos de corriente, dispositivos que protegen el sistema frente a picos de tensión, iii) Protecciones diferenciales para detectar y actuar ante fugas de corriente a tierra (protegiendo personas e instalaciones), iv) sistemas de puesta a tierra y pararrayos: que también son considerados parte de la protección integral.

7.2. Supuestos

En el marco del presente proyecto se tuvieron en cuenta los siguientes supuestos debido a que en esta etapa no están definidas las parcelas de cada instalación

- La superficie donde se instalarán los paneles solares es plana, es decir, no tiene inclinación ni obstáculos
- No existen limitaciones de espacio físico para la instalación de paneles solares
- El tablero principal se encuentra a menos de 100 metros de la instalación de paneles fotovoltaicos
- No se presentan sombras alrededor de la instalación y hay posibilidad de instalar con orientación norte
- Dado que no se cuenta con información detallada sobre el acceso a la red eléctrica, relacionado a la localización específica de la instalación, se asume que no hay inconvenientes para realizar la conexión a la misma.
- No existen limitaciones ambientales y/o legales en el lugar de instalación

Respecto a este último punto vale remarcar que las posibles limitaciones son de índole muy amplia, pero de baja probabilidad de ocurrencia.

Dentro de las limitaciones ambientales podemos mencionar la posibilidad de que las parcelas seleccionadas tengan algún tipo de restricción por su valor ambiental (Áreas protegidas o reservas naturales o zonas con presencia de

flora o fauna amenazada). Puede suceder también que las condiciones naturales de la parcela o las actividades humanas limiten el uso de suelo cómo soporte de actividades de construcción (por ejemplo zonas de humedales, suelos salinos o con alto valor de infiltración o terrenos con pasivos ambientales (ej: basurales o áreas industriales contaminadas) pueden requerir intervenciones para control de humedad remediación antes de cualquier uso.

Dentro de las limitaciones legales podemos listar potenciales problemas de titularidad del terreno o de zonificación urbana incompatible.

También se pueden mencionar potenciales restricciones de orden eléctrico respecto a cómo y dónde conectar a la red, incluyendo distancias mínimas, transformadores requeridos o puntos de conexión aprobados. Las redes eléctricas locales pueden tener capacidad limitada, o pueden ser necesarios acuerdos con la distribuidora para habilitar la inyección.

Se recuerda que el presente análisis se basa en condiciones teóricas. Si alguno de los supuestos aquí planteados no se cumple —por ejemplo, si el terreno no es plano, existen sombras, no se dispone de orientación norte, o hay dificultades de conexión a la red— será necesario ajustar el diseño técnico del proyecto. Dependiendo del caso, estos ajustes pueden implicar desde cambios menores (como modificaciones en la estructura o layout del sistema) hasta alteraciones significativas que afecten la viabilidad técnica o económica del proyecto, como la necesidad de incorporar sistemas de almacenamiento, redimensionar el parque o asumir mayores costos de interconexión[37].

7.3. Selección del panel a utilizar

Los criterios para elegir los paneles fotovoltaicos **Longi HiMOX6 Max LR7-72HTHF-615M** fueron:

- Ser Tier 1 y de reconocida calidad en el mercado[38]
- Poseen gran capacidad de generación
- Cuentan con disponibilidad y soporte en el mercado local

[37] Habitualmente, la prefactibilidad técnica de los proyectos fotovoltaicos se simula bajo condiciones óptimas. Luego, cuando el proyecto se concreta, se realizan las mediciones correspondientes para conocer el tipo de suelo, las sombras, se diseña el sistema en función del espacio y se ajusta el cálculo con parámetros reales.

[38] Se denomina Tier 1, en el contexto de los paneles fotovoltaicos, a aquellos fabricantes que demuestran solvencia y cumplimiento de entrega, y cuentan con una trayectoria reconocida.

- Cuentan con el certificado **IEC 61215**, para paneles fotovoltaicos, que es requerido por la Secretaría de Energía para la inyección de energía a la red en generación distribuida.

-

7.4. Selección del inversor a utilizar

Para el inversor, se optó por 3 modelos diferentes por el tamaño de las instalaciones, todos fabricados por ***Huawei Techologies***, teniendo en cuenta:

- Se trata de una marca con numerosos equipos instalados en Argentina, tanto en utility scale como en generación distribuida.
- La buena calidad de sus protecciones eléctricas internas
- Disponibilidad y soporte en el mercado local
- Certificados en **IEC 61727**, para inversores, requerido por la Secretaría de Energía para la inyección a red en Generación distribuida

Para las instalaciones de 2MW existe la posibilidad de utilizar inversores de 360 (de mayor potencia) del mismo fabricante, para el análisis se descartó esta posibilidad por no estar disponibles de forma inmediata en el mercado local y la logística que implicaría utilizarlos por su tamaño y peso.

En el Anexo IV de este informe se encuentran las planillas técnicas de todos los equipos utilizados.

7.5. Metodología de dimensionamiento

Para cada localidad se dimensionó un parque solar fotovoltaico en función de la potencia objetivo definida (250 kW o 2 MW)[39]. Se seleccionaron los principales componentes del sistema -paneles solares, inversores y estructuras- considerando eficiencia, disponibilidad en el mercado argentino, y cumplimiento con normativas técnicas aplicables a la generación distribuida.

El número de paneles fue determinado dividiendo la potencia nominal total deseada entre la potencia unitaria de los módulos seleccionados. A su vez, se dimensionaron los inversores que sumen una potencia cercana, aunque levemente inferior, a la potencia pico de paneles, con el fin de optimizar el rendimiento de los inversores durante las horas de irradiancia media (sobredimensionamiento del generador[40]).

[39] La envergadura de los parques solares fue acordada con la contraparte.
[40] Se suele dimensionar el sistema para que la potencia de generación pico sea un 10% mayor a la potencia de salida del inversor

Para estimar la generación anual bruta de cada sistema se utilizó software especializado (PVsyst), a partir de datos promedio de radiación solar horizontal global (GHI) de cada zona geográfica de la fuente Meteonorm 8.2 (1996-2015). Las simulaciones se realizaron bajo condiciones ideales: sin sombras, buena ventilación, orientación norte e inclinación óptima, en función de los parámetros de cálculo de PVsyst.

La generación neta se obtuvo ajustando ese valor bruto por un conjunto de pérdidas técnicas, como:

- Pérdidas por temperatura: disminución del rendimiento de los paneles en días calurosos
- Suciedad de los módulos: acumulación de polvo u otros elementos
- Mismatch: pequeñas diferencias entre paneles
- Pérdidas en cables e inversores
- Disponibilidad del sistema y mantenimiento

El diagrama de pérdidas ilustra estas reducciones sucesivas desde la energía solar incidente hasta la energía efectiva inyectada a la red.

El dimensionamiento se realizó en función de la potencia objetivo y considerando factores como la radiación solar local, la eficiencia de los equipos y las condiciones estándar de instalación.

La generación anual estimada se calculó utilizando PVSyst y datos climáticos promedio de radiación solar horizontal global (GHI) para cada zona. Se consideraron condiciones ideales de instalación: sin sombras, buena ventilación, inclinación adecuada y mantenimiento regular.

La energía generada no será constante a lo largo del año: depende del nivel de radiación solar disponible, que varía mensualmente. Por ejemplo, durante los meses de verano la radiación es mayor y por ende la generación también aumenta, mientras que en invierno disminuye. Además, influyen factores como la temperatura ambiente (que afecta el rendimiento de los paneles) y el ángulo de incidencia solar.

Para las estructuras, se consideraron estructuras de tipo triangular que alojan cuatro paneles cada una, lo que permite una instalación eficiente, segura y de bajo mantenimiento. La elección de estructuras fijas (en lugar de seguidores solares o trackers) responde a criterios de simplicidad constructiva, menores costos de inversión, reducción de componentes móviles y mayor robustez en zonas de viento o con terrenos heterogéneos.

El tipo de anclaje dependerá de las condiciones locales del suelo en las parcelas a seleccionar.

En suelos firmes y compactos (arenosos o arcillosos estables) se propone el uso de estructuras hincadas (postes clavados directamente al suelo) o Estructuras con tornillos de tierra (ground screws)

Para Suelos blandos, arcillosos o con napa freática alta se propone analizar las alternativas estructuras sobre pilotes de hormigón prefabricado o fundaciones profundas o de zapata corrida de hormigón armado

Una vez definidas las parcelas se deberá cómo mínimo cumplimentar los siguientes aspectos para determinar el tipo de fundación más adecuado.

- Hacer ensayos de suelo básicos (estudio de penetración estándar, SPT).
- Evaluar el nivel freático, presencia de piedras o materiales orgánicos.
- Definir las cargas de viento locales.

7.6. Resultados obtenidos

En este apartado se presenta la prefactibilidad técnica de los cuatro parques solares fotovoltaicos. Los resultados obtenidos para cada uno de los parques, está organizado en seis partes: 1) potencia nominal del parque, superficie y equipamiento necesario, 2) coordenadas geográficas, 3) propuesta de layout, 4) listado de componentes con cantidades y especificaciones técnicas, 5) generación de energía anual estimada y 6) diagrama de pérdidas.

7.6.1. Merlo

Tamaño y potencia

Para la localidad de Merlo se propuso una instalación de 250 kW de potencia de acople, para lo cual se utilizarán 440 paneles fotovoltaicos de 615 Wp cada uno, totalizando una potencia pico de 271 kW. La superficie mínima necesaria para la instalación es de 1.600 metros cuadrados.

La conversión de la energía generada en corriente continua (CC) a corriente alterna (CA) se realizará mediante tres inversores Huawei: dos de 100 kW y uno de 50 kW, sumando 250 kW de potencia de salida.

Cada cuatro paneles se instalarán sobre una estructura triangular fija de aluminio, totalizando 110 kits estructurales. Esta disposición garantiza una inclinación adecuada (26°), orientada al norte, lo que permite un buen aprovechamiento del recurso solar disponible en la zona.

Para la colocación del parque se necesitarán aproximadamente 1.500 metros cuadrados.

Coordenadas Geográficas

Dado que no se tenían datos específicos del terreno donde se haría el proyecto, se acordó con la contraparte tomar para el diseño las coordenadas de Merlo según figuran en Google Earth. Para los fines del dimensionado este supuesto introduce errores despreciables.

Latitud: -34.66° S

Longitud: -58.73° W

Foto aérea 1. Partido de Merlo



Fuente: Google Maps

Tabla 15. Listado de especificaciones técnicas de los componentes necesarios para la instalación de un parque fotovoltaico de 250 kW de potencia de acople en la localidad de Merlo

Componente	Modelo	Cantidad	Observaciones	Potencia Unitaria	Potencia Total
Inversor 100kW	SUN2000-100KTL-M1	2		100kW	200kW
Inversor 50kW	SUN2000-50KTL-M1	1		50kW	50kW
Paneles Fotovoltáicos	LR8-66HGD-615M	440	Inclinación 26°	615Wp	271kWp
Estructuras triangular	Kit Triángulo	110	1 Kit cada 4 paneles solares		

Fuente: elaboración propia

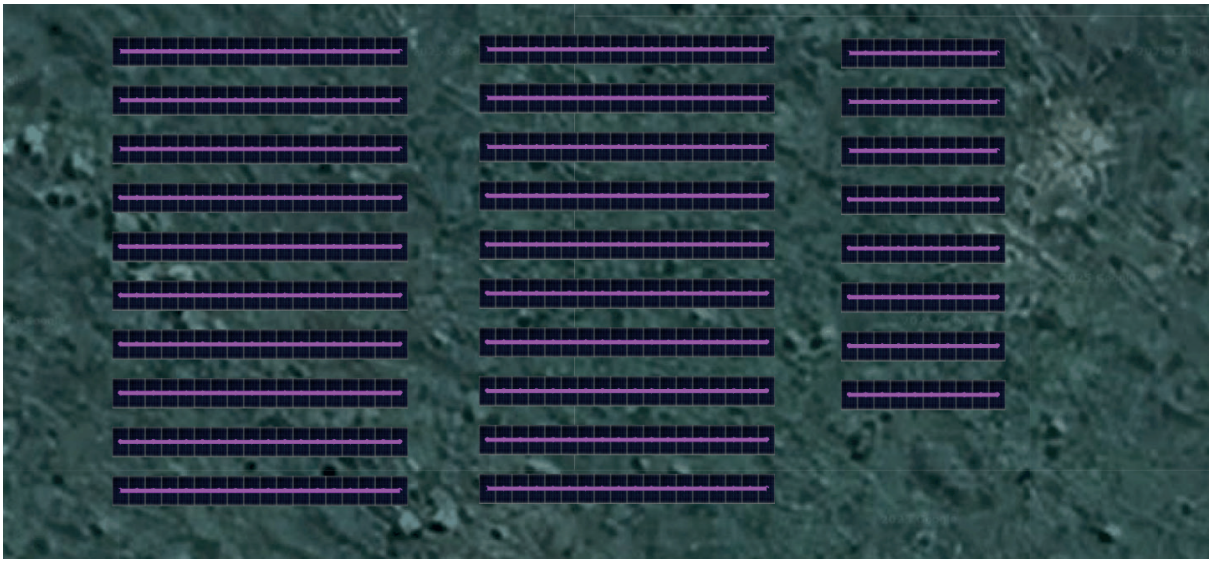
Layout propuesto

Como layout , se proponen 3 módulos:

- 2 módulos con 10 filas y 18 paneles solares cada una
- 1 módulo con 8 filas y 10 paneles solares cada una

Con esta disposición se utilizaría un MPPT cada dos filas, siendo cada fila un string distinto. De esta manera cada MPPT contaría con 2 strings en paralelo. Este diseño minimiza las distancias hasta el inversor en cada módulo y maximiza el uso de MPPT.

Diagrama 1. Layout propuesto para el parque de 250 kW en la localidad de Merlo



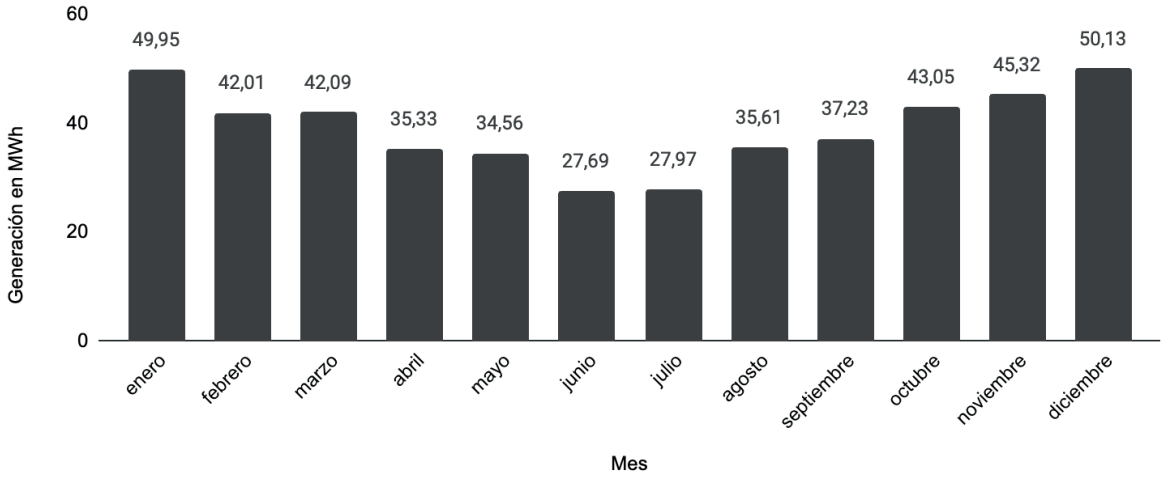
Fuente: Elaboración propia en base a plataforma OpenSolar

Este diseño deberá ser evaluado en la instancia en que se defina el sitio específico de instalación, teniendo en cuenta las restricciones de espacio, orientación, sombreo y demás limitaciones mencionadas anteriormente.

Generación Estimada

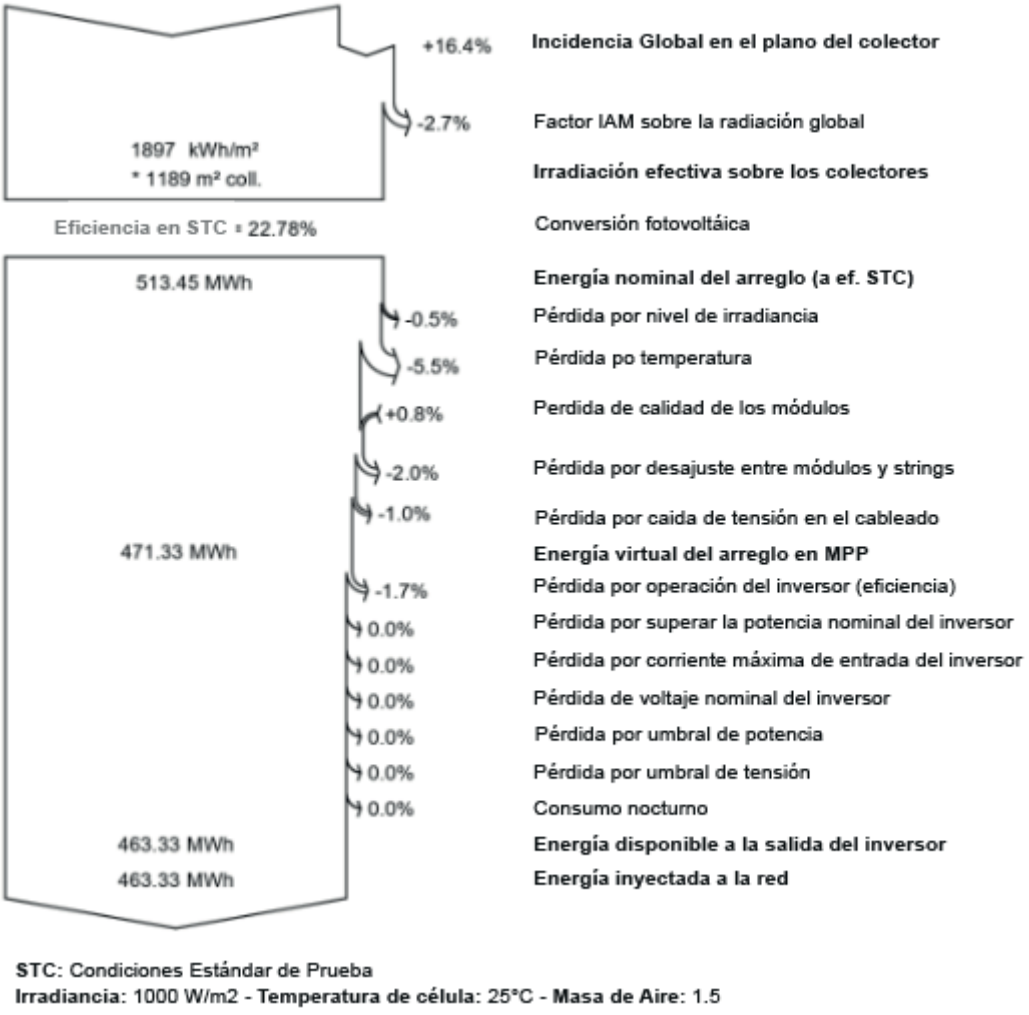
Con estas especificaciones se estima que la generación anual de esta instalación asciende a **463 MWh**, distribuida a lo largo del año.

Gráfico 23. Generación mensual estimada para el parque de la localidad de Merlo (en MWh)



Fuente: Elaboración propia en base a PVsyst

Diagrama 2. Pérdidas de un parque fotovoltaico de 250 kW de potencia de acople en la localidad de Merlo



Fuente: Elaboración propia en base a datos del PVSyst

7.6.2. General Daniel Cerri

Tamaño y potencia

Para la localidad de General Daniel Cerri se propuso una instalación de aproximadamente 250 kW de potencia de acople, utilizando 440 paneles fotovoltaicos Longi de 615 Wp cada uno. Esto da como resultado una potencia pico instalada de 271 kW, que permite aprovechar al máximo la capacidad de los inversores sin sobredimensionar excesivamente el sistema. La superficie mínima necesaria para la instalación es de 1.600 metros cuadrados.

La energía generada será convertida mediante tres inversores Huawei: dos de 100 kW y uno de 50 kW, totalizando los 250 kW de potencia en corriente alterna requeridos para la inyección a red.

Para la instalación mecánica se emplearán 110 estructuras triangulares fijas, una por cada cuatro paneles. Estas estructuras estarán orientadas al norte y con una inclinación de 26°, optimizadas para la latitud local, lo que favorece una buena captación solar anual.

Para la colocación del parque se necesitarán aproximadamente 1.500 metros cuadrados.

Coordenadas Geográficas

Como no se definió una ubicación geográfica específica, se tomaron las coordenadas de General Daniel Cerri en Google Earth

Latitud: -38.71° S

Longitud: -62.38° W

Foto aérea 2. Localidad General Daniel Cerri



Fuente: Google Earth

Tabla 16. Listado de especificaciones técnicas de los componentes necesarios para la instalación de un parque fotovoltaico de 250 kW de potencia de acople en la localidad de General Daniel Cerri.

Componente	Modelo	Cantidad	Observaciones	Potencia Unitaria	Potencia Total
Inversor 100kW	SUN2000-100KTL-M1	2		100kW	200kW
Inversor 50kW	SUN2000-50KTL-M1	1		50kW	50kW
Paneles Fotovoltáicos	LR8-66HGD-615M	440	Inclinación 26°	615Wp	271kWp
Estructura triangular	Kit Triángulo	110	1 Kit cada 4 paneles solares		

Fuente: elaboración propia

Layout Propuesto

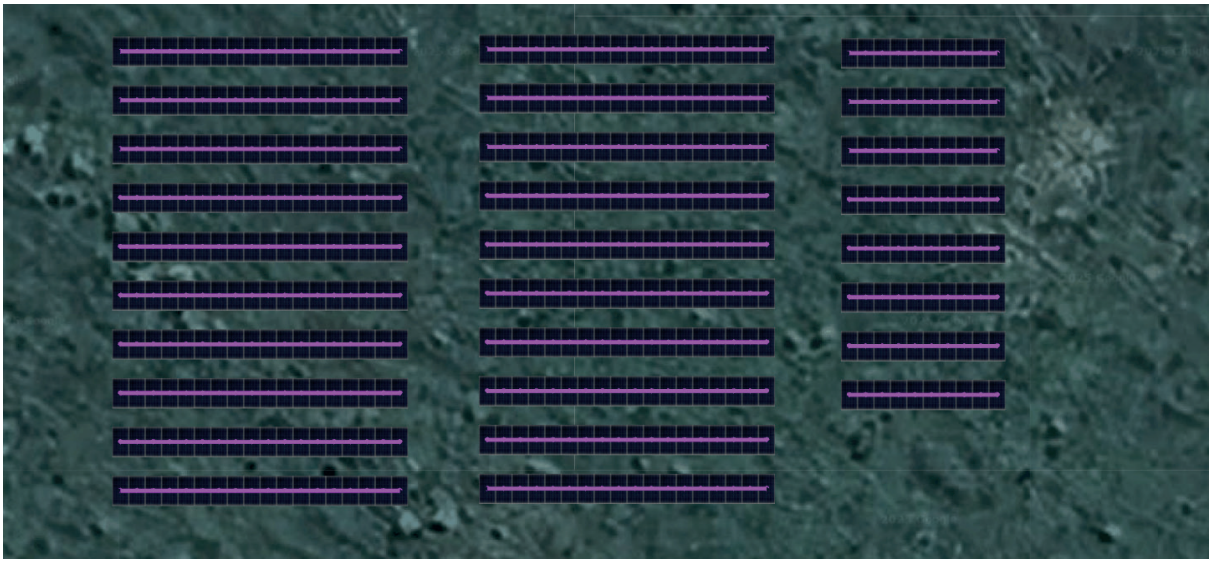
Como layout de ejemplo, se proponen **3 módulos:**

- 2 módulos con 10 filas y 18 paneles solares cada una
- 1 módulo con 8 filas y 10 paneles solares cada una

Con esta disposición se utilizaría un MPPT[41] cada dos filas, siendo cada fila un string distinto. De esta manera cada MPPT contaría con 2 strings en paralelo. Este diseño minimiza las distancias hasta el inversor en cada módulo y maximiza el uso de MPPT.

[41] MPPT (por sus siglas en inglés: Maximum Power Point Tracker) se refiere a un seguimiento del punto de máxima potencia. Se trata de una tecnología electrónica que incorporan los inversores solares para maximizar la cantidad de energía extraída de los paneles fotovoltaicos en todo momento.

Diagrama 3. Layout propuesto para el parque de 250 kW en la localidad de General Daniel Cerri



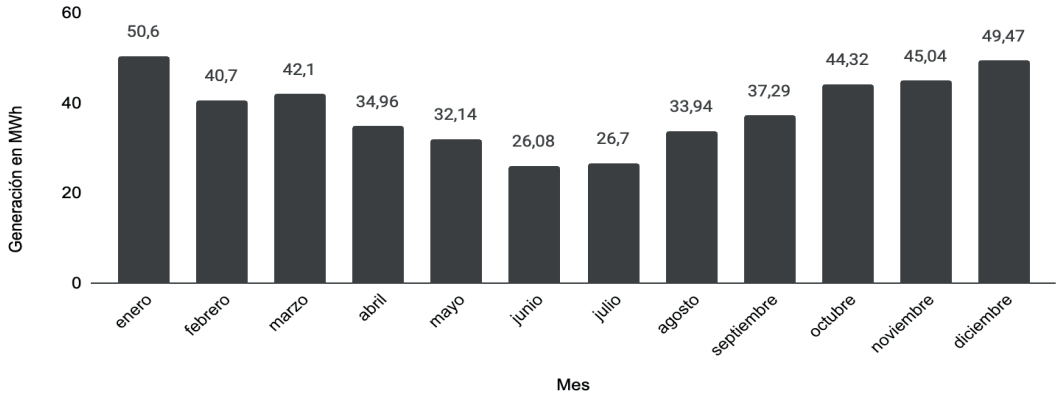
Fuente: Elaboración propia en base a plataforma OpenSolar

Este diseño deberá ser evaluado en la instancia en que se defina el sitio específico de instalación, teniendo en cuenta las restricciones de espacio, orientación, sombreo y demás limitaciones mencionadas anteriormente.

Generación Estimada

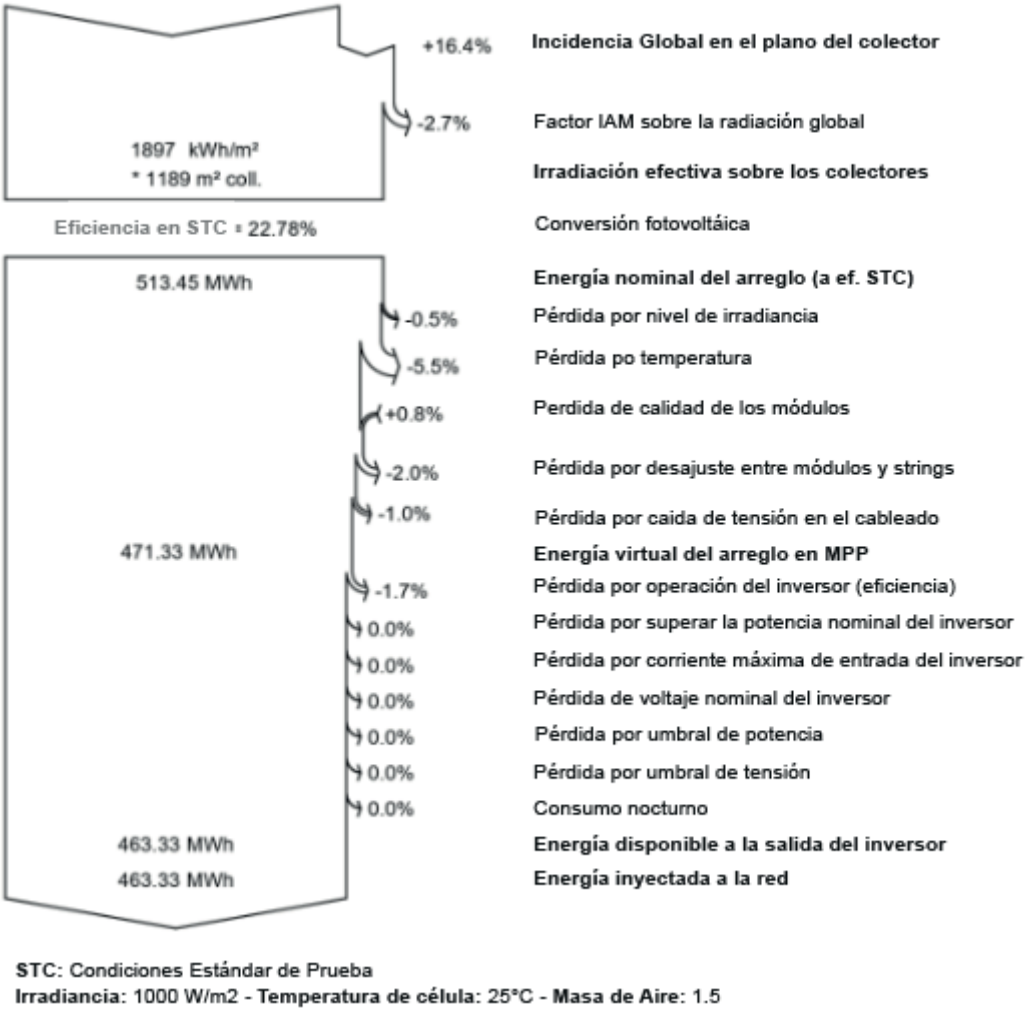
Con estas especificaciones se estima que la generación anual de esta instalación asciende a **471 MWh**, distribuida a lo largo del año.

Gráfico 24. Generación mensual estimada para el parque de la localidad de General Daniel Cerri (en MWh)



Fuente: Elaboración propia en base a PVsyst

Diagrama 4. Pérdidas de un parque fotovoltaico de 250 kW de potencia de acople en la localidad de General Daniel Cerri



Fuente: Elaboración propia en base a datos del PVSyst

7.6.3. San Andrés de Giles

Tamaño y potencia

En San Andrés de Giles se plantea una planta de mayor escala, con una potencia de acople de 1.950 kW. Para alcanzar este objetivo, se utilizarán 3.458 paneles fotovoltaicos Longi de 615 Wp cada uno, sumando una potencia pico instalada de 2.127 kW. Este sobredimensionamiento controlado permite mejorar la producción durante las horas de irradiancia baja y maximizar el uso de los inversores. La superficie mínima necesaria para la instalación es de 12.500 metros cuadrados.

La conversión de la energía solar en energía eléctrica utilizable será realizada por trece inversores Huawei de 150 kW cada uno, lo que permite alcanzar una potencia nominal total de 1.950 kW en corriente alterna.

Las estructuras elegidas son kits triangulares fijos de aluminio, en una proporción de uno cada cuatro paneles, con un total de 865 kits. La inclinación de los paneles será de 26° y estarán orientados al norte, respetando la configuración estándar para generación eficiente en esta latitud.

Para la colocación del parque se necesitarán por lo menos 10.500 metros cuadrados, incluyendo los espacios requeridos para la colocación de paneles, la sala de control y demás estructuras

Coordenadas Geográficas

Como no se definió una ubicación geográfica específica, se tomaron las coordenadas de San Andrés de Giles en Google Earth

Latitud: -34.45° S

Longitud: -59.45° W

Foto aérea 3. Localidad San Andrés de Giles



Fuente: Google Earth

Tabla 17. Listado de especificaciones técnicas de los componentes necesarios para la instalación de un parque fotovoltaico de 250 kW de potencia de acople en la localidad de San Andrés de Giles

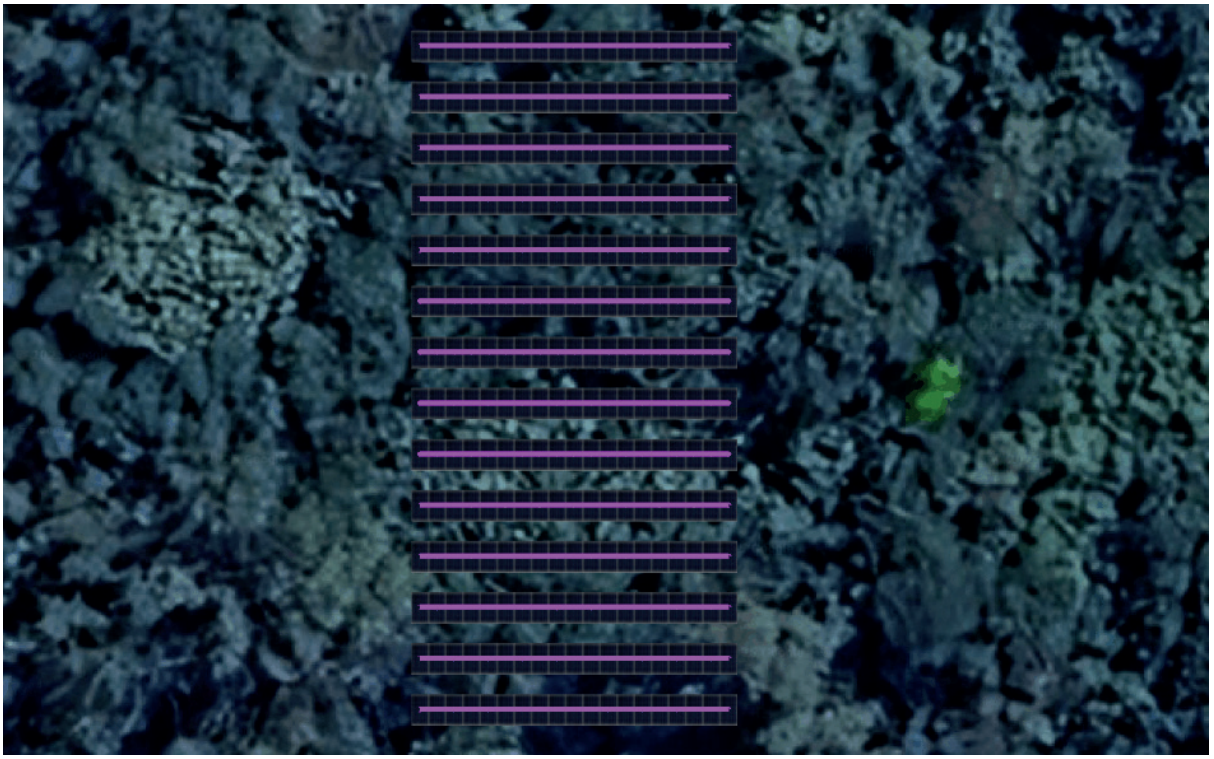
Componente	Modelo	Cantidad	Observaciones	Potencia Unitaria	Potencia Total
Inversor 100 kW	SUN2000-150K-MG0	13		150 kW	1.950 kW
Paneles Fotovoltaicos	LR8-66HGD-615M	3.458	Inclinación 26°	615 Wp	2.127 kWp
Estructuras triangular	Kit Triángulo	865	1 Kit cada 4 paneles solares		

Fuente: Elaboración propia

Layout Propuesto

Como layout de ejemplo, se proponen **13 módulos como el de la imagen**, con un diseño de 14 filas que cuenten con 19 paneles solares cada una. Con esta disposición se utilizaría un MPPT cada dos filas, siendo cada fila un string distinto. De esta manera cada MPPT contaría con 2 strings en paralelo. Este diseño minimiza las distancias hasta el inversor en cada módulo y maximiza el uso de MPPT.

