



Proyecto Final

DISEÑO DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

Autores

Argentieri Agustín

Magi Juan Pablo

Profesor Titular

Maccarone José

Junio de 2019

Tabla de contenido

1- INTRODUCCIÓN	5
1.1- OBJETIVOS	5
1.1.1- OBJETIVO GENERAL	5
1.1.2- OBJETIVOS ESPECÍFICOS	5
1.2- ALCANCES Y LIMITACIONES	5
1.2.1- ALCANCES	5
1.2.2- LIMITACIONES TÉCNICAS	5
1.2.3- LIMITACIONES DE ALCANCES	6
1.3- PROBLEMÁTICA	6
1.3.1- MATRIZ ENERGÉTICA ARGENTINA	6
1.3.2- PROGRAMA RENOVAR	7
2- MARCO TECNOLÓGICO	8
2.1- CELDA SOLAR FOTOVOLTAICA	8
2.2- PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO	9
2.3- INVERSOR	10
2.4- TRANSFORMADOR BT/MT	11
2.5- TRACKER	11
3- DESARROLLO	12
3.1- EMPLAZAMIENTO	12
3.1.1- RADIACIÓN SOLAR ARGENTINA	12
3.1.2- DISTRIBUIDORES HABILITADOS	14
3.1.3- UBICACIÓN	14
3.1.4- PREDIO	15
3.1.5- CLIMA Y CONDICIONES METEOROLÓGICAS	16
3.1.6- PRECIPITACIONES	16
3.1.7- VIENTO	17
3.1.8- VIENTO ZONDA	17
3.2- SOLUCIÓN TÉCNICA	17
3.2.1- DIAGRAMA DE FLUJO	17
3.2.2- PANELES SOLARES	18
3.2.3- INVERSORES	20
3.2.4- TRACKERS	22
3.2.5- TRANSFORMADOR BT/MT	23
3.2.6- RED MT	24
3.3- CONFIGURACIÓN Y DISEÑO DE LA INSTALACIÓN	24

3.3.1- DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA DEL PARQUE	24
3.3.2- DETERMINACIÓN DE POTENCIA POR INVERSOR	24
3.3.3- TENSIÓN DE ENTRADA AL INVERSOR – NUMERO DE MÓDULOS EN SERIE	24
3.3.4- CORRIENTE DE ENTRADA AL INVERSOR – NUMERO DE STRING EN PARALELO	26
3.3.5- POTENCIA MÁXIMA POR INVERSOR	26
3.3.6- CAJAS DE CONJUNCIÓN	26
3.3.7- TAMAÑO DE FUSIBLES DE CC (POR ENTRADA)	27
3.3.8- CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO	27
3.3.9- CONFIGURACIÓN FINAL	27
4- OBRA CIVIL	28
4.1- ACCESO	28
4.2- VALLADO PERIMETRAL	28
4.3- ADECUACIÓN DEL TERRENO	29
4.4- CANALIZACIONES	29
4.4.1- CANALIZACIONES PARA CONDUCTORES	29
4.4.2- CANALIZACIONES PARA DESAGÜE	29
4.5- CIMENTACIONES DE LAS ESTRUCTURAS	30
5- OBRA ELÉCTRICA	31
5.1- PUESTA A TIERRA	31
5.1.1- CALCULO DE PUESTA A TIERRA	31
5.2- CONDUCTORES	36
5.2.1- CABLES BT	36
5.2.2- CABLES MT	36
5.2.3- CIRCUITO CC	36
5.2.4- CALCULO DE CONDUCTORES	37
5.3- SPCR	37
5.3.1- INTRODUCCIÓN	37
5.3.2- PROTECCIÓN – CORRIENTE CONTINUA	38
5.3.3- PROTECCIÓN – CORRIENTE ALTERNA	38
5.3.4- SPCR EDIFICIO OPERACIÓN Y CONTROL	38
6- ESTUDIO DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	43
6.1- INTRODUCCIÓN	43
6.2- PRINCIPALES PARÁMETROS DEL SISTEMA	44
6.3- RESULTADOS	44
7- ESTUDIO DE GASES DE EFECTO INVERNADERO	47

7.1- INTRODUCCIÓN	47
7.2- PRODUCCIÓN E IMPACTO DE GEI EN ARGENTINA	48
7.3- ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	52
7.4- CUANTIFICACIÓN DE EMISIONES	52
8- ANÁLISIS DE INVERSIÓN	55
8.1- PRESUPUESTO	55
8.2- INGRESOS	55
8.3- EGRESOS	55
8.4- VARIABLES ECONÓMICAS	57
8.5- EVALUACIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA	59
9- ÍNDICE DE FIGURAS	62
10- ÍNDICE DE TABLAS	63
11- BIBLIOGRAFÍA	64
12- ANEXOS	66
12.1- FICHA TÉCNICA DE EQUIPOS PRINCIPALES	66
12.2- PLANOS	66
12.3- PVSyst	66
12.4- CALCULO DE CONDUCTORES	66
12.5- DOCUMENTOS	66

1- Introducción

Este documento describe los objetivos, problemáticas, el plan y el desarrollo llevado a cabo a fin de dar las pautas conceptuales para construir un Parque Solar Fotovoltaico conectado a la red del SADI, bajo las condiciones especificadas en el Programa RenovAr MiniRen (Ver anexo “Documentos”). Los aspectos principales de dichas condiciones están basados tanto en las potencias mínimas como máximas, el aprovechamiento de las capacidades disponibles en redes de Media Tensión y en esta nueva ronda, la competencia directa entre tecnología Solar y Eólica. A diferencia de los Programas anteriores en los cuales se disputaron 1.400 MW promedio, en esta ronda solo serán 400 MW regionalizados y divididos por provincia.

1.1- Objetivos

1.1.1- Objetivo General

El objetivo principal de este proyecto se basa en diseñar un Parque Solar Fotovoltaico, siguiendo las condiciones especificadas en el Pliego de Bases y Condiciones (PBC) del Programa RenovAr MiniRen. Se realizará un estudio a fin de localizar la zona optima de ubicación, la cual dependerá principalmente de la Hora Solar Pico (HSP) y a su vez la disponibilidad de contar con un punto de interconexión a la Red de Media Tensión.

Se diseñará el Parque solar para que su potencia pueda ser inyectada en una línea de la red de MT existente.

1.1.2-Objetivos Específicos

- Diseñar el sistema de Tracker de acuerdo a las distintas configuraciones posibles ofrecidas por el fabricante del mismo.
- Analizar los distintos lugares a tener en cuenta para la instalación de la central, realizando un estudio de HSP (Hora Solar Pico).
- Realizar el estudio económico de la viabilidad del proyecto.

1.2- Alcances y Limitaciones

1.2.1-Alcances

- Diseño de Planta solar fotovoltaica de 6,6 MW_{ca} de Potencia Nominal (8,4 MW_p).
- Diseño de Centro de Transformación BT/MT (13,2 kV).
- Calculo y selección de Conductor de Media Tensión (CMT) para vincular la planta con la ET (Estación Transformadora) Caucete.
- Dimensionamiento y localización del predio.

1.2.2-Limitaciones Técnicas

- Competencia directa frente a la generación Eólica (Tecnología Híbrida).
- Limitación económica 60 US\$/MWh.

- Radio de emplazamiento no menor a 5 km de Proyecto existente de Programa RenovAr.
- Potencia Máxima por provincia 20 MW (según RenovAr).

1.2.3-Limitaciones de Alcances

No se encuentra dentro del alcance de nuestro proyecto la realización de la ingeniería de detalle que serviría para la construcción de la planta, la cual queda para una etapa posterior a la básica realizada hasta el momento.

1.3- Problemática

1.3.1- Matriz energética Argentina

El sector energético argentino se encuentra en una crisis producto de la falta de inversiones a lo largo de los años, el cual se acentuó a partir del año 2010 cuando el país perdió el autoabastecimiento de gas y petróleo, haciendo que sea necesario importar energía.

Balanza comercial energética de Argentina

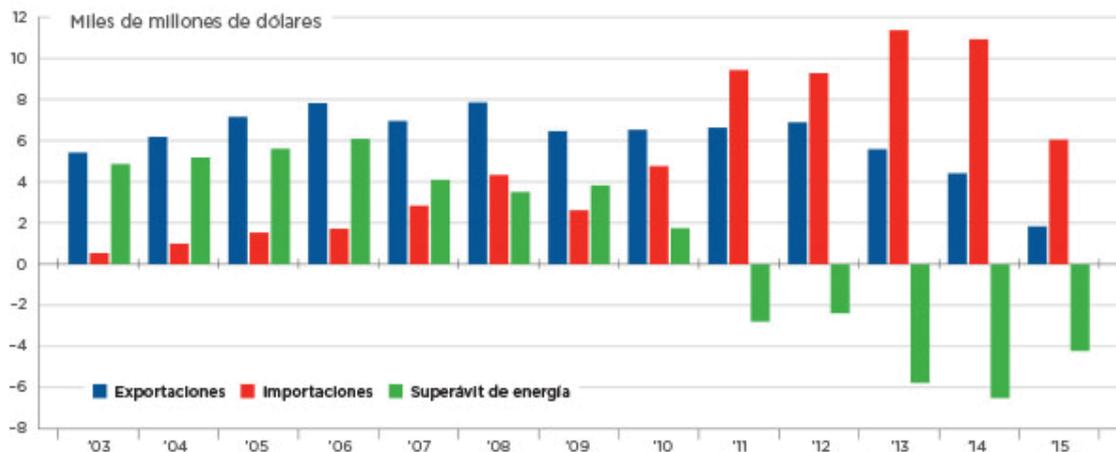


Ilustración 1 - Balanza comercial energética de Argentina – Fuente: Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas.

Esta desinversión se debe en gran parte a la regulación de los precios existentes en el sector, que provocó que la demanda, estimulada por subsidios, aumente desproporcionalmente a la inversión en infraestructura y mantenimiento. El aumento de la demanda en conjunto con las tarifas estancadas, ocasionó un aumento del déficit de CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico), lo que implicó un gran desembolso del Estado para cubrir el déficit del sector, alcanzando un monto equivalente al 2,2% del PBI (Producto Bruto Interno) en el año 2015.

Para revertir este escenario y lograr un desarrollo energético sostenible, se adoptaron diferentes medidas como la actualización de las tarifas de Luz y Gas, y la implementación de regulaciones que fomenten la generación eléctrica a partir de fuentes renovables.

En la actualidad, la matriz energética está conformada en su gran mayoría por hidrocarburos, los cuales abastecen las centrales térmicas que aportan el 64 por ciento de la capacidad instalada.

El aumento en la demanda, la escasez de hidrocarburos y el objetivo de generar energía limpia plantea la necesidad de reconvertir la matriz energética aumentando la generación de energía renovable, hidráulica y nuclear.

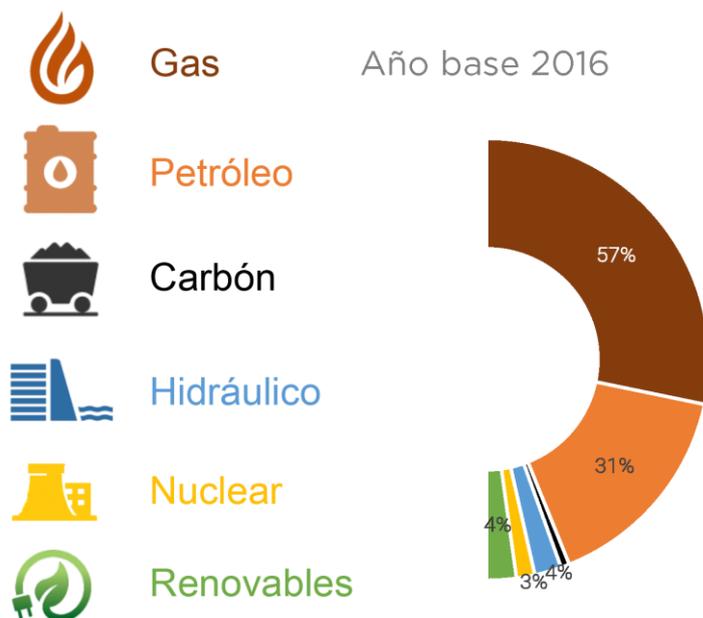


Ilustración 2 – Matriz Energética Argentina – Fuente: “Escenarios Energéticos 2030”, Ministerio de Energía y Minería.

1.3.2- Programa RenovAr

Con el fin de atraer capitales que inviertan en el sector de renovables y ayuden a cumplir las metas establecidas en la nueva legislación, la Secretaría de Energía realizó un programa denominado “RenovAr” el cual consiste en licitaciones públicas en las que distintas empresas presentan sus proyectos de inversión para incrementar la energía renovable en la matriz energética nacional.

Este programa contempla además contratos en dólares a largo plazo con CAMMESA y una serie de beneficios fiscales como la exención de aranceles a la importación, la devolución anticipada de IVA (Impuesto al valor agregado) y exención de impuestos.

En la primera ronda de licitaciones (Renovar 1) junto con su ampliación (Renovar 1.5) se adjudicaron 59 proyectos con una potencia total de 2400 MW.

En la segunda ronda (Renovar 2) se adjudicaron 88 proyectos con una potencia total de 2043 MW y actualmente se encuentra abierta la tercera ronda (Renovar 3, MiniRen) para la

presentación de proyectos.

2- Marco tecnológico

2.1- Celda Solar Fotovoltaica

La celda fotovoltaica o también llamada célula fotovoltaica, es un dispositivo que convierte la energía de la luz directamente en electricidad mediante el efecto fotovoltaico.



Ilustración 3 - Celda Solar Fotovoltaica – Fuente: "<https://www.dexen.mx/wp-content/uploads/2017/05/Celda-Solar-Monocristalina.jpg>".

Estas celdas están conformadas por materiales semiconductores como el silicio, el cual es el material más usado. La luz del sol golpea la celda en forma de fotones, los cuales son absorbidos y excitan a los electrones del silicio. Una vez excitado, el electrón puede disipar la energía en forma de calor y regresar a su orbital original, o viajar a través de la célula hasta alcanzar un electrodo.

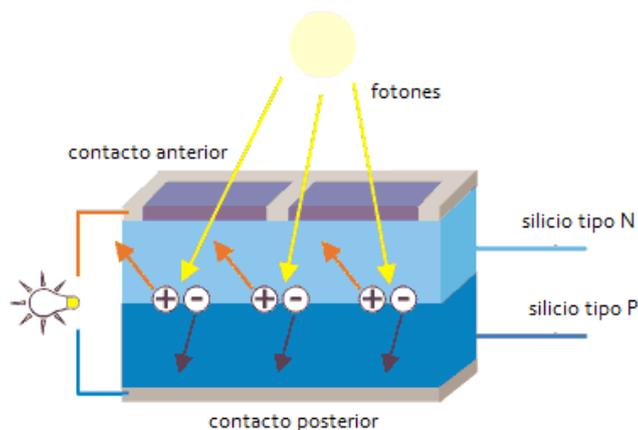


Ilustración 4 - Efecto Fotovoltaico – Fuente: "<https://fuentesdeenergia.files.wordpress.com/2010/10/energia-solar-fotovoltaica.gif>".

Dependiendo el método de fabricación, las células fotovoltaicas de silicio se clasifican en tres tipos, monocristalinas, policristalinas y amorfas. Las celdas de silicio monocristalino tienen el mejor rendimiento, pero también el precio más elevado. Le siguen en rendimiento las celdas policristalina y finalmente se encuentran las celdas amorfas. Actualmente las más utilizadas para la fabricación de paneles solares, son las celdas monocristalinas y policristalinas.

2.2- Panel Solar Fotovoltaico

Los paneles fotovoltaicos, también llamados módulos fotovoltaicos, son conjuntos de celdas conectadas convenientemente para ser compatibles con los sistemas de generación y baterías existentes en el mercado.



Ilustración 5 - Panel Solar – Fuente: "<https://i.linio.com/p/f387af8a97492350301219da22390510-product.jpg>".

Estos módulos se encuentran en potencias y tensiones estandarizadas, y se fabrican con varias capas de distintos materiales para darle rigidez mecánica a las celdas y otorgarles protección contra la intemperie, impactos y corrosión.

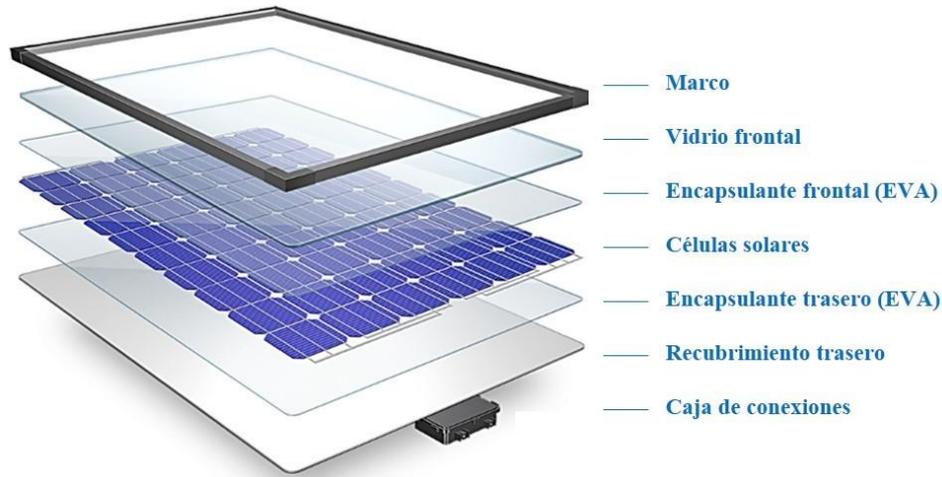


Ilustración 6 - Panel Solar (partes) - Fuente: "<https://3.bp.blogspot.com/-xeFfcYiuKM/WWJJU-ZcNZI/AAAAAAAAAFW4/bG9At7r8D34pOHC3YgSuVYfOgOil22U4gCLcBGAs/w1200-h630-p-k-no-nu/gfdgfgf.jpg>".

Las principales partes del Panel Fotovoltaico son:

Marco: Fabricado generalmente en aluminio, asegura rigidez y estanquidad al conjunto. Permite el montaje del panel sobre la estructura que lo soporta.

Vidrio frontal: Esta cubierta de vidrio templado le brinda al panel resistencia contra condiciones climáticas adversas y maximiza la transmisión de luz.

Encapsulante frontal y trasero: Este material asegura la unión entre las celdas y la unión de las celdas con el vidrio frontal y el recubrimiento posterior. Debe ser ópticamente transparente y presentar baja degradación producto del efecto de los rayos del sol.

Recubrimiento trasero: Este material debe tener baja resistencia térmica para disipar el calor producido en el panel, y reflejar la luz que paso entre las células, para hacerlas incidir nuevamente sobre éstas. En la actualidad, los materiales más usados para este fin son acrílicos, siliconas, TEDLAR (Fluoruro de polivinilo) o EVA (Etilvinilacetato).

Caja de conexiones: Aquí se encuentran los bornes para la conexión del módulo y diodos de protección que impiden daños por sombras parciales sobre el panel.

2.3- Inversor

Este dispositivo tiene la finalidad de transformar la corriente continua que generan los paneles solares, en corriente alterna para ser inyectada a la red.



Ilustración 7 – Inversor – Fuente: ["https://www.sma.de/fileadmin/content/global/Products/Images/Zentralwechselrichter/sc_2200_2475/SC_2200_2.png"](https://www.sma.de/fileadmin/content/global/Products/Images/Zentralwechselrichter/sc_2200_2475/SC_2200_2.png).

2.4- Transformador BT/MT

El transformador será el encargado de convertir la energía eléctrica alterna proveniente de la salida del Inversor (380 V), en energía alterna capaz de ser inyectada a la red de Media Tensión (13.2 kV). El mismo se basa en el fenómeno de la inducción electromagnética. Se encuentra constituido por dos bobinas de material conductor por fase, sobre un núcleo cerrado de material ferromagnético, aisladas entre sí, siendo el flujo magnético la única conexión entre dichas bobinas. Cada una de estas se las distingue con el nombre de primario y secundario según corresponda a la entrada o salida del sistema.

2.5- Tracker

Este dispositivo mecánico también llamado seguidor solar, es el encargado de orientar los paneles solares de forma que permanezcan lo más perpendiculares posibles a los rayos del sol.

Existen varios tipos de seguidores, los cuales aumentan la energía generada entre un 10 y un 35 % más que una instalación fija.

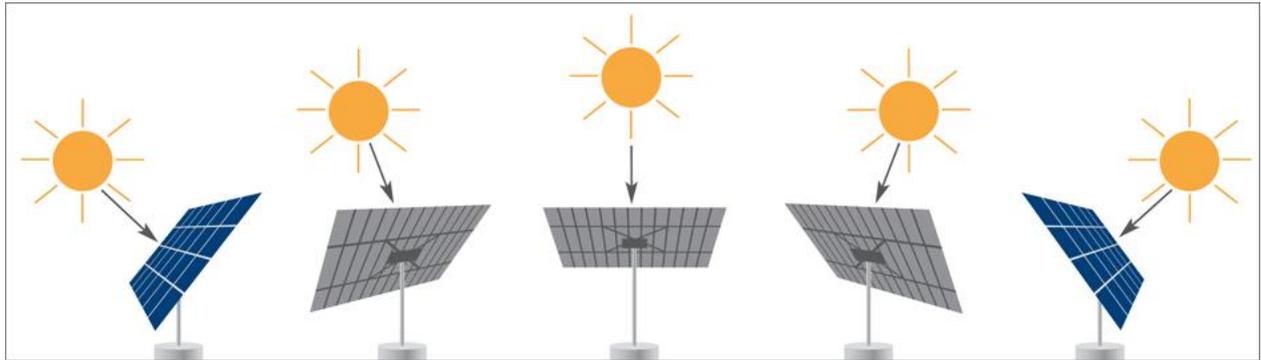


Ilustración 8 - Seguidor Solar - Fuente:
["https://solcelleanlaeg.weebly.com/uploads/3/1/3/6/31362281/578822_orig.png"](https://solcelleanlaeg.weebly.com/uploads/3/1/3/6/31362281/578822_orig.png).

3- Desarrollo

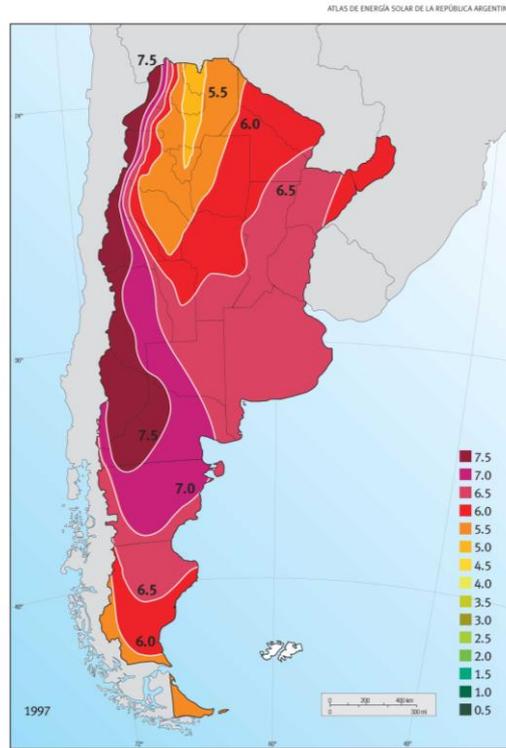
3.1- Emplazamiento

Para seleccionar la ubicación de nuestro parque solar, tendremos en cuenta principalmente dos factores que afectaran a la factibilidad de nuestro proyecto. Uno de estos factores es la radiación solar, ya que es directamente proporcional a la energía producida por nuestro parque. El segundo factor a tener en cuenta es que no todos los distribuidores están habilitados para realizar interconexiones con proyectos del programa Renovar MiniRen, sino que solo pueden participar los “distribuidores habilitados”, publicados en la resolución SGE N°100/2018.

3.1.1- Radiación solar Argentina

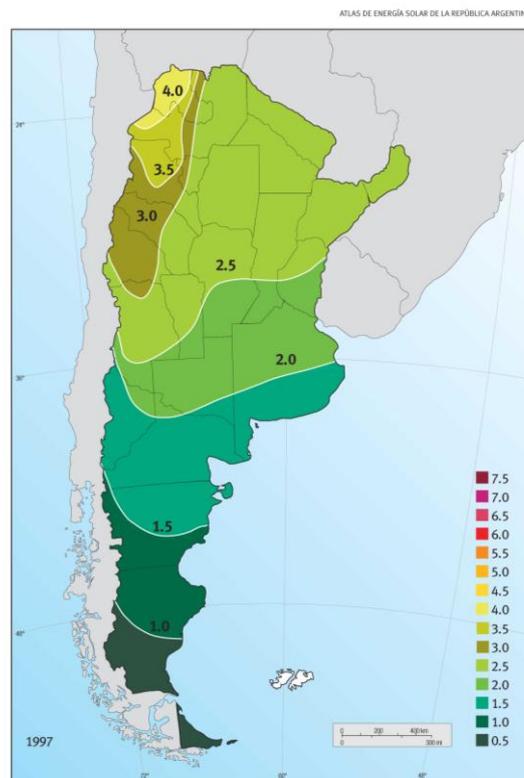
Para el análisis de la radiación solar utilizaremos los “Mapas Solares” elaborados por H. Grossi Gallegos y Raúl Righini, publicados en el “ATLAS DE ENERGÍA SOLAR DE LA REPÚBLICA ARGENTINA”. Estos mapas representan gráficamente la radiación solar diaria promedio de cada mes, y se encuentran expresados en $\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$.

Los mapas que se muestran a continuación representan los meses de Enero y Julio, que son los meses de mayor y menor radiación solar.



19

Ilustración 9 - Radiación Enero – Fuente: “Atlas de Energía Solar de la República Argentina”



31

Ilustración 10 - Radiación Julio – Fuente: “Atlas de Energía Solar de la República Argentina”

Se observa que la región Norte, como la región Cuyo poseen los mayores índices de radiación solar.

3.1.2- Distribuidores Habilitados

Los distribuidores habilitados según la resolución SGE N°100/2018 para interconectar proyectos que se encuentren en la región de cuyo son:

NEMO	DESCRIPCION	PROVINCIA
CGCRUZZMW	COOPER.ELEC.GODOY CRUZ DISTRIB	MENDOZA
EDESTEMD	EDESTESA(EMP.DIST.EL.DEL ESTE)	MENDOZA
DECSASJW	DIST. ELECTRICA DE CAUCETE	SAN JUAN

Tabla 1 - Distribuidores habilitados – Fuente: CAMMESA.

3.1.3- Ubicación

Al seleccionar la zona de emplazamiento de la Central Fotovoltaica evaluamos las zonas linderas a las ET de cada uno de los 3 distribuidores habilitados en la región de Cuyo, priorizando de esta manera disminuir los costos de transporte de la energía generada al sistema.

Descartamos la zona de concesión de EDESTE S.A – Mendoza, ya que la misma se encuentra con mayor aproximación a la zona Este de la región, lugar en el cual según nuestro mapa de radiación disminuye la HSP.

Siguiendo con la evaluación de la mayor generación posible, las dos opciones restantes se encuentran en zonas con similares HSP en la época de mayor radiación anual y una diferencia mayor en la época de menor radiación solar, estando la zona de Caucete – San Juan en un lugar más estratégico para la generación fotovoltaica. Otra diferencia es en cuanto al suelo, ya que la zona de Godoy Cruz – Mendoza presenta irregularidades en el terreno, lo que implica mayor trabajo para fijar el equipamiento utilizado.

Se llego a la conclusión que el mejor punto de emplazamiento es en la localidad de Caucete - San Juan.

Para disminuir los costos de interconexión a la red, se buscó un predio cercano a la ET de dicha localidad que cuente con el espacio suficiente para su instalación.

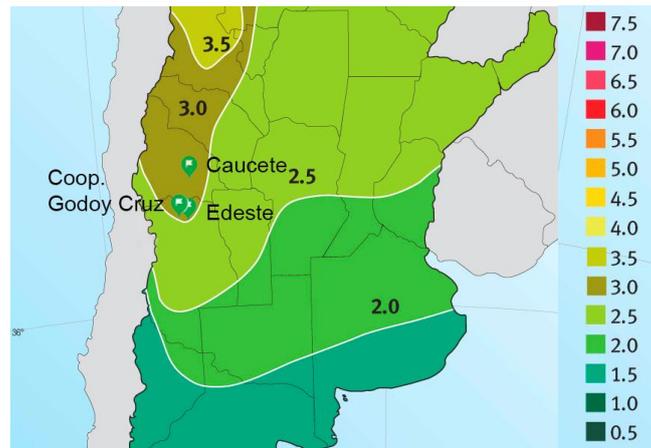


Ilustración 11 - Distribuidores habilitados - Fuente: "Atlas de Energía Solar de la República Argentina".

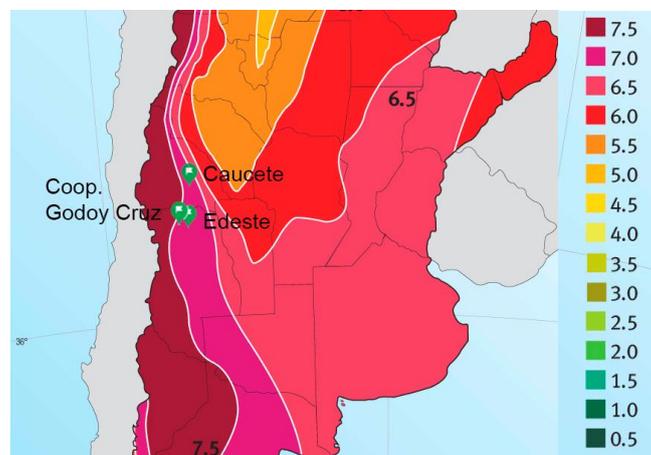


Ilustración 12 - Distribuidores habilitados - Fuente: "Atlas de Energía Solar de la República Argentina".

3.1.4- Predio

Para estimar las dimensiones del predio necesarias para la instalación del Parque Central Fotovoltaico, consultamos proyectos ya realizados, de los cuales obtuvimos como parámetro 2,3 ha/MWp. Teniendo en cuenta que la potencia que deseamos instalar es de 8,4 MWp, resultarían necesarias un total de 19 hectáreas para este proyecto.

Tomando como centro la ET Caucete, analizamos la zona aledaña al mismo en un radio menor a 1 km, localizando de esta manera un predio con las características apropiadas para montar la Central Fotovoltaica. El mismo cuenta con acceso directo sobre la Ruta Provincial 270, sobre la cual también se encuentra montada la ET, ubicada a una distancia de 400 metros.

Las dimensiones del predio seleccionado son de 350 metros de frente (sobre RP 270) por 550 metros de profundidad, dando una superficie total de 192500 m², equivalente a 19.25 ha.

Latitud	31°39'02.8"S
Longitud	68°17'30.2"W
Altitud	570 m.s.n.m.
Área	19.25 ha

Tabla 2 – Ubicación.



Ilustración 13 – Ubicación – Fuente: Google Maps.

3.1.5- Clima y condiciones meteorológicas

La provincia de San Juan se encuentra ubicada en la parte oeste de la Argentina, localizándose la misma a sotavento de la Cordillera de los Andes. Cuenta con algunas de sus partes a mayor altitud donde las temperaturas promedio se encuentran por debajo de los 0°C, sin embargo, la localidad de Caucete donde se encuentra emplazado el proyecto se posiciona en la parte baja de la provincia, contando con temperaturas promedio superiores a 20°C en verano e inferiores a 10°C durante el invierno.

3.1.6- Precipitaciones

El área en estudio se encuentra afectada por dos épocas totalmente diferenciadas, ubicándose una en época invernal y la otra durante el verano. La zona se encuentra aislada de las masas de aire húmedo, lo que conlleva a este espacio geográfico un carácter totalmente continental. Durante el verano, en las zonas bajas, las precipitaciones no sobrepasan los 100 mm anuales, desarrollándose las mismas en breves periodos de tiempo y con alta intensidad. En invierno las lluvias son menos frecuentes, de menor intensidad, pero mayor duración que las de verano.

3.1.7- Viento

La zona de Caucete cuenta con vientos constantes durante todo el año, predominando el proveniente del cuadrante sur, el cual es de carácter fresco y algo húmedo, generando tormentas intensas en las épocas de verano. Durante el invierno se produce una rotación de los vientos al oeste y norte, los cuales son más cálidos, lo que produce un temperamento de las bajas temperaturas invernales.

3.1.8- Viento Zonda

Bajo determinadas condiciones atmosféricas del período comprendido entre mayo y noviembre de cada año, suele desarrollarse en la zona de la Cordillera de Los Andes y en las regiones situadas al este de la misma, desde la provincia de Jujuy hasta la de Neuquén, un viento caracterizado por extrema sequedad y elevada temperatura, el cual recibe el nombre de viento Zonda. El aire procedente del oeste, desde el océano Pacífico, se ve forzado a ascender sobre el obstáculo orográfico de la cordillera, encontrando menores presiones, lo que da lugar a su expansión. Este mecanismo produce la condensación del vapor de agua que contiene generando nubes y precipitación. Una vez superado el obstáculo, desciende y por compresión aumenta su temperatura, seco por haber dejado su humedad en las laderas de barlovento. Al descender no pierde calor en la evaporación dado que es aire muy seco.

El zonda está considerado como aquel capaz de generar la mayor racha de viento en la zona del emplazado, generando la mayor solicitud a los paneles y sistema de fijación, tanto trackers como demás herrería vinculante, sin embargo, las mayores rachas registradas datan del año 2000 siendo la misma 120 km/h, velocidades capaces de ser soportadas por el equipamiento utilizado. Quedando de esta manera descartado el inconveniente producido por ráfagas de esta índole.

3.2- Solución Técnica

3.2.1- Diagrama de Flujo



Ilustración 14 - Diagrama de flujo.

Los paneles fotovoltaicos se montan de manera que capturen la energía solar incidente.

Dichos paneles producen electricidad en baja tensión (BT) y corriente continua (CC), la cual es transformada por los inversores en corriente alterna (CA). Posteriormente se eleva la tensión mediante transformadores BT/MT para poder ser inyectada a la red.

3.2.2- Paneles Solares

Los paneles solares se diferencian principalmente por el tipo de celdas con el que están fabricados. Los principales paneles que se utilizan para aplicaciones de generación de energía a gran escala son:

Monocristalinos: Se forman a partir de un bloque de cristal de silicio con sección circular, al que se le recortan 4 lados para mejorar el rendimiento. Se los distingue fácilmente por su aspecto uniforme y forma característica.



Ilustración 15 - Panel monocristalino – Fuente: “<https://images.sstatic.com/panel-solar-monocristalino-merkasol-175w-24v-alta-eficiencia-7412297z0-11030567.jpg>”.

Su rendimiento varía entre el 15 y 22 % y presentan un coste elevado. Se recomienda su utilización en lugares donde el espacio sea limitado o muy valioso.

Policristalinos: Se fabrican mediante la fundición de un conjunto de cristales de silicio que luego se vierte en un molde cuadrado. Una vez enfriado, éste se corta en láminas perfectamente cuadradas.