Diagrama 5. Layout propuesto para el parque de 250 kW en la localidad de San Andrés de Giles



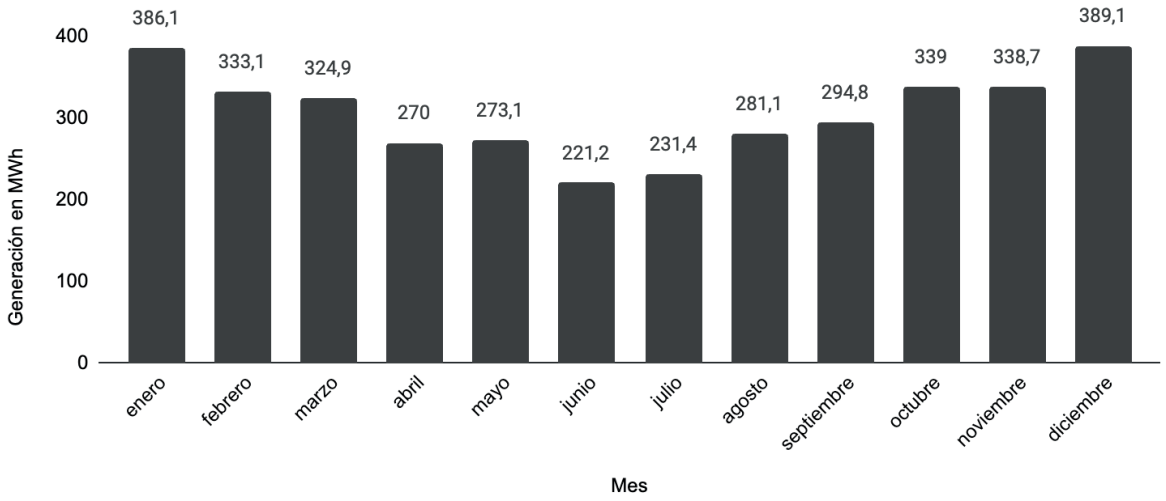
Fuente: Elaboración propia en base a plataforma OpenSolar

Este diseño deberá ser evaluado en la instancia en que se defina el sitio específico de instalación, teniendo en cuenta las restricciones de espacio, orientación, sombreo y demás limitaciones mencionadas anteriormente.

Generación Estimada

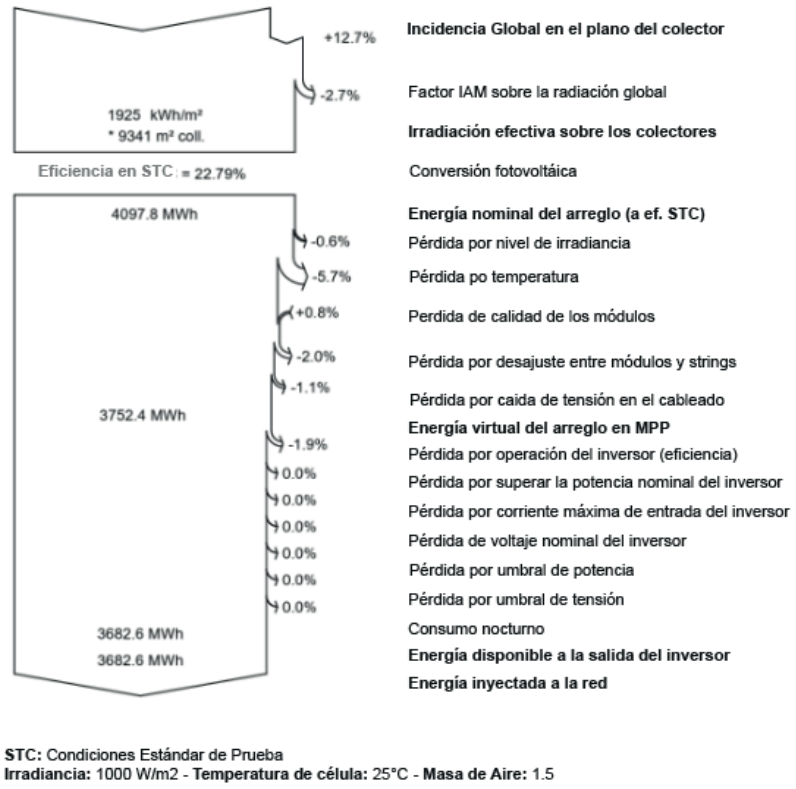
Con estas especificaciones se estima que la generación anual estimada para la instalación es de **3.683 MWh**, distribuida a lo largo del año.

Gráfico 25. Generación mensual estimada para el parque de la localidad de San Andrés de Giles (en MWh)



Fuente: Elaboración propia en base a PVsyst

Diagrama 6. Pérdidas de un parque fotovoltaico de 250 kW de potencia de acople en la localidad de San Andrés de Giles



Fuente: Elaboración propia en base a datos del PVSyst

7.6.4. Hurlingham

Tamaño y potencia

Para la localidad de Hurlingham también se diseñó una planta de 2 MW, con una potencia pico de 2.127 kW, alcanzada mediante la instalación de 3.458 paneles Longi de 615 Wp. La potencia de acople del sistema será de 1.950 kW, lo cual se ajusta a los límites estándar para este tipo de instalaciones de generación distribuida. La superficie mínima necesaria para la instalación es de 12.500 metros cuadrados.

La energía en corriente continua será convertida a corriente alterna a través de trece inversores Huawei de 150 kW, los cuales suman una potencia total de 1.950 kW.

La sujeción de los paneles se hará mediante 865 kits de estructuras triangulares fijas, con una disposición de cuatro paneles por kit. La inclinación de 26° y orientación norte garantizan un aprovechamiento óptimo del recurso solar disponible en la región.

Coordenadas Geográficas

Como no se definió una ubicación geográfica específica, se tomaron las coordenadas de Hurlingham en Google Earth:

Latitud: -34.59° S

Longitud: -58.63° W

Foto aérea 4. Partido de Hurlingham



Fuente: Google Earth

Tabla 18. Listado de especificaciones técnicas de los componentes necesarios para la instalación de un parque fotovoltaico de 250 kW de potencia de acople en la localidad de Hurlingham

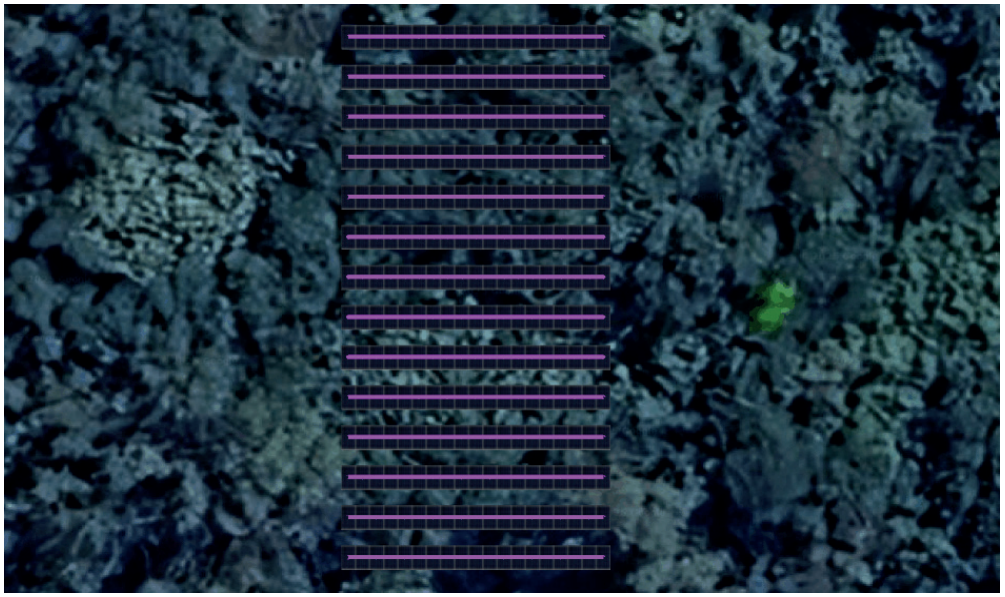
Componente	Modelo	Cantidad	Observaciones	Potencia Unitaria	Potencia Total
Inversor 100 kW	SUN2000-150K-MG0	13		150 kW	1.950 kW
Paneles Fotovoltáicos	LR8-66HGD-615M	3.458	Inclinación 26°	615 Wp	2.127 kWp
Estructuras triangular	Kit Triángulo	865	1 Kit cada 4 paneles solares		

Fuente: Elaboración propia

Layout Propuesto

Como layout de ejemplo, se proponen **13 módulos como el de la imagen**, con un diseño de 14 filas que cuenten con 19 paneles solares cada una. Con esta disposición se utilizaría un MPPT cada dos filas, siendo cada fila un string distinto. De esta manera cada MPPT contaría con 2 strings en paralelo. Este diseño minimiza las distancias hasta el inversor en cada módulo y maximiza el uso de MPPT.

Diagrama 7. Layout propuesto para el parque de 250 kW en la localidad de Hurlingham



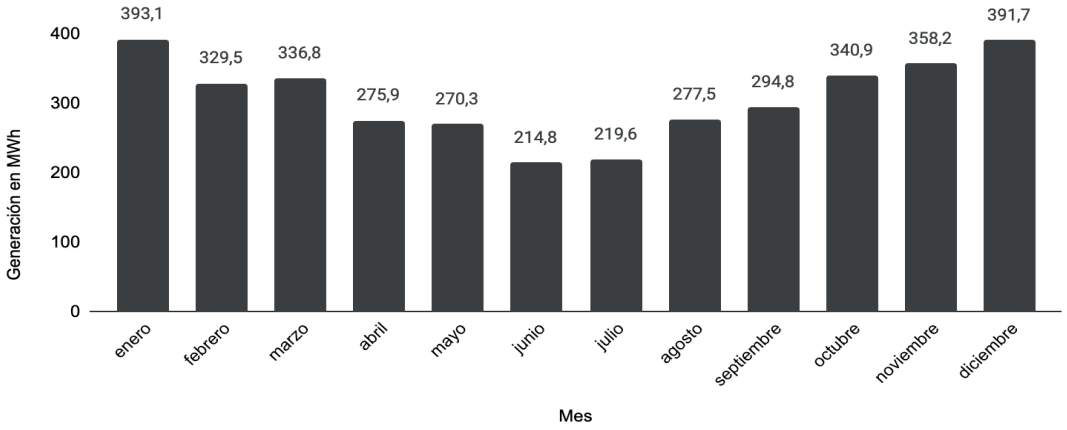
Fuente: Elaboración propia en base a plataforma OpenSolar

Este diseño deberá ser evaluado en la instancia en que se defina el sitio específico de instalación, teniendo en cuenta las restricciones de espacio, orientación, sombreo y demás limitaciones mencionadas anteriormente.

Generación Estimada

Con estas especificaciones se estima que la generación anual estimada para la instalación es de **3.703 MWh**, distribuida a lo largo del año.

Gráfico 26. Generación mensual estimada para el parque de la localidad de Hurlingham (en MWh)



Fuente: Elaboración propia en base a PVsyst

Diagrama 8. Pérdidas de un parque fotovoltaico de 250 kW de potencia de acople en la localidad de Hurlingham



Fuente: Elaboración propia en base a datos del PVSyst

7.7. Resumen de instalaciones y conclusiones

Esta sección incluye el análisis preliminar de prefactibilidad para los proyectos de 250 kW en Merlo y General Daniel Cerri, y de 2 MW en San Andrés de Giles y Hurlingham que fueron dimensionados de acuerdo con criterios técnicos, normativos y de disponibilidad del mercado local.

A través de la selección de componentes confiables —paneles Longi de alta eficiencia y equipos Huawei con certificación internacional— se logró definir una configuración que garantiza calidad, robustez y compatibilidad con

los requerimientos de la Secretaría de Energía para generación distribuida. Se optó por estructuras fijas, priorizando simplicidad constructiva, durabilidad y menores costos operativos, dado que los beneficios marginales de los seguidores solares no justificaban su incorporación en este contexto.

El análisis de generación estimada y las correspondientes pérdidas reflejan el comportamiento esperado de cada planta según su ubicación geográfica, permitiendo prever la energía que podrá inyectarse al sistema eléctrico en condiciones normales de operación.

Si bien los resultados obtenidos muestran que los proyectos analizados resultan técnica y conceptualmente viables bajo los supuestos definidos, es importante destacar que resta una etapa clave de definición técnica. Factores como la localización exacta de los terrenos, sus condiciones topográficas y de acceso, la cercanía y capacidad de conexión a la red eléctrica, restricciones normativas locales o provinciales, y la disponibilidad de infraestructura eléctrica en la zona, pueden influir significativamente en la viabilidad técnica. Por lo tanto, será fundamental que en una etapa posterior se profundice en estos aspectos mediante estudios de sitio detallados, análisis eléctricos de interconexión y evaluaciones legales y contractuales.

Para el diseño e implementación del sistema de conexión del parque solar, se deberá caracterizar adecuadamente las necesidades técnicas de los puntos de conexión, las líneas y los transformadores. En cuanto a los puntos de conexión, será necesario confirmar el nivel de tensión requerido (BT, MT o AT), la capacidad de la red receptora para absorber la potencia generada, y el cumplimiento con los requisitos técnicos de la distribuidora en términos de calidad del producto, factor de potencia y protecciones exigidas. Las líneas deberán dimensionarse de forma tal que aseguren una adecuada evacuación de energía, minimizando las pérdidas eléctricas. Se deberán analizar la longitud de los tramos, la selección del tipo de tendido (aéreo o subterráneo), el cálculo de la sección del conductor según la corriente nominal y la caída de tensión admisible, respetando en todos los casos la normativa vigente (como las normas AEA e IRAM). Respecto de los transformadores, se deberá definir su potencia nominal de acuerdo con la capacidad máxima del parque, establecer la relación de transformación adecuada, y determinar si es viable la utilización de una única cámara transformadora para diferentes configuraciones de potencia. Los transformadores deberán estar provistos con las protecciones correspondientes y estar adaptados a las condiciones de operación del sitio, garantizando una correcta integración con los tableros generales y el sistema de protecciones de media y baja tensión.

Finalmente, se establece que todos los proyectos evaluados resultan técnica y conceptualmente viables bajo los supuestos planteados. Se confirma el potencial significativo de la energía solar como herramienta para fortalecer la red eléctrica y diversificar la matriz energética de la provincia.

A modo de cierre, la Tabla 19 resume las variables más relevantes de los cuatro proyectos. De modo agregado, si la provincia optara por financiar los cuatro proyectos, la inversión ascendería a US$ 3.3 millones y se incrementaría la generación de energía anual renovable en 8.320 MWh.

Tabla 19. Cuadro resumen con tamaño, potencia de generación y de acople, estimación de costos y generación anual de energía por localidad priorizada

Zona	Tamaño	Pot. Generación	Potencia Acople	Costo Estimado (*)	Generación Anual
Merlo	250 kW	271 kW	250 kW	USD 176.150	463 MWh
General Daniel Cerri	250 kW	271 kW	250 kW	USD 176.150	471 kWh
San Andrés de Giles	2 MW	2.127 kW	1.950 kW	USD 1.488.900	3.683 MWh
Hurlingham	2 MW	2.127 kW	1.950 kW	USD 1.488.900	3.703 MWh

Fuente: Elaboración propia

(*) Los costos fueron estimados de acuerdo a valores de mercado para obras de similar potencia de acople y están vinculados a las consideraciones detalladas al principio de esta sección 7. Estas cifras incluyen compra de equipos e insumos y mano de obra. Tanto el terreno como el costo de la sala técnica no están contemplados. Estos últimos son estrictamente necesarios en algunos parques de acuerdo el tamaño y su costo puede ser entre el 3 y el 5% del proyecto.

8. ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD ECONÓMICO-FINANCIERA Y NORMATIVA DE PROYECTOS PRIORIZADOS

El objetivo de esta sección es analizar, en primer lugar, la prefactibilidad económico-financiera para cada proyecto priorizado. En segundo lugar, se evaluará un esquema de negocios acorde a la normativa vigente que pueda aplicarse a los proyectos priorizados.

8.1. Metodología de análisis

Confección del modelo económico-financiero

Para realizar la prefactibilidad económico-financiera, se diseñó un modelo que evalúa cada proyecto a partir de una serie de parámetros técnicos y económicos. Es posible acceder a este modelo a partir del siguiente enlace. Por lo tanto, a la provincia le queda una herramienta que le permite evaluar no solo los proyectos aquí priorizados sino también otros que puedan surgir en el futuro en diferentes escenarios.

Los parámetros[42] que se deben introducir en el modelo de prefactibilidad económica son los siguientes:

- Generación de energía a partir del sistema fotovoltaico (kWh/año)
- Potencia a instalar fotovoltaica (kW)
- Valor de inversión (en USD/kW)
- Costo de operación y mantenimiento del sistema (como % de la inversión inicial o en USD/año)
- Costo de recambio de inversores (como % de la inversión inicial o en USD/año)
- Costo fijo de electricidad (ARS/mes)
- Cargo de potencia (ARS/kW-mes)
- Tarifa de energía eléctrica - Cargo variable. Permite valorizar el ahorro debido al autoconsumo de electricidad generada, si lo hubiera. (ARS/kWh)
- Tarifa de inyección o venta de la energía (ARS/kWh)
- Proporción de autoconsumo. Si no hay consumo eléctrico, entonces, es 0%. (%)
- Tipo de cambio para convertir tarifas en pesos a dólares (ARS/USD)

[42] Se mencionan los parámetros que deben completarse para poder correr el modelo, sin embargo, también pueden ajustarse otras variables si se quisiera, por ejemplo: pérdidas anuales de los paneles fotovoltaicos, costo de alquiler del predio, impuestos ahorrados sobre autoconsumo e impuestos gravados sobre inyección.

- Tasa de descuento en dólares (%)
- Condiciones de financiamiento (tasa de interés, monto a financiar, período de gracia y plazo de pago)

El modelo se construye en dólares estadounidenses (USD) a fin de amortiguar el impacto de las fluctuaciones macroeconómicas.

A partir de los datos anteriormente citados, en el modelo se construye un **flujo de fondos** (FF) que refleja la proyección de los ingresos y egresos del proyecto, construidos de la siguiente manera:

- **Ingresos**: se calculan multiplicando la generación de energía por el precio de inyección/venta de energía y se adiciona el ahorro por autoconsumo valorizado al cargo variable de la energía.
- **Egresos**: incluyen los desembolsos de inversión, recambio de inversores y los gastos de operación y mantenimiento (además de los impuestos, si existieran).

El FF sirve para calcular los siguientes **indicadores que se utilizan habitualmente para la evaluación de proyectos**:

i) VAN (Valor Actual Neto): es la diferencia entre la inversión inicial y la sumatoria de los valores actuales de los flujos de fondos futuros descontados a la tasa de descuento. Indica, en pesos de hoy (o dólares), si es o no rentable invertir en el proyecto.

Criterios de decisión a partir del cálculo del VAN

Valor	Significado
VAN > 0	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida (r)
VAN < 0	La inversión produciría ganancias por debajo de la rentabilidad exigida (r)
VAN = 0	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas

Fuente: Padilla, M. C. (2011). Formulación y evaluación de proyectos. r: tasa de descuento

ii) TIR (Tasa Interna de Retorno): es la tasa de descuento que hace que el valor actual del flujo de fondos futuros se iguale a la inversión inicial (haciendo el VAN igual a cero)

El objetivo de la TIR es brindar una medida de rentabilidad para la toma de decisiones de inversión. Cuanto mayor es la TIR, mayor es la rentabilidad del proyecto.

La TIR se suele comparar con una tasa de interés de referencia (tasa de interés de otra alternativa de inversión) a fin de evaluar la rentabilidad del proyecto bajo análisis. Cabe señalar que, en diversas ocasiones, la TIR es uno de los elementos que se utiliza para decidir en qué proyectos invertir pero no es el único. Por ejemplo, en el presente informe, se propone que el proyecto sea "viable" económicamente, considerando la existencia de una TIR positiva. Sin embargo, el solo hecho de que un proyecto tenga una TIR mayor que otro no lo convierte en un proyecto elegible. Deberán tomarse en consideración otros criterios, tales como la mejora que el proyecto puede generar en la disponibilidad energética, mejorando la calidad de vida de la población del lugar[43], o también la posibilidad que se brinda de generar empleo local, entre otros.

Criterios de decisión a partir del cálculo de la TIR

Valor TIR	Explicación
TIR > Tasa de interés de referencia	La rentabilidad del proyecto es mayor
TIR < Tasa de interés de referencia	La rentabilidad del proyecto es menor
TIR = Tasa de interés de referencia	La rentabilidad del proyecto es igual.

[43] Si bien no hay indicadores disponibles específicos sobre mejoras en el acceso al servicio eléctrico, las comunidades siempre manifiestan que el servicio de electricidad mejora a partir de las instalación de proyectos de este tipo.

iii) Plazo de repago (payback simple)

Es aquel en el cual los retornos acumulados obtenidos compensan al desembolso inicial realizado por el inversor (también se conoce como payback simple).

Antes de evaluar los proyectos económicamente, se presentarán diferentes esquemas de negocios, en función del marco legal vigente, que viabilicen el funcionamiento de cada uno de los parques solares.

8.2. Esquemas de negocios propuestos

La prefactibilidad de los proyectos dependerá del esquema de negocio del parque fotovoltaico. Por lo cual se deberán definir como mínimo los siguientes aspectos:

- Marco normativo bajo el cual operará el proyecto
- El responsable (propietario u operador) del proyecto.
- El destino de la energía generada.
- El esquema contractual para la energía generada.
- Precio de venta de la energía inyectada (si aplica).

En base a estas variables, se proponen tres esquemas de negocios alternativos para la evaluación de los parques.

Esquema 1: Proyecto de generación bajo el régimen de GD

- **Marco normativo:** RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA- Ley 27.424
- **Propietario del parque solar:** el Municipio
- **Destino de la energía generada:** inyección a la red de distribución (en un 100% si no existe consumo)
- **Precio de la energía**: el precio de venta de la energía es el precio de inyección según cuadro tarifario vigente.

Dado que no existe un punto de suministro actualmente en ninguno de los casos, ya que el desarrollo del parque solar fotovoltaico se asume que se construiría en un predio vacío, el primer paso sería que el propietario del proyecto solicite uno. Dicho punto de suministro deberá tener una potencia contratada igual a la potencia de acople del sistema fotovoltaico que se espera instalar (de acuerdo al artículo 4° de la Ley 27.424, los usuarios generadores

(UG) podrán instalar equipos de generación renovable, como máximo, hasta una potencia equivalente a la que tienen contratada con el distribuidor).

El siguiente paso, es que el propietario del parque inicie el trámite de UG, con el formulario para solicitar la reserva de potencia. Una vez que se obtenga la aprobación del Distribuidor, se comienza la construcción del parque solar y, luego, se solicita el medidor bidireccional. De esta manera, cuando el parque solar se encuentre operativo, la energía generada sería inyectada en un 99% a la red (se consideró que existe un pequeño consumo propio, por ejemplo para iluminación) y remunerada al precio de inyección de acuerdo al cuadro tarifario vigente publicado por el distribuidor/cooperativa eléctrica (si hubiera algún pequeño consumo, entonces, el excedente es el que se inyecta a la red).

El inconveniente que se encuentra en este esquema es que los cargos de potencia resultarían muy elevados. Al no existir consumo eléctrico alguno en el punto de suministro (o el mismo es muy bajo), los cargos de potencia se consideran completamente como un egreso, afectando negativamente el flujo de fondos y la rentabilidad del proyecto. En cambio, para el caso de los usuarios pre-existentes (industriales, por ejemplo), que ya tienen una potencia contratada determinada acorde a sus requerimientos de demanda, el peso de la potencia contratada no se considera como erogación para la evaluación del proyecto, debido a que el pago de la potencia contratada lo deben realizar independientemente de si realizan o no una instalación fotovoltaica para GD. Por el contrario, cuando no existe un punto de suministro y debe solicitarse uno, como es el caso de los proyectos priorizados que se analizan en este trabajo, las erogaciones por la potencia contratada existen únicamente para poder realizar la instalación fotovoltaica de generación distribuida y, por tanto, se consideran como una erogación.

Esquema 2: Proyecto de generación bajo el régimen de GD con "excepción"

- **Marco normativo:** RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA- Ley 27.424
- **Propietario del parque solar:** el Municipio
- **Destino de la energía generada:** inyección a la red de distribución (en un 100% si no existe consumo)
- **Precio de la energía**: el precio de venta de la energía es el precio de inyección según cuadro tarifario vigente.

Dado que la normativa de GD es clara en relación a la potencia que puede instalarse, no existen alternativas para contratar una potencia inferior a la que se quiere instalar en GD para el nuevo punto de suministro. En cambio, sí debe considerarse la posibilidad de considerarlo como una "excepción", para que exista una exención al pago de los cargos de potencia[44], considerando que se trata de un UG que no tiene consumo y, en la práctica, es un parque de generación con objetivo de inyección, en vez de un parque con objetivo autoconsumo con eventual inyección (como se define en la normativa a los proyectos de GD). Como se verá en las próximas secciones, un proyecto de generación bajo el régimen de GD (sin excepción en los cargos de potencia), arroja resultados negativos en cuanto a los indicadores de evaluación de proyectos (TIR y VAN negativas y plazos de repago muy extensos). En cambio, si se lograra eximir del pago de los cargos de potencia (y también de los cargos fijos, que no son tan significativos), el repago y la rentabilidad del proyecto mejorarían significativamente.

En síntesis, en este esquema se considera el marco normativo de GD aunque se asume que existe la excepción de que el proyecto no pague los cargos de potencia.

Esquema 3: Proyecto de generación de energía para la celebración de PPA

- **Marco normativo:** "Ley 27.191" (Régimen de fomento para el uso de fuentes renovables de energía) y la regulación del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (MATER), por la resolución 281/2017 (del ex Ministerio de Energía y Minería).
- **Propietario del parque solar:** una sociedad con propósito específico (de la cual el municipio forme parte y puede ser del tipo "SAPEM", Sociedad Anónima con Participación Estatal Mayoritaria).
- **Destino de la energía generada**: contrato de tipo "PPA" (por sus siglas en inglés, Power Purchase Agreement), cuya definición habitual es un contrato de largo plazo de compra-venta de energía entre un generador (vendedor) y un gran usuario o distribuidora (comprador) de energía.
- **Características de los PPA**: en el marco del MATER, los contratos se negocian de manera bilateral, acordando las partes el precio y plazo de los mismos.

[44] La excepción a los cargos de potencia podría instrumentarse como realizó la Provincia de Córdoba para la generación comunitaria. En ese caso, la Provincia estableció por resolución N°1/2021 que la distribuidora deberá bonificar el 100% de los cargos de potencia para la generación comunitaria. En el caso de las jurisdicciones donde opera OCEBA, será la Provincia de Buenos Aires quien saque la instrucción; donde opere el ENRE, la resolución deberá ser de Nación.

- **Precio**: el precio actual ronda los 60/62 USD/MWh, dependiendo el plazo.
- **Plazo:** el MATER no define un límite máximo para el plazo, pero los contratos no suelen superar los 10 años y la duración más habitual se encuentra entre 3 y 5 años.

Este tipo de esquema de negocios tiene la ventaja de no incurrir en un "cargo de potencia", como en los casos anteriores, donde los proyectos se encuadraban en el marco normativo de GD. Sin embargo, como aspecto negativo, se destaca que el precio de los contratos probablemente se encuentre por debajo de los precios de inyección vigentes. Y, además, que el propietario del parque tiene que encontrar demandantes (grandes usuarios o distribuidoras) que compren la energía. Aun si ubican el 100% de la energía, al vencimiento de los contratos, deberán nuevamente salir a buscar demandantes en caso de que los antiguos compradores no estén interesados a renovar los contratos. No obstante, en caso de quedar energía sin enmarcarse en un PPA se puede vender en el mercado SPOT (el precio SPOT varía en cada momento, pero habitualmente es menos de la mitad del precio monómico[45]).

[45] Ver informe de transacciones económicas de CAMMESA.

Tabla 20. Cuadro resumen de esquemas de negocios propuestos

	Esquema 1	Esquema 2	Esquema 3
Título	Proyecto de generación bajo el régimen de GD	Proyecto de generación bajo el régimen de GD con "excepción"	Proyecto de generación de energía para la celebración de PPA
Marco normativo	RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA- Ley 27.424		"Ley 27.191" (Régimen de fomento para el uso de fuentes renovables de energía) y la regulación del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (MATER), por la resolución 281/2017 (del ex Ministerio de Energía y Minería).
Propietario del parque solar	el Municipio		Una sociedad con propósito específico (la cual el municipio forme parte y puede ser del tipo "SAPEM", Sociedad Anónima con Participación Estatal Mayoritaria).
Destino de la energía generada	inyección a la red de distribución (en un 100% si no existe consumo)		Contrato de tipo "PPA" (por sus siglas en inglés, Power Purchase Agreement), cuya definición habitual es un contrato de largo plazo de compra-venta de energía entre un generador (vendedor) y un gran usuario o distribuidora (comprador) de energía.
Precio de la energía	el precio de venta de la energía es el precio de inyección según cuadro tarifario vigente.		El precio actual ronda los 60/62 USD/MWh, dependiendo el plazo.
Características de los PPA	no aplica		En el marco del MATER, los contratos se negocian de manera bilateral, acordando las partes el precio y plazo de los mismos.
Plazo	no aplica		el MATER no define un límite máximo para el plazo, pero los contratos no suelen superar los 10 años y la duración más habitual se encuentra entre 3 y 5 años.

Fuente Elaboración propia

8.3. Resultados de la evaluación de los proyectos priorizados

Antes de presentar los resultados de la evaluación económico-financiera para los sitios priorizados (ver sección 6), se indicarán los datos utilizados como input. Los parámetros introducidos en el modelo fueron los siguientes:

Tabla 21. Parámetros contemplados en el modelo

	Merlo	Hurlingham	Cerri	San Andrés de Giles
Distribuidora	EDENOR	EDENOR	EDES	EDEN
Generación fv año 1 (kWh/año)	463.000	3.703.000	471.000	3.683.000
Potencia de acople (kW)	250	1.950	250	1.950
Proporción de autoconsumo	1%	1%	1%	1%
CAPEX Unitario (USD/kWp de generación)	650	700	650	700
Operación y mantenimiento (%)	1%/2%	1%/2%	1%/2%	1%/2%
Recambio de inversores en año 10 (%)	7%	7%	7%	7%
Cargo de potencia (ARS/kW-mes)	12.274	12.274	9.149	9.614
Tarifa de consumo (ARS/kWh)	72,57	72,57	84,62	81,89
Tarifa de inyección (ARS/kWh)	67,36	67,36	71,07	71,07
Costo total proyecto (USD)	176.150	1.488.900	176.150	1.488.900

Nota: los valores de Operación y Mantenimiento y de Recambio de Inversores corresponden a un porcentaje sobre el costo de inversión del proyecto.

Aclaraciones sobre los parámetros:

- Los datos de generación de energía, potencia a instalar o potencia de acople y el CAPEX se obtuvieron de la prefactibilidad técnica (ver sección 7).
- La proporción de autoconsumo se asumió en 1% para los modelos de GD y 0% para el de PPA.
- La Operación y Mantenimiento es 1% para los proyectos de GD y 2% para el de PPA.
- Para cada uno de los sitios, se ha utilizado la tarifa de consumo (cargo variable y cargo de potencia) y la tarifa de inyección para GD publicadas en los cuadros tarifarios del mes de febrero de la distribuidora que opera en la zona[46].
- El cargo fijo y los cargos de potencia se consideran solamente para los esquemas 1 de negocios (“Régimen GD”) y se asumen cero para los otros dos esquemas de negocios.
- Para los modelos de negocios de PPA se asumió un precio de venta de la energía desde 60 USD/MWh (de acuerdo a datos de mercado).
- Los impuestos no se incluyeron en el análisis[47]

[46] Se consideran los cuadros tarifarios de febrero de 2025 porque es la última fecha donde se encontraron datos para todas las distribuidoras.
[47] De acuerdo al artículo 12 bis de la Ley 27.424 las ganancias derivadas de la inyección de energía eléctrica distribuida por parte de los Usuarios-Generadores que cuenten con 300 kW de potencia contratada como máximo quedarán exentas en el impuesto a las ganancias y del

- El tipo de cambio utilizado corresponde al tipo de cambio promedio mensual del mes de febrero publicado por el Banco Central de la República Argentina (Com.3500).

Cabe aclarar que al momento de realizado el trabajo no se ha encontrado alternativas de financiamiento para municipios. No obstante, se ha utilizado para la evaluación las condiciones crediticias de una línea de crédito en dólares que estuvo vigente en 2024 destinada a financiar proyectos de generación de energías renovables. Asimismo, la disponibilidad de financiamiento dependerá de quién sea el propietario y responsable del proyecto (si es el municipio o si se conforma una sociedad con propósito específico, por ejemplo). En esta ocasión la línea de crédito tiene las siguientes características: tasa de interés en dólares, 6%; moneda, dólares; plazo, 6 años; monto a financiar, 80% del valor del proyecto[48].

A continuación, se presenta para cada uno de los 4 sitios priorizados, la evaluación económico-financiera de acuerdo a los 3 esquemas de negocios.

8.3.1. Merlo

Esquema 1: Proyecto de generación bajo el régimen de GD

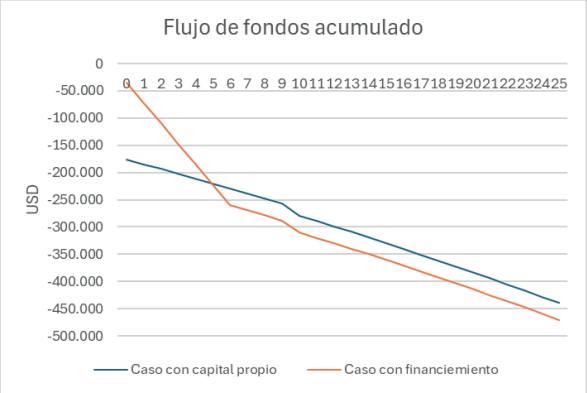
Resumen del proyecto

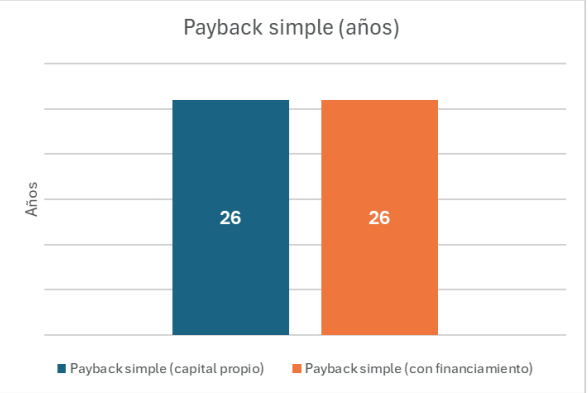
Ubicación	Merlo
Potencia de generación (kWp)	271
Costo de inversión (USD)	USD 176.150
Tarifa consumo - cargo variable (USD/kWh)	USD 0,07
Tarifa de inyección (USD/kWh)	USD 0,06
Tasa anual del financiamiento en USD	6%

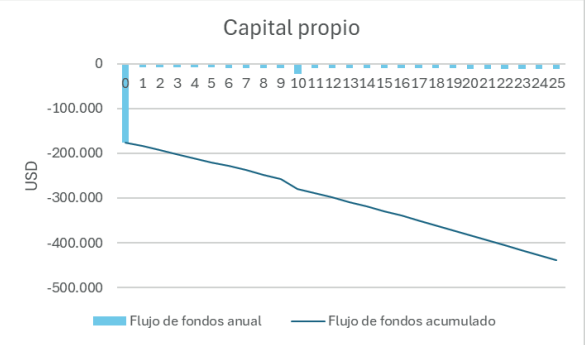
Fuente: elaboración propia en base a los parámetros enunciados previamente.