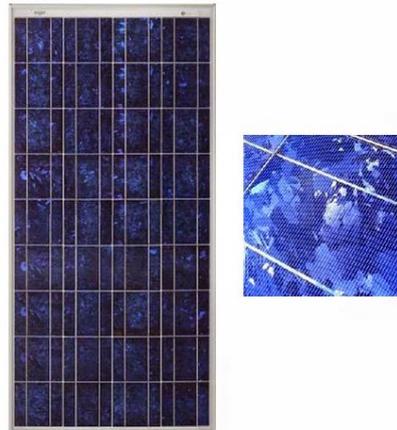


Ilustración 16 - Panel policristalino – Fuente: <https://p.globalsources.com/IMAGES/PDT/BIG/811/B1126586811.jpg>.

Poseen un rendimiento algo inferior al de las células monocristalinas, y un menor costo. Se caracterizan por su color azul intenso y su forma perfectamente cuadrada.

Para nuestro proyecto utilizaremos un panel Policristalino por su menor costo, y por la disponibilidad de espacio. Utilizar paneles monocristalinos implicaría una mayor inversión para la misma producción de energía.

El panel previsto para la instalación es el Jinko JKM335PP-72-J4 cuyas principales características técnicas son:

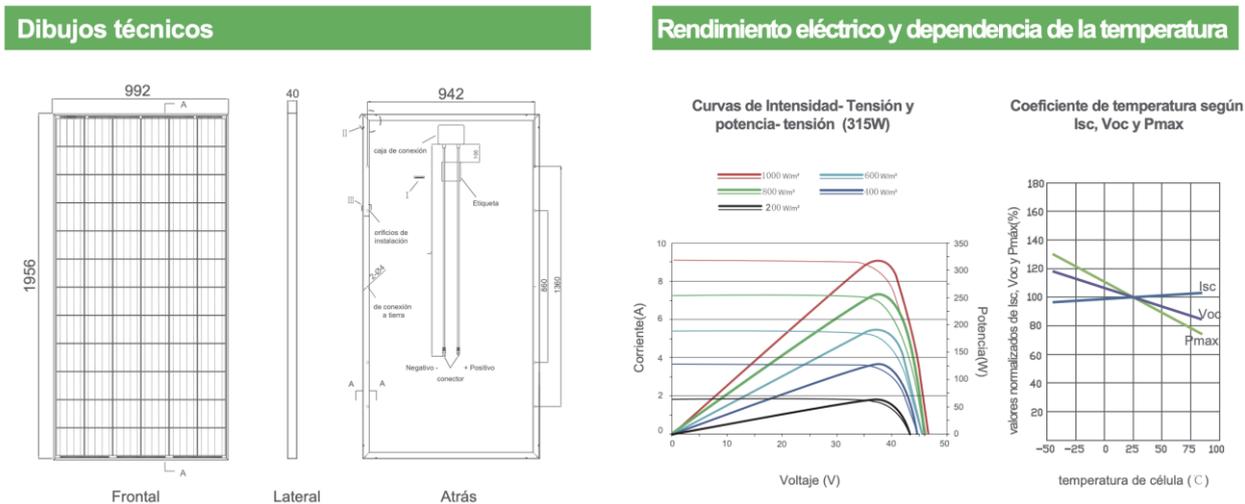


Ilustración 17 - Dibujos técnico y Rendimiento eléctrico Panel Solar – Fuente: Ficha técnica de Modulo Fotovoltaico.

ESPECIFICACIONES

Tipo de módulo	JKM315PP-J4		JKM320PP-J4		JKM325PP-J4		JKM330PP-J4		JKM335PP-J4	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia nominal (P _{máx})	315Wp	235Wp	320Wp	238Wp	305Wp	242Wp	330Wp	246Wp	335Wp	250Wp
Tensión en el punto P _{máx} -VMPP (V)	37.2V	34.3V	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V	38.0V	35.6V
Corriente en el punto P _{máx} -IMPP (A)	8.48A	6.84A	8.56A	6.86A	8.66A	6.91A	8.74A	6.97A	8.82A	7.02A
Tensión en circuito abierto-VOC (V)	46.2V	43.2V	46.4V	43.7V	46.7V	44.0V	46.9V	44.2V	47.2V	44.4V
Corriente de cortocircuito-ISC (A)	9.01A	7.29A	9.05A	7.30A	9.10A	7.34A	9.14A	7.38A	9.18A	7.43A
Eficiencia del módulo (%)	16.23%		16.49%		16.75%		17.01%		17.26%	
Temperatura de funcionamiento (°C)	-40°C~+85°C									
Tensión máxima del sistema	1000VDC (IEC)									
VALORES máximos recomendados de los fusibles	15A									
Tolerancia de potencia nominal (%)	0~+3%									
Coefficiente de temperatura de P _{MAX}	-0.40%/°C									
Coefficiente de temperatura de VOC	-0.30%/°C									
Coefficiente de temperatura de ISC	0.06%/°C									
TEMPERATURA operacional nominal de célula	45±2°C									

Tabla 3 - Especificaciones Panel Solar - Fuente: Ficha técnica de Modulo Fotovoltaico.

3.2.3- Inversores

Serán los encargados de convertir la corriente continua proveniente de las cajas de conjunción en corriente alterna en baja tensión, para poder así elevar esta mediante Transformadores BT/MT. Los mismos cuentan con equipamiento capaz de registrar y mesurar los datos necesarios, pudiendo ser enviados mediante interfaz a internet para la correcta administración.

El modelo seleccionado será el SUNNY CENTRAL SC 2200 – 10. Se instalarán 3 inversores capaces de producir una potencia de 2200 kVA cada uno de ellos.

Datos técnicos	Sunny Central 2200	Sunny Central 2475*
Entrada (CC)		
Rango de tensión del MPP V_{CC} (a 25 °C / a 35 °C / a 50 °C)	570 V a 950 V / 800 V / 800 V	638 V a 950 V / 800 V / 800 V
Tensión de entrada mín. $V_{CC, min}$ / tensión de arranque $V_{CC, arranque}$	545 V / 645 V	614 V / 714 V
Tensión de entrada máx. $V_{CC, máx}$	1100 V	1100 V
Corriente de entrada máx. $I_{CC, máx}$ (a 35 °C / 50 °C)	3960 A / 3600 A	3960 A / 3600 A
Corriente de cortocircuito máx. $I_{CC, SC}$	6400 A	6400 A
Número de entradas de CC	24 protegidos por dos polos (32 protegidos por un polo)	
Número máx. de cables de CC por entrada de CC (para cada polaridad)	2 x 800 kemil, 2 x 400 mm ²	
Monitorización de zona integrada	○	
Tamaños de fusible de CC disponibles (por entrada)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Salida (CA)		
Potencia nominal de CA con $\cos \varphi = 1$ (a 35 °C / a 50 °C)	2200 kVA / 2000 kVA	2475 kVA / 2250 kVA
Potencia nominal de CA con $\cos \varphi = 0,8$ (a 35 °C / a 50 °C)	1760 kW / 1600 kW	1980 kW / 1800 kW
Corriente nominal de CA $I_{CA, nom}$ = Corriente máx. de salida $I_{CA, máx}$	3300 A	3300 A
Coefficiente de distorsión máx.	< 3 % a potencia nominal	< 3 % a potencia nominal
Tensión nominal de CA/rango de tensión nominal de CA ⁽¹⁾⁽⁸⁾	385 V / 308 V a 462 V	434 V / 347 V a 521 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz/47 Hz a 53 Hz 60 Hz/57 Hz a 63 Hz	
Relación mín. de cortocircuito en los bornes de CA	> 2	
Factor de potencia a potencia asignada/factor de desfase ajustable ⁽¹⁾⁽¹⁰⁾	● 1 / 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo ○ 1 / 0,0 inductivo a 0,0 capacitivo	
Rendimiento		
Rendimiento máx. ⁽²⁾ /rendimiento europeo ⁽³⁾ /rendimiento californiano ⁽³⁾	98,6 % / 98,4 % / 98,0 %	98,6 % / 98,4 % / 98,0 %
Dispositivos de protección		
Punto de desconexión en el lado de entrada	Interruptor-seccionador de CC	
Punto de desconexión en el lado de salida	Interruptor de potencia de CA	
Protección contra sobretensión de CC	Descargador de sobretensión, tipo I	
Protección contra sobretensión de CA (opcional)	Descargador de sobretensión, clase I	
Protección contra rayos (según IEC 62305-1)	Tipo de protección contra rayos III	
Monitorización de fallo a tierra/de fallo a tierra por control remoto	○ / ○	
Monitorización de aislamiento	○	
Tipo de protección: electrónica/conducto de aire/área de conexión (según IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34	

Tabla 4 - Datos técnicos Inversor Sunny Central - Fuente: Ficha técnica de Inversor.

Datos generales		
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	2780 / 2318 / 1588 mm (109,4 / 91,3 / 62,5 in)	
Peso	< 3400 kg / < 7496 lb	
Autoconsumo (máx. ⁽⁴⁾ / carga parcial ⁽⁵⁾ / promedio ⁽⁶⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Autoconsumo (en espera)	< 300 W	
Alimentación auxiliar interna	Transformador integrado de 8,4 kVA	
Rango de temperatura de servicio ⁽⁷⁾	-25 °C a 60 °C / -13 °F a 140 °F	
Emissiones de ruido ⁽⁷⁾	67,0 dB(A)	
Rango de temperatura (en espera)	-40 °C a 60 °C (-40 °F a 140 °F)	
Rango de temperatura (almacenamiento)	-40 °C a 70 °C (-40 °F a 158 °F)	
Valor máximo permitido para la humedad relativa (con condensación/sin condensación)	95 % a 100 % (2 meses/año) / 0 % a 95 %	
Altitud de funcionamiento máxima sobre el nivel del mar ⁽⁸⁾ 1000 m / 2000 m / 3000 m / 4000 m	● / ○ / ○ / ○ (anterior reducción de potencia en función de la temperatura)	
Consumo de aire fresco	6500 m ³ /h	
Equipamiento		
Conexión de CC	Terminal de cable en cada entrada (sin fusible)	
Conexión de CA	Con sistema de barra (tres barras colectoras, una por cada conductor de fase)	
Comunicación	Ethernet, maestro Modbus, esclavo Modbus	
Comunicación del SMA String-Monitor (medio de transmisión)	Modbus TCP / ethernet (fibra óptica MM, Cat-5)	
Color de la carcasa/del techo	RAL 9016 / RAL 7004	
Transformador de alimentación para equipos consumidores externos	○ (2,5 kVA)	
Cumple con las normas y directivas	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
Normas CEM	IEC / EN 61000-6-4, IEC / EN 61000-6-2, EN 55022, IEC 62920, FCC Parte 15 Clase A, Cisp 11, DIN EN55011:2017	
Cumple con las normas y directivas de calidad	VDI/VDE 2862 página 2, DIN EN ISO 9001	
● De serie ○ Opcional * provisional		
Modelo comercial	SC2200-10	SC2475-10

Tabla 5 - Datos generales Inversor Sunny - Fuente: Ficha técnica de Inversor.

3.2.4- Trackers

A fin de aumentar el rendimiento de nuestra Central Fotovoltaica, los paneles solares serán fijados sobre sistemas móviles, realizando los mismos un movimiento sobre un eje, posicionándolos diariamente de Este a Oeste buscando el ángulo ideal con respecto al sol. El sistema está compuesto por varias estructuras metálicas y un sistema electromecánico capaz de mover los paneles en forma conjunta, asistido por una central electrónica, la cual se basa en las coordenadas geográficas y la hora del lugar, para determinar mediante un algoritmo la posición exacta. A su vez recibe información de una central anemométrica, y en caso de ser necesario, posiciona los paneles en forma horizontal para evitar accidentes.

El modelo seleccionado será el Axone 4.0 de la marca PVH, capaz de mover 30 filas de hasta 40 módulos cada una, dando un total de 1200 módulos por tracker, reduciendo el uso de componentes electrónicos, actuadores y motores.



Ilustración 18 - Movimiento Tracker – Fuente: “<https://pvhardware.com/wp-content/uploads/2018/07/axone-solar-tracker-motor-PVH-800x743.png>”.

Este Tracker cuenta además con el sistema “backtracking” que mejora la producción en las primeras y últimas horas de luz, este sistema detecta cuando una fila de paneles provoca sombra sobre la fila inmediata posterior y ajusta el ángulo para evitar tales sombreados.

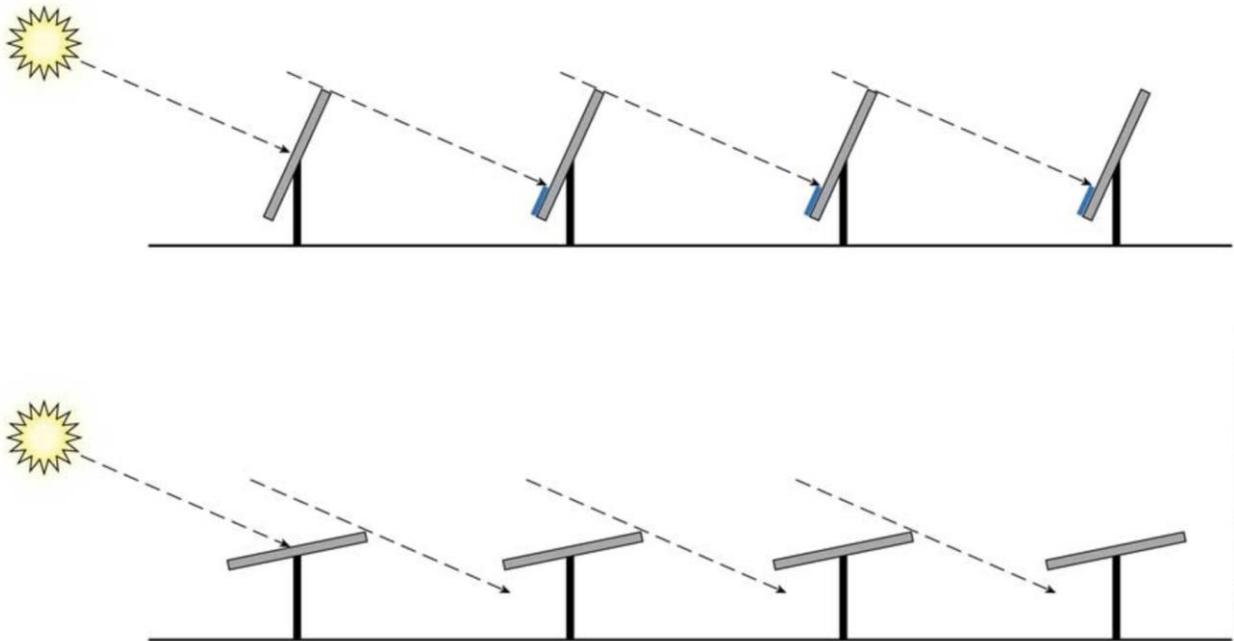


Ilustración 19 - Sistema Backtracking – Fuente:

["https://solarprofessional.com/sites/default/files/articles/ajax/docs/10_SP4_4_pg28_Smith-14.jpg"](https://solarprofessional.com/sites/default/files/articles/ajax/docs/10_SP4_4_pg28_Smith-14.jpg).

Para maximizar la relación entre generación de energía y costos de instalación, el fabricante recomienda la instalación con una distancia de 5 metros entre ejes de cada fila.

3.2.5- Transformador BT/MT

Estos transformadores tendrán la función de elevar la tensión proveniente de los inversores para adecuarla a la tensión de la red de MT existente, y poder así inyectar la energía generada.

Para su elección tendremos en cuenta diversos criterios como el mantenimiento, las pérdidas, y las potencias estandarizadas, como así también los requisitos descritos por el fabricante del inversor en las especificaciones técnicas del mismo.

El transformador a utilizar tendrá las siguientes características:

- Relación de transformación: 0,4/13,2 kV
- Tipo de aislación: Aceite
- Nivel de aislación BT permanente: 2,4 kV
- Nivel de aislación MT permanente: 14,5 kV
- Grupo de conexión: YNd11
- Frecuencia: 50 Hz
- Tensión de CC: 6 %
- Potencia: 2500 kVA
- Norma de construcción y ensayo: IRAM 2250

3.2.6- Red MT

La red de media tensión será la encargada de realizar la conexión entre los bornes de los transformadores y la celda de entrada de la ET Caucete.

Se crearán tres ramales de MT, para conectar la salida de cada centro de transformación al tren de celdas ubicado en la Sala de Operación y Control (SOyC). Dichos ramales tendrán origen en cada una de las celdas ubicadas de forma contigua a su respectivo transformador. Las mismas tienen como destino en común el tren de celdas desde el cual se vinculará la Planta con la ET.

3.3- Configuración y diseño de la instalación

Las especificaciones técnicas de los inversores brindan información necesaria para el diseño de nuestro parque solar. A partir de la configuración que se adopte, se podrá determinar la cantidad de paneles que se requiere, como así también la potencia y tensión de trabajo de los inversores.

3.3.1- Determinación de la potencia del parque

La potencia máxima del parque depende principalmente del área útil disponible en nuestro predio, pero también es limitada por las especificaciones del plan Renovar 3.0. Este plan establece que el punto de interconexión debe ser en tensiones de 13,2 kV, 33 kV o 66 kV. La ciudad "Caucete" distribuye su energía en líneas de 13,2 kV, por lo que la potencia máxima de nuestro parque también estará limitada por la potencia máxima que transmite una línea de dicha tensión (13,2 kV).