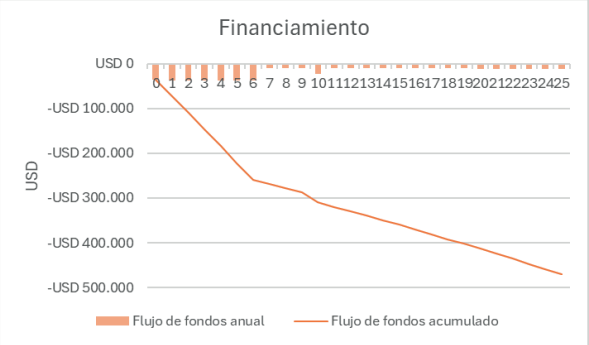
impuesto al valor agregado. No obstante, deberá analizarse el caso de acuerdo a la figura propietaria de cada proyecto. En el modelo entregado podrá modificarse la situación impositiva para recalcular los resultados del análisis económico-financiero.

[48] En caso de disponer de una opción diferente de financiamiento, podrán modificarse los parámetros en el modelo para obtener el resultado correspondiente para la evaluación.









Indicadores económicos-financieros

Capital propio

Desembolso inicial	USD 176.150
VAN	-USD 283.737
TIR	SD
Payback simple (años)	26
Ingresos netos - Año 1	-USD 8.472

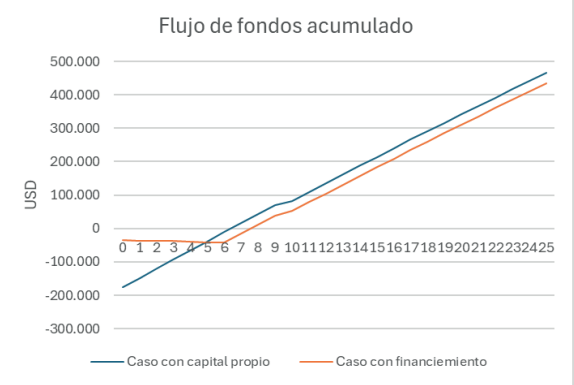
Nota: Sin datos: ocurre cuando la iteración de cálculo no arroja ningún valor positivo.

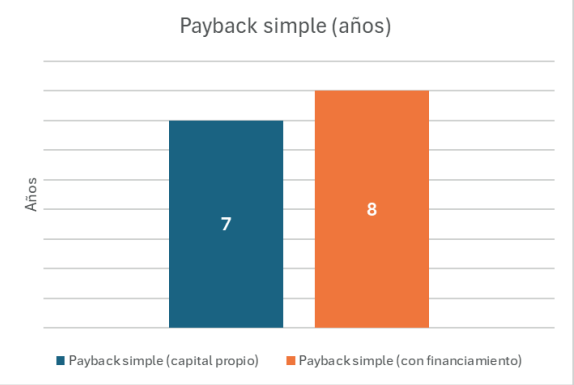
Fuente: elaboración propia usando el modelo desarrollado para este estudio y los parámetros enunciados previamente.

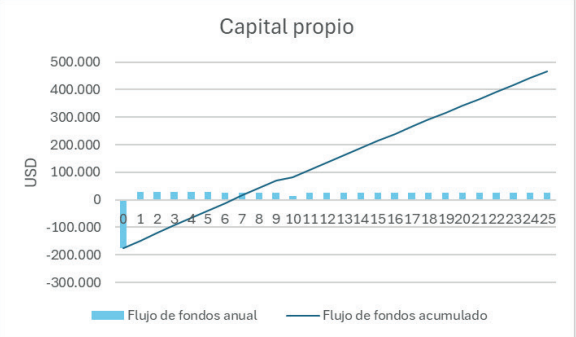
Esquema 2: Proyecto de generación bajo el régimen de GD con "excepción"

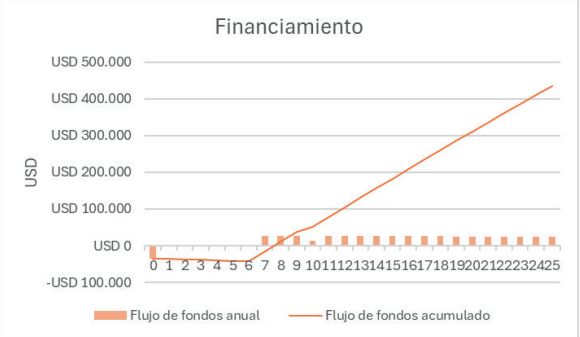
Resumen del proyecto

Ubicación	Merlo
Potencia de generación (kWp)	271
Costo de inversión (USD)	USD 176.150
Tarifa consumo - cargo variable (USD/kWh)	USD 0,07
Tarifa de inyección (USD/kWh)	USD 0,06
Tasa anual del financiamiento en USD	6%









Indicadores económicos-financieros

Capital propio

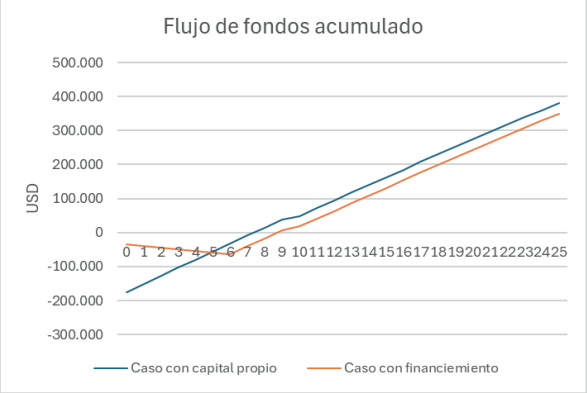
Desembolso inicial	USD 176.150
VAN	USD 102.809
TIR	15%
Payback simple (años)	7
Ingresos netos - Año 1	USD 27.739

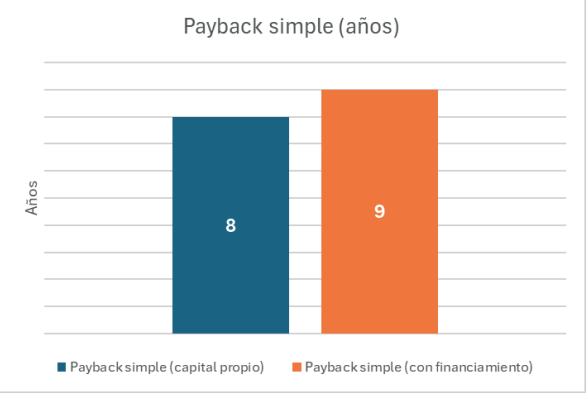
Fuente: elaboración propia usando el modelo desarrollado para este estudio y los parámetros enunciados previamente.

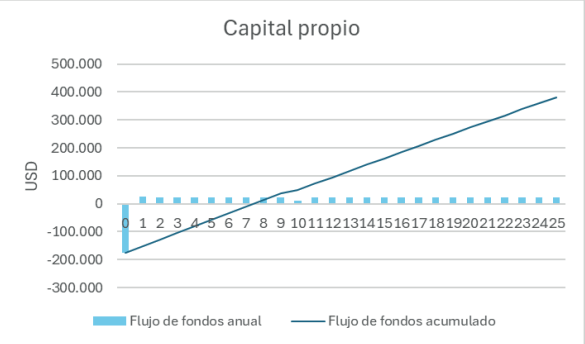
Esquema 3: Proyecto de generación de energía para la celebración de PPA

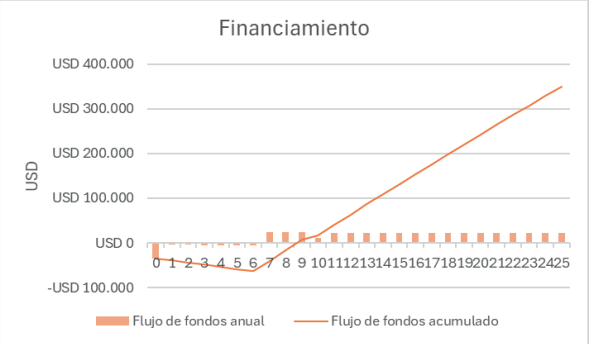
Resumen del proyecto

Ubicación	Merlo
Potencia de generación (kWp)	271
Costo de inversión (USD)	USD 176.150
Tarifa consumo - cargo variable (USD/kWh)	USD 0,00
Tarifa inyección(USD/kWh)	USD 0,06
Tasa anual del financiamiento en USD	6%









Indicadores económicos-financieros

Capital propio

Desembolso inicial	USD 176.150
VAN	USD 66.304
TIR	12%
Payback simple (años)	8
Ingresos netos - Año 1	USD 24.257

Fuente: elaboración propia usando el modelo desarrollado para este estudio y los parámetros enunciados previamente.

Merlo: en síntesis

De acuerdo a lo analizado anteriormente, para la localidad de Merlo, el esquema de negocios n°1 (el modelo de GD que incluye los cargos de potencia) es el que presenta los indicadores de evaluación de proyectos menos favorables, con una TIR y VAN negativas y un plazo de repago de 26 años. El esquema n°2 (el modelo de GD pero sin pagar cargos de potencia) es el que tiene la TIR y la VAN más altas y el plazo de repago más corto, aunque muy similar al del esquema n°3 (modelo con PPA). No obstante, tal como se mencionó al comienzo de este apartado, el solo hecho de tener mejores indicadores de evaluación de proyectos no necesariamente deba ser la opción elegida. En este caso, por ejemplo, si se opta por un PPA tiene la desventaja de que, probablemente, el plazo de los contratos sea inferior a los 25 años de vida útil que tiene el parque solar. En los momentos en los que no se cuente con un contrato vigente, el dueño del parque deberá recurrir al mercado SPOT para no tener energía ociosa, obteniendo un precio significativamente inferior.

Tabla 22. Síntesis de las variables de evaluación financiera del proyecto para la localidad de Merlo según esquema de negocios

	TIR (%)	VAN (USD)	Payback
Esquema 1	SD	Negativa	26
Esquema 2	15%	Positiva	7
Esquema 3	12%	Positiva	8

Nota: SD, es sin datos, porque la iteración de cálculo no arrojó ningún valor positivo para la TIR.

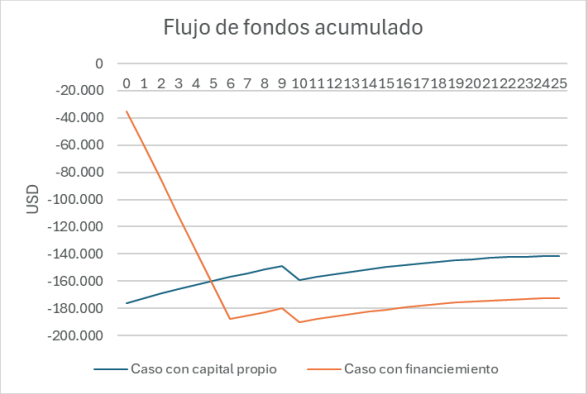
Fuente: elaboración propia usando el modelo desarrollado para este estudio y los parámetros enunciados previamente.

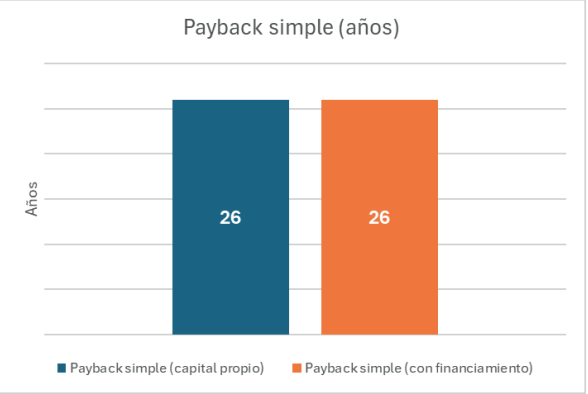
8.3.2. General Daniel Cerri

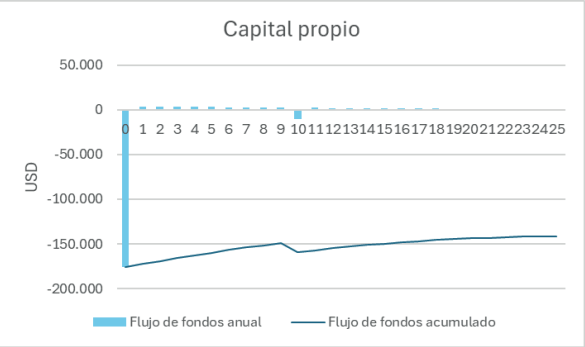
Esquema 1: Proyecto de generación bajo el régimen de GD

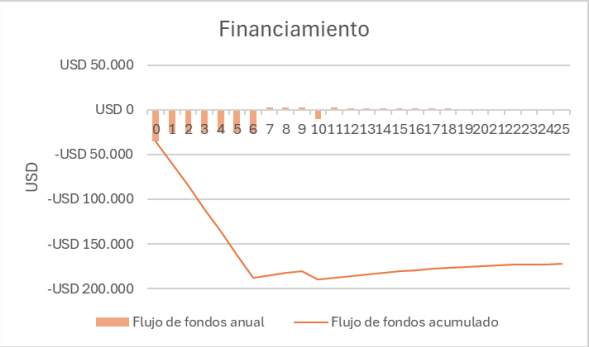
Resumen del proyecto

Ubicación	General Daniel Cerri (Est. General Cerri)
Potencia de generación (kWp)	271
Costo de inversión (USD)	USD 176.150
Tarifa consumo - cargo variable (USD/kWh)	USD 0,08
Tarifa inyección (USD/kWh)	USD 0,07
Tasa anual del financiamiento en USD	6%









Indicadores económicos-financieros

Capital propio

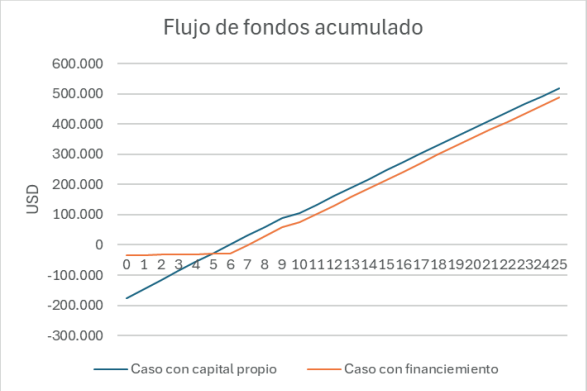
Desembolso inicial	USD 176.150
VAN	-USD 156.140
TIR	-12%
Payback simple (años)	26
Ingresos netos - Año 1	USD 3.561

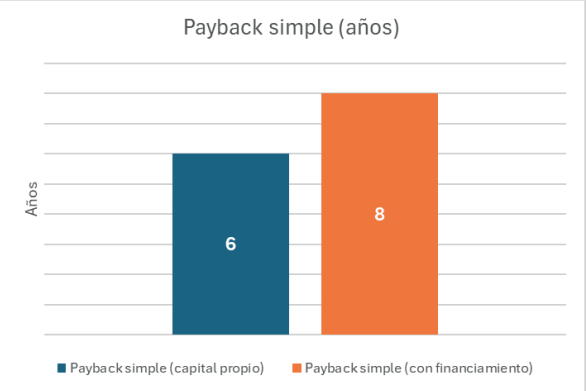
Fuente: elaboración propia usando el modelo desarrollado para este estudio y los parámetros enunciados previamente.

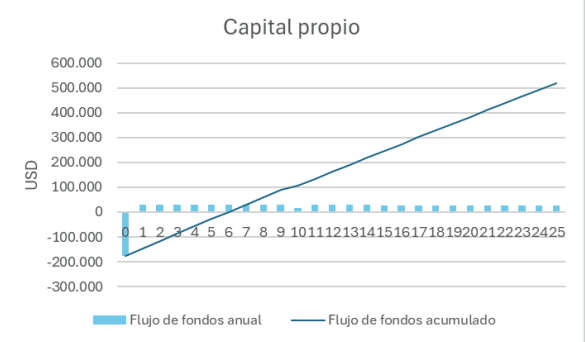
Esquema 2: Proyecto de generación bajo el régimen de GD con "excepción"

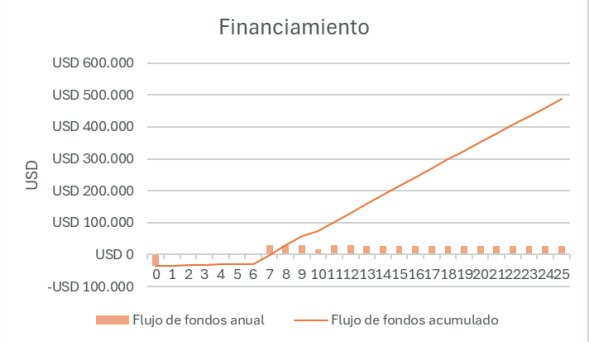
Resumen del proyecto

Ubicación	General Daniel Cerri (Est. General Cerri)
Potencia de generación (kWp)	271
Costo de inversión (USD)	USD 176.150
Tarifa consumo - cargo variable (USD/kWh)	USD 0,08
Tarifa inyección (USD/kWh)	USD 0,07
Tasa anual del financiamiento en USD	6%









Indicadores económicos-financieros

Capital propio

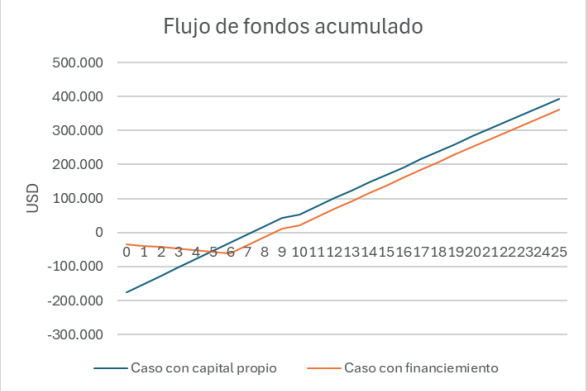
Desembolso inicial	USD 176.150
VAN	USD 125.424
TIR	16%
Payback simple (años)	6
Ingresos netos - Año 1	USD 29.938

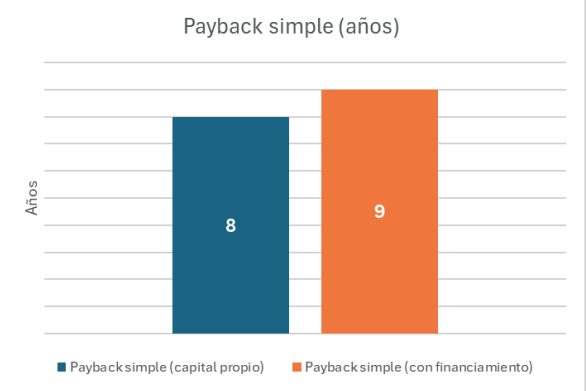
Fuente: elaboración propia usando el modelo desarrollado para este estudio y los parámetros enunciados previamente.

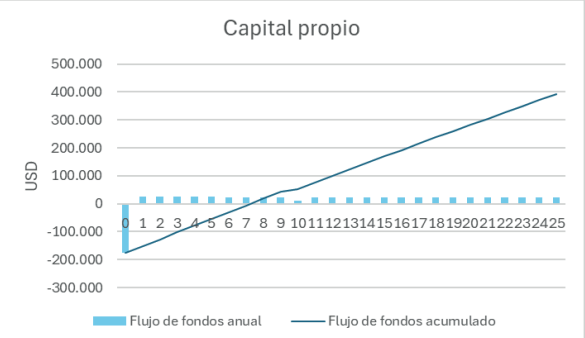
Esquema 3: Proyecto de generación de energía para la celebración de PPA

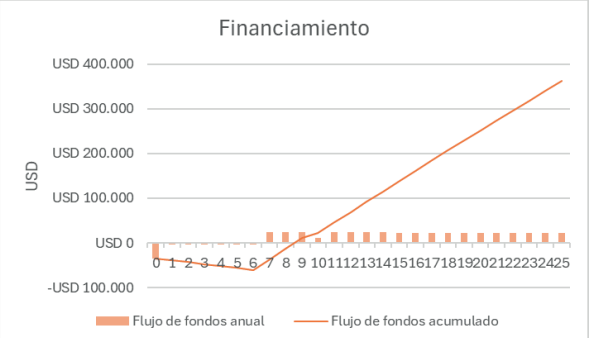
Resumen del proyecto

Ubicación	General Daniel Cerri (Est. General Cerri)
Potencia de generación (kWp)	271
Costo de inversión (USD)	USD 176.150
Tarifa consumo - cargo variable (USD/kWh)	USD 0,00
Tarifa inyección (USD/kWh)	USD 0,06
Tasa anual del financiamiento en USD	6%









Indicadores económicos-financieros

Capital propio

Desembolso inicial	USD 176.150
VAN	USD 71.241
TIR	13%

Payback simple (años)	8
Ingresos netos - Año 1	USD 24.737

Fuente: elaboración propia en base a los parámetros enunciados previamente.

General Daniel Cerri: en síntesis

De acuerdo al análisis realizado, el para la localidad de Cerri, el esquema de negocios n°2 (el modelo de GD “con excepción” de pago de cargos de potencia) es el que presenta los indicadores de evaluación de proyectos más favorables en relación a los otros dos esquemas de negocios, con una TIR mayor y un plazo de repago menor (6 años). El esquema de negocios n°3 también presenta indicadores positivos; en cambio, el n°1, arroja valores de TIR y VAN negativos y un plazo de repago del proyecto mayor a 25 años, que es la vida útil. Sin embargo, tal como se mencionó anteriormente, el solo hecho de tener mejores indicadores de evaluación de proyectos no necesariamente deba ser la opción elegida, debiéndose considerar otras variables además de los indicadores típicos calculados en la presente sección.

Tabla 23 Síntesis de las variables de evaluación financiera del proyecto para la localidad de General Daniel Cerri según esquema de negocios

	TIR (%)	VAN (USD)	Payback
Esquema 1	SD	Negativa	26
Esquema 2	16%	Positiva	6
Esquema 3	13%	Positiva	8

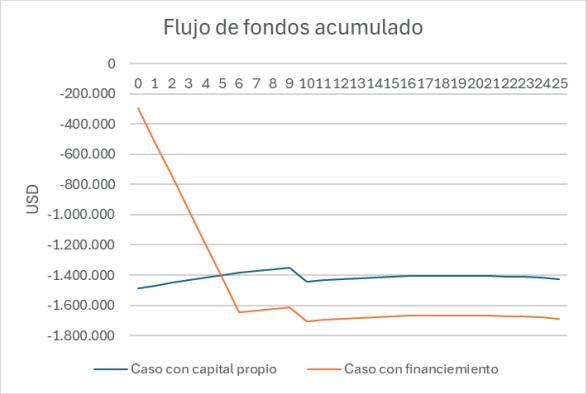
Fuente: elaboración propia usando el modelo desarrollado para este estudio y los parámetros enunciados previamente.
Nota: SD, es sin datos, porque la iteración de cálculo no arrojó ningún valor positivo para la TIR.

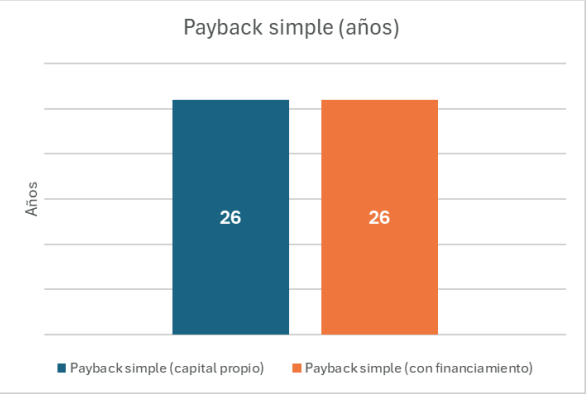
8.3.3. San Andrés de Giles

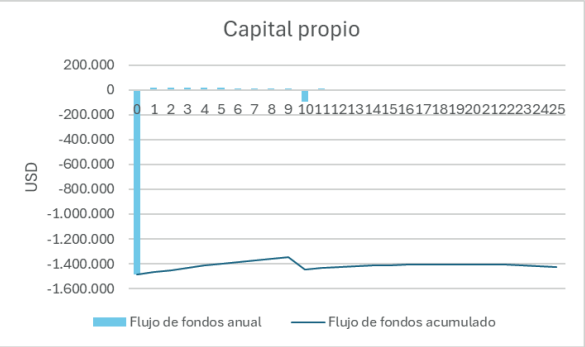
Esquema 1: Proyecto de generación bajo el régimen de GD

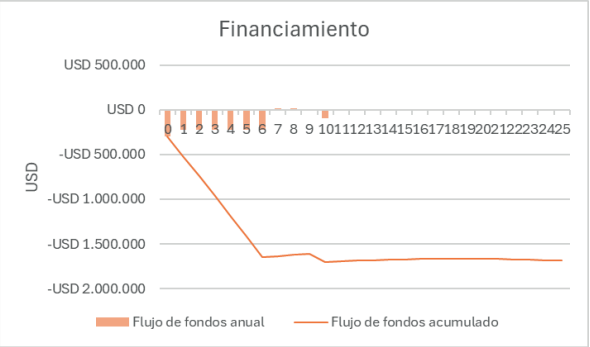
Resumen del proyecto

Ubicación	San Andrés de Giles
Potencia de generación (kWp)	2.127
Costo de inversión (USD)	USD 1.488.900
Tarifa consumo - cargo variable (USD/kWh)	USD 0,08
Tarifa inyección (USD/kWh)	USD 0,07
Tasa anual del financiamiento en USD	6%









Indicadores económicos-financieros

Capital propio

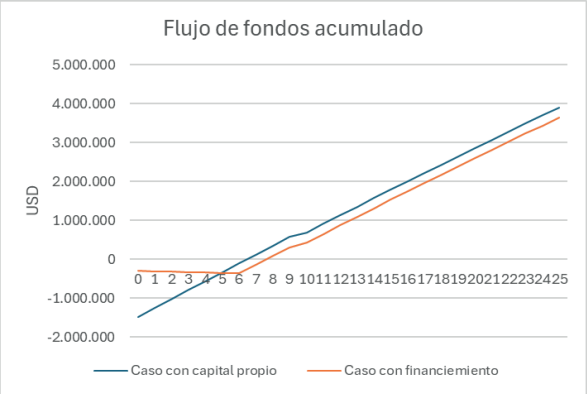
Desembolso inicial	USD 1.488.900
VAN	-USD 1.421.432
TIR	SD
Payback simple (años)	26
Ingresos netos - Año 1	USD 19.844

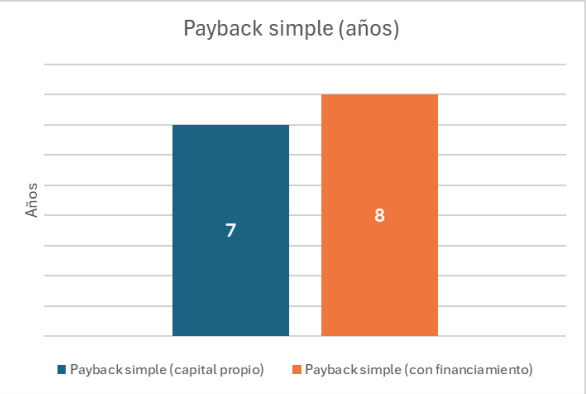
Nota: SD, es sin datos, porque la iteración de cálculo no arrojó ningún valor positivo para la TIR.
Fuente: elaboración propia usando el modelo desarrollado para este estudio y los parámetros enunciados previamente.

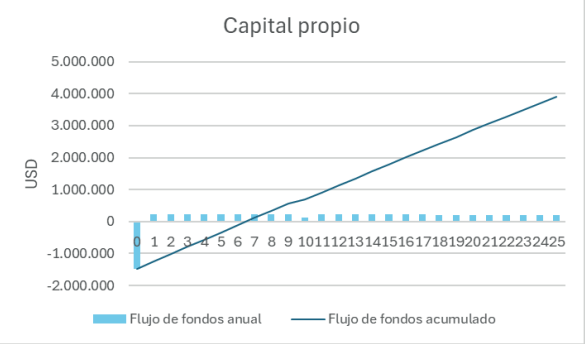
Esquema 2: Proyecto de generación bajo el régimen de GD con "excepción"

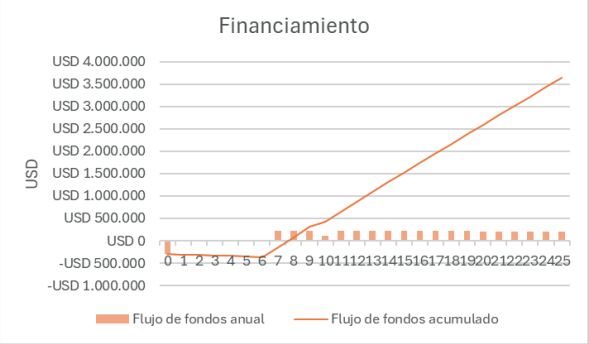
Resumen del proyecto

Ubicación	San Andrés de Giles
Potencia de generación (kWp)	2.127
Costo de inversión (USD)	USD 1.488.900
Tarifa consumo - cargo variable (USD/kWh)	USD 0,08
Tarifa inyección (USD/kWh)	USD 0,07
Tasa anual del financiamiento en USD	6%









Indicadores económicos-financieros

Capital propio

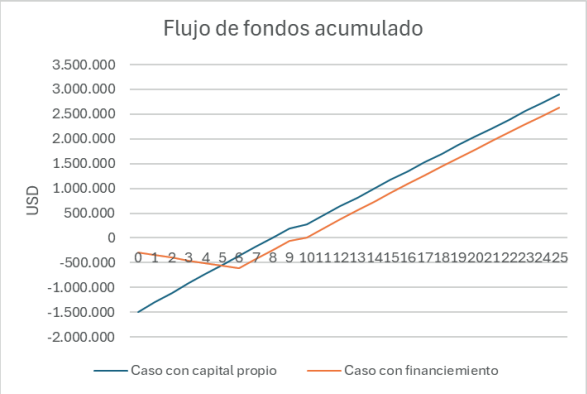
Desembolso inicial	USD 1.488.900
VAN	USD 852.775
TIR	14%
Payback simple (años)	7
Ingresos netos - Año 1	USD 232.889

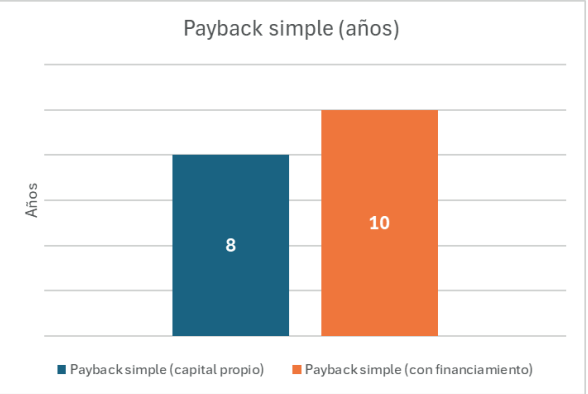
Fuente: elaboración propia usando el modelo desarrollado para este estudio y los parámetros enunciados previamente.

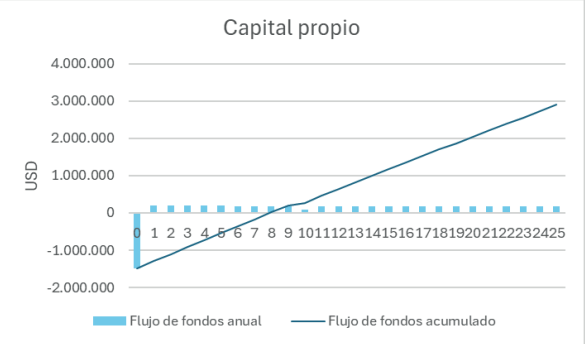
Esquema 3: Proyecto de generación de energía para la celebración de PPA

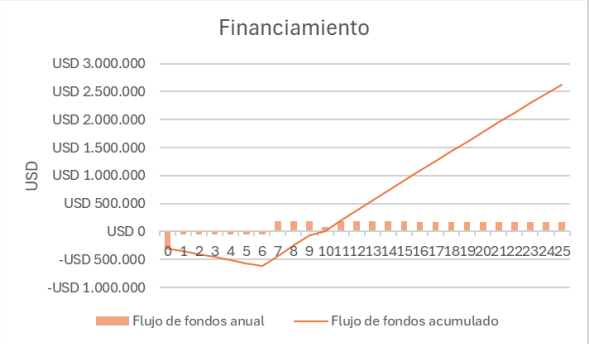
Resumen del proyecto

Ubicación	San Andrés de Giles
Potencia de generación (kWp)	2.127
Costo de inversión (USD)	USD 1.488.900
Tarifa consumo - cargo variable (USD/kWh)	USD 0,00
Tarifa inyección (USD/kWh)	USD 0,06
Tasa anual del financiamiento en USD	6%









Indicadores económicos-financieros

Capital propio

Desembolso inicial	USD 1.488.900
VAN	USD 418.167
TIR	11%
Payback simple (años)	8
Ingresos netos - Año 1	USD 191.202

Fuente: elaboración propia usando el modelo desarrollado para este estudio y los parámetros enunciados previamente.

San Andrés de Giles: en síntesis

De acuerdo a la evaluación de proyectos realizada anteriormente para cada uno de los 3 esquemas de negocios considerados para la localidad de San Andrés de Giles, el n°2 (modelo de GD “con excepción”) es el que presenta los indicadores más favorables, con una TIR mayor y un plazo de repago menor (7 años). En cambio, el n°1, es el que mostró los indicadores menos favorables, con valores de TIR y VAN negativos y un plazo de repago del proyecto mayor a 25 años. Sin embargo, tal como se mencionó anteriormente, el solo hecho de tener mejores indicadores de evaluación de proyectos no necesariamente deba ser la opción elegida, ya que la decisión depende también de otras variables.

Tabla 24. Síntesis de las variables de evaluación financiera del proyecto para la localidad de San Andrés de Giles según esquema de negocios

	TIR (%)	VAN (USD)	Payback
Esquema 1	SD	Negativa	26
Esquema 2	14%	Positiva	7
Esquema 3	11%	Positiva	8

Nota: SD, es sin datos, porque la iteración de cálculo no arrojó ningún valor positivo para la TIR.

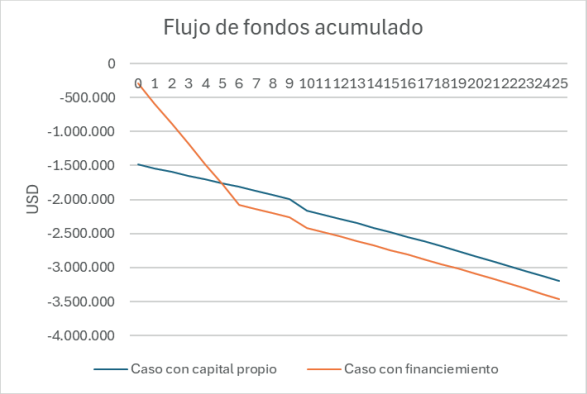
Fuente: elaboración propia usando el modelo desarrollado para este estudio y los parámetros enunciados previamente.

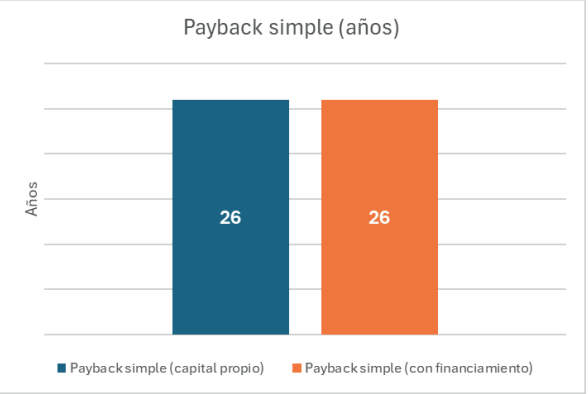
8.3.4. Hurlingham

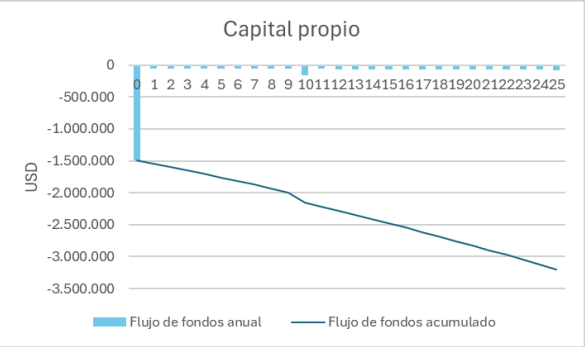
Esquema 1: Proyecto de generación bajo el régimen de GD

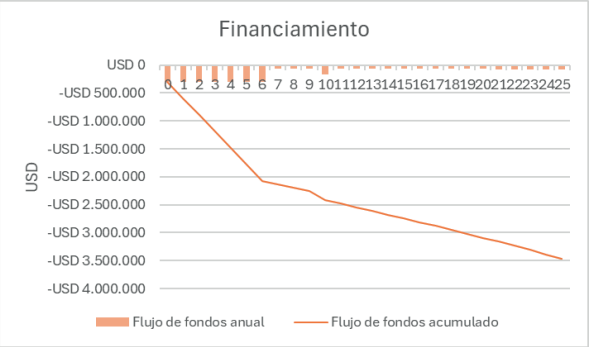
Resumen del proyecto

Ubicación	Hurlingham
Potencia de generación (kWp)	2.127
Costo de inversión (USD)	USD 1.488.900
Tarifa consumo - cargo variable (USD/kWh)	USD 0,07
Tarifa inyección (USD/kWh)	USD 0,06
Tasa anual del financiamiento en USD	6%









Indicadores económicos-financieros

Capital propio

Desembolso inicial	USD 1.488.900
VAN	-USD 2.181.851
TIR	SD
Payback simple (años)	26
Ingresos netos - Año 1	-USD 51.821

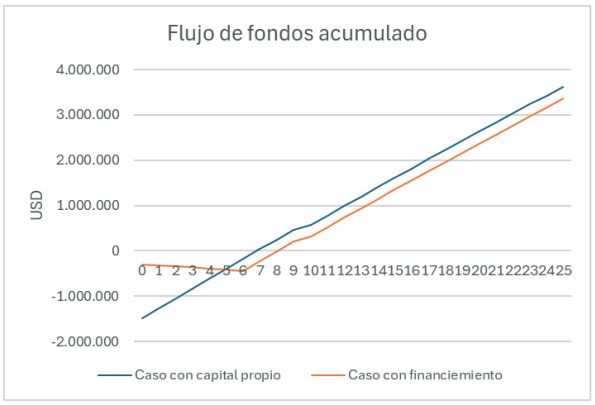
Nota: SD, es sin datos, porque la iteración de cálculo no arrojó ningún valor positivo para la TIR.
Fuente: elaboración propia usando el modelo desarrollado para este estudio y los parámetros enunciados previamente.

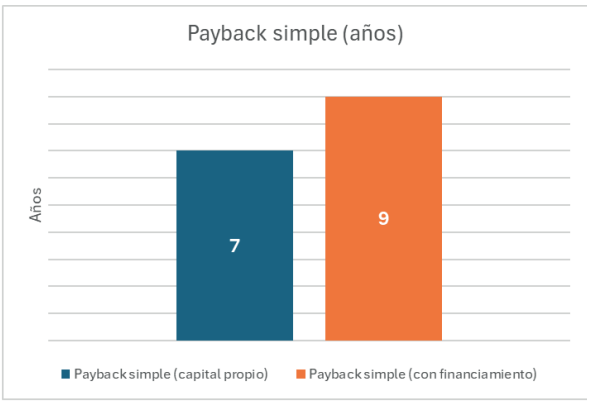
Esquema 2: Proyecto de generación bajo el régimen de GD con "excepción"

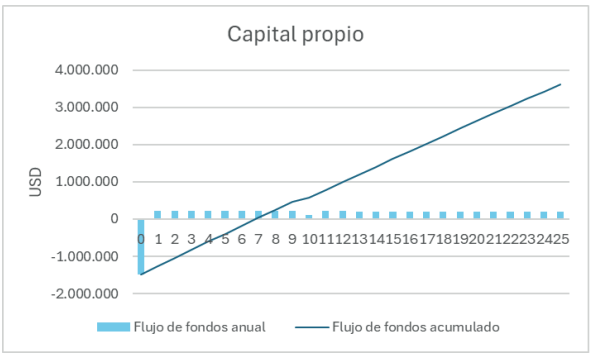
Resumen del proyecto

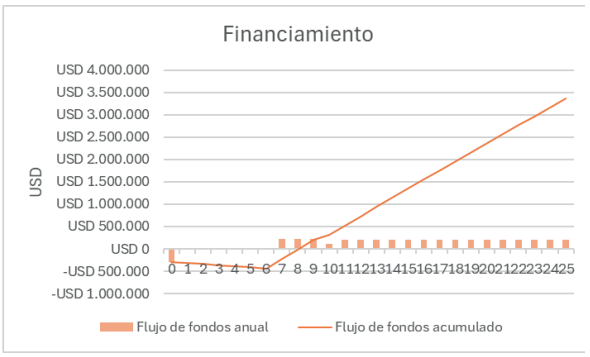
Ubicación	Hurlingham
Potencia de generación (kWp)	2.127
Costo de inversión (USD)	USD 1.488.900
Tarifa consumo - cargo variable (USD/kWh)	USD 0,07
Tarifa inyección (USD/kWh)	USD 0,06
Tasa anual del financiamiento en USD	6%

Fuente: elaboración propia en base a los parámetros enunciados previamente.









Indicadores económicos-financieros

Capital propio

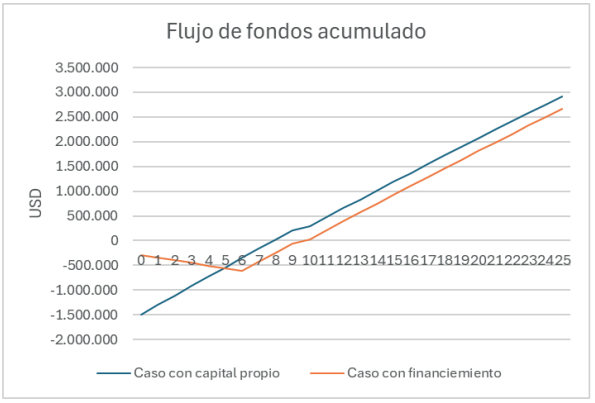
Desembolso inicial	USD 1.488.900
VAN	USD 731.021
TIR	14%
Payback simple (años)	7
Ingresos netos - Año 1	USD 221.053

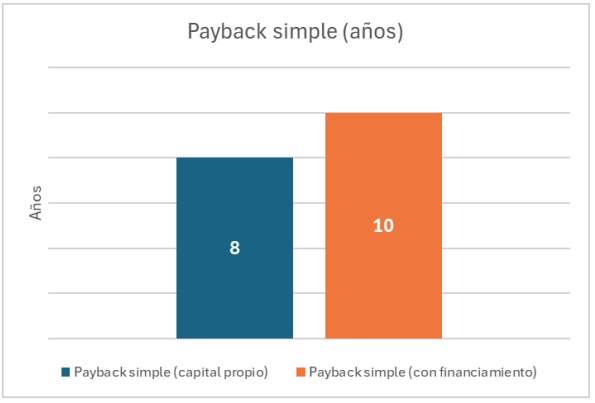
Fuente: elaboración propia usando el modelo desarrollado para este estudio y los parámetros enunciados previamente.

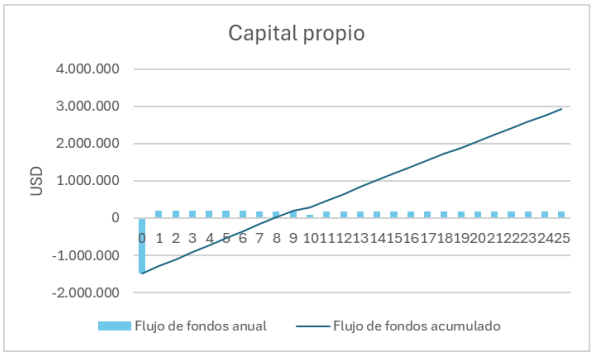
Esquema 3: Proyecto de generación de energía para la celebración de PPA

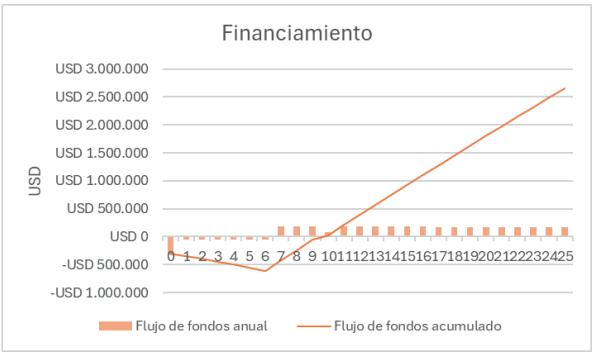
Resumen del proyecto

Ubicación	Hurlingham
Potencia de generación (kWp)	2.127
Costo de inversión (USD)	USD 1.488.900
Tarifa consumo - cargo variable (USD/kWh)	USD 0,00
Tarifa inyección (USD/kWh)	USD 0,06
Tasa anual del financiamiento en USD	6%









Indicadores económicos-financieros

Capital propio

Desembolso inicial	USD 1.488.900
VAN	USD 430.511
TIR	11%
Payback simple (años)	8

Ingresos netos - Año 1	USD 192.402

Fuente: elaboración propia usando el modelo desarrollado para este estudio y los parámetros enunciados previamente.

Hurlingham: en síntesis

Para la localidad de Hurlingham, los indicadores de evaluación de proyectos son más favorables para el esquema n°2 (GD sin pagar cargos de potencia), presentando valores de TIR más elevados que el resto y plazo de repago del proyecto más corto. En cambio, el esquema n°1 (el modelo de GD que incluye los cargos de potencia), es el que presenta los peores indicadores, con una TIR y VAN negativas y un plazo de repago de 26 años. Tal como se mencionó al comienzo de este apartado, el solo hecho de tener mejores indicadores de evaluación de proyectos no necesariamente deba ser la opción elegida. Otros factores, como la duración de los contratos, la seguridad normativa, la facilidad administrativa, la certidumbre en relación a los precios, pueden ser variables que sean consideradas a la hora de decidir el esquema de negocios preferido por el dueño del proyecto.

Tabla 25. Síntesis de las variables de evaluación financiera del proyecto para la localidad de Hurlingham según esquema de negocios

	TIR (%)	VAN (USD)	Payback
Esquema 1	SD	Negativa	26
Esquema 2	14%	Positiva	7
Esquema 3	11%	Positiva	8

Nota: SD, es sin datos, porque la iteración de cálculo no arrojó ningún valor positivo para la TIR.

Fuente: elaboración propia usando el modelo desarrollado para este estudio y los parámetros enunciados previamente.

8.4. Síntesis y conclusiones

En este apartado se comparan los resultados de los diferentes esquemas y se resumen las principales conclusiones del estudio de prefactibilidad económico-financiera y normativa de los proyectos priorizados. No obstante, es preciso resaltar que estas conclusiones se enmarcan sólo en los aspectos económicos-financieros. Sin embargo, estos proyectos tienen

otros beneficios que exceden esta dimensión, ya que permiten tener una matriz energética más limpia, avanzar en la transición energética, contribuir a una red eléctrica más estable y resiliente y mejorar la calidad de vida de la población.

De acuerdo a lo observado y analizado precedentemente, se podría sugerir que las condiciones de instalación de proyectos de generación de energía renovable en la Provincia de Buenos Aires no difieren demasiado entre cada uno de los sitios. Por un lado, porque no existen grandes diferencias en la radiación ni de costo unitario de inversión (USD/kWp); y, por el otro, porque si bien las tarifas no son iguales, la diferencia tampoco es significativa para la decisión sobre dónde instalar un parque solar fotovoltaico.

A continuación se resumen los resultados principales de la evaluación económico-financiera de los proyectos en los sitios priorizados:

Tabla 26. Resumen los resultados de evaluación financiera de los proyectos

Proyecto	Indicador	Esquema 1	Esquema 2	Esquema 3
Merlo	TIR (%)	SD	15%	12%
	VAN (USD)	Negativa	Positiva	Positiva
	Payback	26	7	8
Hurlingham	TIR (%)	SD	14%	11%
	VAN (USD)	Negativa	Positiva	Positiva
	Payback	26	7	8
Cerri	TIR (%)	Negativa	16%	13%
	VAN (USD)	Negativa	Positiva	Positiva
	Payback	26	6	8
S.A. de Giles	TIR (%)	SD	14%	11%
	VAN (USD)	Negativa	Positiva	Positiva
	Payback	26	7	8

Nota: SD, es sin datos, porque la iteración de cálculo no arrojó ningún valor positivo para la TIR.

Fuente: elaboración propia usando el modelo desarrollado para este estudio y los parámetros enunciados previamente.

La principal conclusión del análisis es que el esquema de GD que incluye los cargos de potencia no es una opción viable económicamente para el desarrollo de un proyecto de generación solar fotovoltaica, toda vez que tenga el fin de la generación e inyección de la totalidad o prácticamente la totalidad de la energía generada. La razón de ello es que los cargos de potencia inciden

negativamente en la evaluación de los proyectos. Por tanto, se sugiere diseñar una estrategia que tenga algunas de las otras dos opciones como esquema de negocios. El esquema de GD “con excepción” (considerando que se exime de pagar el cargo por potencia) es la mejor alternativa. En primer lugar, porque tiene en todos los casos una TIR más alta y un plazo de repago mayor. Y, en segundo lugar, porque toda la energía inyectada es adquirida por la distribuidora. En cambio, el esquema PPA, si bien la TIR es aceptable al igual que el plazo de repago, aunque es inferior que en el esquema con excepción, tiene la desventaja de tener que buscar compradores para la celebración de los contratos y, además, que los mismos suelen efectuarse por 3 o 5 años o en el mejor de los casos, 10 años, debiendo buscar destino para la energía cuando dichos contratos finalizan.

En conclusión, se sugiere enmarcar los proyectos en un modelo de negocios donde el municipio se convierta en Usuario Generador y se busque la manera de lograr una excepción al pago de cargos de potencia.

9. INFORMACIÓN NECESARIA DE PLIEGOS DE ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA PARQUES SOLARES

La concreción de los proyectos solares propuestos en distintas localidades de la provincia requiere seguir un camino crítico que garantice su viabilidad técnica y económica. Este proceso comienza con:

- La selección del sitio provisto por la provincia.
- Estudios topográficos provistos por la provincia (levantamiento planialtimétrico y la delimitación de parcelas y linderos[49])
- Prefactibilidad hidráulica aprobada por la Autoridad del Agua provista por la provincia.
- Análisis económico preliminar provisto por el oferente.
- Definición del proyecto solar base a instalar provisto por el oferente.
- Estudios eléctricos y estudio de etapa provistos por el oferente.

A continuación, se detallan dos pliegos para las diferentes potencias, las cuales aplican para dos ubicaciones.

Los sistemas fotovoltaico propuestos funcionarán de acuerdo con el siguiente esquema general:

- Los módulos fotovoltaicos estarán conectados entre sí en serie y paralelo, formando strings que serán canalizados hacia cajas de combinadores (string boxes). Desde allí, mediante cableado en corriente continua (CC), la energía será conducida hacia los inversores, los cuales realizarán la conversión de corriente continua a corriente alterna (CA).
- La energía en corriente alterna proveniente de los inversores será canalizada hacia un Tablero General de Baja Tensión (TGBT), donde se centralizarán las protecciones eléctricas, los sistemas de seccionamiento, las mediciones y los dispositivos de monitoreo. Desde este tablero, la energía será enviada al transformador elevador ubicado en una cámara transformadora, donde se elevará el nivel de tensión para permitir la inyección a la red de media tensión (MT).
- El sistema contará con: Protecciones en CC y CA, incluyendo seccionadores, disyuntores, protección diferencial y contra sobretensiones.

[49] El levantamiento planialtimétrico condiciona el diseño técnico del parque solar, ya que determina la distribución posible de los paneles, el tipo de estructuras requeridas, la necesidad de nivelación del terreno y la superficie útil real. Por su parte, la delimitación de parcelas y linderos define los límites legales del terreno, condicionando la superficie disponible para instalar, la ubicación de accesos y conexiones, y evitando conflictos legales o invasiones sobre terrenos vecinos. Estos estudios deben contemplarse también en la selección de las parcelas mencionadas en el punto anterior.

- Sistema de monitoreo remoto del funcionamiento general del parque.
- Medición de energía generada y parámetros eléctricos en los principales puntos del sistema.
- La disposición física de los componentes eléctricos principales (inversores, tablero general, transformador) y el recorrido del cableado están definidos en el layout y el esquema unifilar del proyecto a elaborar por el contratista. Esta disposición asegura un flujo de energía eficiente y seguro desde los módulos solares hasta el punto de conexión con la red eléctrica.
- Todo el sistema será instalado y operado conforme a las normativas vigentes de la Asociación Electrotécnica Argentina (AEA) y a los estándares internacionales IEC aplicables a instalaciones fotovoltaicas.

9.1. Pliego Parque de 2 MW (San Andrés de Giles y Hurlingham)

En el siguiente Anexo se detallan las características técnicas mínimas aceptables para cada componente para la instalación solar fotovoltaica en el partido de San Andrés de Giles una potencia de 2 MW de salida en corriente alterna. Sólo se admitirán propuestas que cumplan estos requerimientos.

1. Detalle de los trabajos

El alcance de la construcción de la instalación de generación fotovoltaica comprende la realización como mínimo de todos los trabajos definidos en el presente Pliego.

1.1. Estudios Previos.

1.1.1. Los estudios eléctricos estarán a cargo del OFERENTE que resulte Adjudicatario de la obra. Dichos estudios deberán verificar que no se produzcan variaciones de tensión superiores a los límites establecidos tanto en las operaciones de conexión como desconexión del generador fotovoltaico. Dichas variaciones no deberán superar el +/- 5% sobre la red de distribución y se respetarán los niveles de calidad de producto durante la operación continua según normativa provincial vigente. Dichos estudios deberán estar firmados por profesional con incumbencia y será condición necesaria entregarlos previo a la certificación del Hito 3 (Preparación del Terreno). Para los estudios eléctricos se requieren análisis de flujo de carga y cortocircuito para los estados de pre y post inserción del parque generador.

1.1.2. Los estudios de suelo de cada predio serán provistos por la provincia y se adjuntarán en forma digital con la compra del presente pliego.

1.1.3. Presentar PGAS[50] con enfoque en:

- Gestión de residuos.
- Control de polvo y ruidos.
- Mitigación de impactos sobre comunidades.

1.1.4. La prefactibilidad hidráulica aprobada por la Autoridad del Agua (ADA) en cada predio será provista por la provincia y se entregará con la compra del presente pliego.

1.2. Ingeniería y Dirección de Obra

1.2.1. **Ingeniería básica y de detalle** de las obras necesarias para ejecutar completamente la instalación, incluyendo anclaje de estructuras, las cuales deberán ser adecuadas a las recomendaciones dadas en los estudios de suelo, generando proyectos completos. Deberán incluir planos y los mencionados proyectos (todos sus componentes) deberán ser suscriptos por profesionales con incumbencias y visado por el respectivo colegio profesional.

1.2.2. Penalidades por Demora

- Penalidad del 0,1% del monto contractual por día de atraso en hitos.
- Incumplimiento mayor a 30 días: posibilidad de rescisión del contrato.

1.2.3. **Desarrollo y control de los trabajos** descritos realizando una Dirección de Obra efectiva y diligente, para lo cual se deberá entregar un plan de trabajos (Gantt) describiendo los hitos previstos para el proyecto, con presentación mensual de informes de avance de obra suscriptos por el Director Técnico de la misma.

Al elaborar el Plan de Trabajos, la Contratista deberá

[50] Los parques solares de esta escala pueden requerir solo un Plan de Gestión Ambiental y Social (PGAS) si están fuera de zonas sensibles y no generan impactos significativos. No obstante, la necesidad de una Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) completa dependerá del dictamen de la autoridad ambiental. En la instancia de selección de parcelas debe presentarse un Aviso de Proyecto para que dicha autoridad determine el procedimiento aplicable.

considerar los tiempos necesarios para la adquisición de los productos importados, los plazos de gestiones de aduanas, su transporte hasta la disposición final en la zona de las obras del Parque Fotovoltaico, plazos que serán de exclusiva responsabilidad de la misma y por los cuales no se justificarán modificaciones en la fecha de terminación de los trabajos.

Una vez contratada la obra se deberá presentar la ingeniería básica y de detalle en el plazo estipulado, la cual deberá ser aprobada por la provincia para dar inicio a los trabajos. La no presentación de la misma impedirá el inicio efectivo de la obra, no pudiendo el Contratista solicitar extensión de plazo por las demoras provocadas.

La presentación del Proyecto Ejecutivo aprobado por la provincia y apto para construcción, incluirá todos y cada uno de los documentos que se requieran para la misma.

1.2.4. **Listado del personal** que trabajará en la obra. Deberá contar con toda la documentación legal que aplique, presentando ante las autoridades que corresponda, la documentación referida a los seguros contra accidentes y toda otra documentación relacionada al Contratista o al personal que se requiera.

1.2.5. **Limpieza de la obra**. Durante la ejecución de los trabajos el Contratista mantendrá el lugar de la obra en buen estado de limpieza, evitando el abandono diario de restos de escombros, hierros, cables, aislantes, etc. Terminados los trabajos se efectuará la limpieza general y final, que culmina con el retiro de todos los materiales sobrantes, dejando el sitio de la obra en perfecto estado de orden y limpieza.

1.2.6. **Comunicación**. Las comunicaciones entre las partes se realizará vía correo electrónico definiendo las direcciones que se considerarán como únicas válidas para recibir información. Cada comunicación deberá ser convalidada por una respuesta de “RECIBIDO” tanto por parte del director técnico de la empresa como por parte del inspector de la obra.

1.3. Suministro, construcción y montaje de la instalación

1.3.1. El OFERENTE deberá suministrar todos los equipos, materiales y repuestos, de manera de asegurar la integración y montaje de los mismos.

1.3.2. **Acondicionamiento del terreno**, incluyendo preparación, nivelación, compactación, trazado de caminos perimetrales y accesos, zanjeos para escurrimiento de agua de acuerdo a lo previsto en los estudios de aptitud hidráulica presentados por la provincia ante ADA, como cualquier otro trabajo que resulte necesario. Los caminos deberán realizarse con la compactación adecuada para permitir la circulación de vehículos tipo zampi con elevador y de vehículos (camioneta) con trailer conteniendo equipo de limpieza.

1.3.3. **Acopio de equipos y materiales.** El acopio se realizará en un sitio adecuado dentro del predio de emplazamiento de la obra o en un depósito, según criterio a elección del Adjudicatario, quedando a su cargo la seguridad y operatividad de los mismos durante la etapa de construcción, montaje e instalación final. En ambos casos deberá notificarlo debidamente la provincia y entregar un inventario de los equipos y materiales acopiados, identificando cada uno de ellos, cuando corresponda, con el/los número/s de serie.

1.3.4. **Instalación del campo generador fotovoltaico**. Esta partida comprende todas las tareas necesarias para la completa instalación del campo generador solar. Incluye:

- Obras civiles preliminares y fundaciones para estructuras.
- Instalación y montaje de estructuras soporte para módulos.
- Montaje de paneles fotovoltaicos, incluyendo fijaciones.
- Instalación de inversores de potencia, tanto string como centrales (según diseño del proyecto).
- Instalación de tableros de corriente continua (DC) y corriente alterna (AC).
- Colocación de reguladores de carga, si fueran requeridos.
- Instalación del sistema de monitoreo y control SCADA.
- Tendido e interconexión de cableado en DC (string–combinador–inversores) y cableado en AC (inversores–tablero general–transformador–red).
- Instalación de canalizaciones, bandejas y protecciones eléctricas.
- Tendido de cableado de comunicación y sensores (si

aplica).

- Instalación de pararrayos y puesta a tierra del sistema. Montaje de transformador elevador y celdas de media tensión, en caso de conexión en MT.
- Asimismo, se incluyen todas las instalaciones temporales necesarias, tales como cercos provisorios, provisión de energía y agua para obra, obradores, caminos internos y otras obras accesorias que garanticen la correcta ejecución del proyecto. El cableado de potencia en baja (BT) y media tensión (MT) será tendido de acuerdo a la normativa de la AEA (Asociación de Electrotécnica Argentina) para instalaciones eléctricas aéreas y/o subterráneas.

1.3.5. **Conexionado.** Para la conexión a la red pública de distribución en media tensión se deberá construir una Estación Transformadora BT/MT elevadora del tipo aérea biposte de hormigón de uso exclusivo para esta planta y ubicada dentro del predio del Parque, incluyendo sus respectivos accesorios y aparamentas de protección y maniobra (descargadores de sobretensión atmosférica de 10 kA y 12 kV, seccionadores fusibles autodesconectadores MN241, aisladores de puentes a la línea MN3a, seccionadores fusibles de baja tensión encapsulados tipo APR630 T3). El transformador deberá ser del tipo ONAN (enfriamiento natural de aire y aceite) y con una potencia nominal de 315 kVA.El grupo de conexión será DYn (Triángulo en Media Tensión y Estrella en Baja Tensión).

El conexionado a la red deberá cumplimentar la normativa nacional vigente en cuanto a seguridad y calidad del producto y la IEEE Std 1547, “IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”.

No se requiere ni corresponde utilizar la misma cámara transformadora para ambos tamaños de parque. Los parques de 250 kW pueden conectarse mediante cámaras compactas en BT/MT, mientras que los de 2 MW requieren cámaras transformadoras de mayor capacidad, con celdas de MT, protecciones y configuración constructiva conforme a su potencia y normativas vigentes. Cada diseño será dimensionado acorde a la potencia instalada y a los requerimientos del distribuidor eléctrico correspondiente.

En cuanto al punto de acometida, se incorporará un pilar de conexión conforme a los requisitos técnicos de la distribuidora local, el cual funcionará como punto de enlace entre la red pública y la instalación del parque fotovoltaico. Este pilar incluirá los dispositivos de medición, corte general, protecciones requeridas y sistema de puesta a tierra, cumpliendo con las especificaciones de seguridad eléctrica y de acceso para inspecciones. La ubicación del pilar se definirá en coordinación con la distribuidora y según las condiciones del predio, garantizando un tendido eficiente entre el punto de conexión y la cámara transformadora. Asimismo, se asegurará la correcta señalización y accesibilidad para el personal técnico autorizado.

1.3.6. **Medición de Energía**: Se admitirá la medición de energía del lado de baja tensión ubicada entre el Tablero General de Baja Tensión y antes del transformador elevador, debiendo cumplir dicha medición con las características definidas en el ANEXO 24 de los Procedimientos Técnicos de CAMMESA, para la medición SMEC[51].

El medidor deberá estar homologado por CAMMESA y los transformadores de corriente deberán ser clase 0,5 S. No se admitirán transformadores de clase 0,5.

1.3.7. **Indicación de Sistemas, Equipos y Componentes y cartelería de seguridad**. Se deberán instalar todos los letreros y/o carteles necesarios, exigidos por la legislación y normas vigentes para identificar correctamente los equipos y su función.

En particular, pero no de manera limitada, deberán preverse los siguientes carteles:

1. Identificación de equipos conforme a los diseños y esquemas finales.
2. Indicación de peligro (tensión, canalizaciones, etc.).
3. Indicación de traza de cableados.

[51] El Sistema de Medición Comercial (SMEC) es un medidor exigido por CAMMESA que se encarga de medir los intercambios de Energía Eléctrica entre los distintos Agentes del MEM.

4. Indicación sobre el uso de indumentarias de protección.

5. Indicación acerca de la función de los pulsadores de emergencia.

1.4. Puesta en marcha de la instalación

Puesta en servicio de la instalación, incluyendo ensayos de componentes y sistemas hasta alcanzar el vertido efectivo de la energía generada a la red, de acuerdo a normativa vigente. El oferente entregará protocolos de ensayo de puesta en marcha firmados por profesional matriculado y manuales finales en PDF interactivo con enlaces a esquemas.

1.5. Operación y Mantenimiento de la instalación

1.5.1. Las tareas de operación y mantenimiento de los primeros seis meses, contados a partir de la recepción provisoria de la obra, estarán a cargo del Adjudicatario. El concepto de mantenimiento incluye seguridad de las instalaciones y vigilancia del predio. El Adjudicatario deberá presentar un informe mensual a la provincia que detalle el reporte de generación y las tareas realizadas en el transcurso de ese mes, durante los seis meses que median entre la recepción provisoria y la definitiva de la obra.

1.5.2. Capacitación sobre la operación y mantenimiento del parque solar al personal de la Distribuidora con concesión en la zona donde se instalen los mismos.

1.5.3. Plan de contingencias, el cual deberá ser presentado con la propuesta técnica.

1.6. Seguridad e Higiene

1.6.1. Presentar plan firmado por profesional habilitado antes del inicio de obra.

1.6.2. Cumplimiento de Ley 19.587 y decreto 351/79, incluyendo: señalética, rutas de evacuación, kit de primeros auxilios y cronograma de capacitaciones.

2. Descripción general de las instalaciones

Se deberán elegir equipos de calidad y fiabilidad contrastada, de manera que garanticen en todo momento la calidad del suministro eléctrico. El funcionamiento de la instalación no deberá provocar averías en la red, así como tampoco perturbaciones en la calidad del producto técnico y/o disminuciones en las condiciones de calidad del producto y seguridad, ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa IEC aplicable.

La calidad de los materiales elegidos para trabajar situados a la intemperie debe estar garantizada contra el ataque de los agentes ambientales de la zona de emplazamiento. En particular se protegerán contra el viento, efecto del polvo, la radiación solar y las variaciones de humedad y temperatura.

El grado de aislamiento, tanto de módulos e inversores, como de conductores, cajas y armarios de conexión será de clase I[52], en tanto que el cableado será de doble aislamiento. La parte de corriente alterna se protegerá de contactos directos alejando las partes activas de la instalación e interponiendo obstáculos que impidan todo contacto accidental con las partes activas y cubriéndolas con aislamiento apropiado. Los conductores poseerán aislamiento superior a 1000 V. Se emplearán cajas aislantes e inaccesibles para todos los conexionados y las partes metálicas empleadas, para impedir contactos accidentales directos o indirectos.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la Norma IEC 62548 y la legislación vigente.

La instalación deberá estar convenientemente ubicada sobre el emplazamiento y protegida contra posibles arrastres de suelo por lluvias, aluviones u otras causantes, y contra actos de vandalismo.

Los elementos principales de la instalación son los siguientes:

- Estructuras soporte.
- Generador fotovoltaico.
- Inversores.

[52]Clase I es la clasificación establecida por las normas de seguridad eléctrica (IEC 61140) que indica el tipo de protección contra choques eléctricos que tiene un equipo o componente. Los equipos eléctricos de Clase I cuentan con aislamiento básico (como cualquier equipo estándar), y además una conexión a tierra (puesta a tierra) de todas las partes metálicas accesibles que podrían quedar energizadas en caso de falla del aislamiento.

- Cableado y protecciones.
- Medición, monitorización y control.

3. Características específicas de las instalaciones

En la ejecución de la instalación, se buscará en todo momento la optimización energética de la misma, para lo que se emplearán equipos y materiales de la más alta calidad, nuevos, que además permitirán garantizar en todo momento la seguridad tanto de las personas como de la propia red eléctrica y los restantes sistemas que se encuentren conectados a ella.

3.1. Condiciones de la conexión a la red

3.1.1. Condiciones Generales

La instalación estará conectada a la red externa de distribución a través de una línea de interconexión. En aquellos casos, que ésta quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado alguna protección de la línea, la instalación no deberá mantener tensión en la línea de interconexión.

El funcionamiento de la instalación no deberá provocar en la red externa averías, disminuciones de las condiciones de seguridad, ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable y se ajustará a las recomendaciones indicadas en los Estudios Eléctricos relacionadas al punto de conexión.

Asimismo, el funcionamiento de la instalación no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red externa de distribución.

3.1.2. Condiciones Específicas

La conexión a la red de la instalación será trifásica. La conversión de DC/AC se realizará mediante inversores trifásicos.

En la conexión de la instalación a la red, la variación de tensión en la red de BT o MT, provocada por la conexión y desconexión de la instalación no podrá ser superior al 5% y no deberá provocar la superación de los límites indicados

en la normativa vigente.

El factor de potencia de la energía suministrada a la red debe ser lo más próximo posible a la unidad, considerando que la instalación deberá tener capacidad de regulación de potencia reactiva.

La instalación deberá poder entregar al sistema, en el punto de conexión a la red, un valor de tensión de referencia de hasta un 10% mayor al valor nominal del sistema.

Las variaciones de tensión, frecuencia y la generación de armónicos en el punto de conexión a la red deberán satisfacer las normativa vigente en cuanto a la Calidad del Producto. Por lo que el sistema de generación debe garantizar una calidad de suministro adecuada en el punto de conexión, cumpliendo con los parámetros técnicos definidos por la normativa vigente en materia de calidad del producto eléctrico, tales como la tensión, frecuencia, contenido armónico y estabilidad de la forma de onda, conforme a lo exigido por el OCEBA o ENRE, las distribuidoras locales y las normas IRAM/AEA aplicables.

Durante el servicio de operación continuo deberá garantizarse un nivel de tensión estable en el punto de inyección a la red el cual deberá estar ubicado dentro de la banda de Calidad de Producto exigido por OCEBA a las Distribuidoras para el tipo de red, cualquiera fuere el nivel de potencia inyectada a la red.

Para dar por verificado este punto se deberá colocar un registrador de variables eléctricas continuas con almacenamiento de valores máximos, mínimos y medio cada 15 minutos en el caso de Tensiones, Corrientes, Potencia y Cos φ. Medición continua de armónicos hasta el orden 25 y transitorios de tensión, con memoria local y acceso remoto diferenciado del medidor SMEC. Los datos registrados y almacenados deberán tener un tiempo de permanencia en memoria para su descarga equivalente a todo el período de operación por parte del Adjudicatario y serán requeridos por la provincia y/o la Distribuidora local para su análisis. En caso de detectarse el no cumplimiento de las condiciones adecuadas de Calidad del Producto y Perturbaciones, el Adjudicatario deberá realizar las acciones necesarias para dar cumplimiento a lo requerido.