3.3.2- Determinación de potencia por inversor

El número de inversores depende de la potencia estimada de nuestro parque, como seleccionamos inversores de 2200 kW, para lograr una potencia total de 6600 kW requerimos 3 inversores.

En general, se recomienda sobredimensionar la potencia de la planta fotovoltaica con respecto a la potencia del inversor. Esto se debe a que los valores de irradiancia suelen ser inferiores a los 1000 W/m², lo que, en conjunto con mayores temperaturas de los módulos, efectos del sombreado y otras pérdidas eléctricas, producen que la potencia operacional de la planta sea inferior a la potencia nominal de la misma.

La relación típica entre la potencia nominal y la potencia operacional es del 80 %, por lo que sobredimensionaremos entre un 25 % y 30 % la potencia en módulos con respecto a la del inversor.

3.3.3- Tensión de entrada al inversor – Numero de módulos en serie

La cantidad de módulos en serie (String) fija el valor de tensión máxima del sistema, el cual

se produce cuando el circuito de corriente continua se encuentra abierto. Es necesario que dicho valor no supere a la tensión máxima admisible por el inversor (1100 V), ni la máxima tensión de aislación de los módulos (1500 V).

La tensión de circuito abierto (V_{oc}) de los módulos aumenta con la disminución de la temperatura. Generalmente se proporciona la tensión V_{oc} cuando el módulo está a 25°C.

Para conocer la máxima tensión V_{oc} que pueden tener los módulos en nuestro parque, es necesario afectar esta tensión por un coeficiente de temperatura.

La temperatura mínima registrada por el Servicio Meteorológico Nacional en la ciudad Caucete, es de -9,2°C.

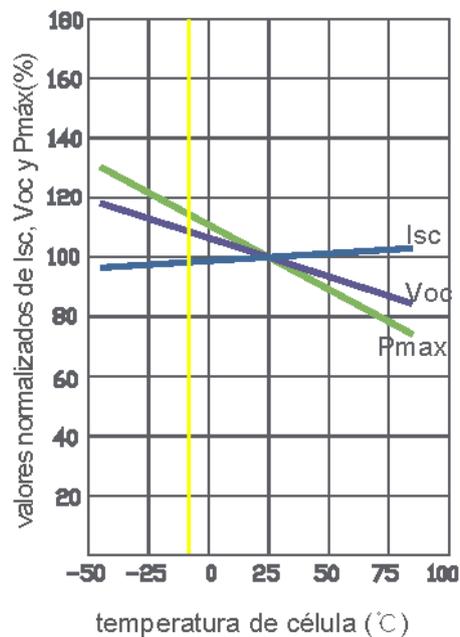


Ilustración 20 - Tensión V_{oc} según temperatura – Fuente: Ficha Técnica de Modulo Fotovoltaico.

La tensión máxima de cada módulo será:

$$47,2 \text{ V} \times 1,09 = 51,5 \text{ V}$$

El máximo número de módulos en serie será:

$$N_{max} = \frac{V_{max}}{V_{oc}(-10^{\circ}\text{C})} = \frac{1100 \text{ V}}{51,5 \text{ V}} = 21,3$$

Otro dato que es necesario verificar para averiguar la cantidad de módulos por serie, es que el valor de tensión de la serie se encuentre dentro del rango MPP (Punto de máxima potencia) en el que trabaja el inversor, ya que salir de ese rango implica una reducción general del rendimiento.

El rango de tensión del MPP de nuestro inversor se encuentra entre los 570 V y 950 V, y la tensión de MPP para cada módulo varía entre los 35,6 V y 38 V según las condiciones climáticas presentes.

El número mínimo de módulos en serie para estar dentro del rango MPP es:

$$N_{min} = \frac{V_{min\ MPP\ Inv}}{V_{min\ MPP\ Mod}} = \frac{570\ V}{35,6\ V} = 16,01$$

El número máximo de módulos en serie para estar dentro del rango MPP es:

$$N_{min} = \frac{V_{max\ MPP\ Inv}}{V_{max\ MPP\ Mod}} = \frac{950\ V}{38\ V} = 25$$

Adoptamos un total de 20 módulos por serie.

3.3.4- Corriente de entrada al inversor – Numero de String en paralelo

La cantidad de String conectados en paralelos determinara la corriente de entrada a nuestro inversor, teniendo en cuenta que cada uno de ellos tiene una corriente en el punto Pmax-IMPP determinada por nuestros paneles solares igual a 8.82 A y que nuestro inversor es capaz de soportar hasta 3960 A (35° C) de corriente de entrada, estamos en condiciones de determinar la cantidad máxima de String a conectar:

$$S_{max} = \frac{I_{cc\ max}}{I_{mpp}} = \frac{3960\ A}{8,82\ A} = 449$$

3.3.5- Potencia máxima por Inversor

Adoptamos un total de 420 String conectados en paralelo, teniendo en cuenta que cada uno de ellos cuenta con 20 paneles de 335 Wp, determinamos la potencia máxima teórica:

$$P_{max\ cc} = 420 \times 20\ \text{paneles} \times 335\ Wp = 2814\ kW$$

De acuerdo a las especificaciones técnicas del Inversor seleccionado, el mismo es capaz de transformar hasta 2200 kVA, y según la relación típica entre la potencia nominal y la operacional, la cual se encuentra entre 25 % y 30 %, instalando una potencia igual a 2814 kW, nos encontramos un 28 % por encima de la potencia nominal.

3.3.6- Cajas de conjunción

El inversor seleccionado cuenta con un total de hasta 24 entradas de corriente continua proveniente del campo de generación (protegidas por dos polos) y teniendo en cuenta que contamos con un total de 420 String por inversor, será necesario instalar cajas de conjunción. A fin de dejar alguno de estos bornes para reserva, solo se utilizarán 21 del total.

$$S_{C.Conj.} = \frac{String}{C.Conj.} = \frac{420}{21} = 20$$

Cada una de estas cajas de conjunción recibirá la potencia generada por 20 string, y será el punto que conecte a estos con el inversor.

De acuerdo a cálculos realizados anteriormente, cada tracker cuenta con un total de 1200 módulos, equivalente a 60 string. Teniendo en cuenta que cada Caja de Conjunción soporta 20 string:

$$C.Conj.\cdot Tracker = \frac{60 String}{20} = 3$$

dando un total de 3 cajas de conjunción por cada uno de los tracker instalados.

3.3.7- Tamaño de fusibles de CC (por entrada)

Teniendo en cuenta que la corriente máxima de cada string es de 8,82 A y que cada caja de conjunción recibe un total de 20 string:

$$I_{max} = I_{cc\ max} \times 20 String = 8,82 A \times 20 = 176,4 A$$

La corriente máxima que deberán soportar cada uno de los bornes de entrada será de 176,4 A. Teniendo en cuenta los fusibles disponibles para las entradas, se protegerá cada una de ellas con fusibles de 200 A.

3.3.8- Corriente de Cortocircuito

El modelo de inversor seleccionado es capaz de soportar hasta 6400 A de corriente de cortocircuito, en tanto las especificaciones técnicas del modelo de panel fotovoltaico detallan que podría generar 9,18 A, al estar conectados en serie, cada string podría generar una corriente de igual magnitud, dando como resultado:

$$I_{cc\ max} = 420 String \times 9,18 A = 3855,6 A$$

Quedando la misma por debajo de la corriente máxima de cortocircuito soportada por el Inversor.

3.3.9- Configuración final

A partir de los cálculos realizados previamente, concluimos que la configuración final del parque será:

- 20 paneles por string
- 2 strings por fila (40 paneles por fila)
- 30 filas por cada Tracker (1200 paneles por tracker)
- 7 trackers por inversor (8400 paneles por inversor)

- 3 inversores (25200 paneles)

4- Obra Civil

4.1- Acceso

El acceso al predio será construido bajo el siguiente criterio. Una puerta de 1 m de ancho para acceso peatonal y junto a esta un portón de 6 m de ancho motorizado para acceso vehicular, ambos con una altura total de 2 m. La fijación de ambos será mediante cimentación de hormigón.

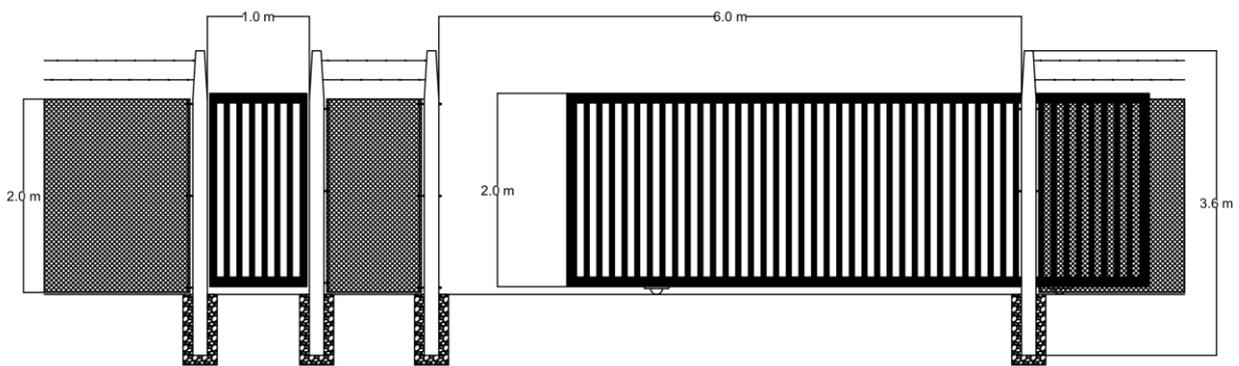


Ilustración 21 - Acceso

4.2- Vallado Perimetral

Se instalará un vallado compuesto por alambre olímpico, el mismo tiene una altura libre de 2 m y rombos de 2", sobre el extremo de este irán colocados dos hilos de alambre de púas, alcanzando en total una altura de 2.5 m. Los postes utilizados serán de Hormigón.

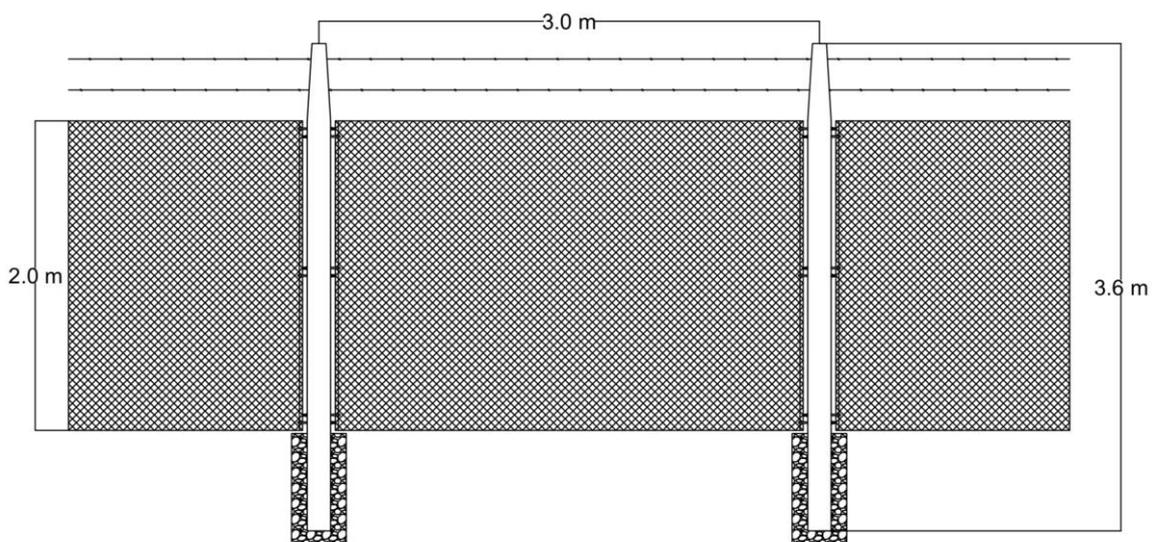


Ilustración 22 - Vallado Perimetral.

4.3- Adecuación del terreno

El predio deberá ser preparado de manera tal que no queden obstáculos que puedan proyectar sombras sobre los módulos fotovoltaicos.

Las principales tareas a tener en cuenta para la adecuación del terreno son:

- Retirar las malezas y realizar la limpieza de la capa superior
- Detección de instalaciones existentes
- Drenaje: previo a comenzar con las tareas de adecuación final, se realizará un análisis hidrológico, topográfico y geotécnico a fin de proyectar los futuros encauces para recoger el agua del predio.
El sistema cuenta con canales paralelos a los caminos internos, los cuales guían el agua a puntos específicos, evitando de esta manera la inundación de la planta.
- Trabajos Topográficos: Se realizará el replanteo de los límites del parque solar, acceso, vallado, etc.

4.4- Canalizaciones

4.4.1- Canalizaciones para Conductores

Los conductores encargados de vincular los String con su respectiva Caja de Conjunción serán transportados mediante bandejas perforadas, las cuales se encuentran en forma paralela al eje que da movimiento al sistema de seguidor solar, estando las mismas elevadas una distancia de 10 cm del suelo.

La energía recolectada en cada una de las Cajas de Conjunción se vincula mediante conductores ubicados en canalizaciones premoldeadas con bandejas perforadas en su interior. Dicha canalización se encuentra protegida por una tapa de H°A°

Los conductores de MT que vinculen tanto los transformadores a la SOyC como esta última a la ET Cauçete serán instalados de manera subterránea con su respectiva protección mecánica.

Se realizarán todas las canalizaciones con el mismo tamaño, logrando de esta manera unificar los diseños y logrando un trabajo más sencillo.

En el apartado anexos, se adjunta plano con especificaciones según diseño del canal.

4.4.2- Canalizaciones para Desagüe

El terreno será nivelado de manera tal que toda el agua recibida por las precipitaciones sea dirigida en sentido Sur – Norte. A su vez se realizarán zanjas en sentido paralelo a las filas de los paneles, evitando de esta manera la acumulación de agua, la cual será dirigida a una alcantarilla que se dispone a un costado por todo el largo del predio.



Ilustración 23 - Canalización zanjeo

A partir de las bajas precipitaciones promedio registradas en la zona se observa que no es necesario realizar grandes tareas para el desagote, pudiendo de esta manera utilizar zanjas anchas y poco profundas, lo que permite el libre tránsito de vehículos como así también peatonal.

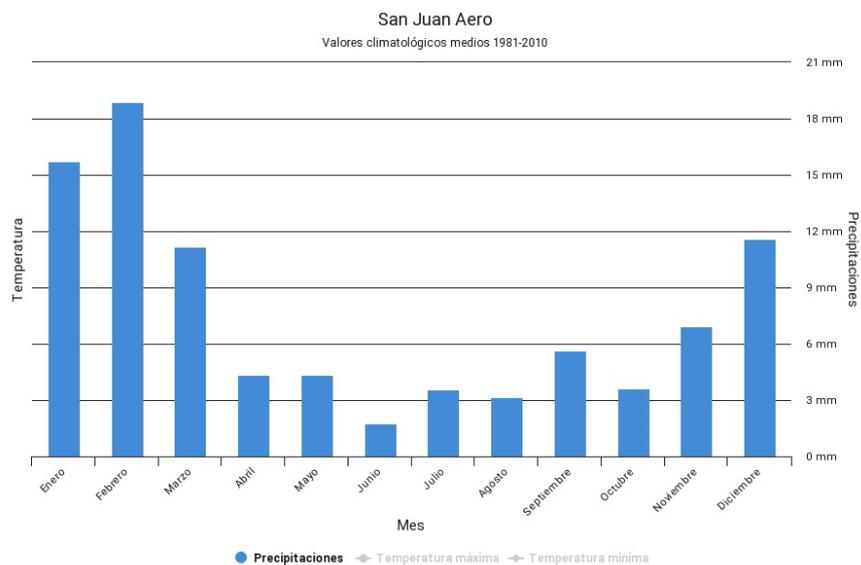


Ilustración 24 - Precipitaciones San Juan – Fuente: Servicio Meteorológico Nacional

En el apartado anexos, se adjunta plano con especificaciones según diseño del canal.

4.5- Cimentaciones de las Estructuras

El terreno deberá ser preparado de manera tal que pueda asumir las tolerancias estructurales de los trackers, el sistema utilizado para fijar los mismos será Picas Hincadas, construidas de acero galvanizado en caliente (perfiles C y H). La profundidad de hincado será

la apropiada de acuerdo a estudios de suelo realizados con anterioridad.

La cimentación de los edificios y demás estructuras que se dispongan a lo largo y ancho de nuestro predio será la adecuada según los resultados del estudio de suelo.

5- Obra Eléctrica

5.1- Puesta a tierra

El objetivo de la puesta a tierra es drenar la corriente que puede producir una falla, sin provocar daños tanto a equipos como al personal, por elevados potenciales de paso y contacto, que pueda causar dicha corriente.

Todos los equipos y elementos metálicos, incluyendo paneles solares, trackers, inversores, transformadores, conductores y alambrados estarán unidos eléctricamente entre sí y a la puesta a tierra.

Los paneles tendrán ambos polos conectados de manera “flotante”, es decir, sin conexión a tierra. Los marcos estarán en contacto a la estructura metálica soporte, que es el medio de conexión con la red equipotencial de tierra.

El sistema de puesta a tierra estará conformado por una malla conductora que cubra el total de la superficie ocupada por el campo de generación fotovoltaico. A su vez, esta malla se conectará con jabalinas distribuidas en el interior de esta y en su perímetro.

Las uniones entre conductores desnudos enterrados se realizarán mediante soldadura cuproaluminotérmica. Las uniones con elementos exteriores, armaduras y picas se realizarán mediante bocas de inspección que permitan realizar mediciones anuales o verificar el estado de conductores y jabalinas.