Es decir, luego de realizar mediciones en el punto de conexión, se deberá tener cuenta si:

- El sistema genera armónicos fuera de los valores tolerados.
- La tensión o la frecuencia están fuera del rango permitido.
- Se producen flickers, variaciones rápidas de tensión, desbalances de fases, transitorios o ruido electromagnético.
- El sistema fotovoltaico genera reactiva en exceso o mal factor de potencia.

En caso de que el Medidor SMEC tenga integrado el registrador de variables eléctricas solicitado en el párrafo anterior, no será necesaria la instalación de este último.

Incorporar medidores secundarios clase 0.2S en tableros de campo para verificación cruzada con el sistema principal (SMEC).

3.2. Parque fotovoltaico

3.2.1. Paneles solares

El parque generador tendrá una potencia de 2MW de salida en corriente alterna. Solo se aceptarán módulos de potencia nominal unitaria mayor o igual a 580 Wp. Los módulos estarán constituidos por celdas de silicio monocristalino con un rendimiento mayor o igual al 21% (no se aceptarán módulos con celdas amorfas ni thin-film). Los módulos no deberán ser autorregulados. Deberán ser productos nuevos sin uso con certificación del fabricante indicando fecha de fabricación y número de serie. Dicho número deberá estar grabado de forma indeleble en cada unidad como más adelante se indica, y el certificado de garantía de fábrica deberá hacer referencia expresa a los mismos.

Todos los módulos deberán contar con un certificado de cumplimiento de las Normas IRAM 210013 o en su defecto las normas IEC 61215-2016, o UL 1703.

Cada módulo deberá tener un marco de aluminio anodizado y las celdas deberán estar correctamente encapsuladas en material adecuado. La cubierta superior del módulo deberá ser de vidrio templado de bajo contenido de óxido de hierro.

Cada módulo deberá tener su correspondiente caja de conexiones adheridas a la parte trasera del mismo, y deberán tener tapa, ser estancas, contarán con protección para intemperie IP65, y dispondrán de los cables de conexionado entre paneles con conector tipo MC4. En ellas deberán estar instalados los diodos de bloqueo. Las cajas deberán tener indicadas, bajo relieve o mediante pinturas indelebles, las polaridades eléctricas correspondientes.

La totalidad de estos elementos se instalarán con métodos de fijación adecuados, y contarán con tensión de aislamiento adecuada. Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (seccionadores fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

Los módulos pueden ser monofaciales o bifaciales, pudiendo optar por bifaciales si la generación de energía adicional justifica la inversión.

En cada módulo deberá estar claramente indicado, mediante sistema indeleble, la siguiente información:

- Nombre comercial o símbolo del fabricante.
- Modelo.
- Número de serie.
- Fecha de fabricación.
- Tensión, corriente y potencia nominales.

Los módulos fotovoltaicos deberán contar con un certificado de ensayo que acredite que el 100% de las celdas son clase A y garantía mínima de 10 años.

El oferente deberá garantizar que los paneles conservarán al menos el:

- **98% de la potencia nominal** en el primer año,
- y una degradación máxima del **0,55% anual**, alcanzando al menos el **84,8% de la potencia nominal al año 25**

3.2.2. Estructuras de soporte

Los elementos estructurales podrán ser de aluminio, acero galvanizado en caliente, de acero autopatinable, de baja aleación y resistentes a la corrosión atmosférica según la norma EN 10025-5 / ASTM A588 sin recubrimiento (Tipo Arcorox).

Las estructuras estarán calculadas de modo que puedan soportar, además del peso propio de los módulos, las cargas provocadas por sismos y niveles de viento existentes en la zona de ubicación de la instalación. Deberán ser totalmente abulonadas, no se permitirán soldaduras en obra. Se deberá prever el montaje de los paneles solares en estructura soporte de tipo estática con inclinación óptima totalmente ensamblable y abulonada mediante bulonería galvanizada.

Previo a la fabricación de las estructuras, se deberá presentar ante la provincia una memoria de cálculo con el dimensionamiento de la estructura de soporte, incluida su fundación. Dicha memoria de cálculo deberá efectuarse con los resultados del Estudio de suelo. Este documento deberá estar firmado por un ingeniero civil matriculado.

La estructura de soporte deberá ser diseñada para una velocidad máxima de viento de acuerdo con el “Reglamento argentino de acción del viento sobre las construcciones - CIRSOC 102”. También debe cumplir con 103.

Posibilidad de uso de sistemas con seguimiento solar de un eje (trackers) si el análisis de costo-beneficio lo justifica.

Se propondrá una inclinación “fija” de la estructura que maximice la captación anual del recurso solar. En todos los casos, y de acuerdo a la Latitud, se propondrá una separación suficiente entre estructuras que evite proyectar sombras unas sobre otras durante todo el año.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante. También tomará en consideración la facilidad de montaje y desmontaje y la posible necesidad de sustitución de elementos.

Los puntos de sujeción del módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de

apoyo y posición relativa de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores de magnitud superior a las permitidas por el fabricante.

La altura de los paneles y la distancia al suelo de los mismos, deberá especificarse en la oferta técnica, de manera tal que no dificulte la tarea de limpieza y mantenimiento, teniendo en cuenta además las posibles sombras que puedan proyectarse durante todo el año debido a elementos cercanos (arboleda, etc.).

Se permitirá también la utilización de sistemas con orientación ESTE-OESTE, incrementando la cantidad de paneles solares de manera de alcanzar la misma potencia pico o superior a aquella especificada para orientación NORTE.

3.2.3. Fundaciones

El Adjudicatario deberá presentar una memoria de cálculo del sistema de fundaciones adoptado para la instalación de la estructura fotovoltaica, la que deberá ser suscrita por profesional competente.

El cálculo deberá basarse en los resultados obtenidos del estudio de suelos que oportunamente será provisto por la provincia.

Se aceptarán sistemas de fundación de bases o pilotines con H°A°, así como también sistemas hincados o atornillados, cumplimentando en cada caso la normativa vigente.

3.2.4. Inversores de corriente

Los inversores (DC/AC) seleccionados deberán garantizar una potencia trifásica variable a 50 Hz de frecuencia con capacidad de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico proporcione a lo largo del día, cuya tensión de salida de AC deberá ser de 380/400 Volt. Se tratará de inversores con seguimiento del punto de máxima potencia (“Maximum Power Point Tracking” - MPPT) con el objeto de maximizar la potencia disponible en el generador fotovoltaico e inyectado a la red eléctrica en todo momento.

La relación de potencias CC/CA podrá ser de hasta 1,2.

Sus principios de funcionamiento serán: operación como

fuente de corriente, auto conmutado y con seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), y contarán con protección electrónica y mecánica frente a polarizaciones inversas, sobretensiones/subtensiones transitorias en entrada y salida, fallos de aislamiento y fugas a tierra de la tensión DC, sobre temperatura, así como protección contra funcionamiento en isla. Además, incorporarán contactores de entrada para aislamiento de paneles, de salida, para aislamiento de red y de precarga de condensadores, además de las debidas protecciones contra cortocircuitos en alterna en la salida a red, corrientes asimétricas, tensión o frecuencia de red fuera de rango, sobretensiones inducidas o cualquier perturbación presente en la red eléctrica (microcortes, pulsos, etc.).

Se garantizará cumplir al menos con las normas IEC 61000-3-4, IEC 61000-6-2 e IEC 61000-6-3, con la normativa vigente en lo referente a calidad del producto técnico (tensiones, frecuencia y armónicos), protección electromagnética, perturbaciones, y con todas las disposiciones de la Distribuidora y/o los Entes Reguladores que sean de aplicación.

Los inversores dispondrán de las señalizaciones necesarias para asegurar su adecuada supervisión y manejo, y los controles automáticos imprescindibles para su correcta operación. También incorporarán controles manuales para encendido y apagado del Inversor y conexión y desconexión del inversor a la interfaz de corriente alterna, que podrá ser externo al inversor.

Los inversores empleados evitarán que se puedan poner en contacto los conductores de corriente alterna con los de continua (aislamiento galvánico o equivalente).

Los inversores empleados deberán permitir la visualización de su funcionamiento remoto a través de un portal web.

Por otra parte, las características eléctricas básicas que deberán cumplir son las siguientes:

- Debe ser de onda sinusoidal pura
- Garantía mínima de 5 años
- El inversor deberá poder operar de forma continuada en condiciones de irradiación solar hasta un 10 %

superior a las Condiciones Estándar de Medida (CEM). Además soportará picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante períodos de al menos 10 segundos.

- Eficiencia mínima 98%, compatibilidad con 1500 V DC y la distorsión armónica de tensión será inferior a 3%. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma IEC 61683. Conformidad IEC 62109 e IEC 61727.

- El autoconsumo en modo nocturno deberá ser inferior al 1% de la potencia nominal.

- El factor de potencia de la energía generada será seleccionable con capacidad de funcionamiento como compensador de potencia reactiva para potencias mayores al 10% de la potencia nominal, pudiendo entregar un factor de potencia superior a 0,95 entre el 20% y el 100% de la potencia nominal.

- Se garantizará la operación para las siguientes condiciones ambientales externas: entre -10° C y 45° C de temperatura y entre 0% y 90% de humedad.

- Tendrán un grado de protección para intemperie mínima IP 65. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

3.2.5. Sala de Control

El Adjudicatario deberá proveer e instalar una Sala de Control que contenga los elementos de maniobra y protección, el sistema de medición y elementos constitutivos de los servicios auxiliares.

Las dimensiones mínimas de dicha Sala de Control será de 2 x 2,5 m. y los materiales a utilizar en su construcción serán de libre elección y podrán ser de origen reciclado.

La sala debe contar con:

- Sistema SCADA para la supervisión de la producción, estado de inversores, y alarmas.
- Pantallas y servidores para operar el SCADA
- Data Logger
- Control de vertido
- UPS para mantener activo el SCADA ante cortes
- Sistema de videovigilancia

La Sala de Control deberá contar al menos con un sistema de ventilación mediante la instalación de rejillas.

No se permitirá la instalación de los inversores dentro de dicha sala.

3.2.6. Cableado y canalizaciones

- Secciones y caídas de tensión admitidas

  La corriente producida por los paneles fotovoltaicos será conducida a través de cables dimensionados de forma tal que no exista una caída de tensión mayor al 1,5% en el tramo de corriente continua comprendido entre la salida de los paneles y los inversores. Tampoco deberá superar el 1,5% en el tramo de corriente alterna comprendido entre el inversor y la acometida a la red de la distribuidora local. Los conductores empleados no deberán superar en ningún caso su máxima temperatura de operación permanente. La instalación contará con todas las protecciones de acuerdo a estas Especificaciones Técnicas, la normativa vigente y de modo que garanticen la seguridad de las personas.

  La sección de cables, lo dimensionará quien se presenta al pliego. Las condiciones establecidas de caída de tensión y temperatura de trabajo garantizan que se dimensione de forma adecuada.

- Calidad y normas

  La ejecución de los trabajos será de la más alta calidad y seguirá las normas especificadas, empleadas en instalaciones eléctricas. Se realizarán las tareas de acuerdo a las buenas prácticas de instalaciones eléctricas y de acuerdo a la normativa vigente y las instrucciones de la dirección técnica y/o el Inspector en caso de corresponder. Todos los materiales empleados en las instalaciones descritas serán de primera calidad y reunirán las condiciones exigidas en todas las disposiciones vigentes referentes a materiales y prototipos de construcción.

- Forma de cableado

  Se diseñará el tendido de cables de forma que los conductores de corriente continua y alterna tengan la

longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni provocar la posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas. Los cables de corriente continua será de doble aislamiento y adecuado para su instalación intemperie, al aire o enterrado según el diseño de las canalizaciones en la instalación. Los cables utilizados cumplirán con la normativa vigente en cuanto a aislamiento y grado de protección, según las normas IRAM 2178, IRAM 62266, IEC 60502.

Los cables a emplear para la interconexión de los módulos fotovoltaicos estarán protegidos contra la degradación por efecto de la intemperie: radiación solar, UV y condiciones de temperatura ambiente extremas (verano e invierno) en la zona de emplazamiento.

El cableado entre las cajas de conexiones de cada módulo en cada panel, para formar las conexiones en serie, y el inversor, se efectuará mediante cable flexible y de longitud adecuada para que no exista peligro de rotura.

Todos los conductores estarán debidamente etiquetados e identificados de acuerdo con los esquemas eléctricos desarrollados para las instalaciones. Los cables se conectarán a los equipos por medio de accesorios terminales adecuados, acordes a la sección de los mismos.

El tramo de bajada de los cables hasta el soterramiento deberá ir con cobertura y protección que impidan su deterioro. Estarán fijados a las estructuras y, una vez en el suelo, directamente enterrados en zanjas con cama de arena cubierto por tierra tamizada, el cable deberá estar enterrado a una profundidad mínima de 70cm. El fondo de la zanja se cubrirá con una capa de arena, cuyo espesor estará determinado por los planos correspondientes a desarrollar antes de la ejecución de la instalación. Una vez tendido el cable, la zanja se rellenará con arena o tierra tamizada con un espesor de 10cm. Sobre la misma se colocará una capa de ladrillos comunes para protección de los cables (ubicándolos transversalmente a la dirección del cable, de manera que se toquen unos con otros) y

una cinta plástica de protección a 20cm del nivel del terreno. Una vez efectuada dicha operación, se continuará agregando tierra libre de escombros hasta completar una capa, desde el lecho de ladrillos hasta el nivel del terreno y en todo su ancho.

Los cables serán de una sola pieza. No se admitirán empalmes en cables soterrados.

La disposición de cables se estudiará en cada caso, de forma que no existan interferencias ni efectos capacitivos y/o inductivos. La separación horizontal entre cables será como mínimo igual al diámetro del cable de mayor tamaño de los contiguos. En los cables unipolares que formen una terna, se identificará además la fase correspondiente.

3.2.7. Protecciones

La instalación estará diseñada de modo que el sistema de protecciones cumpla la normativa eléctrica vigente de la jurisdicción donde se realice la instalación. En la parte de corriente continua se deberán considerar dispositivos de protección con la tecnología adecuada para proteger los conductores de sobreintensidades y dotar al campo fotovoltaico de dispositivos seccionadores y dispositivos de actuación rápida en las líneas que vienen del campo fotovoltaico así como aquella que se dirige al inversor. Por otra parte, será necesario advertir, para operaciones de mantenimiento (que habrán de ser realizadas únicamente por personal especializado) que, aunque se abran los dispositivos de protección seccionadores, pueden aparecer tensiones entre los terminales positivos y negativos de las líneas de los campos fotovoltaicos.

El sistema de protecciones deberá cumplir las exigencias previstas en la norma IEC 62548 y en la reglamentación vigente. Este cumplimiento deberá ser acreditado adecuadamente, incluyendo lo siguiente:

- Interruptor general manual, que será un interruptor con intensidad de cortocircuito superior a la indicada en el punto de conexión. Este interruptor será accesible al personal responsable de la Operación y Mantenimiento en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.

- Disyuntor diferencial general, con actuación de disparo mediante un relé auxiliar sobre el interruptor general manual, censando las corrientes de entrada de éste.

- Sistema de Protección con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación por falla de algún elemento de la parte continua de la instalación. Se deberá proveer de un dispositivo o sistema de vigilancia de aislamiento. Este puede estar incluido dentro de las funcionalidades del Inversor o anexado al circuito de CC.

3.2.8. Puesta a Tierra

- Condiciones Generales

Se dispondrá un sistema de puesta a tierra para la instalación fotovoltaica de corriente continua, a la que se unirán las estructuras de los campos fotovoltaicos, y otro sistema de puesta a tierra para el sistema de baja tensión de corriente alterna, donde se unirán las masas metálicas de los inversores.

La instalación de puesta a tierra cumplirá la normativa de aplicación vigente tanto en seguridad como en normalización. Deberán presentar memoria de cálculo firmada por profesional habilitado.

El sistema de red de tierra deberá proporcionar una adecuada protección contra el riesgo potencial asociado a los incrementos de voltaje causados por fallos de aislamiento, descargas atmosféricas, etc.

La red de tierras consistirá en una distribución principal, puntos de conexión por encima del nivel de terreno, y cables de derivación del anillo principal a puesta a tierra individuales. La red principal conectará los electrodos de tierra para derivar al terreno las cargas procedentes de la instalación.

Los conductores de tierra irán enterrados sin empalmes o uniones. Donde sea inevitable la realización de derivaciones o conexiones enterradas, se emplearán conexiones soldadas térmicamente (cuproaluminotermica). La resistencia total de la toma de tierra vendrá determinada en el proyecto en función de las características de la instalación, y su valor

deberá ser acorde para la seguridad de las personas, tanto en el caso de contactos directos como indirectos.

- Condiciones Particulares

  Todas las masas de la “instalación”, tanto de la parte de corriente continua como la de corriente alterna, estarán conectadas al sistema de puesta a tierra correspondiente. Todas las partes metálicas de la instalación estarán puestas a tierra, asegurando una correcta conexión equipotencial entre ellas.

  Las estructuras soporte y los módulos fotovoltaicos, se conectarán a tierra a fin de reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas. Con esta medida se consigue limitar la tensión que pueden presentar con respecto a tierra las masas metálicas, así como propiciar el paso a tierra de las corrientes de falla o descarga de origen atmosférico. También se conectarán a tierra las masas metálicas de la parte de alterna.

  Por otro lado, la configuración eléctrica de la instalación de corriente continua será flotante, garantizando la protección frente a contactos indirectos mediante la utilización de cableado, cajas y conexiones de clase II, así como el monitor de aislamiento que podrá incorporar el inversor.

3.2.9. Elementos de Medida y Monitorización

La instalación contará con un sistema de medición de la energía generada y un sistema que permita monitorizar la producción de energía eléctrica de cada sub campo de generación, así como detectar posibles fallas de funcionamiento y visualizar parámetros de utilidad para la operación de la instalación.

- Medición

  El Adjudicatario deberá suministrar e instalar, el equipamiento de medición con sus correspondientes accesorios e instalaciones a efectos de poder medir y supervisar todo el proceso de generación de energía.

- Monitorización

  El Adjudicatario deberá dejar disponible toda la información de los inversores, mediante un puerto de

comunicación con alguno de los siguientes protocolos: Modbus TCP, DNP 3.0.; mediante una conexión Ethernet.

El Adjudicatario deberá dejar disponible toda la información de las cajas de conjunción (strings de celdas), mediante un puerto de comunicación con alguno de los siguientes protocolos: Modbus TCP, DNP 3.0.; mediante una conexión Ethernet.

El Adjudicatario deberá dejar disponible toda la información de la estación meteorológica, mediante un puerto de comunicación con alguno de los siguientes protocolos: Modbus TCP, DNP 3.0.; mediante una conexión Ethernet.

El Adjudicatario deberá dejar disponible toda la información de los controladores de bahía, protecciones, o multimedidores relacionados con el punto de conexión a la red en MT, mediante un puerto de comunicación con alguno de los siguientes protocolos: Modbus TCP, DNP 3.0.; mediante una conexión Ethernet.

El Adjudicatario deberá realizar el cableado desde los diferentes sub sistemas antes mencionados, hasta la sala de control del parque en la cual se instalará el switch mediante el cual se adquirirá toda la información del parque.

La instalación deberá permitir la monitorización y el control a distancia o remoto, permitiendo los siguientes beneficios:

- Acceso web de monitorización a todos los sistemas instalados.
- Integración con otros sistemas de monitorización y control.
- Indicaciones: Fallo del sistema, sistema en funcionamiento y fallo de red.
- Representación de Parámetros: Tensiones/Corrientes RMS trifásicas, frecuencia de la red, tensión y corriente DC, potencia reactiva y aparente de salida, datos históricos, gráficas de funciones.

- Representación de factores de potencia, y potencias aparente, activa y reactiva.
- Cálculo de armónicos y distorsiones armónicas.
- Configuración del sistema protegido con usuario y contraseña.

Asimismo, paralelamente a lo mencionado anteriormente, los equipos a instalar deberán contar con un acceso web para su monitorización remota, el cual deberá ser provisto a la provincia.

3.2.10. Estación meteorológica

El Adjudicatario deberá proveer e instalar una estación meteorológica en el lugar de emplazamiento de la instalación fotovoltaica, con acceso remoto a la información recolectada, que permita registrar, al menos, los siguientes parámetros:

- Temperatura ambiente (-20° a +50°C.).
- Humedad (0 a 100 % R.H.).
- Precipitaciones.
- Radiación solar: 1 piranómetro (0 a 2000 W/m2 /dependencia térmica < 0.1%/°C) y dos celdas cristalinas calibradas.
- Velocidad de viento (0-200 km/h +/- 2%) y dirección de viento (0-360° +/-3°) con sensores de calidad certificada.
- Presión atmosférica. Con calibración anual certificada.

El montaje de la estación meteorológica y la ubicación de sus sensores no deberán interferir entre ellos de manera de modificar la magnitud de la variable a medir.

3.2.11. Instalaciones complementarias

- Cartel de Obra

  El Adjudicatario deberá antes de dar inicio a las tareas de replanteo de obra, colocar en lugar visible desde la vía de mayor circulación pública, un cartel de identificación de obra, de dimensiones de 2 x 3 metros, cuyo diseño será provisto por la provincia.

- Iluminación exterior y vías de acceso

  El Adjudicatario deberá proveer los materiales y equipos e instalar los mismos a fin de asegurar la iluminación exterior adecuada del parque solar y sus vías de acceso.

  También deberá proveer e instalar en el parque solar y sus accesos un sistema de iluminación de emergencia que pueda funcionar a partir de producido un corte de energía eléctrica.

- Sistema de vigilancia

  El Adjudicatario deberá proveer e instalar un sistema de vigilancia mediante cámaras (CCTV o similar) que puedan ser monitoreadas en forma remota. Se utilizarán cámaras IP de al menos 4 MP, con almacenamiento mínimo de 30 días y redundancia local.

- Sistema de Protección Atmosférica

  El Adjudicatario deberá proveer e instalar un sistema de pararrayos como protección contra eventuales descargas atmosféricas, a toda el área correspondiente al generador fotovoltaico.

- Cerco perimetral y portón de acceso

  El Adjudicatario deberá proveer e instalar un Cerco Perimetral cumplimentando las siguientes especificaciones mínimas:

  - Se utilizará alambre tejido galvanizado de primera marca, calibre N°12 (Ø 2,64 mm), tejido en malla romboidal de 2” (50 mm) y 2,00m de altura.

    El tensado del mismo se efectuará entre postes de refuerzo, terminales y esquineros, mediante planchuelas de hierros de 1” x 3/16” x 2.00 mts, ganchos tira-alambre tipo “J” de 3/8” y torniquetes tipo aire N°7. Todos los elementos de fijación deben ser de hierro galvanizado.

    Se completará el tensado con un mínimo de 3 (tres) hilos de alambre galvanizado liso a través de los paneles de alambre tejido.

    Sobre el mismo y en los brazos a 45° de los postes

se instalarán 3 (tres) hilos de alambre de púas, galvanizado, de alta resistencia calibre N°16 con púas cada 4”.

Todos los alambres (del tipo lisos y de púas), deberán quedar debidamente tensados y traccionados a la tensión admisible correspondiente.

- El cerco estará compuesto por postes de hormigón armado premoldeados del tipo olímpico con brazo a 45°. Los postes de alineación deberán ser como mínimo de dimensiones de 0,10 x 0,10 x 2,90 m. Los postes de refuerzos y esquineros deberán ser como mínimo de dimensiones de 0,14 x 0,14 x 2,90m. Deberán llevar puntales a 45°, en postes de refuerzo y esquineros, colocados para colaborar con la absorción de los esfuerzos producidos por el tensado del alambre. Estos puntales tendrán las mismas características técnicas que los postes (sección, armadura, etc.).

  Para la fijación de los postes se deberán ejecutar los pozos con dimensiones no menores a Ø 0,30m y profundidad de 0,50m. Se colocarán debidamente nivelados, aplomados y modulados. Dichos pozos se llenarán con hormigón.

- Se deberá confeccionar un murete inferior de hormigón armado con dimensiones mínimas de 0,14 x 0,2m. El mismo deberá tener 0,10m sobre nivel del terreno. Para garantizar la correcta sujeción del alambrado con el murete, se deberán colocar ojales (de Ø 4,2 mm como mínimo) cada 0,40 metros, que aseguren la perfecta sujeción del alambrado en su parte inferior.

- Se instalará un portón de acceso vehicular con una longitud de 4 metros de ancho en 2 hojas de abrir de 2 metros cada una y de la misma altura del cerco. El marco estará confeccionado con caño galvanizado de 2” cubriéndose cada hoja hasta los 2 metros con tejido romboidal, con un remate de 3 hilos de alambre de púa, respetando los mismos materiales que el cerco perimetral olímpico. El mismo deberá contar con un sistema de fijación móvil tanto en sentido vertical como horizontal, mediante pasadores, con sus respectivos herrajes y candado.

- En los postes de refuerzos y esquineros deberá efectuarse la continuidad galvánica entre los paños de alambre adyacentes procediendo a la unión de ambas varillas con un conductor de sección mínima de 6 mm2 con terminales indentados.
- El Cerco Perimetral deberá ser conectado a la misma puesta a tierra general del parque.

○ Sistema de limpieza de paneles

Se deberán proveer todos los elementos necesarios para la limpieza de los paneles, incluyendo todas las herramientas (manuales o mecánicas) e insumos necesarios para realizar la limpieza de los paneles. El método de limpieza elegido deberá minimizar el tiempo y la cantidad de personal requerido buscando optimizar la relación costo beneficio del proceso.

Se deberán proveer como mínimo, los elementos detallados a continuación:

- Tanque de 500 litros como mínimo autotransportable con montaje sobre trailer para ser remolcado por camioneta o tractor. Dicho trailer deberá poseer una bomba de impulsión de agua alimentada desde el sistema de 12V de CC a través de un inversor a 220 V de CA.
- Set de cepillos no abrasivos con mangos extensibles de longitud tal que permita la limpieza de las filas superiores de paneles.

3.2.12. Repuestos

El Oferente deberá contemplar en su Oferta la provisión de repuestos, cuyo listado se detalla a continuación:

- Paneles solares:

  Se deberá proveer el 1% de la potencia total instalada en concepto de repuesto. Los paneles de repuesto serán idénticos a los cotizados en la correspondiente Oferta.

- Inversores de corriente:

  Se deberá proveer 1 (un) inversor adicional, de idénticas características que los que se instalarán.

3.2.13. Sistema contra Incendios

Se realizarán simulacros semestrales, cartelería de evacuación, evaluación del riesgo de arco eléctrico e inclusión de extintores con agente limpio en salas cerradas (si aplica).

3.2.14. Garantías

1.1. *Garantía de mantenimiento de oferta*: 1% del valor ofertado, válida por al menos 90 días corridos desde la apertura de sobres.

1.2. *Garantía de cumplimiento de contrato*: 5% del monto total adjudicado, vigente hasta la recepción definitiva de obra.

1.3. *Garantía por vicios ocultos*: 2% del valor total, vigente durante 12 meses posteriores a la recepción definitiva.

4. Oferta y oferente

4.1. Experiencia del Oferente

- Acreditar experiencia en al menos 2 proyectos similares (≥ 1 MWp) ejecutados en los últimos 5 años.
- Adjuntar certificados de final de obra, fotografías, y contacto del comitente.
- Presentar certificaciones ISO 9001 (obligatoria), y se valorará ISO 14001 e ISO 45001.
- Incluir CV del Director de Obra propuesto con matrícula vigente.

4.2. Modelos Digitales y Entregables

Entrega de ingeniería en formatos AutoCAD, Excel y Revit (si corresponde)

4.3. Cotización

Luego de especificar con una “X”, en el cuadro correspondiente, el tipo de moneda utilizada, la cotización deberá incluir todos los conceptos que hacen al precio final ofertado (costos directos, indirectos, gastos generales, impuestos, equipos, materiales, horas hombre propias, de terceros, insumos, viáticos y movilidad, etc).

Moneda		$ ARS		USD Banco Nación	Valores sin IVA

Item	Descripción	Materiales	Mano de Obra
1	Paneles e Inversores		
2	Preperación del Terreno		
3	Cerco Perimetral		
4	Anclaje de Estructuras		
5	Montaje de Paneles Solares		
6	Tendido de cables y conexionado		
7	Frontera Eléctrica		
Total General (SIN IVA)			

IVA		
Total General (CON IVA)		

9.2 Pliego Parque de 250 kW (General Daniel Cerri y Merlo)

En el siguiente Anexo se detallan las características técnicas mínimas aceptables para cada componente para la instalación solar fotovoltáica en el partido de General Daniel Cerri y Merlo una potencia de 250 kW de salida en corriente alterna. Sólo se admitirán propuestas que cumplan estos requerimientos.

1. Detalle de los trabajos

El alcance de la construcción de la instalación de generación fotovoltaica comprende la realización como mínimo de todos los trabajos definidos en el presente Pliego.

1.1. Estudios Previos.

1.1.1. Los estudios eléctricos estarán a cargo del OFERENTE que resulte Adjudicatario de la obra. Dichos estudios deberán verificar que no se produzcan variaciones de tensión superiores a los límites establecidos tanto en las operaciones de conexión como desconexión del generador fotovoltaico. Dichas variaciones no deberán superar el +/- 5% sobre la red de distribución y se respetarán los niveles de calidad de producto durante la operación continua según normativa provincial vigente. Dichos estudios deberán estar firmados por profesional con incumbencia y será condición necesaria entregarlos previo a la certificación del Hito 3 (Preparación del Terreno). Para los estudios eléctricos se requieren análisis de flujo de carga y cortocircuito para los estados de pre y post inserción del parque generador.

1.1.2. Los estudios de suelo de cada predio serán provistos por la provincia y se adjuntarán en forma digital con la compra del presente pliego.

1.1.3. Presentar PGAS con enfoque en:

- Gestión de residuos.
- Control de polvo y ruidos.
- Mitigación de impactos sobre comunidades.

1.1.4. La prefactibilidad hidráulica aprobada por la Autoridad del Agua (ADA) en cada predio será provista por la provincia y

se entregará con la compra del presente pliego.

1.2. Ingeniería y Dirección de Obra

1.2.1. **Ingeniería básica y de detalle** de las obras necesarias para ejecutar completamente la instalación, incluyendo anclaje de estructuras, las cuales deberán ser adecuadas a las recomendaciones dadas en los estudios de suelo, generando proyectos completos. Deberán incluir planos y los mencionados proyectos (todos sus componentes) deberán ser suscriptos por profesionales con incumbencias y visado por el respectivo colegio profesional.

1.2.2. Penalidades por Demora

- Penalidad del 0,1% del monto contractual por día de atraso en hitos.
- Incumplimiento mayor a 30 días: posibilidad de rescisión del contrato.

1.2.3. **Desarrollo y control de los trabajos** descritos realizando una Dirección de Obra efectiva y diligente, para lo cual se deberá entregar un plan de trabajos (Gantt) describiendo los hitos previstos para el proyecto, con presentación mensual de informes de avance de obra suscriptos por el Director Técnico de la misma.

Al elaborar el Plan de Trabajos, la Contratista deberá considerar los tiempos necesarios para la adquisición de los productos importados, los plazos de gestiones de aduanas, su transporte hasta la disposición final en la zona de las obras del Parque Fotovoltaico, plazos que serán de exclusiva responsabilidad de la misma y por los cuales no se justificarán modificaciones en la fecha de terminación de los trabajos.

Una vez contratada la obra se deberá presentar la ingeniería básica y de detalle en el plazo estipulado, la cual deberá ser aprobada por la provincia para dar inicio a los trabajos. La no presentación de la misma impedirá el inicio efectivo de la obra, no pudiendo el Contratista solicitar extensión de plazo por las demoras provocadas.

La presentación del Proyecto Ejecutivo aprobado por la provincia y apto para construcción, incluirá todos y cada

uno de los documentos que se requieran para la misma.

1.2.4. **Listado del personal** que trabajará en la obra. Deberá contar con toda la documentación legal que aplique, presentando ante las autoridades que corresponda, la documentación referida a los seguros contra accidentes y toda otra documentación relacionada al Contratista o al personal que se requiera.

1.2.5. **Limpieza de la obra**. Durante la ejecución de los trabajos el Contratista mantendrá el lugar de la obra en buen estado de limpieza, evitando el abandono diario de restos de escombros, hierros, cables, aislantes, etc. Terminados los trabajos se efectuará la limpieza general y final, que culmina con el retiro de todos los materiales sobrantes, dejando el sitio de la obra en perfecto estado de orden y limpieza.

1.2.6. **Comunicación**. Las comunicaciones entre las partes se realizará vía correo electrónico definiendo las direcciones que se considerarán como únicas válidas para recibir información. Cada comunicación deberá ser convalidada por una respuesta de “RECIBIDO” tanto por parte del director técnico de la empresa como por parte del inspector de la obra.

1.3. Suministro, construcción y montaje de la instalación

1.3.1. El OFERENTE deberá suministrar todos los equipos, materiales y repuestos, de manera de asegurar la integración y montaje de los mismos.

1.3.2. **Acondicionamiento del terreno**, incluyendo preparación, nivelación, compactación, trazado de caminos perimetrales y accesos, zanjeos para escurrimiento de agua de acuerdo a lo previsto en los estudios de aptitud hidráulica presentados por la provincia ante ADA, como cualquier otro trabajo que resulte necesario. Los caminos deberán realizarse con la compactación adecuada para permitir la circulación de vehículos tipo zampi con elevador y de vehículos (camioneta) con trailer conteniendo equipo de limpieza.

1.3.3. **Acopio de equipos y materiales.** El acopio se realizará en un sitio adecuado dentro del predio de emplazamiento de la obra o en un depósito, según criterio a elección del Adjudicatario, quedando a su cargo la seguridad y operatividad de los mismos durante la etapa de

construcción, montaje e instalación final. En ambos casos deberá notificarlo debidamente a la provincia y entregar un inventario de los equipos y materiales acopiados, identificando cada uno de ellos, cuando corresponda, con el/los número/s de serie.

1.3.4. **Instalación del campo generador fotovoltaico**. Incluye instalaciones mecánicas, fundaciones de estructuras de soporte, montaje de estructuras y módulos fotovoltaicos, instalación de inversores, reguladores, sistema de control, cableados y todos los componentes e infraestructuras eléctricas necesarias en corriente continua y alterna vinculadas al proyecto. Así como toda actuación de obra civil necesaria y todas las instalaciones temporales necesarias para la completa ejecución de la obra. El cableado de potencia en BT y MT será tendido de acuerdo a la normativa de la AEA para instalaciones eléctricas aéreas y/o subterráneas.

1.3.5. **Conexionado.** Para la conexión a la red pública de distribución en media tensión se deberá construir una Estación Transformadora BT/MT elevadora del tipo aérea biposte de hormigón de uso exclusivo para esta planta y ubicada dentro del predio del Parque, incluyendo sus respectivos accesorios y aparamentas de protección y maniobra (descargadores de sobretensión atmosférica de 10 kA y 12 kV, seccionadores fusibles autodesconectadores MN241, aisladores de puentes a la línea MN3a, seccionadores fusibles de baja tensión encapsulados tipo APR630 T3). El transformador deberá ser del tipo ONAN (enfriamiento natural de aire y aceite) y con una potencia nominal de 315 kVA.

El grupo de conexión será DYn (Triángulo en Media Tensión y Estrella en Baja Tensión).

El conexionado a la red deberá cumplimentar la normativa nacional vigente en cuanto a seguridad y calidad del producto y la IEEE Std 1547, “IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”.

1.3.6. **Medición de Energía**: Se admitirá la medición de energía del lado de baja tensión ubicada entre el Tablero General de Baja Tensión y antes del transformador elevador, debiendo cumplir dicha medición con las características definidas en el ANEXO 24 de los Procedimientos Técnicos

de CAMMESA, para la medición SMEC.

El medidor deberá estar homologado por CAMMESA y los transformadores de corriente deberán ser clase 0,5 S. No se admitirán transformadores de clase 0,5.

1.3.7. **Indicación de Sistemas, Equipos y Componentes y cartelería de seguridad**. Se deberán instalar todos los letreros y/o carteles necesarios, exigidos por la legislación y normas vigentes para identificar correctamente los equipos y su función.

En particular, pero no de manera limitada, deberán preverse los siguientes carteles:

1. Identificación de equipos conforme a los diseños y esquemas finales.
2. Indicación de peligro (tensión, canalizaciones, etc.).
3. Indicación de traza de cableados.
4. Indicación sobre el uso de indumentarias de protección.
5. Indicación acerca de la función de los pulsadores de emergencia.

1.4. Puesta en marcha de la instalación

Puesta en servicio de la instalación, incluyendo ensayos de componentes y sistemas hasta alcanzar el vertido efectivo de la energía generada a la red, de acuerdo a normativa establecida por los organismos reguladores. El oferente entregará protocolos de ensayo de puesta en marcha firmados por profesional matriculado y manuales finales en PDF interactivo con enlaces a esquemas.

1.5. Operación y Mantenimiento de la instalación

1.5.1. Las tareas de operación y mantenimiento de los primeros seis meses, contados a partir de la recepción provisoria de la obra, estarán a cargo del Adjudicatario. El concepto de mantenimiento incluye seguridad de las instalaciones y vigilancia del predio. El Adjudicatario deberá presentar un informe mensual a la provincia que detalle el reporte de generación y las tareas realizadas en el transcurso de ese mes, durante los seis meses que median entre la recepción provisoria y la definitiva de la obra.

1.5.2. Capacitación sobre la operación y mantenimiento del parque solar al personal de la Distribuidora con concesión en la zona donde se instalen los mismos.

1.5.3. Plan de contingencias, el cual deberá ser presentado con la propuesta técnica.

1.6. Seguridad e Higiene

1.6.1. Presentar plan firmado por profesional habilitado antes del inicio de obra.

1.6.2. 3.2. Cumplimiento de Ley 19.587 y decreto 351/79, incluyendo: señalética, rutas de evacuación, kit de primeros auxilios y cronograma de capacitaciones.

2. Descripción general de las instalaciones

Se deberán elegir equipos de calidad y fiabilidad contrastada, de manera que garanticen en todo momento la calidad del suministro eléctrico. El funcionamiento de la instalación no deberá provocar averías en la red, así como tampoco perturbaciones en la calidad del producto técnico y/o disminuciones en las condiciones de calidad del producto y seguridad, ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa IEC aplicable.

La calidad de los materiales elegidos para trabajar situados a la intemperie debe estar garantizada contra el ataque de los agentes ambientales de la zona de emplazamiento. En particular se protegerán contra el viento, efecto del polvo, la radiación solar y las variaciones de humedad y temperatura.

El grado de aislamiento, tanto de módulos e inversores, como de conductores, cajas y armarios de conexión será de clase I, en tanto que el cableado será de doble aislamiento. La parte de corriente alterna se protegerá de contactos directos alejando las partes activas de la instalación e interponiendo obstáculos que impidan todo contacto accidental con las partes activas y cubriéndolas con aislamiento apropiado. Los conductores poseerán aislamiento superior a 1.000 V. Se emplearán cajas aislantes e inaccesibles para todos los conexionados y las partes metálicas empleadas, para impedir contactos accidentales directos o indirectos.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la Norma IEC 62548 y la legislación vigente.

La instalación deberá estar convenientemente ubicada sobre el emplazamiento y protegida contra posibles arrastres de suelo por lluvias, aluviones u otras causantes, y contra actos de vandalismo.

Los elementos principales de la instalación son los siguientes:

- Estructuras soporte.
- Generador fotovoltaico.
- Inversores.
- Cableado y protecciones.
- Medición, monitorización y control.

3. Características específicas de las instalaciones

En la ejecución de la instalación, se buscará en todo momento la optimización energética de la misma, para lo que se emplearán equipos y materiales de la más alta calidad, nuevos, que además permitirán garantizar en todo momento la seguridad tanto de las personas como de la propia red eléctrica y los restantes sistemas que se encuentren conectados a ella.

3.1. Condiciones de la conexión a la red

3.1.1. Condiciones Generales

La instalación estará conectada a la red externa de distribución a través de una línea de interconexión. En aquellos casos, que ésta quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado alguna protección de la línea, la instalación no deberá mantener tensión en la línea de interconexión.

El funcionamiento de la instalación no deberá provocar en la red externa averías, disminuciones de las condiciones de seguridad, ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable y se ajustará a las recomendaciones indicadas en los Estudios Eléctricos relacionadas al punto de conexión.

Asimismo, el funcionamiento de la instalación no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red externa de distribución.

3.1.2. Condiciones Específicas

La conexión a la red de la instalación será trifásica. La conversión de DC/AC se realizará mediante inversores trifásicos.

En la conexión de la instalación a la red, la variación de tensión en la red de BT o MT, provocada por la conexión y desconexión de la instalación no podrá ser superior al 5% y no deberá provocar la superación de los límites indicados en la normativa vigente.

El factor de potencia de la energía suministrada a la red debe ser lo más próximo posible a la unidad, considerando que la instalación deberá tener capacidad de regulación de potencia reactiva.

La instalación deberá poder entregar al sistema, en el punto de conexión a la red, un valor de tensión de referencia de hasta un 10% mayor al valor nominal del sistema.

Las variaciones de tensión, frecuencia y la generación de armónicos en el punto de conexión a la red deberán satisfacer las normativa vigente en cuanto a la Calidad del Producto. Durante el servicio de operación continuo deberá garantizarse un nivel de tensión estable en el punto de inyección a la red el cual deberá estar ubicado dentro de la banda de Calidad de Producto exigido por OCEBA a las Distribuidoras para el tipo de red, cualquiera fuere el nivel de potencia inyectada a la red.

Para dar por verificado este punto se deberá colocar un registrador de variables eléctricas continuas con almacenamiento de valores máximos, mínimos y medio cada 15 minutos en el caso de Tensiones, Corrientes, Potencia y Cos φ. Medición continua de armónicos hasta el orden 25 y transitorios de tensión, con memoria local y acceso remoto diferenciado del medidor SMEC. Los datos registrados y almacenados deberán tener un tiempo de permanencia en memoria para su descarga equivalente a todo el período de operación por parte del Adjudicatario y serán requeridos por la provincia y/o la Distribuidora local para su análisis. En caso de detectarse el no cumplimiento de las condiciones adecuadas de Calidad del Producto y Perturbaciones, el Adjudicatario deberá realizar las

acciones necesarias para dar cumplimiento a lo requerido.

En caso de que el Medidor SMEC tenga integrado el registrador de variables eléctricas solicitado en el párrafo anterior, no será necesaria la instalación de este último.

Incorporar medidores secundarios clase 0.2S en tableros de campo para verificación cruzada con el sistema principal (SMEC).

3.2. Parque fotovoltaico

3.2.1. Paneles solares

El parque generador tendrá una potencia de 250kW de salida en corriente alterna. Solo se aceptarán módulos de potencia nominal unitaria mayor o igual a 580 Wp. Los módulos estarán constituidos por celdas de silicio monocristalino con un rendimiento mayor o igual al 21% (no se aceptarán módulos con celdas amorfas ni thin-film). Los módulos no deberán ser autorregulados. Deberán ser productos nuevos sin uso con certificación del fabricante indicando fecha de fabricación y número de serie. Dicho número deberá estar grabado de forma indeleble en cada unidad como más adelante se indica, y el certificado de garantía de fábrica deberá hacer referencia expresa a los mismos.

Todos los módulos deberán contar con un certificado de cumplimiento de las Normas IRAM 210013 o en su defecto las normas IEC 61215-2016, o UL 1703.

Cada módulo deberá tener un marco de aluminio anodizado y las celdas deberán estar correctamente encapsuladas en material adecuado. La cubierta superior del módulo deberá ser de vidrio templado de bajo contenido de óxido de hierro.

Cada módulo deberá tener su correspondiente caja de conexiones adheridas a la parte trasera del mismo, y deberán tener tapa, ser estancas, contarán con protección para intemperie IP65, y dispondrán de los cables de conexionado entre paneles con conector tipo MC4. En ellas deberán estar instalados los diodos de bloqueo. Las cajas deberán tener indicadas, bajo relieve o mediante pinturas indelebles, las polaridades eléctricas

correspondientes.

La totalidad de estos elementos se instalarán con métodos de fijación adecuados, y contarán con tensión de aislamiento adecuada. Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (seccionadores fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

Los módulos pueden ser monofaciales o bifaciales, pudiendo optar por bifaciales si la generación de energía adicional justifica la inversión.

En cada módulo deberá estar claramente indicado, mediante sistema indeleble, la siguiente información:

- Nombre comercial o símbolo del fabricante.
- Modelo.
- Número de serie.
- Fecha de fabricación.
- Tensión, corriente y potencia nominales.

Los módulos fotovoltaicos deberán contar con un certificado de ensayo que acredite que el 100% de las celdas son clase A y garantía mínima de 10 años

El oferente deberá garantizar que los paneles conservarán al menos el:

- **98% de la potencia nominal** en el primer año,
- y una degradación máxima del **0,55% anual**,
- alcanzando al menos el **84,8% de la potencia nominal al año 25**.

3.2.2. Estructuras de soporte

Los elementos estructurales podrán ser de aluminio, acero galvanizado en caliente, de acero autopatinable, de baja

aleación y resistentes a la corrosión atmosférica según la norma EN 10025-5 / ASTM A588 sin recubrimiento (Tipo Arcorox).

Las estructuras estarán calculadas de modo que puedan soportar, además del peso propio de los módulos, las cargas provocadas por sismos y niveles de viento existentes en la zona de ubicación de la instalación. Deberán ser totalmente abulonadas, no se permitirán soldaduras en obra. Se deberá prever el montaje de los paneles solares en estructura soporte de tipo estática con inclinación óptima totalmente ensamblable y abulonada mediante bulonería galvanizada.

Previo a la fabricación de las estructuras, se deberá presentar ante la provincia una memoria de cálculo con el dimensionamiento de la estructura de soporte, incluida su fundación. Dicha memoria de cálculo deberá efectuarse con los resultados del Estudio de suelo. Este documento deberá estar firmado por un ingeniero civil matriculado.

La estructura de soporte deberá ser diseñada para una velocidad máxima de viento de acuerdo con el “Reglamento argentino de acción del viento sobre las construcciones - CIRSOC 102”. También debe cumplir con 103.

Se propondrá una inclinación “fija” de la estructura que maximice la captación anual del recurso solar. En todos los casos, y de acuerdo a la Latitud, se propondrá una separación suficiente entre estructuras que evite proyectar sombras unas sobre otras durante todo el año.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante. También tomará en consideración la facilidad de montaje y desmontaje y la posible necesidad de sustitución de elementos.

Los puntos de sujeción del módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores de magnitud superior a las permitidas por el fabricante.

La altura de los paneles y la distancia al suelo de los

mismos, deberá especificarse en la oferta técnica, de manera tal que no dificulte la tarea de limpieza y mantenimiento, teniendo en cuenta además las posibles sombras que puedan proyectarse durante todo el año debido a elementos cercanos (arboleda, etc.).

Se permitirá también la utilización de sistemas con orientación ESTE-OESTE, incrementando la cantidad de paneles solares de manera de alcanzar la misma potencia pico o superior a aquella especificada para orientación NORTE.

3.2.3. Fundaciones

El Adjudicatario deberá presentar una memoria de cálculo del sistema de fundaciones adoptado para la instalación de la estructura fotovoltaica, la que deberá ser suscrita por profesional competente.

El cálculo deberá basarse en los resultados obtenidos del estudio de suelos que oportunamente será provisto por la provincia.

Se aceptarán sistemas de fundación de bases o pilotines con H°A°, así como también sistemas hincados o atornillados, cumplimentando en cada caso la normativa vigente.

3.2.4. Inversores de corriente

Los inversores (DC/AC) seleccionados deberán garantizar una potencia trifásica variable a 50 Hz de frecuencia con capacidad de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico proporcione a lo largo del día, cuya tensión de salida de AC deberá ser de 380/400 Volt. Se tratará de inversores con seguimiento del punto de máxima potencia (“Maximum Power Point Tracking” - MPPT) con el objeto de maximizar la potencia disponible en el generador fotovoltaico e inyectado a la red eléctrica en todo momento.

La relación de potencias CC/CA podrá ser de hasta 1,2.

Sus principios de funcionamiento serán: operación como fuente de corriente, auto conmutado y con seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), y contarán con protección electrónica y mecánica frente a polarizaciones inversas, sobretensiones/subtensiones transitorias en

entrada y salida, fallos de aislamiento y fugas a tierra de la tensión DC, sobre temperatura, así como protección contra funcionamiento en isla. Además, incorporarán contactores de entrada para aislamiento de paneles, de salida, para aislamiento de red y de precarga de condensadores, además de las debidas protecciones contra cortocircuitos en alterna en la salida a red, corrientes asimétricas, tensión o frecuencia de red fuera de rango, sobretensiones inducidas o cualquier perturbación presente en la red eléctrica (microcortes, pulsos, etc.).

Se garantizará cumplir al menos con las normas IEC 61000-3-4, IEC 61000-6-2 e IEC 61000-6-3, con la normativa vigente en lo referente a calidad del producto técnico (tensiones, frecuencia y armónicos), protección electromagnética, perturbaciones, y con todas las disposiciones de la Distribuidora y/o los Entes Reguladores que sean de aplicación.

Los inversores dispondrán de las señalizaciones necesarias para asegurar su adecuada supervisión y manejo, y los controles automáticos imprescindibles para su correcta operación. También incorporarán controles manuales para encendido y apagado del Inversor y conexión y desconexión del inversor a la interfaz de corriente alterna, que podrá ser externo al inversor.

Los inversores empleados evitarán que se puedan poner en contacto los conductores de corriente alterna con los de continua (aislamiento galvánico o equivalente).

Los inversores empleados deberán permitir la visualización de su funcionamiento remoto a través de un portal web.

Por otra parte, las características eléctricas básicas que deberán cumplir son las siguientes:

- Debe ser de onda sinusoidal pura
- Garantía mínima de 5 años
- El inversor deberá poder operar de forma continuada en condiciones de irradiación solar hasta un 10 % superior a las Condiciones Estándar de Medida (CEM). Además, soportará picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante períodos de al menos 10 segundos.

- Eficiencia mínima 98%, compatibilidad con 1500 V DC y la distorsión armónica de tensión será inferior a 3%. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma IEC 61683. Conformidad IEC 62109 e IEC 61727.

- El autoconsumo en modo nocturno deberá ser inferior al 1% de la potencia nominal.

- El factor de potencia de la energía generada será seleccionable con capacidad de funcionamiento como compensador de potencia reactiva para potencias mayores al 10% de la potencia nominal, pudiendo entregar un factor de potencia superior a 0,95 entre el 20% y el 100% de la potencia nominal.

- Se garantizará la operación para las siguientes condiciones ambientales externas: entre -10° C y 45° C de temperatura y entre 0% y 90% de humedad.

- Tendrán un grado de protección para intemperie mínima IP 65. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

3.2.5. Sala de Control

El Adjudicatario deberá proveer e instalar una Sala de Control que contenga los elementos de maniobra y protección, el sistema de medición y elementos constitutivos de los servicios auxiliares.

Las dimensiones mínimas de dicha Sala de Control será de 2 x 2,5 m. y los materiales a utilizar en su construcción serán de libre elección y podrán ser de origen reciclado.

La Sala de Control deberá contar al menos con un sistema de ventilación mediante la instalación de rejillas.

La sala debe contar con:

- Sistema SCADA para la supervisión de la producción, estado de inversores, y alarmas.
- Pantallas y servidores para operar el SCADA
- Data Logger
- Control de vertido
- UPS para mantener activo el SCADA ante cortes
- Sistema de videovigilancia

No se permitirá la instalación de los inversores dentro de dicha

sala.

3.2.6. Cableado y canalizaciones

- Secciones y caídas de tensión admitidas

  La corriente producida por los paneles fotovoltaicos será conducida a través de cables dimensionados de forma tal que no exista una caída de tensión mayor al 1,5% en el tramo de corriente continua comprendido entre la salida de los paneles y los inversores. Tampoco deberá superar el 1,5% en el tramo de corriente alterna comprendido entre el inversor y la acometida a la red de la distribuidora local. Los conductores empleados no deberán superar en ningún caso su máxima temperatura de operación permanente. La instalación contará con todas las protecciones de acuerdo a estas Especificaciones Técnicas, la normativa vigente y de modo que garanticen la seguridad de las personas.

- Calidad y normas

  La ejecución de los trabajos será de la más alta calidad y seguirá las normas especificadas, empleadas en instalaciones eléctricas. Se realizarán las tareas de acuerdo a las buenas prácticas de instalaciones eléctricas y de acuerdo a la normativa vigente y las instrucciones de la dirección técnica y/o el Inspector en caso de corresponder. Todos los materiales empleados en las instalaciones descritas serán de primera calidad y reunirán las condiciones exigidas en todas las disposiciones vigentes referentes a materiales y prototipos de construcción.

- Forma de cableado

  Se diseñará el tendido de cables de forma que los conductores de corriente continua y alterna tengan la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni provocar la posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas. Los cables de corriente continua será de doble aislamiento y adecuado para su instalación intemperie, al aire o enterrado según el diseño de las canalizaciones en la instalación. Los cables utilizados cumplirán con la normativa vigente en cuanto a aislamiento y grado de protección, según las normas IRAM 2178, IRAM

62266, IEC 60502.

Los cables a emplear para la interconexión de los módulos fotovoltaicos estarán protegidos contra la degradación por efecto de la intemperie: radiación solar, UV y condiciones de temperatura ambiente extremas (verano e invierno) en la zona de emplazamiento.

El cableado entre las cajas de conexiones de cada módulo en cada panel, para formar las conexiones en serie, y el inversor, se efectuará mediante cable flexible y de longitud adecuada para que no exista peligro de rotura.

Todos los conductores estarán debidamente etiquetados e identificados de acuerdo con los esquemas eléctricos desarrollados para las instalaciones. Los cables se conectarán a los equipos por medio de accesorios terminales adecuados, acordes a la sección de los mismos.

El tramo de bajada de los cables hasta el soterramiento deberá ir con cobertura y protección que impidan su deterioro. Estarán fijados a las estructuras y, una vez en el suelo, directamente enterrados en zanjas con cama de arena cubierto por tierra tamizada, el cable deberá estar enterrado a una profundidad mínima de 70cm. El fondo de la zanja se cubrirá con una capa de arena, cuyo espesor estará determinado por los planos correspondientes a desarrollar antes de la ejecución de la instalación. Una vez tendido el cable, la zanja se rellenará con arena o tierra tamizada con un espesor de 10cm. Sobre la misma se colocará una capa de ladrillos comunes para protección de los cables (ubicándolos transversalmente a la dirección del cable, de manera que se toquen unos con otros) y una cinta plástica de protección a 20cm del nivel del terreno. Una vez efectuada dicha operación, se continuará agregando tierra libre de escombros hasta completar una capa, desde el lecho de ladrillos hasta el nivel del terreno y en todo su ancho.

Los cables serán de una sola pieza. No se admitirán empalmes en cables soterrados.

La disposición de cables se estudiará en cada caso, de

forma que no existan interferencias ni efectos capacitivos y/o inductivos. La separación horizontal entre cables será como mínimo igual al diámetro del cable de mayor tamaño de los contiguos. En los cables unipolares que formen una terna, se identificará además la fase correspondiente.

3.2.7. Protecciones

La instalación estará diseñada de modo que el sistema de protecciones cumpla la normativa eléctrica vigente de la jurisdicción donde se realice la instalación. En la parte de corriente continua se deberán considerar dispositivos de protección con la tecnología adecuada para proteger los conductores de sobreintensidades y dotar al campo fotovoltaico de dispositivos seccionadores y dispositivos de actuación rápida en las líneas que vienen del campo fotovoltaico así como aquella que se dirige al inversor. Por otra parte, será necesario advertir, para operaciones de mantenimiento (que habrán de ser realizadas únicamente por personal especializado) que, aunque se abran los dispositivos de protección seccionadores, pueden aparecer tensiones entre los terminales positivos y negativos de las líneas de los campos fotovoltaicos.

El sistema de protecciones deberá cumplir las exigencias previstas en la norma IEC 62548 y en la reglamentación vigente. Este cumplimiento deberá ser acreditado adecuadamente, incluyendo lo siguiente:

- Interruptor general manual, que será un interruptor con intensidad de cortocircuito superior a la indicada en el punto de conexión. Este interruptor será accesible al personal responsable de la Operación y Mantenimiento en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.

- Disyuntor diferencial general, con actuación de disparo mediante un relé auxiliar sobre el interruptor general manual, censando las corrientes de entrada de éste

- Sistema de Protección con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación por falla de algún elemento de la parte continua de la instalación. Se deberá proveer de un dispositivo o sistema de

vigilancia de aislamiento. Este puede estar incluido dentro de las funcionalidades del Inversor o anexado al circuito de CC.

3.2.8. Puesta a Tierra

- Condiciones Generales

  Se dispondrá un sistema de puesta a tierra para la instalación fotovoltaica de corriente continua, a la que se unirán las estructuras de los campos fotovoltaicos, y otro sistema de puesta a tierra para el sistema de baja tensión de corriente alterna, donde se unirán las masas metálicas de los inversores.

  La instalación de puesta a tierra cumplirá la normativa de aplicación vigente tanto en seguridad como en normalización. Deberán presentar memoria de cálculo firmada por profesional habilitado.

  El sistema de red de tierra deberá proporcionar una adecuada protección contra el riesgo potencial asociado a los incrementos de voltaje causados por fallos de aislamiento, descargas atmosféricas, etc.

  La red de tierras consistirá en una distribución principal, puntos de conexión por encima del nivel de terreno, y cables de derivación del anillo principal a puesta a tierra individuales. La red principal conectará los electrodos de tierra para derivar al terreno las cargas procedentes de la instalación.

  Los conductores de tierra irán enterrados sin empalmes o uniones. Donde sea inevitable la realización de derivaciones o conexiones enterradas, se emplearán conexiones soldadas térmicamente (cuproaluminotermica). La resistencia total de la toma de tierra vendrá determinada en el proyecto en función de las características de la instalación, y su valor deberá ser acorde para la seguridad de las personas, tanto en el caso de contactos directos como indirectos.

- Condiciones Particulares

  Todas las masas de la “instalación”, tanto de la parte de corriente continua como la de corriente alterna, estarán conectadas al sistema de puesta a tierra correspondiente. Todas las partes metálicas de la

instalación estarán puestas a tierra, asegurando una correcta conexión equipotencial entre ellas.

Las estructuras soporte y los módulos fotovoltaicos, se conectarán a tierra a fin de reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas. Con esta medida se consigue limitar la tensión que pueden presentar con respecto a tierra las masas metálicas, así como propiciar el paso a tierra de las corrientes de falla o descarga de origen atmosférico. También se conectarán a tierra las masas metálicas de la parte de alterna.

Por otro lado, la configuración eléctrica de la instalación de corriente continua será flotante, garantizando la protección frente a contactos indirectos mediante la utilización de cableado, cajas y conexiones de clase II, así como el monitor de aislamiento que podrá incorporar el inversor.

3.2.9. Elementos de Medida y Monitorización

La instalación contará con un sistema de medición de la energía generada y un sistema que permita monitorizar la producción de energía eléctrica de cada sub campo de generación, así como detectar posibles fallas de funcionamiento y visualizar parámetros de utilidad para la operación de la instalación.

- Medición

  El Adjudicatario deberá suministrar e instalar, el equipamiento de medición con sus correspondientes accesorios e instalaciones a efectos de poder medir y supervisar todo el proceso de generación de energía.

- Monitorización

  El Adjudicatario deberá dejar disponible toda la información de los inversores, mediante un puerto de comunicación con alguno de los siguientes protocolos: Modbus TCP, DNP 3.0.; mediante una conexión Ethernet.

  El Adjudicatario deberá dejar disponible toda la información de las cajas de conjunción (strings de celdas), mediante un puerto de comunicación con alguno de los siguientes protocolos: Modbus TCP,

DNP 3.0.; mediante una conexión Ethernet.

El Adjudicatario deberá dejar disponible toda la información de la estación meteorológica, mediante un puerto de comunicación con alguno de los siguientes protocolos: Modbus TCP, DNP 3.0.; mediante una conexión Ethernet.

El Adjudicatario deberá dejar disponible toda la información de los controladores de bahía, protecciones, o multimedidores relacionados con el punto de conexión a la red en MT, mediante un puerto de comunicación con alguno de los siguientes protocolos: Modbus TCP, DNP 3.0.; mediante una conexión Ethernet.

El Adjudicatario deberá realizar el cableado desde los diferentes sub sistemas antes mencionados, hasta la sala de control del parque en la cual se instalará el switch (parte de otro proceso licitatorio) mediante el cual se adquirirá toda la información del parque.

La instalación deberá permitir la monitorización y el control a distancia o remoto, permitiendo los siguientes beneficios:

- Acceso web de monitorización a todos los sistemas instalados.
- Integración con otros sistemas de monitorización y control.
- Indicaciones: Fallo del sistema, sistema en funcionamiento y fallo de red.
- Representación de Parámetros: Tensiones/Corrientes RMS trifásicas, frecuencia de la red, tensión y corriente DC, potencia reactiva y aparente de salida, datos históricos, gráficas de funciones.
- Representación de factores de potencia, y potencias aparente, activa y reactiva.
- Cálculo de armónicos y distorsiones armónicas.
- Configuración del sistema protegido con usuario y contraseña.

Asimismo, paralelamente a lo mencionado anteriormente, los equipos a instalar deberán contar con un acceso web para su monitorización remota, el cual deberá ser provisto a la provincia.

3.2.10. **Estación meteorológica** El Adjudicatario deberá proveer e instalar una estación meteorológica en el lugar de emplazamiento de la instalación fotovoltaica, con acceso remoto a la información recolectada, que permita registrar, al menos, los siguientes parámetros:

- Temperatura ambiente (-20° a +50°C.).
- Humedad (0 a 100 % R.H.).
- Precipitaciones.
- Radiación solar: 1 piranómetro (0 a 2000 W/m2 /dependencia térmica < 0.1%/°C) y dos celdas cristalinas calibradas.
- Velocidad de viento (0-200 km/h +/- 2%) y dirección de viento (0-360° +/-3°) con sensores de calidad certificada.
- Presión atmosférica. Con calibración anual certificada.

El montaje de la estación meteorológica y la ubicación de sus sensores no deberán interferir entre ellos de manera de modificar la magnitud de la variable a medir.

3.2.11. Instalaciones complementarias

- Cartel de Obra

  El Adjudicatario deberá antes de dar inicio a las tareas de replanteo de obra, colocar en lugar visible desde la vía de mayor circulación pública, un cartel de identificación de obra, de dimensiones de 2 x 3 metros, cuyo diseño será provisto por la provincia.

- Iluminación exterior y vías de acceso

  El Adjudicatario deberá proveer los materiales y equipos e instalar los mismos a fin de asegurar la iluminación exterior adecuada del parque solar y sus vías de acceso.

  También deberá proveer e instalar en el parque solar y sus accesos un sistema de iluminación de emergencia

que pueda funcionar a partir de producido un corte de energía eléctrica.

- Sistema de vigilancia

  El Adjudicatario deberá proveer e instalar un sistema de vigilancia mediante cámaras (CCTV o similar) que puedan ser monitoreadas en forma remota. Se utilizarán cámaras IP de al menos 4 MP, con almacenamiento mínimo de 30 días y redundancia local.

- Sistema de Protección Atmosférica

  El Adjudicatario deberá proveer e instalar un sistema de pararrayos como protección contra eventuales descargas atmosféricas, a toda el área correspondiente al generador fotovoltaico.

- Cerco perimetral y portón de acceso

  El Adjudicatario deberá proveer e instalar un Cerco Perimetral cumplimentando las siguientes especificaciones mínimas:

  - Se utilizará alambre tejido galvanizado de primera marca, calibre N°12 (Ø 2,64 mm), tejido en malla romboidal de 2” (50 mm) y 2,00m de altura.

    El tensado del mismo se efectuará entre postes de refuerzo, terminales y esquineros, mediante planchuelas de hierros de 1” x 3/16” x 2.00 mts, ganchos tira-alambre tipo “J” de 3/8” y torniquetes tipo aire N°7. Todos los elementos de fijación deben ser de hierro galvanizado.

    Se completará el tensado con un mínimo de 3 (tres) hilos de alambre galvanizado liso a través de los paneles de alambre tejido.

    Sobre el mismo y en los brazos a 45° de los postes se instalarán 3 (tres) hilos de alambre de púas, galvanizado, de alta resistencia calibre N°16 con púas cada 4”.

    Todos los alambres (del tipo lisos y de púas), deberán quedar debidamente tensados y traccionados a la tensión admisible correspondiente.

  - El cerco estará compuesto por postes de hormigón

armado premoldeados del tipo olímpico con brazo a 45°. Los postes de alineación deberán ser como mínimo de dimensiones de 0,10 x 0,10 x 2,90 m. Los postes de refuerzos y esquineros deberán ser como mínimo de dimensiones de 0,14 x 0,14 x 2,90m. Deberán llevar puntales a 45°, en postes de refuerzo y esquineros, colocados para colaborar con la absorción de los esfuerzos producidos por el tensado del alambre. Estos puntales tendrán las mismas características técnicas que los postes (sección, armadura, etc.).

Para la fijación de los postes se deberán ejecutar los pozos con dimensiones no menores a Ø 0,30m y profundidad de 0,50m. Se colocarán debidamente nivelados, aplomados y modulados. Dichos pozos se llenarán con hormigón.

- Se deberá confeccionar un murete inferior de hormigón armado con dimensiones mínimas de 0,14 x 0,2m. El mismo deberá tener 0,10m sobre nivel del terreno. Para garantizar la correcta sujeción del alambrado con el murete, se deberán colocar ojales (de Ø 4,2 mm como mínimo) cada 0,40 metros, que aseguren la perfecta sujeción del alambrado en su parte inferior.

- Se instalará un portón de acceso vehicular con una longitud de 4 metros de ancho en 2 hojas de abrir de 2 metros cada una y de la misma altura del cerco. El marco estará confeccionado con caño galvanizado de 2” cubriéndose cada hoja hasta los 2 metros con tejido romboidal, con un remate de 3 hilos de alambre de púa, respetando los mismos materiales que el cerco perimetral olímpico. El mismo deberá contar con un sistema de fijación móvil tanto en sentido vertical como horizontal, mediante pasadores, con sus respectivos herrajes y candado.

- En los postes de refuerzos y esquineros deberá efectuarse la continuidad galvánica entre los paños de alambre adyacentes procediendo a la unión de ambas varillas con un conductor de sección mínima de 6 mm2 con terminales indentados.

- El Cerco Perimetral deberá ser conectado a la misma puesta a tierra general del parque.

○ Sistema de limpieza de paneles

Se deberán proveer todos los elementos necesarios para la limpieza de los paneles, incluyendo todas las herramientas (manuales o mecánicas) e insumos necesarios para realizar la limpieza de los paneles. El método de limpieza elegido deberá minimizar el tiempo y la cantidad de personal requerido buscando optimizar la relación costo beneficio del proceso.

Se deberán proveer como mínimo, los elementos detallados a continuación:

- Tanque de 500 litros como mínimo autotransportable con montaje sobre trailer para ser remolcado por camioneta o tractor. Dicho trailer deberá poseer una bomba de impulsión de agua alimentada desde el sistema de 12V de CC a través de un inversor a 220 V de CA.

- Set de cepillos no abrasivos con mangos extensibles de longitud tal que permita la limpieza de las filas superiores de paneles.

3.2.12. Repuestos

El Oferente deberá contemplar en su Oferta la provisión de repuestos, cuyo listado se detalla a continuación :

- Paneles solares:

  Se deberá proveer el 1% de la potencia total instalada en concepto de repuesto. Los paneles de repuesto serán idénticos a los cotizados en la correspondiente Oferta.

- Inversores de corriente:

  Se deberá proveer 1 (un) inversor adicional, de idénticas características que los que se instalarán.

3.2.13. Sistema contra Incendios

Se realizarán simulacros semestrales, cartelería de evacuación, evaluación del riesgo de arco eléctrico e inclusión de extintores con agente limpio en salas cerradas (si aplica).

3.2.14. Garantías

i. *Garantía de mantenimiento de oferta*: 1% del valor ofertado, válida por al menos 90 días corridos desde la apertura de sobres.

ii. *Garantía de cumplimiento de contrato*: 5% del monto total adjudicado, vigente hasta la recepción definitiva de obra.

iii. *Garantía por vicios ocultos*: 2% del valor total, vigente durante 12 meses posteriores a la recepción definitiva.

4. Oferta y oferente

4.1 Experiencia del Oferente

- Acreditar experiencia en al menos 2 proyectos similares (≥ 1 MWp) ejecutados en los últimos 5 años.
- Adjuntar certificados de final de obra, fotografías, y contacto del comitente.
- Presentar certificaciones ISO 9001 (obligatoria), y se valorará ISO 14001 e ISO 45001.
- Incluir CV del Director de Obra propuesto con matrícula vigente.

4.2 Modelos Digitales y Entregables

Entrega de ingeniería en formatos AutoCAD, Excel y Revit (si corresponde)

4.3 Cotización

Luego de especificar con una “X” en el cuadro correspondiente, el tipo de moneda utilizada, la cotización deberá incluir todos los conceptos que hacen al precio final ofertado (costos directos, indirectos, gastos generales, impuestos, equipos, materiales, horas hombre propias, de terceros, insumos, viáticos y movilidad, etc).

Moneda		$ ARS		USD Banco Nación	Valores sin IVA

Item	Descripción	Materiales	Mano de Obra
1	Paneles e Inversores		
2	Preperación del Terreno		
3	Cerco Perimetral		
4	Anclaje de Estructuras		
5	Montaje de Paneles Solares		
6	Tendido de cables y conexionado		
7	Frontera Eléctrica		
Total General (SIN IVA)			

IVA		
Total General (CON IVA)		

REFERENCIAS

Asolmex y GIZ (2018), “Análisis costo-beneficio de la generación solar distribuida en México”. Asociación Mexicana de Energía Solar, A.C. (Asolmex). Disponible en https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00734.pdf

BID (2022). Género y energía en Argentina: la participación de las mujeres en el sector de generación eléctrica.