5.1.1- Calculo de Puesta a Tierra

Se desea crear una malla de puesta a tierra para la Central Fotovoltaica, que sea capaz de drenar una corriente de falla monofásica de 13,12 kA, obtenida a partir de la suposición de que la potencia de cortocircuito fuese de 300 MVA, sin provocar daños tanto a equipos como al personal, por elevados potenciales de contacto y paso, que pueda causar dicha corriente.

Datos de partida:

- Superficie del terreno 550 m x 350 m= 192500 m²
- Corriente de falla monofásica 13,12 kA
- Resistividad del terreno 15 Ωm
- Terreno no agresivo frente a metales como cobre, bronce y/u aleaciones.

Cálculos:

Para dichos cálculos se utiliza las especificaciones Técnicas N° 75 de Aguas y Energía, y la Norma VDE-0141.

Para la construcción de la malla se propone un conductor de cobre cableado 19 x 2,5 mm de 95 mm², que tiene un diámetro exterior $\varnothing_c = 0,0126$ m.

Jabalina propuesta de $\frac{3}{4}$ " , diámetro exterior $\varnothing_j = 0,019$ m, y 3 m de largo.

1) Verificación térmica del cable

- $I_{k''} = 13,12$ kA
- $t = 1$ segundo
- $c = 0,0925$ Cal/ g °c
- $g = 8,9$ gr/ cm³
- $\rho_0 = 0,0178$ Ω mm²/m
- $T_1 = 40^\circ\text{C}$
- $T_2 = 200^\circ\text{C}$
- $a = 0,004$

$$S_{min} = \frac{1000 I_{k''} \sqrt{t}}{\sqrt{\frac{9,64 c g \log[1 + a(T_2 - T_1)]}{\rho_0 a}}}$$

$$= \frac{1000 \cdot 13,12 \text{ kA} \cdot \sqrt{0,08s}}{\sqrt{\frac{9,64 \times 0,0925 \frac{\text{Cal}}{\text{g}^\circ\text{C}} \times 8,9 \frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \times \log[1 + 0,004(200^\circ\text{C} - 40^\circ\text{C})]}{0,0178 \frac{\Omega\text{mm}^2}{\text{m}} \times 0,004}}} = 84,78 \text{ mm}^2$$

Por lo tanto, el conductor seleccionado verifica ya $95 \text{ mm}^2 > 84,78 \text{ mm}^2$

En caso de utilizar conductores de cobre sección rectangular:

$$\varnothing_{equivalente} = \frac{2(a + b)}{\pi}$$

Adoptando $a = 9b \rightarrow 84,78\text{mm}^2 = \frac{2(9b+b)}{\pi} = \frac{20b}{\pi} \rightarrow b = 13,32 \text{ mm}$ adoptamos

$b = 14 \text{ mm} \rightarrow$ por lo tanto $a = 126 \text{ mm}$

2) Se propone la siguiente malla:

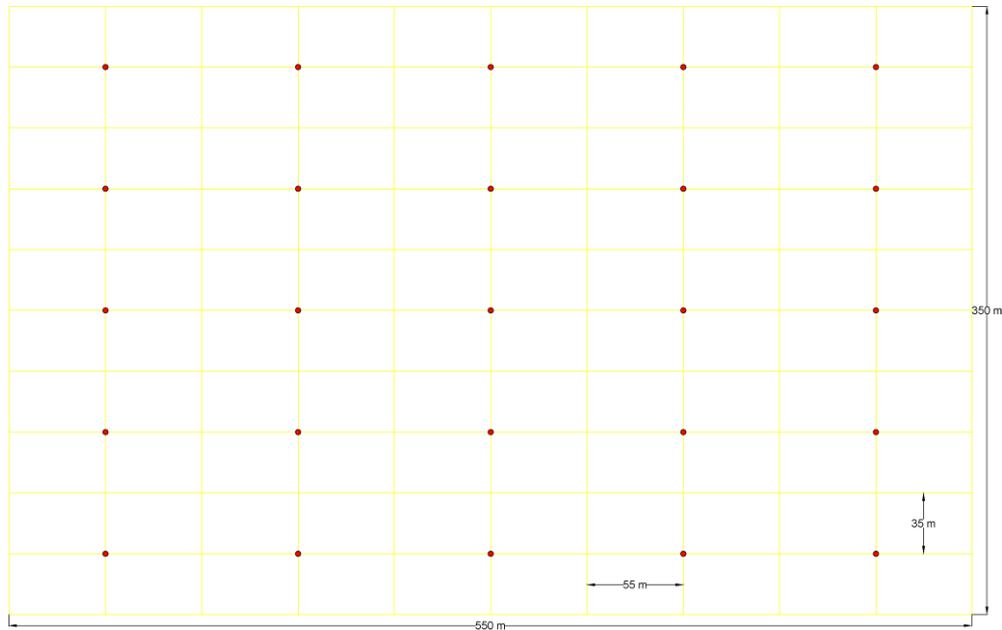


Ilustración 25 - Malla PAT

Datos de la malla propuesta:

- n° de cables a lo largo 11
- n° de cables a lo ancho 11
- n° de jabalinas 25
- L_m longitud de cables enterrados 9975 m
- $K_1=1,35$
- $K_2=5,74$
- $h= 1,5$ m

3) Cálculo de las resistencias

Resistencia de la malla:

$$R_m = \frac{0,313 p_0}{L_m} \left(2,313 \log \left(\frac{2 L_m}{\sqrt{\varnothing_c h}} \right) + k_1 \frac{L_m}{\sqrt{A}} - k_2 \right) =$$

$$R_m = 0,0176 \Omega$$

Resistencia de la jabalina:

$$R_j = \frac{0,159 p_0}{n_j L_j} \left[\left(2,303 \log \left(\frac{8 L_j}{\varnothing_j} \right) \right) - 1 + \left(\frac{2 k_1 L_j}{\sqrt{A}} (\sqrt{n_j} - 1)^2 \right) \right]$$

$$R_j = 0,2047 \Omega$$

Resistencia mutua

$$R_w = R_w - \frac{0,318 p_0}{L_m} [2,303 \log \left(\frac{L_j}{\sqrt{\emptyset_c h}} \right) - 1]$$

$$R_w = 0,0166 \Omega$$

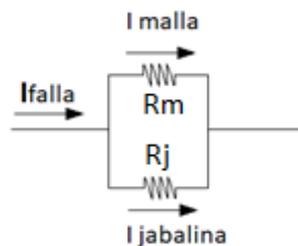
Resistencia del conjunto malla-jabalina

$$R_c = \frac{R_m R_j - R_w^2}{R_m + R_j - 2R_w} =$$

$$R_c = 0,0471 \Omega \text{ Por lo tanto verifica, ya que es menor a } 1\Omega$$

4) Cálculo de los potenciales

Para el cálculo de los potenciales, se hallan las corrientes que circulan por la malla y por las jabalinas.



$$\begin{cases} I_m + I_j = I_f \\ I_m R_m = I_j R_j \end{cases} \quad I_f = 13,12kA; I_m = 12,08kA; I_j = 1,04kA$$

Potencial de la malla:

$$V_m = R_m I_m = 212,43 V$$

Potencial de paso:

$$V_p = 0,16 p_0 \frac{I_m}{L h} = 1,94 V < 125 V \text{ Por lo tanto verifica}$$

Potencial de contacto:

$$V_c = 0,7 p_0 \frac{I_m}{L} = 12,72 V < 125 V \text{ Por lo tanto verifica}$$

Gradiente en el interior de la malla:

$$V_g = \frac{4 p_0 I_m}{D^2} = 1,71 V/m$$

Potencial en un punto fuera de la malla:

$$V(x) = V_m \frac{2}{\pi} \operatorname{Arcsen} \left(\frac{\sqrt{A}}{2x} \right) = V(36,8m) = 99,86 V$$

Diferencia de potencial:

$$\text{Dif. de pot.} = V_m - V(325,9m) = 112,57 V$$

5) Medidas complementarias

- Los conductores que están en la periferia de la malla se entierran a una profundidad de 2 m con el fin de disminuir el potencial en la periferia de la malla.
- Todas las partes conductivas que puedan accidentalmente llegar a energizarse, o que puedan llegar a tener diferencias relativas de potencial con otras partes metálicas, se vincularan a la malla de puesta a tierra, mediante conductores rígidos o flexibles de ser necesario.
- Debe conectarse a la malla el acero de refuerzo de las obras civiles, rieles para movilización de transformadores, tuberías de agua potable y bandejas portacables, así también el techo y estructura metálica que lo conforman.
- Las ventanas, puertas, pasamanos, tableros, etc, del edificio de control también deben conectarse a tierra, lo mismo que las instalaciones de baja tensión.
- Para formar las cuadrículas de la malla, se utilizará soldadura cuproaluminotermica. La vinculación de la malla a las jabalinas se realizará mediante morsetos de bronce o aleación especial que no sea atacadas por el terreno.
- Se dejarán cámaras de inspección para las jabalinas, las mismas se podrán desvincular de la malla de tierra con el fin de poder medir la resistencia de cada jabalina independientemente de la malla.

5.2- Conductores

5.2.1- Cables BT

El cable de baja tensión conectará el inversor con el transformador de potencia. Por las características del inversor, se requiere que la tensión de aislación del conductor sea superior a los 2,4 kV. Por la gran cantidad de corriente que deberá circular por el mismo, se procurará que los transformadores se ubiquen próximos a los inversores a modo de reducir las pérdidas por efecto Joule.

5.2.2- Cables MT

Los cables de media tensión para la conexión del sistema a la red de distribución serán de Cobre, con aislación de XLPE y deberán contar con una sección apropiada para asegurar una caída de tensión menor al 1 % para el lado de corriente alterna.

Se contempla el suministro e instalación de las siguientes líneas de media tensión:

- Desde los transformadores hasta las celdas ubicadas en el edificio central.
- Desde las celdas del edificio central hasta la red MT proveniente de la subestación Cauce.

5.2.3- Circuito CC

Cada string formado por 20 módulos fotovoltaicos se conectará mediante un cable solar a una caja de conjunción. Esta caja de conjunción formara un paralelo de 20 string para agruparlos en una única salida que se conectara a una entrada del inversor. Habrá un total de 3 cajas por tracker, y 21 cajas de conjunción asociadas a cada inversor.

Dichas cajas de conjunción estarán equipadas con los siguientes elementos:

- Fusibles de 15 A en cada string.
- Seccionador de 250 A.
- Descargador de sobretensión.
- Conexión de puesta a tierra.

Los cables utilizados en la instalación deben estar protegidos contra la degradación por la exposición solar, como a las altas temperaturas.

Serán señalizados de manera tal de diferenciar el polo negativo del positivo de una manera rápida y sencilla.

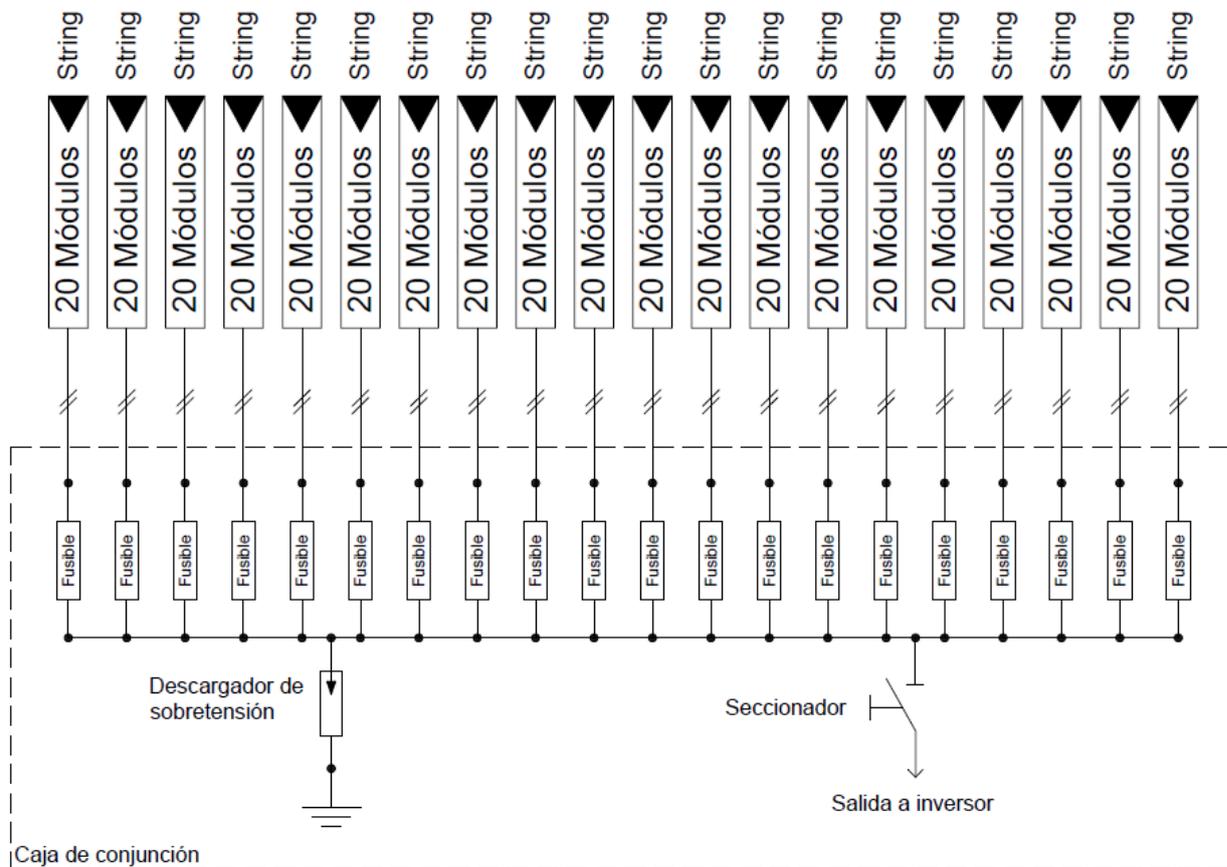


Ilustración 26 - Configuración String/Caja de Conjunción

5.2.4- Calculo de Conductores

Todos los conductores serán diseñados de manera que la sumatoria de las caídas de tensión que en cada uno de ellos existiese no supere el 2%.

Los cálculos de los conductores se realizan mediante planilla de Excel, se puede recurrir al ANEXO de Cálculo de Conductores.

5.3- SPCR

5.3.1- Introducción

A fin de evitar daños ocasionados por la descarga directa o indirecta de un rayo, se diseñará el Sistema de Protección Contra Rayos, logrando de esta manera proteger tanto al personal como equipamiento de la instalación.

Se realizó la instalación de una malla de puesta a tierra sobre el predio donde se instalará el Parque Solar, la cual es capaz de conducir las corrientes debidas a descargas atmosféricas, de forma directa, limitando las sobretensiones debido a estas descargas.

Se deberán proteger todos los circuitos del parque solar para evitar daños por

sobretensiones, por lo cual se instalarán protecciones de sobretensión (SPD) en los diferentes circuitos, tanto de CC, CA, como también circuitos destinados a datos.

5.3.2- Protección – Corriente Continua

A diferencia de los típicos sistemas de Corriente Alterna que se encuentran conectados a las redes, la corriente de cortocircuito disponible en un sistema fotovoltaico se encuentra limitada, por lo que los sistemas de protección deberán funcionar eficazmente en niveles bajos de corriente por fallas.

Se instalarán SPD a cada uno de los String en las diferentes Cajas de Conjunción, logrando proteger el sistema de baja tensión contra sobretensiones provocadas por descargas directas, sobretensiones inducidas y de conmutación, lo que logrará que en caso de algún fallo solo quede fuera de servicio el String conectado aguas abajo, evitando que actué la protección de sobretensión incorporada en cada uno de los Inversores, lo que pondría fuera de servicio el mismo, deteniendo la producción energética y haciendo necesario la intervención de personal.

SPD Tipo 2, será el encargado de proteger los circuitos de Corriente Continua, evitando la propagación de sobretensiones en la instalación de baja tensión.

5.3.3- Protección – Corriente Alterna

Debido a que la Central Fotovoltaica se encuentra vinculada a una Subestación a la cual se dirige la energía generada, por dicho vínculo y debido a causas externas a la Central se pueden producir sobretensiones, por lo que será necesario proteger el equipamiento utilizado de las mismas. Se deberá colocar SPD aguas abajo de los inversores, los cuales deberán drenar las sobrecorrientes.

5.3.4- SPCR Edificio Operación y Control

Con el fin de proteger nuestro Edificio de Operación y Control contra descargas atmosféricas, se diseñará un sistema de protección capaz de poder captar los rayos y drenar su energía a tierra sin dañar las instalaciones y protegiendo al personal que se encuentra en su interior.

Podemos diferenciar dos partes del SPCR, una protección externa formada por captadores, bajadas y dispersores, y una protección interna formada por conexiones equipotenciales, limitadores de sobretensión, etc.

El diseño de la protección se basará en la norma IRAM 2184-1-1 “Protección de estructuras contra descargas eléctricas atmosféricas”.