CADER (2023) “CADER presenta sus propuestas para desarrollar las energías renovables en Argentina como Política de Estado”. https://www.cader.org.ar/cader-presenta-sus-propuestas-para-desarrollar-las-energias-renovables-en-argentina-como-politica-de-estado/

CAMMESA (2023). “Informe Anual 2023”. Disponible en https://cammesaweb.cammesa.com/informe-anual/

CAMMESA. Base de datos del Informe anual 2023. Disponible en: https://cammesaweb.cammesa.com/

Departamento de Energía de Estados Unidos y Solar Power Europe (2023), “EU Solar Jobs Report 2023 – Bridging the solar skills gap through quality and quantity”.

Enviromental Atlas de Berlín. Disponible en: https://www.berlin.de/umweltatlas/en/energy/solar-systems/continually-updated/map-description/

EPE (2024). Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034. Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Atrás do Medidor. Empresa de Pesquisa Energética (EPE) de Brasil. Disponible en: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno_MMGD_Baterias_PDE2034_(20240702).pdf

Global Solar Atlas. Disponible en: https://globalsolaratlas.info/map

IEA (2024). Renewables 2024. Analysis and forecast to 2030. Agencia Internacional de Energía (IEA).Disponible en: https://iea.blob.core.windows.net/assets/45704c88-a7b0-4001-b319-c5fc45298e07/Renewables2024.pdf

ILSR (2023). “The State(s) of Distributed Solar — 2023 Update”. Institute for Local Self-Reliance (ILSR). Disponible en: https://ilsr.org/articles/the-states-of-distributed-solar-2023/

IRENA (2019). Renewable Energy: A Gender Perspective. IRENA, Abu Dhabi.

ONU Medio Ambiente (2022). El Estado de la Generación Distribuida Solar Fotovoltaica en América Latina y el Caribe. Disponible en: https://sole.accionclimatica-alc.org/el-estado-de-la-generacion-distribuida-solar-fotovoltaica-en-america-latina-y-el-caribe/

Onterra. (2024). Generación distribuida y otros recursos energéticos distribuidos en América Latina y el Caribe - Perspectiva 2024. Disponible en: www.onterra.org

Secretaría de Energía (2024). Reporte de Avance de Generación Distribuida del mes de agosto de 2024". Disponible en https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/generacion-distribuida/reportes-de-avance-implementacion-de-la-ley-27424

Secretaría de Energía. "Instructivo para el usuario-generador". Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/generacion-distribuida/instructivos/instructivo-para-el-usuario-generador

Solar Power Europe (2023), "EU Solar Jobs Report 2023 – Bridging the solar skills gap through quality and quantity" y en Asolmex (2018), "Análisis costo-beneficio de la generación solar distribuida en México".

Stella, P. F., Garófalo, A., & Bahamonde, P. J. (2021). Aportes para la evaluación del potencial solar fotovoltaico en la mitigación de emisiones de la ciudad de Buenos Aires. Avances En Energías Renovables Y Medio Ambiente - AVERMA, 24, 149–160. Recuperado a partir de https://portalderevistas.unsa.edu.ar/index.php/averma/article/view/1971

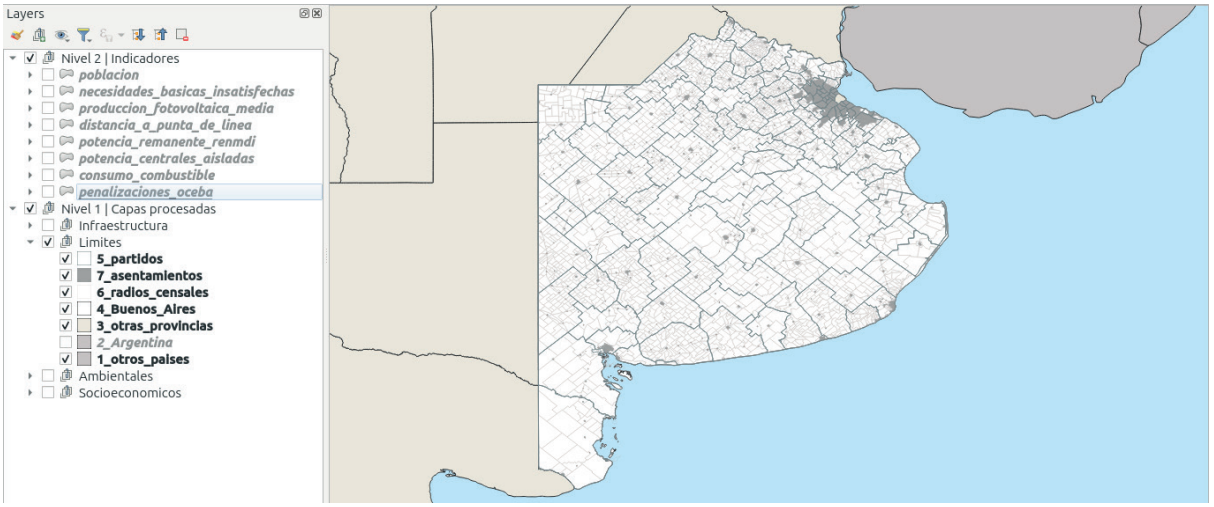
UNEP (2022). Reporte Regional "El Estado de la Generación Distribuida Solar Fotovoltaica en América Latina y El Caribe". Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (UNEP). Disponible en https://www.unep.org/es/resources/informe/el-estado-de-la-generacion-distribuida-solar-fotovoltaica-en-america-latina-y-el

ANEXO I. DETALLE INFORMACIÓN GIS ENTREGADA

En este anexo se detalla la información compilada en el Sistema de Información Geográfica (SIG) y cómo acceder a ella. Los archivos necesarios pueden descargarse en el siguiente link: https://drive.google.com/file/d/1I3jOyhXbLprz20RkhQvUJi0Pb2BN3LW7/view?usp=drive_link

Para visualizar la información se requiere un software para SIG. Una opción es QGIS, que se puede descargar de forma libre y gratuita desde https://www.qgis.org/

Desde el programa se puede visualizar y editar el proyecto en su conjunto abriendo el archivo solar-pba.qgz. Se verá una pantalla cómo la siguiente con el árbol de capas a la izquierda y la representación gráfica de las capas seleccionadas a la derecha.



También se pueden abrir capas individualmente desde la opción Capas > Agregar capas.

La información utilizada está agrupada en 3 niveles. A continuación se detalla cada uno y más adelante se incluye el listado de las capas correspondientes.

- Nivel 0 o Capas originales. Es información generada por distintos organismos nacionales o provinciales y disponible de forma pública por internet. Se utilizó tal cuál la publica la fuente, motivo por el cual no se adjuntan los archivos sino que se indica el link a la fuente original y el nombre del archivo. Es el resultado del Paso Metodológico 1.
- Nivel 1 o Capas procesadas. Es información generada en el marco del trabajo, tal cómo se describe en el Paso Metodológico 2b. Se adjuntan

los archivos generados en formato vectorial (.shp y archivos asociados) o raster (.geotiff) según corresponda.

- Nivel 2 o Indicadores. Son los indicadores usados en la priorización, generados mediante el proceso detallado en el Paso Metodológico 2b. Se adjuntan los archivos generados en formato vectorial (.shp y archivos asociados) o raster (.geotiff) según corresponda.

Nivel 0 o Capas originales

ID	Organismo	Tipo de fuente	Nombre original de la capa o archivo	Descripción de la capa	Fuente y metadatos
0	N/A	GEOJSON	countries.geojson	Limites de paises	https://github.com/datasets/geo-countries/blob/main/data/countries.geojson
1	IGN	SHP	pais	Limites del pais	https://www.ign.gob.ar/NuestrasActividades/InformacionGeoespacial/CapasSIG
2	IGN	SHP	provincia	Limites provinciales	https://www.ign.gob.ar/NuestrasActividades/InformacionGeoespacial/CapasSIG
3	IGN	SHP	linea_de_limite_070110	Limites de partidos	https://www.ign.gob.ar/NuestrasActividades/InformacionGeoespacial/CapasSIG
4	BAHRA	SHP	localidad_bahra	Poligonos de las localidades	http://www.bahra.gob.ar/#descargas
5	INDEC	SHP	Codgeo_Buenos_Aires_con_datos	Radios censales	https://www.indec.gob.ar/indec/web/Institucional-Indec-Codgeo
6	INDEC	WFS	geocenso2010:actividad_dpto	Comprende a la población de 14 o más años que, en el período de referencia adoptado por el Censo, estuvo ocupada, desocupada o inactiva. La población económicamente activa (PEA) la integran las personas que tienen una ocupación o que sin tenerla la están buscando activamente. Está compuesta por la población ocupada más la población desocupada. Tasa de actividad refiere al porcentaje de población económicamente activa. Tasa de empleo refiere al porcentaje de población ocupada. Tasa de desocupación refiere al porcentaje de población desocupada sobre la población económicamente activa. El valor -1 refiere a dato que no corresponde presentar debido a la naturaleza de las cosas o del cálculo.	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows
7	INDEC	WFS	geocenso2010:actividad_pcia	Comprende a la población de 14 o más años que, en el período de referencia adoptado por el Censo, estuvo ocupada, desocupada o inactiva. La población económicamente activa (PEA) la integran las personas que tienen una ocupación o que sin tenerla la están buscando activamente. Está compuesta por la población ocupada más la población desocupada. Tasa de actividad refiere al porcentaje de población económicamente activa. Tasa de empleo refiere al porcentaje de población ocupada.	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows

ID	Organismo	Tipo de fuente	Nombre original de la capa o archivo	Descripción de la capa	Fuente y metadatos
				Tasa de desocupación refiere al porcentaje de población desocupada sobre la población económicamente activa.	
8	INDEC	WFS	geocenso2010:actividad_radio	Comprende a la población de 14 o más años que, en el período de referencia adoptado por el Censo, estuvo ocupada, desocupada o inactiva. La población económicamente activa (PEA) la integran las personas que tienen una ocupación o que sin tenerla la están buscando activamente. Está compuesta por la población ocupada más la población desocupada. Tasa de actividad refiere al porcentaje de población económicamente activa. Tasa de empleo refiere al porcentaje de población ocupada. Tasa de desocupación refiere al porcentaje de población desocupada sobre la población económicamente activa.	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows
9	INDEC	WFS	geocenso2010:hogares_con_agua_red_dpto	Los datos que aquí se presentan provienen de la serie de cuadros H2 de los Resultados definitivos del Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010. Valores expresados en %. El valor -1 refiere a dato que no corresponde presentar debido a la naturaleza de las cosas o del cálculo.	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows
10	INDEC	WFS	geocenso2010:hogares_con_agua_red_pcia	Los datos que aquí se presentan provienen de la serie de cuadros H2 de los Resultados definitivos del Censo Nacional de Población	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows
11	INDEC	WFS	geocenso2010:hogares_con_agua_red_radio	Los datos en valores absolutos que aquí se presentan provienen del procesamiento a través de la base REDATAM-web utilizando la variable "Procedencia del agua para beber y cocinar" de los Resultados definitivos del Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010. Valores expresados en %. El valor -1 refiere a dato que no corresponde presentar debido a la naturaleza de las cosas o del cálculo.	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows
12	INDEC	WFS	geocenso2010:hogares_con_desague_cloacal_dpto	Los datos que aquí se presentan provienen de la serie de cuadros H2 de los Resultados definitivos del Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010. Valores expresados en %. El valor -1 refiere a dato que no corresponde presentar debido a la naturaleza de las cosas o del cálculo.	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows
13	INDEC	WFS	geocenso2010:hogares_con_desague_cloacal_pcia	Los datos que aquí se presentan provienen de la serie de cuadros H2 de los Resultados definitivos del Censo Nacional de Población	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows

ID	Organismo	Tipo de fuente	Nombre original de la capa o archivo	Descripción de la capa	Fuente y metadatos
14	INDEC	WFS	geocenso2010:hogares_con_desague_cloacal_radio	Los datos en valores absolutos que aquí se presentan provienen del procesamiento a través de la base REDATAM-web utilizando la variable "Desagüe del inodoro" de los Resultados definitivos del Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010. Valores expresados en %. El valor -1 refiere a dato que no corresponde presentar debido a la naturaleza de las cosas o del cálculo.	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows
15	INDEC	WFS	geocenso2010:hogares_con_red_gas_dpto	Los datos que aquí se presentan provienen de la serie de cuadros H5 de los Resultados definitivos del Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010. Valores expresados en %. El valor -1 refiere a dato que no corresponde presentar debido a la naturaleza de las cosas o del cálculo.	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows
16	INDEC	WFS	geocenso2010:hogares_con_red_gas_pcia	Los datos que aquí se presentan provienen de la serie de cuadros H5 de los Resultados definitivos del Censo Nacional de Población	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows
17	INDEC	WFS	geocenso2010:hogares_con_gas_de_red_radio	Esta cartografía representa las divisiones de radios censales que componen la República Argentina (ARG) con información asociada sobre el tipo de combustible usado para cocinar. Los radios son unidades censales en las que se divide cada fracción censal, definidas por un espacio territorial con límites geográficos y una determinada cantidad de unidades de viviendas a relevar. Esta capa de polígonos fue elaborada por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC) para el Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas (CNPHyV) 2010 a partir de la cartografía realizada por cada una de las Direcciones Provinciales de Estadística. Los datos en valores absolutos que se presentan provienen del procesamiento a través de la base REDATAM-web utilizando la variable “Combustible usado principalmente para cocinar” de los Resultados definitivos del Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010. El valor -1 refiere a dato que no corresponde presentar debido a la naturaleza de las cosas o del cálculo.	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows
18	INDEC	WFS	geocenso2010:hacinamiento_dpto	El hacinamiento del hogar representa el cociente entre la cantidad total de personas del hogar y la cantidad total de habitaciones o	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows

ID	Organismo	Tipo de fuente	Nombre original de la capa o archivo	Descripción de la capa	Fuente y metadatos
				piezas de que dispone el mismo. El hacinamiento crítico refiere a la presencia de más de tres personas por cuarto. El valor -1 refiere a dato que no corresponde presentar debido a la naturaleza de las cosas o del cálculo.	
19	INDEC	WFS	geocenso2010:hacinamiento_pcia	El hacinamiento del hogar representa el cociente entre la cantidad total de personas del hogar y la cantidad total de habitaciones o piezas de que dispone el mismo. El hacinamiento crítico refiere a la presencia de más de tres personas por cuarto.	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows
20	INDEC	WFS	geocenso2010:hacinamiento_radio	El hacinamiento del hogar representa el cociente entre la cantidad total de personas del hogar y la cantidad total de habitaciones o piezas de que dispone el mismo. El hacinamiento crítico refiere a la presencia de más de tres personas por cuarto.	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows
21	INDEC	WFS	geocenso2010:incalcons_dpto	El indicador INCALCONS se construye a partir de la calidad de los materiales con los que está construida la vivienda y las instalaciones internas a servicios básicos (agua de red y desagüe) de las que dispone. Se clasifica en: Calidad satisfactoria: refiere a las viviendas que disponen de materiales resistentes, sólidos y con la aislación adecuada. A su vez también disponen de cañerías dentro de la vivienda y de inodoro con descarga de agua. Calidad básica: no cuentan con elementos adecuados de aislación o tienen techo de chapa o fibrocemento. Al igual que el anterior, cuentan con cañerías dentro de la vivienda y de inodoro con descarga de agua. Calidad insuficiente: engloba a las viviendas que no cumplen ninguna de las 2 condiciones anteriores. Los datos en valores absolutos que se presentan provienen del procesamiento a través de la base REDATAM-web utilizando la variable “Calidad constructiva de la vivienda” de los Resultados definitivos del Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010. El valor -1 refiere a dato que no corresponde presentar debido a la naturaleza de las cosas o del cálculo.	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows
22	INDEC	WFS	geocenso2010:incalcons_pcia	El indicador INCALCONS se construye a partir de la calidad de los materiales con los que está construida la vivienda y las instalaciones internas a servicios básicos (agua de red y desagüe) de las que dispone. Se clasifica en:	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows

ID	Organismo	Tipo de fuente	Nombre original de la capa o archivo	Descripción de la capa	Fuente y metadatos
				Calidad satisfactoria: refiere a las viviendas que disponen de materiales resistentes, sólidos y con la aislación adecuada. A su vez también disponen de cañerías dentro de la vivienda y de inodoro con descarga de agua. Calidad básica: no cuentan con elementos adecuados de aislación o tienen techo de chapa o fibrocemento. Al igual que el anterior, cuentan con cañerías dentro de la vivienda y de inodoro con descarga de agua. Calidad insuficiente: engloba a las viviendas que no cumplen ninguna de las 2 condiciones anteriores. Los datos en valores absolutos que se presentan provienen del procesamiento a través de la base REDATAM-web utilizando la variable “Calidad constructiva de la vivienda” de los Resultados definitivos del Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010.	
23	INDEC	WFS	geocenso2010:incalcons_radios	El indicador INCALCONS se construye a partir de la calidad de los materiales con los que está construida la vivienda y las instalaciones internas a servicios básicos (agua de red y desagüe) de las que dispone. Se clasifica en: Calidad satisfactoria: refiere a las viviendas que disponen de materiales resistentes, sólidos y con la aislación adecuada. A su vez también disponen de cañerías dentro de la vivienda y de inodoro con descarga de agua. Calidad básica: no cuentan con elementos adecuados de aislación o tienen techo de chapa o fibrocemento. Al igual que el anterior, cuentan con cañerías dentro de la vivienda y de inodoro con descarga de agua. Calidad insuficiente: engloba a las viviendas que no cumplen ninguna de las 2 condiciones anteriores. Los datos en valores absolutos que se presentan provienen del procesamiento a través de la base REDATAM-web utilizando la variable “Calidad constructiva de la vivienda” de los Resultados definitivos del Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010. El valor -1 refiere a dato que no corresponde presentar debido a la naturaleza de las cosas o del cálculo.	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows

ID	Organismo	Tipo de fuente	Nombre original de la capa o archivo	Descripción de la capa	Fuente y metadatos
24	INDEC	WFS	geocenso2010:incalserv_dpto	El indicador Calidad de conexión a servicios básicos (INCALSERV) refiere al tipo de instalaciones con que cuentan las viviendas para su saneamiento. Para este indicador, se utilizan las variables procedencia del agua y tipo de desagüe. Se clasifica en: Calidad satisfactoria: refiere a las viviendas que disponen de agua a red pública y desagüe cloacal. Calidad básica: describe la situación de aquellas viviendas que disponen de agua de red pública y el desagüe a pozo con cámara séptica. Calidad insuficiente: engloba a las viviendas que no cumplen ninguna de las 2 condiciones anteriores. Los datos en valores absolutos que se presentan provienen del procesamiento a través de la base REDATAM-web utilizando la variable “Calidad de conexiones a servicios básicos” de los Resultados definitivos del Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010. El valor -1 refiere a dato que no corresponde presentar debido a la naturaleza de las cosas o del cálculo.	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows
25	INDEC	WFS	geocenso2010:incalserv_pcia	El indicador Calidad de conexión a servicios básicos (INCALSERV) refiere al tipo de instalaciones con que cuentan las viviendas para su saneamiento. Para este indicador, se utilizan las variables procedencia del agua y tipo de desagüe. Se clasifica en: Calidad satisfactoria: refiere a las viviendas que disponen de agua a red pública y desagüe cloacal. Calidad básica: describe la situación de aquellas viviendas que disponen de agua de red pública y el desagüe a pozo con cámara séptica. Calidad insuficiente: engloba a las viviendas que no cumplen ninguna de las 2 condiciones anteriores. Los datos en valores absolutos que se presentan provienen del procesamiento a través de la base REDATAM-web utilizando la variable “Calidad de conexiones a servicios básicos” de los Resultados definitivos del Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010.	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows

ID	Organismo	Tipo de fuente	Nombre original de la capa o archivo	Descripción de la capa	Fuente y metadatos
26	INDEC	WFS	geocenso2010:incalserv_radio	El indicador Calidad de conexión a servicios básicos (INCALSERV) refiere al tipo de instalaciones con que cuentan las viviendas para su saneamiento. Para este indicador, se utilizan las variables procedencia del agua y tipo de desagüe. Se clasifica en: Calidad satisfactoria: refiere a las viviendas que disponen de agua a red pública y desagüe cloacal. Calidad básica: describe la situación de aquellas viviendas que disponen de agua de red pública y el desagüe a pozo con cámara séptica. Calidad insuficiente: engloba a las viviendas que no cumplen ninguna de las 2 condiciones anteriores. Los datos en valores absolutos que se presentan provienen del procesamiento a través de la base REDATAM-web utilizando la variable “Calidad de conexiones a servicios básicos” de los Resultados definitivos del Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010. El valor -1 refiere a dato que no corresponde presentar debido a la naturaleza de las cosas o del cálculo.	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows
27	INDEC	WFS	geocenso2010:inmat_dpto	El indicador INMAT refiere a la calidad de los materiales con que están construidas las viviendas (material predominante de los pisos y techos), teniendo en cuenta la solidez, resistencia y capacidad de aislamiento, así como también su terminación. Se clasifica en: Calidad I: la vivienda presenta materiales resistentes y sólidos tanto en el piso como en techo; presenta cielorraso. Se consideran viviendas aceptables. Calidad II: la vivienda presenta materiales resistentes y sólidos tanto en el piso como en el techo. Y techos sin cielorraso o bien materiales de menor calidad en pisos. Son viviendas recuperables. Calidad III: la vivienda presenta materiales poco resistentes y sólidos en techo y en pisos. Son viviendas recuperables. Calidad IV: la vivienda presenta materiales de baja calidad en pisos y techos. Viviendas irrecuperables debido a la precariedad de sus materiales.	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows

ID	Organismo	Tipo de fuente	Nombre original de la capa o archivo	Descripción de la capa	Fuente y metadatos
				Los datos en valores absolutos que se presentan provienen del procesamiento a través de la base REDATAM-web utilizando la variable “Calidad de los materiales” de los Resultados definitivos del Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010. El valor -1 refiere a dato que no corresponde presentar debido a la naturaleza de las cosas o del cálculo.	
28	INDEC	WFS	geocenso2010:inmat_pcia	El indicador INMAT refiere a la calidad de los materiales con que están construidas las viviendas (material predominante de los pisos y techos), teniendo en cuenta la solidez, resistencia y capacidad de aislamiento, así como también su terminación. Se clasifica en: Calidad I: la vivienda presenta materiales resistentes y sólidos tanto en el piso como en techo; presenta cielorraso. Se consideran viviendas aceptables. Calidad II: la vivienda presenta materiales resistentes y sólidos tanto en el piso como en el techo. Y techos sin cielorraso o bien materiales de menor calidad en pisos. Son viviendas recuperables. Calidad III: la vivienda presenta materiales poco resistentes y sólidos en techo y en pisos. Son viviendas recuperables. Calidad IV: la vivienda presenta materiales de baja calidad en pisos y techos. Viviendas irrecuperables debido a la precariedad de sus materiales. Los datos en valores absolutos que se presentan provienen del procesamiento a través de la base REDATAM-web utilizando la variable “Calidad de los materiales” de los resultados definitivos del Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010.	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows
29	INDEC	WFS	geocenso2010:inmat_radio	El indicador INMAT refiere a la calidad de los materiales con que están construidas las viviendas (material predominante de los pisos y techos), teniendo en cuenta la solidez, resistencia y capacidad de aislamiento, así como también su terminación. Se clasifica en: Calidad I: la vivienda presenta materiales resistentes y sólidos tanto en el piso como en techo; presenta cielorraso. Se consideran viviendas aceptables. Calidad II: la vivienda presenta materiales resistentes y sólidos tanto en el piso como en el techo. Y techos sin cielorraso o bien	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows

ID	Organismo	Tipo de fuente	Nombre original de la capa o archivo	Descripción de la capa	Fuente y metadatos
				materiales de menor calidad en pisos. Son viviendas recuperables. Calidad III: la vivienda presenta materiales poco resistentes y sólidos en techo y en pisos. Son viviendas recuperables. Calidad IV: la vivienda presenta materiales de baja calidad en pisos y techos. Viviendas irrecuperables debido a la precariedad de sus materiales. Los datos en valores absolutos que se presentan provienen del procesamiento a través de la base REDATAM-web utilizando la variable “Calidad de los materiales” de los resultados definitivos del Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010. El valor -1 refiere a dato que no corresponde presentar debido a la naturaleza de las cosas o del cálculo.	
30	INDEC	WFS	geocenso2010:datos_basicos_departamentos	Esta cartografía representa las divisiones político-administrativas (DPA) que componen la República Argentina (ARG) con variables básicas asociadas. Corresponde a los partidos en la provincia de Buenos Aires, las comunas en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los departamentos en las demás provincias. Esta capa de polígonos fue elaborada por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC) para el Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas (CNPHyV) 2010 a partir de la cartografía realizada por cada una de las Direcciones Provinciales de Estadística con el objetivo de mostrar información estadística del Censo. Los datos en valores absolutos que se presentan provienen del procesamiento a través de la base REDATAM-web utilizando las variables “Sexo”, "Condición de ocupación" y "Heladera" a fin de obtener los datos referidos a total de personas, de hogares, de viviendas particulares y particulares habitadas de los Resultados definitivos del CNPHyV 2010.	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows
31	INDEC	WFS	geocenso2010:datos_basicos_localidad	Esta cartografía representa la ubicación de las localidades censales. Incluye la capital de la Nación, capitales provinciales, cabeceras de departamentos/partidos y otras localidades. El INDEC define la localidad censal según el criterio físico como una concentración espacial de edificios conectados entre sí por	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows

ID	Organismo	Tipo de fuente	Nombre original de la capa o archivo	Descripción de la capa	Fuente y metadatos
				una red de calles. Este concepto estuvo implícito en todos los censos argentinos y fue explicitado a partir del censo de 1991. Esta capa de puntos fue elaborada a fines estadísticos con el objetivo de georreferenciar los nombres y códigos utilizados en el Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas (CNPHyV) 2010 por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC). Datos asociados a la cartografía Total de población Total de hogares Total de viviendas particulares Total de viviendas particulares habitadas	
32	INDEC	WFS	geocenso2010:datos_basicos_provincias	Esta cartografía representa las divisiones político-territoriales (DPT) que componen la República Argentina (ARG). Corresponde a las 23 provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. La expresión "división político- territorial" para referirse a las jurisdicciones de primer orden fue adoptada a partir de la Disposición INDEC N° 003/88. Esta capa de polígonos fue elaborada a fines estadísticos con el objetivo de georreferenciar los nombres, códigos y límites utilizados en el Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas (CNPHyV) 2010 por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC). Esta capa de polígonos fue elaborada por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC) para el Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas (CNPHyV) 2010 a partir de la	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows

os.indec.gob.ar/geoserver/ows

BUREAU VERITAS 1828
BUREAU VERITAS

Certificate of compliance

Applicant: Huawei Technologies Co., Ltd
Administration Building, Headquarters of Huawei Technologies Co., Ltd., Bantian,

ID	Organismo	Tipo de fuente	Nombre original de la capa o archivo	Descripción de la capa	Fuente y metadatos
				límites geográficos y una determinada cantidad de unidades de viviendas a relevar. Corresponden al anteúltimo nivel de la estructura censal y permiten un mejor control de la cobertura territorial, facilitan la distribución y recuperación de los materiales censales y determinan en gran parte la calidad y el buen desarrollo del operativo. Esta capa de polígonos fue elaborada por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC) para el Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas (CNPHyV) 2010 a partir de la cartografía realizada por cada una de las Direcciones Provinciales de Estadística. Los datos en valores absolutos que se presentan provienen del procesamiento a través de la base REDATAM-web utilizando las variables “Sexo”, "Tipo de vivienda agrupado", "Condición de ocupación" y alguna de hogares para obtener el universo total, de los Resultados definitivos del Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010.	
34	INDEC	WFS	geocenso2010:analfabetismo_dpto	Analfabetismo refiere a la población de 10 años y más que no sabe leer ni escribir. Valores expresados en %.	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows
35	INDEC	WFS	geocenso2010:analfabetismo_pcia	Refiere a la población de 10 años y más que no sabe leer ni escribir. Valores expresados en %.	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows
36	INDEC	WFS	geocenso2010:grandes_grupos_de_edad_dpto	Muestra la población por grandes grupos de edad (0 a 14 años; 15 a 64 años; 65 años y más). Discriminado por sexo, valores absolutos y porcentaje.	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows
37	INDEC	WFS	geocenso2010:grandes_grupos_de_edad_radio	Muestra la población por grandes grupos de edad (0 a 14 años; 15 a 64 años; 65 años y más). Discriminado por valores absolutos y porcentaje.	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows
38	INDEC	WFS	geocenso2010:grandes_grupos_de_edad_pcia	Muestra la población por grandes grupos de edad (0 a 14 años; 15 a 64 años; 65 años y más). Discriminado por sexo, valores absolutos y porcentaje.	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows
39	INDEC	WFS	geocenso2010:nbi_dpto	Hogares con Necesidades Básicas Insatisfechas: son aquellos que presentan al menos una de las siguientes condiciones de privación: NBI 1. Vivienda: es el tipo de vivienda que habitan los hogares que moran en habitaciones de inquilinato, hotel o pensión, viviendas no destinadas a fines habitacionales, viviendas	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows

ID	Organismo	Tipo de fuente	Nombre original de la capa o archivo	Descripción de la capa	Fuente y metadatos
				precarias y otro tipo de vivienda. Se excluye a las viviendas tipo casa, departamento y rancho. NBI 2. Condiciones sanitarias: incluye a los hogares que no poseen retrete. NBI 3. Hacinamiento: es la relación entre la cantidad total de miembros del hogar y la cantidad de habitaciones de uso exclusivo del hogar. Operacionalmente se considera que existe hacinamiento crítico cuando en el hogar hay más de tres personas por cuarto. NBI 4. Asistencia escolar: hogares que tienen al menos un niño en edad escolar (6 a 12 años) que no asiste a la escuela. NBI 5. Capacidad de subsistencia: incluye a los hogares que tienen cuatro o más personas por miembro ocupado y que tienen un jefe no ha completado el tercer grado de escolaridad primaria. El valor -1 refiere a dato que no corresponde presentar debido a la naturaleza de las cosas o del cálculo.	
40	INDEC	WFS	geocenso2010:nbi_pcia	Hogares con Necesidades Básicas Insatisfechas: son aquellos que presentan al menos una de las siguientes condiciones de privación: NBI 1. Vivienda: es el tipo de vivienda que habitan los hogares que moran en habitaciones de inquilinato, hotel o pensión, viviendas no destinadas a fines habitacionales, viviendas precarias y otro tipo de vivienda. Se excluye a las viviendas tipo casa, departamento y rancho. NBI 2. Condiciones sanitarias: incluye a los hogares que no poseen retrete. NBI 3. Hacinamiento: es la relación entre la cantidad total de miembros del hogar y la cantidad de habitaciones de uso exclusivo del hogar. Operacionalmente se considera que existe hacinamiento crítico cuando en el hogar hay más de tres personas por cuarto. NBI 4. Asistencia escolar: hogares que tienen al menos un niño en edad escolar (6 a 12 años) que no asiste a la escuela. NBI 5. Capacidad de subsistencia: incluye a los hogares que tienen cuatro o más personas por miembro ocupado y que tienen un jefe no ha completado el tercer grado de escolaridad primaria.	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows
41	INDEC	WFS	geocenso2010:nbi_radio	Hogares con Necesidades Básicas Insatisfechas: son aquellos que presentan al menos una de las siguientes condiciones de privación:	https://geoservicios.indec.gob.ar/geoserver/ows

ID	Organismo	Tipo de fuente	Nombre original de la capa o archivo	Descripción de la capa	Fuente y metadatos
				NBI 1. Vivienda: es el tipo de vivienda que habitan los hogares que moran en habitaciones de inquilinato, hotel o pensión, viviendas no destinadas a fines habitacionales, viviendas precarias y otro tipo de vivienda. Se excluye a las viviendas tipo casa, departamento y rancho. NBI 2. Condiciones sanitarias: incluye a los hogares que no poseen retrete. NBI 3. Hacinamiento: es la relación entre la cantidad total de miembros del hogar y la cantidad de habitaciones de uso exclusivo del hogar. Operacionalmente se considera que existe hacinamiento crítico cuando en el hogar hay más de tres personas por cuarto. NBI 4. Asistencia escolar: hogares que tienen al menos un niño en edad escolar (6 a 12 años) que no asiste a la escuela. NBI 5. Capacidad de subsistencia: incluye a los hogares que tienen cuatro o más personas por miembro ocupado y que tienen un jefe no ha completado el tercer grado de escolaridad primaria.	
42	IDEBA	WFS	IDEBA:Central_electrica	Centrales eléctricas	https://geoserver.ideba.gba.gob.ar/geoserver/wfs
43	IDEBA	WFS	IDEBA:edelap_subestacion_at	Subestaciones de EDELAP	https://geoserver.ideba.gba.gob.ar/geoserver/wfs
44	IDEBA	WFS	IDEBA:lineas_de_energia	Líneas de transmisión eléctrica	https://geoserver.ideba.gba.gob.ar/geoserver/wfs
45	IDEBA	WFS	IDEBA:Planta_transformadora	Plantas transformadoras	https://geoserver.ideba.gba.gob.ar/geoserver/wfs
46	IDEBA	WFS	IDEBA:red_vial_primaria	Red vial primaria	https://geoserver.ideba.gba.gob.ar/geoserver/wfs
47	IDEBA	WFS	IDEBA:Red_vial_secundaria	Red vial secundaria	https://geoserver.ideba.gba.gob.ar/geoserver/wfs
48	IDEBA	WFS	IDEBA:Red_vial_terciaria	Red vial terciaria	https://geoserver.ideba.gba.gob.ar/geoserver/wfs
49	OPISU	WFS	IDEOPISU:PBA_calidad_conexion_servicios_2010	calidad conexion servicios 2010	http://geoserver.opisu.gba.gob.ar/geoserver/IDEOPISU/wfs
50	OPISU	WFS	IDEOPISU:PBA_calidad_constructiva_2010	calidad constructiva 2010	http://geoserver.opisu.gba.gob.ar/geoserver/IDEOPISU/wfs
51	OPISU	WFS	IDEOPISU:PBA_condicion_actividad_economica_2010	condicion actividad economica 2010	http://geoserver.opisu.gba.gob.ar/geoserver/IDEOPISU/wfs
52	OPISU	WFS	IDEOPISU:PBA_estratos_socioeconomicos_2010	estratos socioeconomicos 2010	http://geoserver.opisu.gba.gob.ar/geoserver/IDEOPISU/wfs
53	OPISU	WFS	IDEOPISU:PBA_hacinamiento_critico_2010	hacinamiento critico 2010	http://geoserver.opisu.gba.gob.ar/geoserver/IDEOPISU/wfs
54	OPISU	WFS	IDEOPISU:PBA_hogares_con_agua_red_2010	hogares con agua red 2010	http://geoserver.opisu.gba.gob.ar/geoserver/IDEOPISU/wfs