Cálculos:

Dimensiones del edificio:

Largo(L): 19 m ; Ancho(A): 11 m ; Alto(H): 4 m

1-Determinacion de la cantidad de descargas a tierra esperadas (N_d)

$$N_d = N_g \times A_e \times C_1 \times 10^{-6}$$

Donde:

N_g = Densidad promedio de caída de rayos a tierra.

$$N_g = 0,04 \times T^{1,25}$$

T=Número de días de tormenta al año según registro (Aproximadamente 25 días para Caucete)

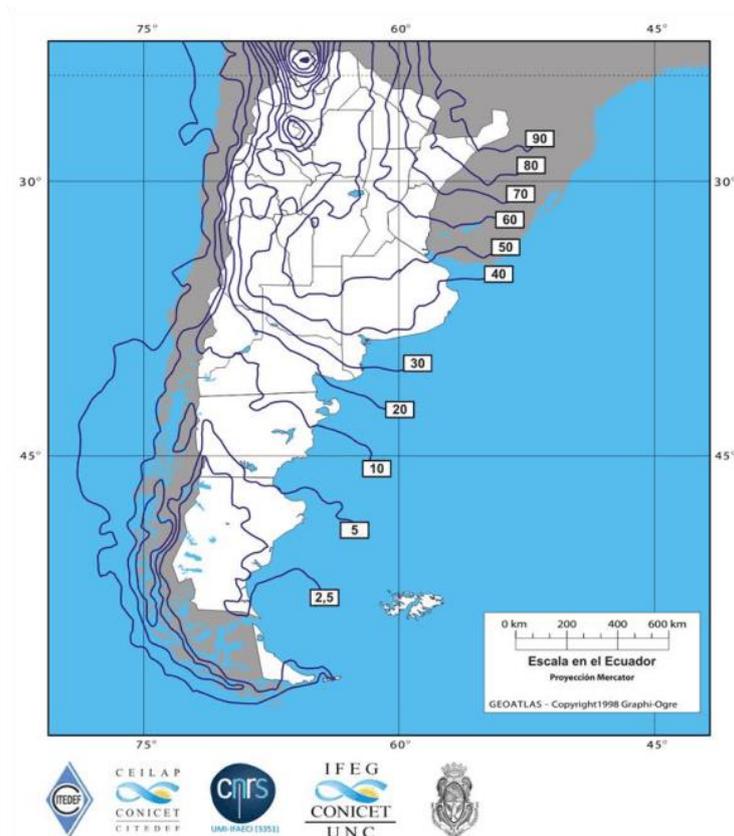


Ilustración 27 – Mapa Isoceraunico Argentina – Fuente: CONICET.

$$N_g = 0,04 \times 25^{1,25} = 2,24$$

C_1 = Coeficiente que tiene en cuenta la topografía del sitio y de los objetos situados

alrededor del edificio.

Situación relativa de la estructura de altura H	Coefficiente C ₁
Estructura situada en un espacio donde hay otras estructuras o árboles de la misma o mayor altura que la de la estructura considerada (H)	0,25
Estructura rodeada de otras estructuras más pequeñas (alturas < H)	0,5
Estructura aislada: no hay otras estructuras a distancias menores que 3H	1
Estructura aislada en la cumbre de una colina o sobre un promontorio	2

Tabla 6 - Coeficiente según topografía y objetos – Fuente: Norma IRAM 2184-1

$$C_1 = 0,5$$

A_e = Área colectora equivalente, ésta considera que las descargas cercanas al edificio tienen los mismos efectos que una descarga directa.

$$\begin{aligned} A_e &= 6 \times H \times (A + L) + L \times A + 9 \times \pi \times H^2 \\ &= 6 \times 4 \text{ m} \times (11 \text{ m} + 19 \text{ m}) + 19 \text{ m} \times 11 \text{ m} + 9 \times \pi \times (4 \text{ m})^2 \\ &= 1381,4 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

$$N_d = N_g \times A_e \times C_1 \times 10^{-6} = 2,24 \times 1381,4 \times 0,5 \times 10^{-6} = 1,55 \times 10^{-3} \text{ [Rayos directos/Años]}$$

2-Determinación de la Cantidad de descargas aceptadas capaces de generar daños sobre la estructura (N_c).

$$N_c = \frac{5,5 \times 10^{-3}}{C} \left[\frac{\text{Rayos}}{\text{Años}} \right] \quad C = C_2 \times C_3 \times C_4 \times C_5$$

Donde:

C₂=Coeficiente del tipo de construcción de la estructura

		Techado o tejado		
		Metálica	Común	Inflamable
Estructura	Metálica	0,5	1	2
	Común	1	1	2,5
	Inflamable	2	2,5	3

Tabla 7 - Coeficiente según estructura – Fuente: Norma IRAM 2184-1

$$C_2 = 1$$

C₃=Coeficiente de evaluación del contenido de la estructura

Contenido de la estructura	Coficiente C ₃
Sin valor o no inflamable	0,5
De valor común o normalmente inflamable	1
De gran valor o particularmente inflamable	2
De valor excepcional, irremplazable o muy inflamable, explosivo	3

Tabla 8 - Coficiente según contenido de estructura – Fuente: Norma IRAM 2184-1

C₃= 2

C₄=Coficiente de evaluación de la ocupación de la estructura

Ocupación de la estructura	Coficiente C ₄
No ocupada	0,5
Normalmente ocupada	1
De evacuación difícil o con riesgo de pánico	3

Tabla 9 - Coficiente según ocupacionalita – Fuente: Norma IRAM 2184-1

C₄= 1

C₅=Coficiente de evaluación de las consecuencias de impacto de rayo sobre el entorno de la estructura

Consecuencias de un impacto de rayo	Coficiente C ₅
Sin necesidad de continuidad en el servicio y con alguna consecuencia sobre el entorno	1
Con necesidad de continuidad en el servicio y con algunas consecuencias para el entorno	5
Con varias consecuencias para el entorno	10

Tabla 10 - Coficiente según consecuencias – Fuente: Norma IRAM 2184-1

C₅= 5

$$C = 1 \times 2 \times 1 \times 5 = 10$$

$$N_c = \frac{5,5 \times 10^{-3}}{10} = 5,5 \times 10^{-4} \text{ [Rayos/Años]}$$

4-Verificación de la necesidad de SPCR.

Como $N_d > N_c$ ($1,55 \times 10^{-3} > 5,5 \times 10^{-4}$), se necesita SPCR.

5-Calculo de la Efectividad (E)

$$E = 1 - \frac{N_c}{N_d} = 1 - \frac{5,5 \times 10^{-4}}{1,55 \times 10^{-3}} = 0,64$$

Niveles de protección	Eficiencia E del spcr
I + Medidas complementarias (*)	$E > 0,98$
I	$0,95 < E \leq 0,98$
II	$0,90 < E \leq 0,95$
III	$0,80 < E \leq 0,90$
IV	$0 < E \leq 0,80$

Tabla 11 - Niveles de protección – Fuente: Norma IRAM 2184-1

Como la efectividad se encuentra entre 0 y 0,80, se deberá adoptar una protección clase IV.

El nivel de protección nos da las bases de diseño de nuestro sistema SPCR, como el ángulo de protección, el radio de la esfera rodante, la cantidad de bajadas necesarias y las secciones mínimas de los conductores.

Colocación del dispositivo captor en función del nivel de protección:

Nivel de protección	Métodos de protección		
	De la esfera rodante	De las mallas	Del ángulo α de protección
	Radio R [m]	Dimensiones máximas [m x m]	Valores de α (°)
I	20	5 x 5	Véanse la figura y el gráfico debajo de esta tabla
II	30	10 x 10	
III	45	15 x 15	
IV	60	20 x 20	

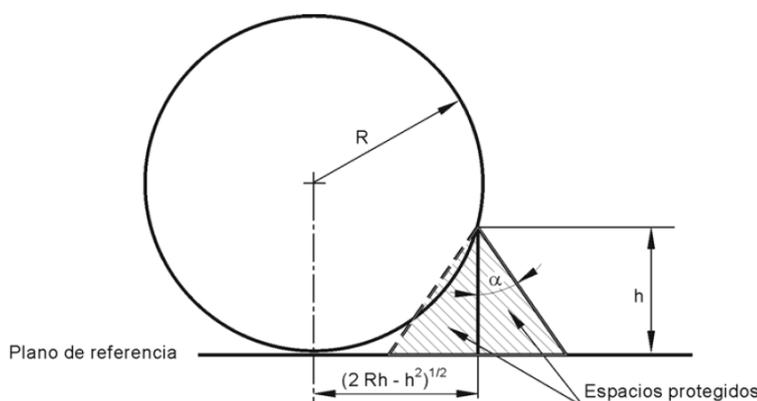


Tabla 12 - Diámetro esfera rodante – Fuente: Norma IRAM 2184-1

Distancia de separación media de las bajadas en función del nivel de protección:

Nivel de protección	Distancia media (m)
I	10
II	15
III	20
IV	25

Tabla 13 - Separación media de bajadas – Fuente: Norma IRAM 2184-1

Dimensiones mínimas de los materiales del SPCR:

Nivel de protección	Materiales	Elemento captor (mm ²)	Bajadas (mm ²)	Sistema de tierra (mm ²)
I al IV	Cu	35	16	50
	Al	70	25	-
	Fe	50	50	80
	Acero-cobre	35	16	50

Tabla 14 - Dimensionamiento de materiales – Fuente: Norma IRAM 2184-1

Se tomarán medidas adicionales, como instalar limitadores de sobretensión en los tableros y conectar todas las partes metálicas a tierra.

6-Sistema SPCR

La protección interna estará compuesta por dispositivos contra corriente de rayo y descargadores de sobretensiones (SPD) instalados en el tablero general, tableros seccionales, y en equipos valiosos que se encuentre alejados de los tableros seccionales.

Para la protección exterior, se instalarán puntas captadoras de 3m de longitud, las cuales se utilizarán para proteger la totalidad del edificio.

El cable y las antenas captadoras se conectarán a la malla de puesta a tierra y a las jabinas mediante una serie de bajadas no distanciadas a más de 25 m. dichas bajadas se realizarán con un conductor de aluminio de 25 mm².

La ubicación de las antenas captadoras se va a determinar utilizando el método de la esfera rodante y el método del ángulo de protección.

En nuestro caso como el nivel de protección es 4, el radio de la esfera rodante es de 60 m y el ángulo de protección de 50°.

6- Estudio de la producción de energía

6.1- Introducción

Como se explicó anteriormente, la producción de energía depende de varios factores como la radiación solar, la temperatura, la velocidad del viento, las sombras, etc. A su vez, muchos

de estos factores varían con la estación del año, lo que provoca que la producción de energía no sea continua a lo largo del año.

Como resulta demasiado complejo realizar los cálculos para determinar la producción de energía debido a la cantidad de factores intervinientes en la misma, se utilizará el software de simulación “PVSyst” que simplifica esta tarea y es un referente en el diseño de todo tipo de instalaciones fotovoltaicas.

6.2- Principales parámetros del sistema

Las características principales del sistema a introducir en el programa para realizar la simulación son los siguientes:

- **Ubicación:** Caucete, San Juan, Argentina.
- **Tipo de sistema:** Conectado a la red.
- **Orientación de módulos:** Seguidor de eje horizontal, con límites de rotación $\pm 55^\circ$, con Backtracking, separados a 5 m entre ejes.
- **Módulo FV:** Jinkosolar JKM 335PP-72-V, Strings de 20 módulos, con un total de 1260 cadenas en paralelo y 25200 módulos utilizados.
- **Inversor:** SMA Sunny Central 2200, 3 unidades.
- **Necesidades de los usuarios:** Carga ilimitada (red)

6.3- Resultados

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 8442 kWp

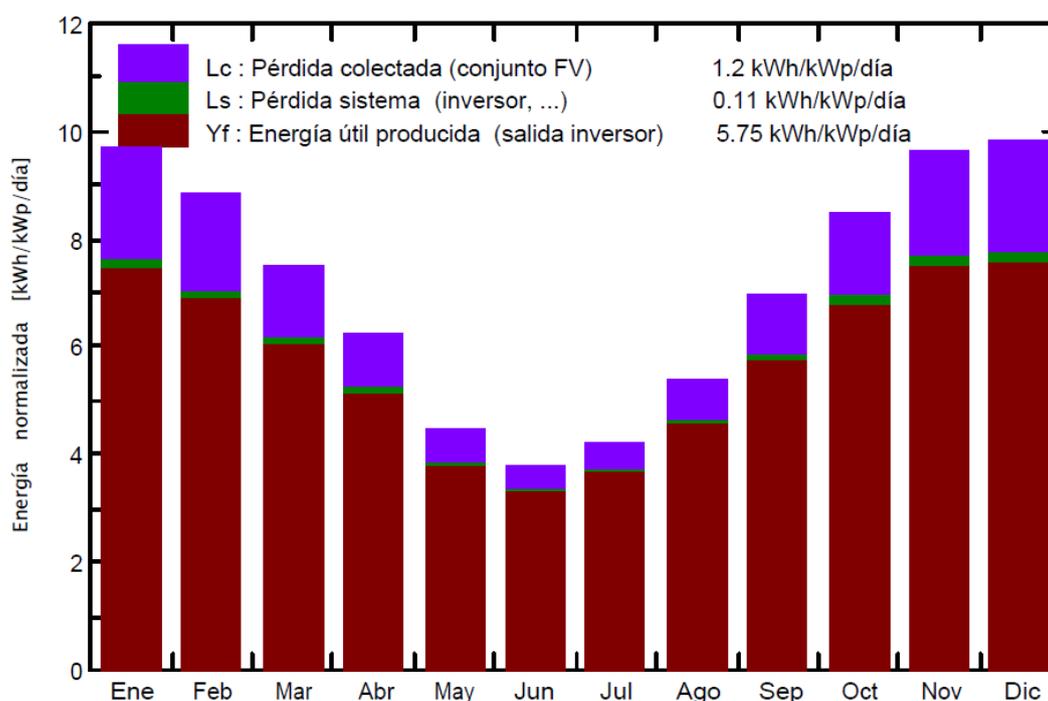


Ilustración 28 - Producciones normalizadas – Fuente: Informe PVSyst

Se puede observar que, como consecuencia de la mayor radiación solar en los meses de verano, la energía producida en estos meses es considerablemente mayor a la energía generada en los meses de invierno.

Otro dato interesante que se puede observar, son las pérdidas colectadas por el conjunto FV. Estas pérdidas se deben principalmente al incremento de la temperatura ambiente, que eleva la temperatura de trabajo de los módulos FV, disminuyendo la producción de energía.

Índice de rendimiento (PR)

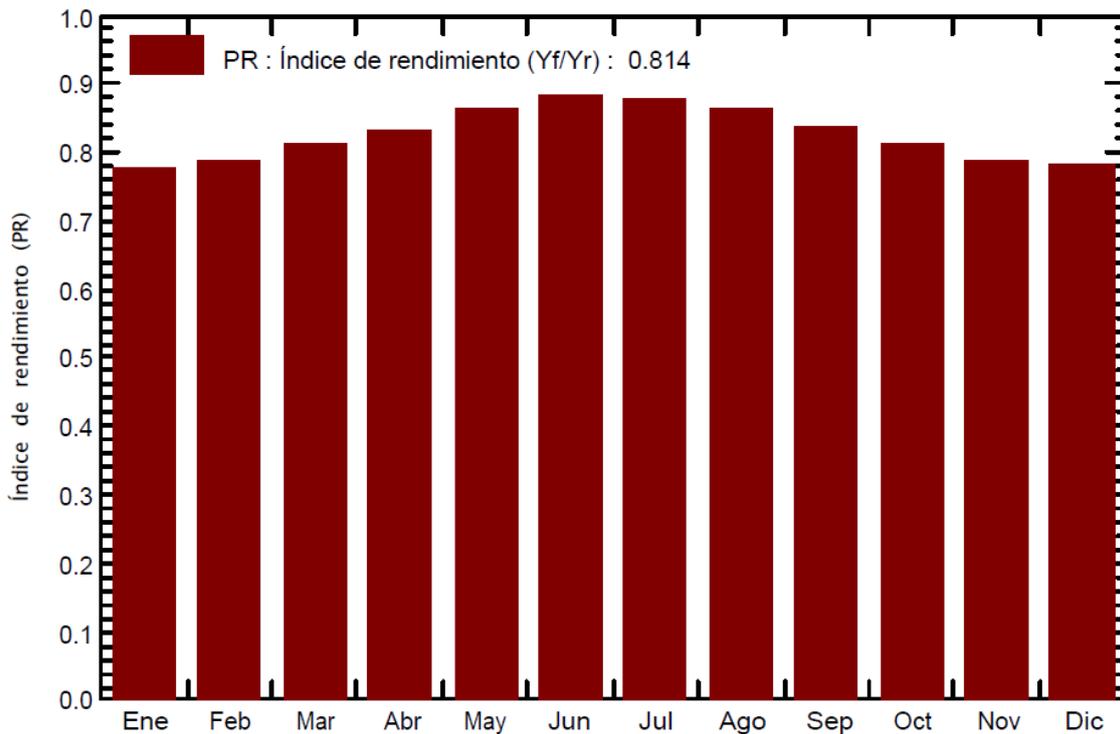


Ilustración 29 - Índice de rendimiento – Fuente: Informe PVSyst

El Índice de rendimiento (PR) es la relación entre la energía real inyectada a la red y un valor teórico de producción que se obtiene de multiplicar la potencia pico del sistema por la irradiación solar. Si la energía teórica generada por los módulos FV se inyectara a la red sin ningún tipo de pérdidas, el PR sería del 100 %.

**Simulación
Balances y resultados principales**

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	228.2	65.10	26.55	299.5	282.5	2002	1965	0.777
Febrero	187.4	52.40	25.10	247.6	233.3	1673	1642	0.785
Marzo	172.2	44.30	21.80	232.0	218.4	1619	1589	0.811
Abril	135.8	32.40	16.80	186.8	174.6	1338	1313	0.833
Mayo	101.6	27.30	11.80	138.2	128.4	1025	1006	0.862
Junio	83.3	23.70	7.50	114.3	105.5	866	850	0.881
Julio	95.6	26.00	7.80	130.9	121.2	990	971	0.879
Agosto	121.4	31.90	10.00	166.2	154.5	1229	1206	0.860
Septiembre	153.3	39.30	14.80	207.3	194.8	1492	1464	0.836
Octubre	196.3	49.00	19.10	261.4	246.8	1827	1792	0.812
Noviembre	217.5	57.00	22.70	288.5	272.3	1953	1916	0.787
Diciembre	231.6	65.40	25.91	303.7	286.7	2034	1996	0.778
Año	1924.2	513.80	17.45	2576.3	2418.7	18048	17710	0.814

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto
	T_Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía inyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Índice de rendimiento

Tabla 15 - Simulación (balance y resultados principales) – Fuente: Informe PVSyst

En la tabla 15 se puede ver un resumen de valores por mes, entre los que se encuentran la energía generada, la eficiencia del sistema, la irradiación global horizontal, etc.

En la siguiente figura podemos observar un detalle de las pérdidas producidas por el sistema, diferenciando el causante de las mismas (Sombras, temperatura, resistencia óhmica, etc.) como así también su magnitud porcentual.

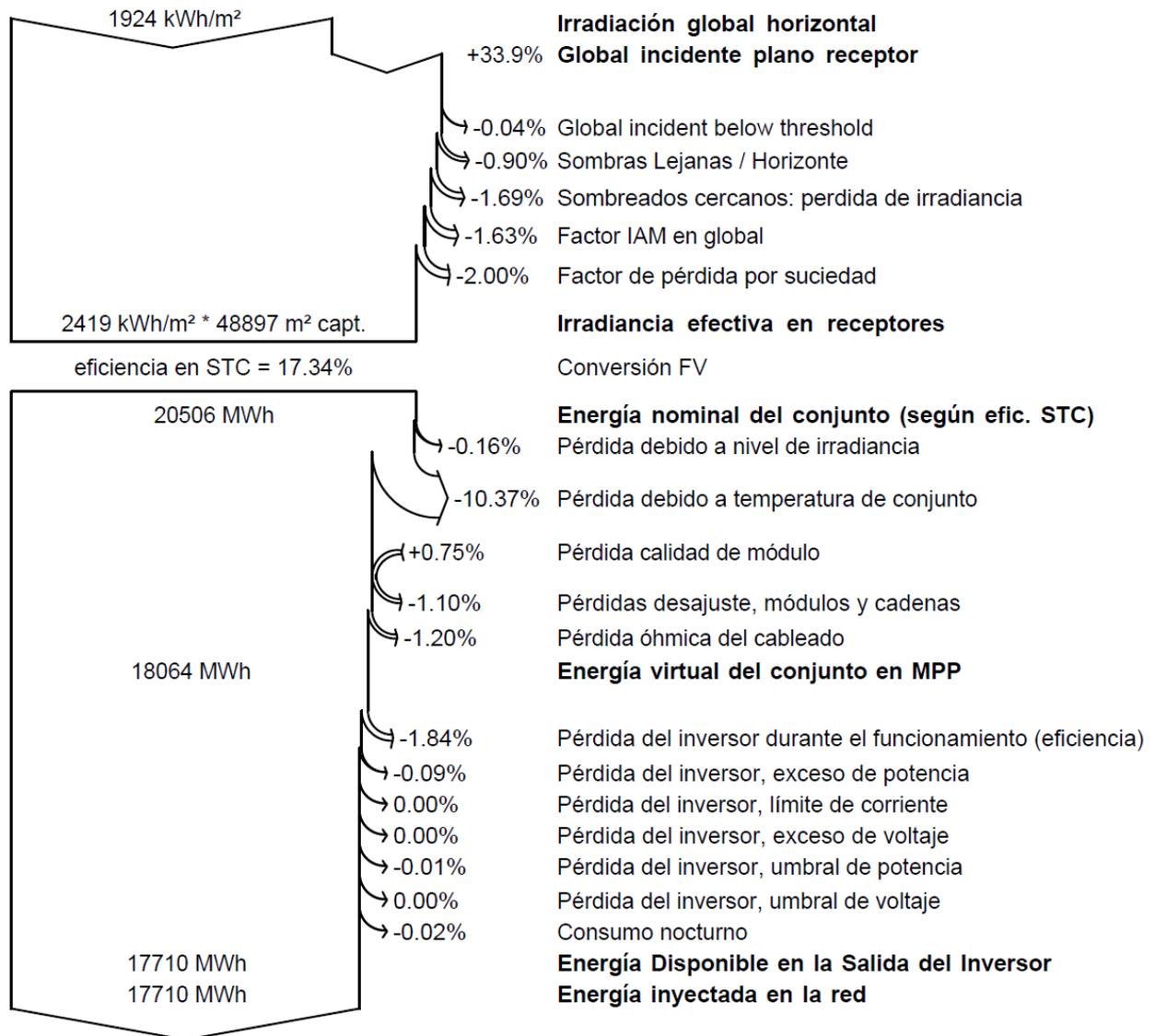


Ilustración 30 - Pérdidas de energía — Fuente: Informe PVSyst

7- Estudio de gases de efecto invernadero

7.1- Introducción

El efecto invernadero es un proceso natural por el cual los gases que están presentes en la atmósfera “atrapan” la radiación que la Tierra emite al espacio. Esta emisión de la Tierra es producto del calentamiento de su superficie por la incidencia de la radiación. Así, el efecto invernadero hace que la temperatura media de la Tierra sea de alrededor de 33 °C más que si este proceso no ocurriera.

Asimismo, aunque la superficie terrestre, los océanos y los hielos son calentados directamente por el Sol, no absorben toda la energía. Parte de esta es devuelta hacia la atmósfera como otro tipo de energía que, una vez en ella, es retenida momentáneamente

por el vapor de agua, el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄) y otros gases. Los gases que tienen esta propiedad se denominan gases de efecto invernadero (GEI).

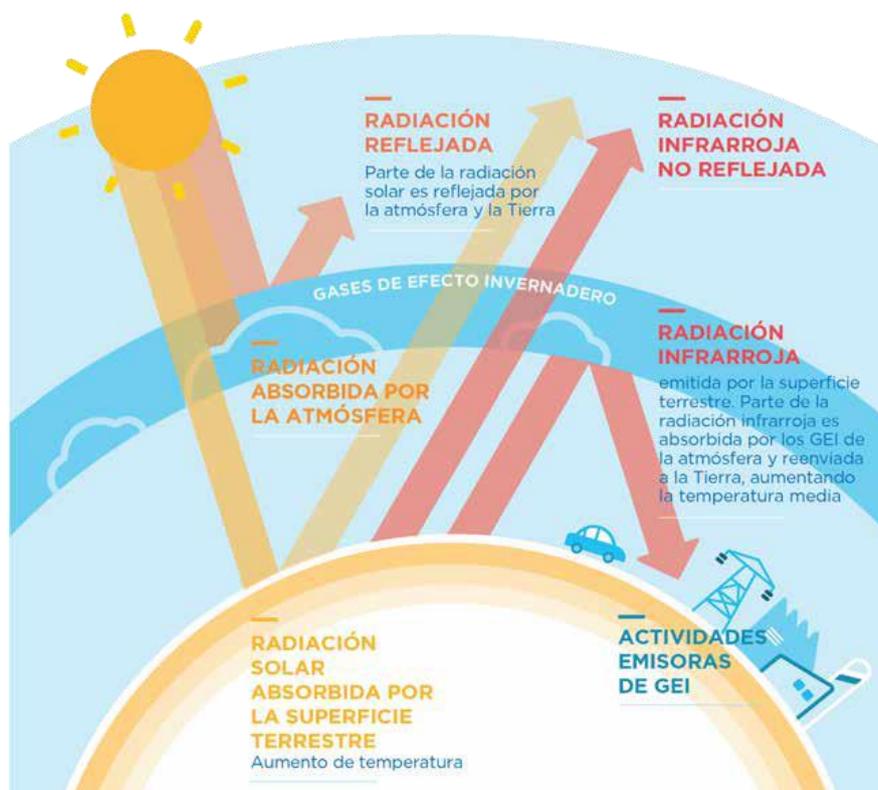


Ilustración 31 - Gases efecto invernadero – Fuente: “Inventario nacional de gases de efecto invernadero”, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

Este aumento continuo en los GEI de la atmosfera hace que el efecto invernadero sea cada vez mayor y provoque impactos significativos en el medio ambiente.



Ilustración 32 - Efectos de GEI - Fuente: “Inventario nacional de gases de efecto invernadero”, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

7.2- Producción e impacto de GEI en Argentina

El inventario nacional de gases de efecto invernadero, publicado en el año 2017 y realizado por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, detalla los impactos ambientales que ya son visibles en la Argentina, como así también cuáles serán los próximos

a ocurrir si se continua con la tendencia de producción de estos gases.

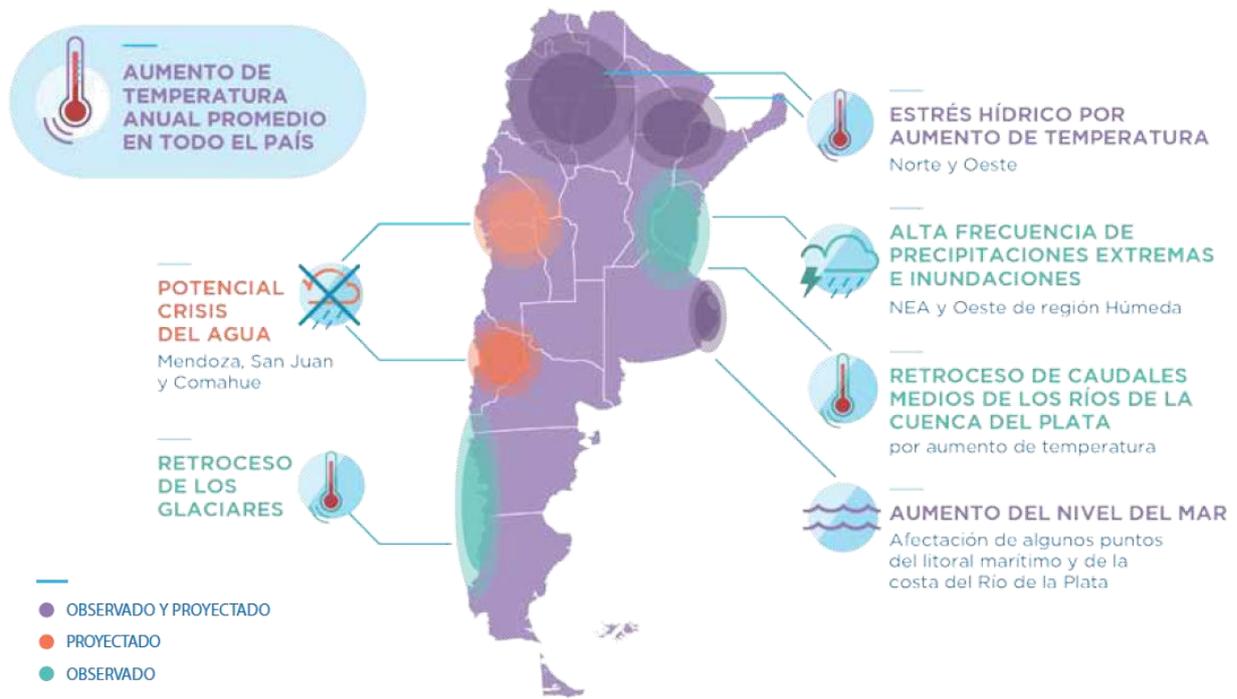
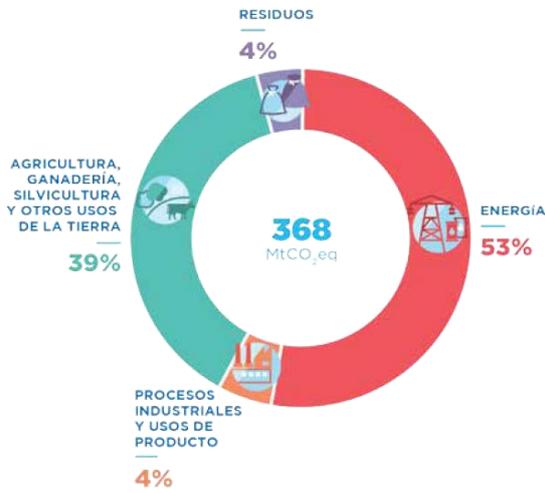


Ilustración 33 - Impacto de GEI en Argentina - Fuente: "Inventario nacional de gases de efecto invernadero", Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

En este inventario también se clasifican los sectores que más aporte hacen al efecto invernadero, donde se destaca el aporte del sector energético mediante la producción de CO₂.

Es necesario aclarar que no todos los gases tienen la misma capacidad de absorber la radiación infrarroja, ni igual vida media en la atmósfera. Por lo que para realizar comparaciones se adopta el CO₂ como patrón de referencia a la retención de calor en la atmósfera.

Total inventario



Gases por sector (MtCO₂eq)

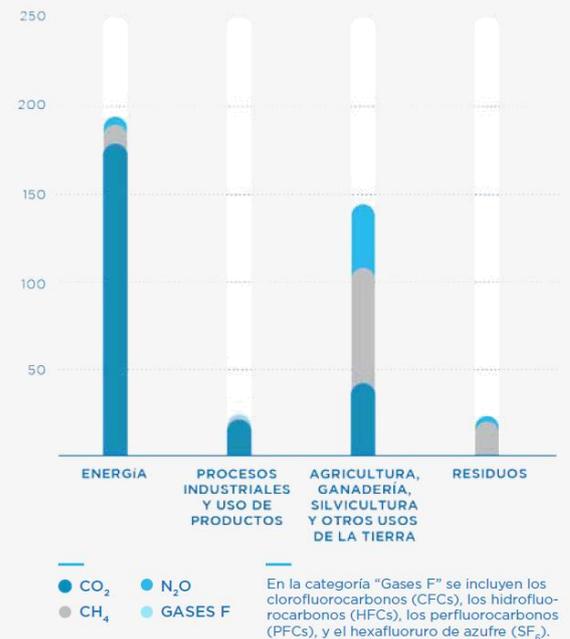


Ilustración 34 - Producción de CO₂ - Fuente: "Inventario nacional de gases de efecto invernadero", Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

Sin embargo, el dato más impactante no es el porcentaje de GEI producido por el sector energético, sino la evolución de la producción a lo largo del tiempo, llegando a duplicarse en tan solo 24 años.

Serie histórica total

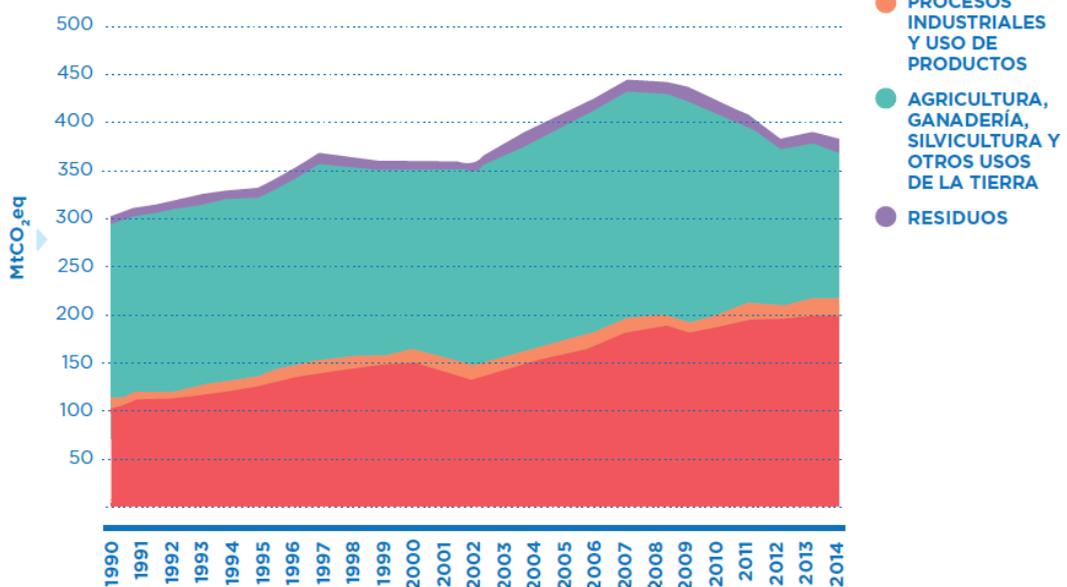


Ilustración 35 - Cronología de GEI - Fuente: "Inventario nacional de gases de efecto invernadero", Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

Dentro del sector energético se engloban todas las emisiones de GEI que emanan de la combustión y fugas de combustibles. Gran parte de la combustión se utiliza para la producción de electricidad en ciclos combinados, turbinas de gas y vapor, y equipos diésel. Pero también la combustión se utiliza para transporte, calefacción de hogares, refinación del petróleo, etc.