ID	Organismo	Tipo de fuente	Nombre original de la capa o archivo	Descripción de la capa	Fuente y metadatos
55	OPISU	WFS	IDEOPISU:PBA_hogares_desague_cloacal_2010	hogares desague cloacal 2010	http://geoserver.opisu.gba.gob.ar/geoserver/IDEOPISU/wfs
56	OPISU	WFS	IDEOPISU:PBA_hogares_gas_red_2010	hogares gas red 2010	http://geoserver.opisu.gba.gob.ar/geoserver/IDEOPISU/wfs
57	OPISU	WFS	IDEOPISU:PBA_inmat_2010	inmat 2010	http://geoserver.opisu.gba.gob.ar/geoserver/IDEOPISU/wfs
58	OPISU	WFS	IDEOPISU:PBA_nbi_2010	nbi 2010	http://geoserver.opisu.gba.gob.ar/geoserver/IDEOPISU/wfs
59	OPISU	WFS	IDEOPISU:PBA_nivel_de_instruccion_jefes_2010	nivel de instruccion jefes 2010	http://geoserver.opisu.gba.gob.ar/geoserver/IDEOPISU/wfs
60	OPISU	WFS	IDEOPISU:PBA_poblacion_y_datos_basicos_2010	poblacion y datos basicos 2010	http://geoserver.opisu.gba.gob.ar/geoserver/IDEOPISU/wfs
61	OPISU	WFS	IDEOPISU:centrales_elec	centraleselectricas	http://geoserver.opisu.gba.gob.ar/geoserver/IDEOPISU/wfs
62	OPISU	WFS	IDEOPISU:dist_at_mt	distatmt	http://geoserver.opisu.gba.gob.ar/geoserver/IDEOPISU/wfs
63	OPISU	WFS	IDEOPISU:edelap_linea_at	edelaplineaat	http://geoserver.opisu.gba.gob.ar/geoserver/IDEOPISU/wfs
64	OPISU	WFS	IDEOPISU:edelap_subestacion_at	edelapsubestacionat	http://geoserver.opisu.gba.gob.ar/geoserver/IDEOPISU/wfs
65	OPISU	WFS	IDEOPISU:edelap_subestacion_mt	edelapsubestacionmt	http://geoserver.opisu.gba.gob.ar/geoserver/IDEOPISU/wfs
66	OPISU	WFS	IDEOPISU:edenor_linea_at	edenorlineaat	http://geoserver.opisu.gba.gob.ar/geoserver/IDEOPISU/wfs
67	OPISU	WFS	IDEOPISU:edenor_subestacion_at	edenorsubestacionat	http://geoserver.opisu.gba.gob.ar/geoserver/IDEOPISU/wfs
68	OPISU	WFS	IDEOPISU:edenor_subestacion_mt	edenorsubestacionmt	http://geoserver.opisu.gba.gob.ar/geoserver/IDEOPISU/wfs
69	OPISU	WFS	IDEOPISU:edesur_linea_at	edesurlineaat	http://geoserver.opisu.gba.gob.ar/geoserver/IDEOPISU/wfs
70	OPISU	WFS	IDEOPISU:lineas_alta_tension	lineasaltatension	http://geoserver.opisu.gba.gob.ar/geoserver/IDEOPISU/wfs
71	OPISU	WFS	IDEOPISU:red_de_gas	reddegas	http://geoserver.opisu.gba.gob.ar/geoserver/IDEOPISU/wfs
72	OPISU	WFS	IDEOPISU:red_vial_secundaria	redvialsecundaria	http://geoserver.opisu.gba.gob.ar/geoserver/IDEOPISU/wfs
73	OPISU	WFS	IDEOPISU:rutas_nacionales	rutasnacionales	http://geoserver.opisu.gba.gob.ar/geoserver/IDEOPISU/wfs
74	OPISU	WFS	IDEOPISU:rutas_provinciales	rutasprovinciales	http://geoserver.opisu.gba.gob.ar/geoserver/IDEOPISU/wfs
75	Global Solar Atlas	GEOTIFF	DIF.tif	Longterm yearly average of diffuse horizontal irradiation - Argentina - Global Solar Atlas 2.0	https://globalsolaratlas.info/download/argentina
76	Global Solar Atlas	GEOTIFF	DNI.tif	Longterm yearly average of direct normal irradiation - Argentina - Global Solar Atlas 2.0	https://globalsolaratlas.info/download/argentina
77	Global Solar Atlas	GEOTIFF	GHI.tif	Longterm yearly average of global horizontal irradiation - Argentina - Global Solar Atlas 2.0	https://globalsolaratlas.info/download/argentina

ID	Organismo	Tipo de fuente	Nombre original de la capa o archivo	Descripción de la capa	Fuente y metadatos
78	Global Solar Atlas	GEOTIFF	GTI.tif	Longterm yearly average of global irradiation at optimum tilt -Argentina - Global Solar Atlas 2.0	https://globalsolaratlas.info/download/argentina
79	Global Solar Atlas	GEOTIFF	OPTA.tif	Optimum tilt of photovoltaic modules – Argentina - Global Solar Atlas 2.0	https://globalsolaratlas.info/download/argentina
80	Global Solar Atlas	GEOTIFF	PVOUT.tif	Longterm yearly average of Potential photovoltaic electricity production – Argentina - Global Solar Atlas 2.0	https://globalsolaratlas.info/download/argentina
81	Global Solar Atlas	GEOTIFF	TEMP.tif	Longterm yearly average of air temperature – Argentina - Global Solar Atlas 2.0	https://globalsolaratlas.info/download/argentina
82	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	irradiancia-normal-directa-shp	Irradiancia normal directa en KWh/m2 por Día.	https://www.datos.gob.ar/dataset/energia-energias-renovables---irradiancia-normal-directa
83	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	generacin-elctrica-centrales-de-generacin	Centrales de Generación de Energía Eléctrica.	http://datos.energia.gob.ar/dataset/generacion-electrica-centrales-de-generacion-
84	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	centrales-y-proyectos-de-centrales-de-energa-renovable	Proyectos y obras de centrales de energía renovables	http://datos.energia.gob.ar/dataset/centrales-energia-renovables
85	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	distribucin-elctrica-concesiones-de-empresas-distribuidoras	Distribución Eléctrica - Concesiones de empresas distribuidoras	http://datos.energia.gob.ar/dataset/distribucion-electrica-concesiones-de-empresas-distribuidoras-
86	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	at-lneas	Distribución Eléctrica Edelap Alta Tensión Líneas	http://datos.energia.gob.ar/dataset/distribucion-electrica-edelap
87	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	at-acometidas	Distribución Eléctrica Edelap Alta Tensión Acometidas	http://datos.energia.gob.ar/dataset/distribucion-electrica-edelap
88	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	at-cabeceras	Distribución Eléctrica Edelap Alta Tensión Cabeceras	http://datos.energia.gob.ar/dataset/distribucion-electrica-edelap
89	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	at-mt-subestaciones-transformadoras	Distribución Eléctrica Edelap AltaTensión Media Tensión Subestaciones Transformadoras	http://datos.energia.gob.ar/dataset/distribucion-electrica-edelap
90	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	at-at-subestaciones-transformadoras	Distribución Eléctrica Edelap Alta Tensión- Alta Tensión Subestaciones Transformadoras	http://datos.energia.gob.ar/dataset/distribucion-electrica-edelap
91	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	distribucin-electrica-media-tension-lneas	Distribución Eléctrica Edelap Media Tensión Líneas	http://datos.energia.gob.ar/dataset/distribucion-electrica-edelap

ID	Organismo	Tipo de fuente	Nombre original de la capa o archivo	Descripción de la capa	Fuente y metadatos
92	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	at-lneas	Distribución Eléctrica Edenor Alta Tensión Líneas	http://datos.energia.gob.ar/dataset/distribucion-electrica-edenor
93	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	at-piquetes	Distribución Eléctrica Edenor Alta Tensión Piquetes	http://datos.energia.gob.ar/dataset/distribucion-electrica-edenor
94	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	at-empalmes-trifsicos	Distribución Eléctrica Edenor Alta Tensión Empalmes Trifásicos	http://datos.energia.gob.ar/dataset/distribucion-electrica-edenor
95	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	at-empalmes-monofsicos	Distribución Eléctrica Edenor Alta Tensión Empalmes Monofásicos	http://datos.energia.gob.ar/dataset/distribucion-electrica-edenor
96	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	mt-at-at-at-subestaciones-transformadoras	Media Tensión -Alta Tensión Alta Tensión- Alta Tensión Subestaciones Transformadoras	http://datos.energia.gob.ar/dataset/distribucion-electrica-edenor
97	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	at-subestaciones	Distribución Eléctrica Edenor Alta Tensión Subestaciones	http://datos.energia.gob.ar/dataset/distribucion-electrica-edenor
98	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	at-puentes-al-vuelo	Distribución Eléctrica Edenor Alta Tensión Puentes Al Vuelo	http://datos.energia.gob.ar/dataset/distribucion-electrica-edenor
99	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	at-cables-subterrneos	Distribución Eléctrica Edenor Alta Tensión Cables Subterráneos	http://datos.energia.gob.ar/dataset/distribucion-electrica-edenor
100	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	distribucin-elctrica-edenor-media-tensin-cables-subterrneos	Distribución Eléctrica Edenor Media Tensión Cables Subterráneos	http://datos.energia.gob.ar/dataset/distribucion-electrica-edenor
101	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	distribucin-elctrica-edenor-media-tensin-cables-areos	Distribución Eléctrica Edenor Media Tensión Cables Aéreos	http://datos.energia.gob.ar/dataset/distribucion-electrica-edenor
102	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	at-salidas	Distribución Eléctrica Edesur - Alta Tensión Salidas	http://datos.energia.gob.ar/dataset/distribucion-electrica-edesur
103	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	at-postes	Distribución Eléctrica Edesur Alta Tensión Postes	http://datos.energia.gob.ar/dataset/distribucion-electrica-edesur
104	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	at-lneas	Distribución Eléctrica Edesur Alta Tensión Líneas	http://datos.energia.gob.ar/dataset/distribucion-electrica-edesur

ID	Organismo	Tipo de fuente	Nombre original de la capa o archivo	Descripción de la capa	Fuente y metadatos
105	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	at-empalmes	Distribución Eléctrica Edesur Alta Tensión Empalmes	http://datos.energia.gob.ar/dataset/distribucion-electrica-edesur
106	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	distribucin-elctrica-edesur-media-tensin-lneas	Distribución Eléctrica Edesur Media Tensión Líneas	http://datos.energia.gob.ar/dataset/distribucion-electrica-edesur
107	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	transporte-elctrico-at-estaciones-transformadoras	Transporte Eléctrico AT Estaciones Transformadoras	http://datos.energia.gob.ar/dataset/transporte-electrico-at-estaciones-transformadoras
108	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	transporte-elctrico-at-lneas	Transporte Eléctrico AT Líneas	http://datos.energia.gob.ar/dataset/transporte-electrico-at-lineas-
109	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	-buenos-aires-alta-tensin-media-tensin-lneas	Redes de distribución provistas por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica, empresas de distribución eléctrica provinciales y entes reguladores.	http://datos.energia.gob.ar/dataset/redes-de-distribucion-electrica-del-consejo-federal
110	Secretaria de Energia de Argentina	SHP	empresas-y-cooperativas-distribuidoras-de-energa-elctrica	Empresas, cooperativas y organismos provinciales distribuidores de energía eléctrica georreferenciadas por la Dirección de Información Energética de la Secretaría de Energía, en base a al padrón de entidades proveedoras de energía eléctrica.	http://datos.energia.gob.ar/dataset/empresas-y-cooperativas-distribuidoras
111	FREBA	SHP	plan_de_generacion_distribuida_solar	Parques solares del ProInGeD	https://www.freba.org.ar/proinged/parques-solares-pba/
112	FREBA	JSON	obras_freba.json	Obras realizadas por FREBA	https://www.freba.org.ar/mapa-de-obras/
113	CAMMESA	XLSX	Combustibles Mensual.xlsx	Estadísticas del Informe Síntesis del MEM	https://cammesaweb.cammesa.com/estadistica-informe-sintesis-mem/
114	CAMMESA	PDF	Tablas Generacion Forzada 2021.pdf	Generación Forzada por razones locales 2021	https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/licitaciones/Res330/Tablas%20Generacion%20Forzada%202021.pdf
115	CAMMESA	XLSX	A1.POT_GEN_COMB_POR_CENTRAL_2015.xlsx	Anexo 1 del Anuario de Energía Eléctrica 2015	http://datos.energia.gob.ar/dataset/anuarios-de-energia-electrica
116	CAMMESA	XLSX	Renovable RenMDI.xlsx	Base de Datos Renovable RenMDI	https://cammesaweb.cammesa.com/download/base-renobable-renmdi/
117	CAMMESA	XLSX	Anexo 1 a la Circular N° 06 - Anexo 3, Nodos de Conexión y Límites de Asignación.xslx	Nodos priorizados en licitación RedMDI	https://cammesaweb.cammesa.com/?wpdmdl=44954
118	OCEBA	HTML	n/a	Registros de Sanciones	https://www.oceba.gba.gov.ar/Paginas/registro/sanciones.php

Nivel 1 o Capas procesadas

Id	Tipo	Tipo de capa	Nombre de capa	Descripción	IDs fuentes															
1	Limites	SHP	otros_paises	Limites de otros paises. Se utiliza solamente para dar un contexto visual.	0															
2	Limites	SHP	Argentina	Limites del pais. Se utiliza solamente para dar un contexto visual.	1															
3	Limites	SHP	otras_provincias	Limites de otras provincias. Se utiliza solamente para dar un contexto visual.	2															
4	Limites	SHP	Buenos_Aires	Limites de Buenos Aires. Se utiliza cómo referencia visual.	2															
5	Limites	SHP	partidos	Limites de partidos. Se utiliza cómo referencia visual.	3															
6	Limites	SHP	radios_censales	Radios censales. Se utiliza para el procesamiento de datos de población y NBI	5															
7	Limites	SHP	asentamientos	Poligonos de las localidades. Unidad geográfica para el análisis de indicadores.	4															
8	Ambiental	TIFF	produccion_fotovoltaica	Promedio de largo plazo de la radiación solar sobre el plano óptimo (en kWh/kWp-año)	80															
9	Ambiental	SHP	irradiancia_normal_directa	Irradiancia normal directa en KWh/m2 por Día.	82															
10	Infraestructura	SHP	centrales_electricas	Ubicación y datos básico de las centrales de generación eléctrica	42	61	83	84	111											
11	Infraestructura	SHP	estaciones_transformadoras	Estaciones transformadoras en Media y Alta Tensión	43	45	64	65	67	68	89	90	96	100	101	107				
12	Infraestructura	SHP	redes_electricas	Líneas eléctricas de Media y Alta Tensión	62	63	66	69	70	86	91	92	99	100	101	102	104	106	108	109
13	Infraestructura	SHP	centrales_motor_diesel	Centrales con tecnologia de motor diesel dentro de CAMMESA	113															
14	Infraestructura	SHP	generacion_forzada	Centrales que operaron bajo generacion forzada por condiciones locales durante 2021	114															
15	Infraestructura	SHP	centrales_aisladas	Centrales aisladas	115															

Id	Tipo	Tipo de capa	Nombre de capa	Descripción	IDs fuentes															
16	Infraestructura	SHP	centrales_adjudicadas_renmdi	Centrales adjudicadas dentro del RenMDI (a 2023)	116															
17	Infraestructura	SHP	nodos_priorizados_renmdi	Nodos priorizados RENMDI (a 2023)	117															
18	Infraestructura	SHP	penalizaciones_oceba	Sanciones de OCEBA a distribuidoras por cuestiones técnicas	118															
19	Socioeconomicos	SHP	nbi	Porcentaje de poblacion con NBI	41															

Nivel 2 o Indicadores

Indicador	Capas de referencia		Definición del indicador	Normalización
Población	19		Cantidad de personas en la localidad. Calculado a partir de la suma de personas de los radios censales dentro de cada localidad. Cuando un radio censal no coincida exactamente con una localidad se asignará la cantidad de personas de forma proporcional a la superficie superpuesta	Max -> 1 Min -> 0
NBI	19		Porcentaje de poblacion con NBI = Cantidad de personas con NBI / cantidad de personas en la localidad. Calculado a partir de la suma de personas de los radios censales dentro de cada localidad. Cuando un radio censal no coincida exactamente con una localidad se asignará la cantidad de personas de forma proporcional a la superficie superpuesta	Max -> 1 Min -> 0
Producción solar anual media	8		Potencial de generación fotovoltaica anual (kWh/kWp-año) para un sistema fotovoltaico colocado en la inclinación y orientación óptima para esa latitud y longitud. Calculado cómo el promedio de los valores de la grilla de la capa de referencia que caen dentro de los límites de la localidad. Para aquellos casilleros de la grilla que no caigan completamente dentro de los limites de la localidad se ponderarán en función de la superficie superpuesta.	Max -> 1 Min -> 0

Indicador	Capas de referencia		Definición del indicador	Normalización
Distancia a punta de línea	12		Distancia en km y en línea recta desde baricentro de la localidad a la punta de línea más cercana. Se definen cómo puntas de línea a aquellos nodos de la red de alta o media tensión que están conectados a un único nodo	Max -> 0 Min -> 1
Potencia remanente RENMDI	16	17	Diferencia entre la potencia priorizada en la RENMDI para nodos dentro de la localidad (capa 19) y la potencia adjudicada por dicha licitacion en esos mismos nodos (capa 18). En aquellas localidades donde no hay nodos priorizados se asigna potencia igual a cero.	Max -> 1 Min -> 0
Potencia de centrales aisladas	15		Potencia de generación de centrales aisladas dentro de los límites de la localidad. En aquellas localidades donde no hay centrales aisladas se asigna potencia igual a cero.	Max -> 1 Min -> 0
Consumo de combustible	13		Cantidad de combustible consumido (en m3) por las centrales de tecnología "motor diesel" dentro de la localidad. En aquellas localidades donde no hay centrales de este tipo se asigna consumo igual a cero.	Max -> 1 Min -> 0
Penalizaciones OCEBA	18		Cantidad de multas de OCEBA a la cooperativa que presta el servicio de la localidad en los últimos 5 años.	Max -> 1 Min -> 0

inestabilidad que no sean actuales)

Localidad	Coordenadas (Latitud-Longitud)	Cantidad de interrupciones (año)	Tiempo promedio de las **interrupciones** del servicio	Respuesta frente al problema (si hubiera alguna)

Localidad	Coordenadas (Latitud-Longitud)	Cantidad de intermitencia (año)	Tiempo promedio de las **intermitencias** en el servicio	Respuesta frente al problema (si hubiera alguna)

2) Centrales aisladas existentes (ubicación geográfica, potencia térmica instalada y combustible utilizado).

A la Subsecretaría de Energía se le solicitó un listado de centrales térmicas aisladas (entendiendo como aislada a aquellas centrales que cumplen con la función de proveer electricidad a un pueblo o ciudad donde únicamente cuentan con esta fuente de electricidad para abastecer la demanda).

Localidad	Nombre de la central	Potencia térmica instalada (solo las que son mayor a 500 kVA)	Demanda eléctrica del pueblo o ciudad	Cantidad de habitantes del pueblo o ciudad	Cantidad de combustible utilizado por año

Características técnicas:

- Cuenta con 3.700 paneles fotovoltaicos instalados sobre un predio de aproximadamente 6 hectáreas
- Tiene 10 inversores (marca Huawei) que convierten la corriente continua en alterna
- Potencia total de acople a la red: 2.000 kW
- Potencia total de Generación: 1.995,84 kW
- La energía generada es de unos 3.790 MWh/año, que se inyectan a la red de la Cooperativa Escobar Norte
- Incluye una sala de control conectada a la estación meteorológica, inversores, interruptores y sistemas auxiliares

El proyecto también incorporó cámaras de seguridad, iluminación, videovigilancia, internet en la sala de operaciones, mejoras en acceso interno y un segundo transformador para optimizar el tendido eléctrico.

Modelo de negocios:

De acuerdo a la información relevada por los referentes técnicos que se entrevistaron en la visita, el esquema de negocios no se enmarca completamente en un marco normativo, sino que puede considerarse un “híbrido”.
Las características normativas del proyecto son las siguientes:

- La Municipalidad tiene un certificado de Usuario-Generador que, en el marco de la Ley 27.424, implica que puede inyectar a la red eléctrica la energía no consumida y obtener una remuneración por ello.
- El precio de inyección es el que publica periódicamente el ENRE para los proyectos de Generación Distribuida (también es característica de la Ley 27.424).
- El usuario correspondiente no abona los cargos de potencia que habitualmente debe pagar cualquier usuario de energía eléctrica conectado a la red de distribución. Seguramente, al ser un usuario creado a los efectos de realizar el parque solar de generación de energía eléctrica, han obtenido la excepción de los cargos de potencia (ver sección 8).

Inversión:
La inversión del proyecto provino de recursos propios del municipio. Se espera que la inversión se recupere en unos 7 años.






PELIGRO
TENSION
ATENCION
RIESGO DE CHOQUE ELECTRICO
EMERGENCIA
LLAMAR AL:
1130062288
03484495288
ESCOBAR
NORTE
COOPERTIVA LTDA



ATTESTATION of Conformity

Certificate No.:	**2488AP030041001**
Equipment:	**Photovoltaic (PV) inverter**
Brand Name:	HUAWEI
Test Model No.:	**SUN2000-150K-MG0, SUN5000-150K-MG0**
Applicant:	**Huawei Technologies Co., Ltd.** Administration Building, Headquarters of Huawei Technologies Co., Ltd., Bantian, Longgang District, Shenzhen, 518129, P.R.C
Report No.:	**PV2403WDG0041-1, PV2403WDG0041-2**

Use in accordance with regulations:

Automatic disconnection device with three-phases mains surveillance in accordance with IEC 61727:2004 for photovoltaic systems with a three-phases parallel coupling via an inverter in the public mains supply.
The automatic disconnection device is an integral part of the aforementioned inverters.
At the time of issue of this certificate the safety concept of an aforementioned representative product corresponds to the valid safety specifications for the specified use in accordance with regulations.

Applied rules and standards:

IEC 61727:2004	Characteristics of the utility interface
IEC 62116:2014	Islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters

Name: Daniel Yu
Manager/ New Energy Team
Date: 2024-04-03

This document shall not be reproduced, except in full, without the written approval of Bureau Veritas Shenzhen Co., Ltd. Dongguan Branch.
Information given in this document is related to the tested specimen of the described electrical sample.

Bureau Veritas Shenzhen Co., Ltd. Dongguan Branch
No. 96, Guantai Road (Houjie Section), Houjie Town, Dongguan Town, City, Guangdong Province, 523942, People's Republic of China
Tel: +86 769 8998 2098 Fax: +86 769 8599 1080
Email: customerservice.dg@bureauveritas.com



Arc Fault Protection

PV Ground-Fault Protection

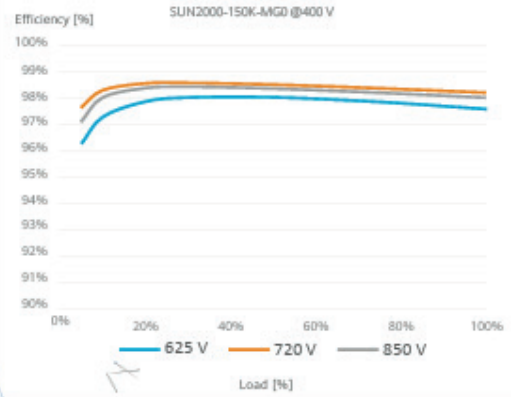
PID Recovery

Smart String Level Disconnector

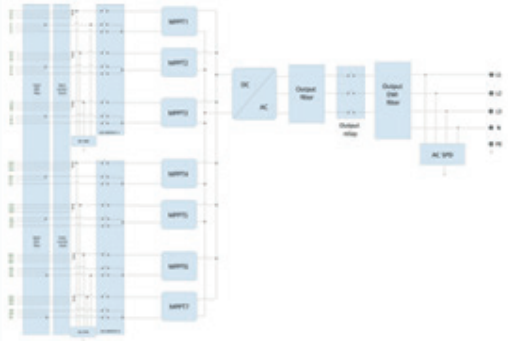
Smart Connector Temperature Detector

MBUS

Efficiency Curve



Circuit Diagram



• This datasheet only shows Preliminary Version, the information may change. Please contact with HW local supplier for the latest version

SOLAR.HUAWEI.COM/

Max. Short Circuit Current per MPPT	66A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range [2]	200 V – 1,000 V
Number of MPP trackers	7
Max. input number per MPP tracker	3

Output

Nominal AC Active Power	150,000 W
Max. AC Apparent Power	165,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	165,000 W
Nominal Output Voltage	380 V/400 V/480Vac
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	227.9 A @380 V, 216.5 A @400 V, 180.4A @480Vac
Max. Output Current	253.2 A @380 V, 240.5 A @400 V, 200.5A @480Vac
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
alternating current THDi	<1%

Protection

Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Smart String Level Disconnector	Yes
Arc Fault Protection	Yes
Terminal Temperature Detection	Yes
PID Recovery	Yes
PV Ground-Fault Protection	Yes

Communication

Display	LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485	Yes
USB	Yes
Smart Dongle-4G	Smart Dongle – 4G / WLAN (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (isolation transformer required)

General Data

Dimensions (W x H x D)	1,000 x 710 x 395 mm
Weight (without mounting plate)	≤ 99 kg
Operating Temperature Range	-25°C – 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 – 100%
DC Connector	Amphenol H4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

Standard Compliance (more available upon request)

Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

* This datasheet only shows Preliminary Version, the information may change. Please contact with HW local supplier for the latest version.
* 1 The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
* 2 Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

SOLAR.HUAWEI.COM/

Certificate of compliance

Applicant:	**Huawei Technologies Co., Ltd** **Administration Building, Headquarters of Huawei Technologies Co., Ltd., Bantian, Longgang District, Shenzhen, Guangdong, 518129,** **China**
Product:	**Photovoltaic (PV) inverter**
Model:	**SUN2000-100KTL-M2** **SUN2000-115KTL-M2**

Use in accordance with regulations:

Automatic disconnection device with three-phase mains surveillance in accordance with IEC 61727:2004 and IEC62116:2014 for photovoltaic systems with a three-phase parallel coupling via an inverter in the public mains supply. The automatic disconnection device is an integral part of the aforementioned inverters.

Applied rules and standards:

IEC 61727:2004

Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface

IEC 62116:2008 / IEC 62116:2014

Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters

At the time of issue of this certificate the safety concept of an aforementioned representative product corresponds to the valid safety specifications for the specified use in accordance with regulations.

Report number:	**PV2208WDG0121-1** **PV2208WDG0121-2**	**Certification program:**	**NSOP-0032-DEU-ZE-V01**
Certificate number:	**U22-0565**	**Date of issue:**	**2022-09-23**

Certification body

Georg Loritz

DAkkS Deutsche Akkreditierungsstelle D-ZE-12024-01-00

Certification body Bureau Veritas Consumer Products Services Germany GmbH accredited according to DIN EN ISO/IEC 17065

Testing laboratory accredited according to DIN EN ISO/IEC 17025

A partial representation of the certificate requires the written approval of Bureau Veritas Consumer Products Services Germany GmbH

BUREAU VERITAS
Consumer Products Services Germany GmbH
Oehleckerring 40, 22419 Hamburg, Germany
Tel: +49 40 74041-0
cps-hamburg@de.bureauveritas.com
www.bureauveritas.de/cps

Certificate of compliance

Applicant: **Huawei Technologies Co., Ltd**
Administration Building, Headquarters of Huawei Technologies Co., Ltd., Bantian, Longgang District, Shenzhen, Guangdong, 518129
China

Product: **Grid-tied photovoltaic inverter**

Model: **SUN2000-50KTL-M3**

Use in accordance with regulations:

Automatic disconnection device with three-phase mains surveillance in accordance with IEC 61727:2004 and IEC62116:2014 for photovoltaic systems with a three-phase parallel coupling via an inverter in the public mains supply. The automatic disconnection device is an integral part of the aforementioned inverters.

Applied rules and standards:

IEC 61727:2004
Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface
IEC 62116:2014
Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters

The following values according IEC61727 and IEC62116 were applied:
under voltage limit (level 1): 195,5V
under voltage limit (level 2): 115,0V
over voltage limit (level 1): 253,0V
overvoltage limit (level 2): 310,0V
lower frequency limit: 49,0Hz
upper frequency limit: 51,0Hz
loss of main detection limit: 2s

At the time of issue of this certificate the safety concept of an aforementioned representative product corresponds to the valid safety specifications for the specified use in accordance with regulations.

Report number: **PV2207WDG0058-1**
PV2207WDG0058-2

Certificate number: **U22-0619_1**

Date of issue: **2022-10-10**

Certification body

Alf Assenkamp

Certification body of Bureau Veritas Consumer Products Services Germany GmbH
Accredited according to DIN EN ISO/IEC 17065

DAkkS Deutsche Akkreditierungsstelle D-ZE-12024-01-00

SUN2000-100KTL-M2

Smart PV Controller



10
MPP Trackers

98.8% (@480V)
Max. Efficiency

String-level
Management

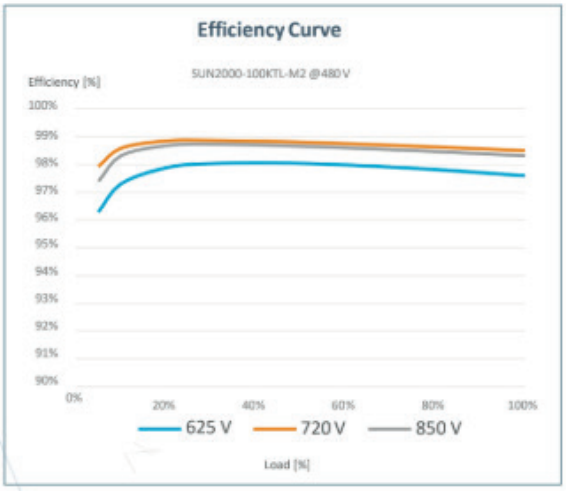
Smart I-V Curve Diagnosis
Supported

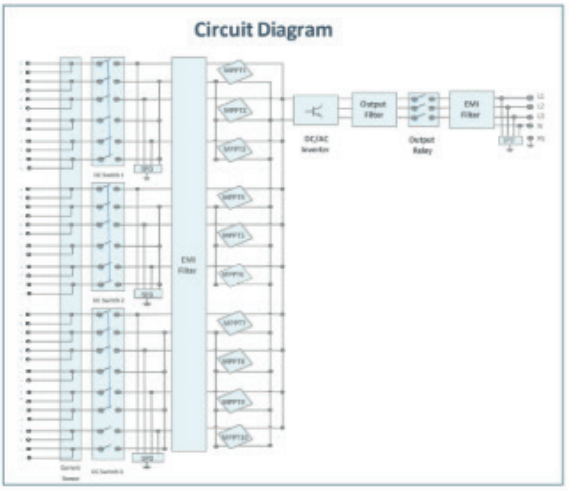
MBUS
Supported

Support AFCI &
Smart String Level Disconnector

Surge Arresters for
DC & AC

IP66
Protection





SOLAR.HUAWEI.COM/LA/

Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-100KTL-M2
Efficiency	
Max. efficiency	98.6% @ 400 V, 98.8% @ 480 V
European efficiency	98.4% @ 400 V, 98.6% @ 480 V
Input	
Max. Input Voltage [1]	1,100 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Current per Input	20 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	600 V @ 400 Vac, 720 V @ 480 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	400 V/ 480 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A @ 400 V, 120.3 A @ 480 V
Max. Output Current	160.4 A @ 400 V, 133.7 A @ 480 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Arc Fault Protection	Yes
Smart String Level Disconnector	Yes
Communication	
Display	LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485	Yes
USB	Yes
Smart Dongle-4G	4G / 3G / 2G via Smart Dongle – 4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (isolation transformer required)
General Data	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)	93 kg
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol H4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 3.5 W
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

*1 The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
*2 Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

SUN2000-50KTL-M3

Smart PV Controller



Higher Yields

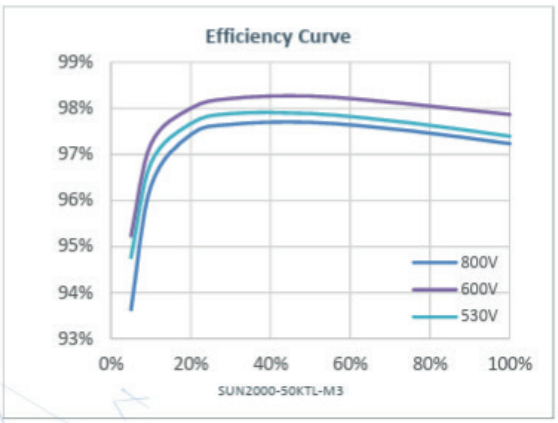
Up to 30% More Energy with Optimizer

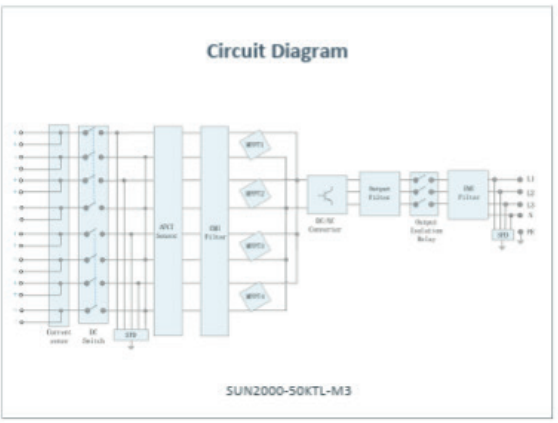
Active Safety

AI Powered Active Arcing Protection

Flexible Communication

WLAN, Fast Ethernet, 4G Communication Supported





SOLAR.HUAWEI.COM/LA/

Technical Specification	SUN2000-50KTL-M3
Efficiency	
Max. Efficiency	98.5%
European Efficiency	98.0%
Input	
Max. Input Voltage [1]	1,100 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Current per Input	20 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range [2]	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V
Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4
Output	
Rated AC Active Power	50,000 W
Max. AC Apparent Power	55,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	55,000 W
Rated Output Voltage	400 Vac / 480 Vac, 3W+(N) + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	72.2 A @ 400Vac, 60.1 A @ 480Vac
Max. Output Current	79.8 A @ 400Vac, 66.5 A @ 480Vac
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	<3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Arc Fault Protection	Yes
Ripple Receiver Control	Yes
Integrated PID Recovery [3]	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
Smart Dongle	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (Isolation Transformer required)
Optimizer Compatibility	
DC MBUS Compatible Optimizer	MERC-1100/1300W-P
General Data	
Dimensions (W x H x D)	640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)
Weight (with mounting plate)	49 kg (108.1 lb)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0% RH ~ 100% RH
DC Connector	Amphenol HH4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP 66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	≤ 5.5W
Standard Compliance (more available upon request)	
Safety	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3,RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, DEWA

1. The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
2. Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.
3. SUN2000-30~50KTL-M3 raises potential between PV- and ground to above zero through integrated PID recovery function to recover module degradation from PID. Supported module types include: P-type (mono, poly), N-type (APERT, HIT)
4. 50KTL Platform only supports C&I Optimizer(MERC-1100/1300W-P). The current version does not support this function and it can be upgraded to optimizer version via new inverter software version(Dec30th, 2022)

Refer to HTTP://solar.Huawei.com/

GOBIERNO DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES
2025-Centenario de la Refinería YPF La Plata: Emblema de la Soberanía Energética Argentina

Hoja Adicional de Firmas
Informe gráfico

Número:

Referencia: informe final del CFI de generación de energía fotovoltaica

---

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 243 pagina/s.