Emisiones generación electricidad por MWh generado y por tipo

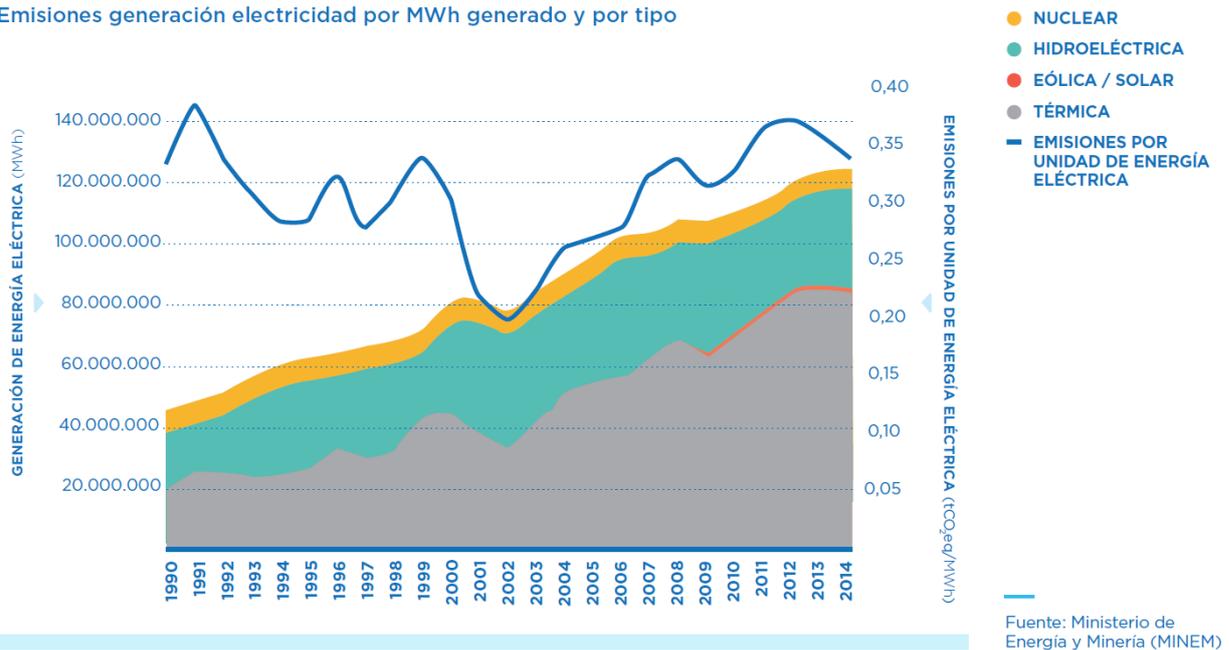


Ilustración 36 - Generación de Emisiones de CO₂/Energía Eléctrica - Fuente: "Inventario nacional de gases de efecto invernadero", Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

En el gráfico anterior se puede observar que las emisiones por unidad de energía eléctrica en el año 1990 son similares a las del año 2014, pero la demanda eléctrica fue creciendo continuamente, pasando de 45.000.000 MWh a 125.000.000 MWh respectivamente. Este aumento en la demanda fue abastecido en su gran mayoría mediante generación térmica, principal productora de CO₂. Como consecuencia de esto, las emisiones se triplicaron en dicho lapso.

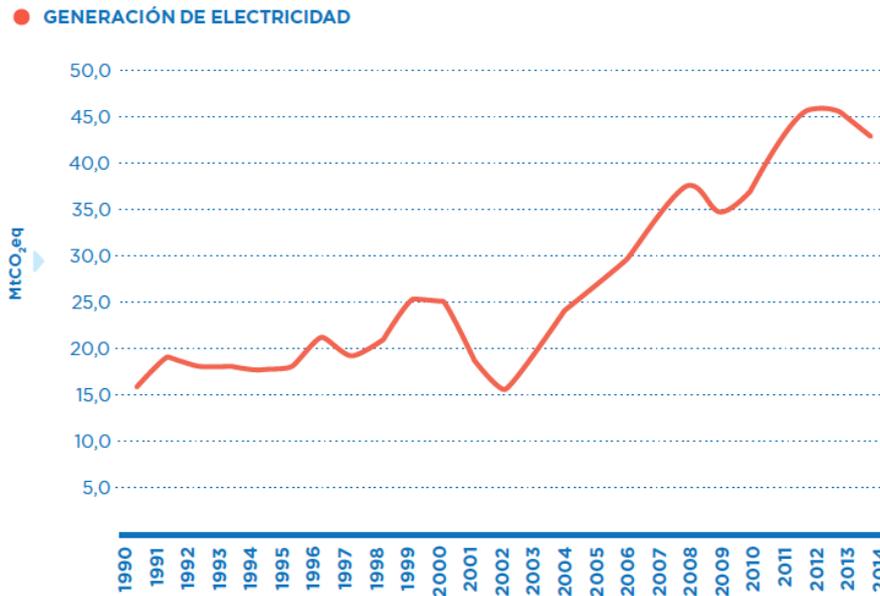


Ilustración 37 - Emisiones de CO₂ - Fuente: “Inventario nacional de gases de efecto invernadero”, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

7.3- Energía solar fotovoltaica

La producción de energía eléctrica mediante un sistema fotovoltaico es considerada energía limpia, ya que no emite CO₂ y, por lo tanto, no contribuye al cambio climático.

Sin embargo, si se considera todo el ciclo de vida de la instalación fotovoltaica (Desde la construcción al desmantelamiento), se generan emisiones de CO₂. Además, en la producción de los módulos y del resto de componentes (marcos de aluminio, inversores, etc.), se consume electricidad. En la medida en que el mix eléctrico esté compuesto no sólo de renovables, sino también de centrales de gas y vapor, esa producción de módulos y componentes provoca indirectamente, tales emisiones.

7.4- Cuantificación de emisiones

Es posible cuantificar el ahorro de emisiones de CO₂ por la operación de nuestro parque solar. Para realizar esta estimación, haremos un balance entre las emanaciones asociadas a la fabricación del sistema fotovoltaico (módulos FV y estructuras soportes), y el CO₂ que se emanaría al producir la misma energía que nuestra central, por la red eléctrica existente en la Argentina.

Emanaciones producidas

Se deben a la fabricación de los componentes de un sistema fotovoltaico. Como se desconocen las emanaciones de CO₂ asociadas a muchos de ellos (Fabricación de inversores, transformadores, cables), solo se tendrá en cuenta las emanaciones por la

fabricación de paneles solares y soportes.

Ítem	Módulos FV	Soportes
Emanaciones	1713 kgCO ₂ /kWp	2.43 kgCO ₂ /kg
Cantidad	7812 kWp	1260000 kg
Subtotal [kgCO ₂]	13379769	3067533
Total [tCO₂]	16447,3	

Tabla 16 Emanaciones producidas

Emanaciones reemplazadas

A partir de la energía producida por nuestro parque, calculada previamente con la ayuda del PVsyst, calcularemos las emanaciones reemplazadas por la operación de nuestro parque.

Adoptaremos para este cálculo una vida útil de 30 años, una degradación de 1% anual en la energía generada y una emisión de CO₂ por unidad de energía eléctrica en Argentina de 365 gCO₂/kWh.

Año	Energía producida [MWh/año]	CO ₂ reemplazado [kgCO ₂]	CO ₂ reemplazado acumulado [tCO ₂]
1	17709,5	6463971,2	6464,0
2	17532,4	6399331,4	12863,3
3	17357,1	6335338,1	19198,6
4	17183,5	6271984,7	25470,6
5	17011,7	6209264,9	31679,9
6	16841,6	6147172,2	37827,1
7	16673,2	6085700,5	43912,8
8	16506,4	6024843,5	49937,6
9	16341,4	5964595,1	55902,2
10	16177,9	5904949,1	61807,2
11	16016,2	5845899,6	67653,1
12	15856,0	5787440,6	73440,5
13	15697,4	5729566,2	79170,1
14	15540,5	5672270,6	84842,3
15	15385,1	5615547,9	90457,9
16	15231,2	5559392,4	96017,3
17	15078,9	5503798,5	101521,1
18	14928,1	5448760,5	106969,8
19	14778,8	5394272,9	112364,1
20	14631,0	5340330,1	117704,4
21	14484,7	5286926,8	122991,4

22	14339,9	5234057,6	128225,4
23	14196,5	5181717,0	133407,1
24	14054,5	5129899,8	138537,0
25	13914,0	5078600,8	143615,6
26	13774,8	5027814,8	148643,4
27	13637,1	4977536,7	153621,0
28	13500,7	4927761,3	158548,7
29	13365,7	4878483,7	163427,2
30	13232,1	4829698,9	168256,9
Total de CO2 reemplazado:			168256,9

Tabla 17 CO2 Reemplazado anualmente

Balance de CO2

A partir de las emisiones producidas y reemplazadas calculamos el balance de CO2 para todo el ciclo de vida del Parque Solar. Además, elaboramos un gráfico con las emisiones ahorradas a lo largo del tiempo.

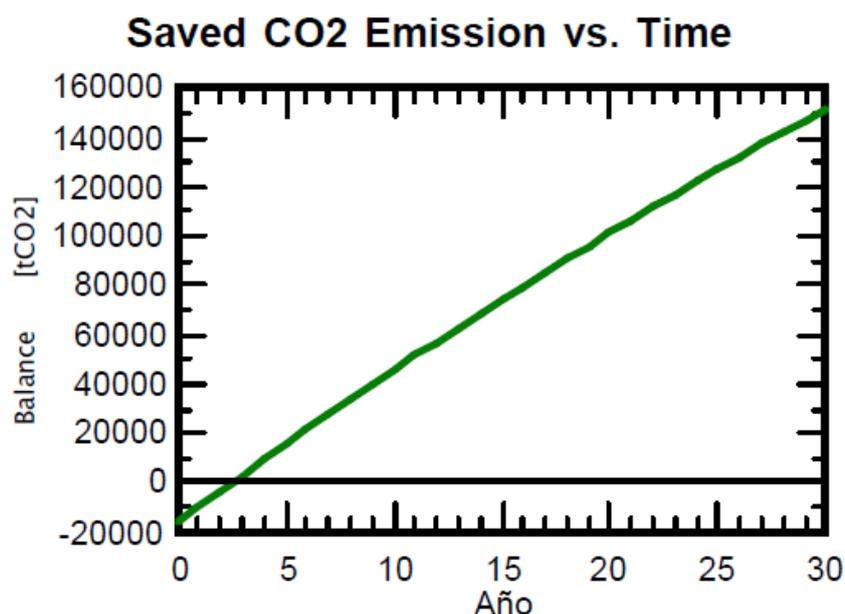


Ilustración 38 - CO2 Reemplazado en el tiempo

Es posible hacer una analogía del CO2 reemplazado por este parque solar, con la cantidad de árboles necesarios para absorber la misma cantidad de CO2. Se estima que una plantación forestal absorbe un promedio de 30 tCO2/ha/año, dependiendo de la especie y densidad de plantación (<http://www.fao.org/3/XII/0043-B2.htm>), por lo que serían necesarias aproximadamente 200 hectáreas de bosque para absorber el CO2 reemplazado por el parque solar durante su vida útil.

8- Análisis de inversión

Una vez determinada la energía que podrá generar el parque a lo largo de su vida útil, es posible estimar los ingresos que obtendremos año a año, y la factibilidad económica del mismo.

Para esto es necesario conocer cuál será la inversión inicial, los costos de operación y mantenimiento, y el precio al cual deberemos vender nuestra energía, por lo que comenzaremos realizando el presupuesto del parque.

8.1- Presupuesto

Ítem	Cantidad	Precio Unitario [USD]	Subtotal [USD]
inversor SMA SunnyCentral 2200	3	300.000	900.000
Panel Jinko JKM335PP V	25200	140	3.528.000
Conductores	-	600.000	600.000
Transformador 0,38/13,2 2,5 MVA	3	22.000	66.000
Soportes paneles	-	400.000	400.000
Tracker	21	7.000	147.000
Celdas 13,2	4	7.000	28.000
Terreno	-	200.000	200.000
Cajas de conjunción	63	1.000	63.000
Materiales de construcción	-	100.000	100.000
Malla de PAT (Conductor y jabalinas)	-	60.000	60.000
Mano de obra	-	2.700.000	2.700.000
Total			8792000

Tabla 18 - Presupuesto

8.2- Ingresos

Los ingresos se obtendrán de la multiplicación de la energía generada, por el valor que le asignamos a esta energía. El precio máximo de Adjudicación para la Tecnología Solar Fotovoltaica es de 60 USD/MWh. Una vez adjudicado el parque, se realizará un contrato con el estado, en el que se compromete a pagar la energía generada durante 20 años al precio que hayamos ofertado. Para realizar el análisis de inversión plantearemos 3 escenarios con distintos valores de energía para evaluar cual resulta más rentable y competitivo.

8.3- Egresos

Conocidos los ingresos anuales y el valor de la inversión inicial, será necesario valorar el costo de empleados para mantener el sistema en funcionamiento.

Estos costos estarán compuestos por la operación y mantenimiento del sistema, y por el personal de seguridad.

- **Operación**

La operación del parque se llevará a cabo por operarios con dos turnos de 8 horas (Mañana y tarde) cuya función principal será controlar el correcto funcionamiento de la planta y realizar mantenimiento preventivo de los elementos eléctricos para que no ocurran paradas inesperadas de los inversores.

- **Mantenimiento**

El mantenimiento del parque fotovoltaico es fundamental para cumplir con los ratios esperados de producción. Será necesario realizar una limpieza de los paneles de manera continua, procurando que cada panel se limpie por lo menos dos veces al año. Este trabajo será llevado a cabo por una persona con un turno de 8 Hs, y en caso de que haya grandes ráfagas de vientos con mugre producto del viento Zonda, se ampliará la jornada de trabajo mediante horas extras.

- **Seguridad**

Además, se incorporará un sereno para cumplir el turno noche (8 Hs), complementando de esta forma los turnos de los operarios, haciendo que siempre haya alguien presente en el parque.

- **Resumen**

Simplificando el cálculo, un presupuesto aproximado de los egresos correspondería a:

- Operarios/Electricistas
 - 2 operarios a 1.500 USD/mes, 12 Meses y aguinaldo.
 - Jornadas de 8 horas
 - **39.000 USD/año**
- Limpieza de Módulos
 - 1 operario a 1.000 USD/Mes, 12 Meses y aguinaldo.
 - Jornada de 8 horas
 - **13.000 USD/año**
- Personal de seguridad
 - 1 operario a 1.000 USD/Mes, 12 Meses y aguinaldo.
 - Jornada de 8 horas
 - **13.000 USD/año**
- **TOTAL: 65.000 USD/año**

Es necesario aclarar que el salario de los operarios irá en aumento a lo largo del tiempo, a una razón de 2 % anual.

En el presupuesto de Mantenimiento consideraremos una partida extraordinaria de 30000 dolares anuales para reponer y renovar elementos del sistema, como cables, paneles solares y estructuras.

8.4- Variables económicas

- **TMAR**

La Tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR) es un porcentaje que es calculado por el inversor del proyecto. Esta tasa se usa como referencia para determinar si el proyecto puede generar ganancias o no. Si el proyecto no tiene una tasa de rendimiento superior a la TMAR, no debe ser aprobado, porque no cumple las expectativas de ganancias del inversor, o directamente no genera ganancias.

Esta tasa es la suma de la tasa de inflación y el riesgo de la inversión, o el costo de oportunidad de invertir nuestro dinero en otro proyecto.

La inflación del dólar está sujeta a la tasa de interés de la Reserva Federal de Estados Unidos, la cual es de 2,5 %. A esta tasa se la considera sin riesgo.

Como se desconoce el costo de oportunidad de nuestro dinero, ya que el proyecto no está diseñado por una empresa en particular sino como tesis de grado, buscaremos calcular la TMAR a partir del riesgo de la inversión.

Podemos clasificar tres tipos de riesgo:

- **Riesgo bajo.** No existe competencia fuerte entre productores, y la demanda del producto o servicio es constante. El porcentaje de riesgo va del 3 al 6%.
- **Riesgo medio.** Son proyectos que cuentan con demanda variable, y competencia considerable. Se considera un porcentaje de riesgo de 6 a 10%.
- **Riesgo alto.** Son negocios o proyectos en el que el precio del producto o servicio varía mucho por la oferta y demanda. También se incluyen en este apartado emprendimientos muy innovadores de los cuales se desconoce la demanda. El porcentaje de riesgo es superior al 10%.

Asignaremos a nuestro proyecto un riesgo bajo, porque una vez ganada la licitación, se nos asegura la compra de toda nuestra generación a un precio fijo (demanda constante independientemente de la competencia). Sin embargo, por la situación actual del país, y el riesgo que existe de que el estado no cumpla con el contrato, adoptaremos una tasa de riesgo de 5%.

$$TMAR = Tasa\ de\ inflación + Tasa\ de\ riesgo$$

$$TMAR = 2,5\% + 5\% = 7,5\%$$

• **VAN**

El valor actual neto, también conocido como valor presente neto, es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. Este método consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros o en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial.

Para actualizar esos flujos netos de caja se utiliza la tasa de descuento calculada previamente (TMAR).

La fórmula que permite calcular el Valor Actual Neto es:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

- V_t representa los flujos de caja de cada año.
- I_0 es el valor de la inversión inicial.
- n es el número de años considerados.
- k es el valor de la TMAR.
- t es el año evaluado.

Cuando el VAN toma un valor igual a 0, k pasa a llamarse TIR (tasa interna de retorno). La TIR es la rentabilidad que nos está proporcionando el proyecto.

Hay tres valores posibles para el VAN, cuyo significado es el siguiente:

Valor	Significado	Decisión a tomar
$VAN > 0$	La inversión producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida (TMAR)	El proyecto debe aceptarse.
$VAN < 0$	La inversión producirá ganancias por debajo de la rentabilidad exigida (TMAR) o produciría pérdidas.	El proyecto debe rechazarse.
$VAN = 0$	La inversión no producirá ganancias ni pérdidas.	Como el proyecto no agrega valor monetario por encima de la

		rentabilidad exigida, la decisión debería basarse en otros criterios como por ej, el posicionamiento de la marca en el mercado.
--	--	---

Tabla 19 – Significado del VAN

8.5- Evaluación del precio de la energía

Como ya habíamos anticipado, vamos a plantear tres escenarios en los cuales el valor de la energía generada será de 54, 56 y 58 USD/MWh. Para cada uno de estos escenarios vamos a calcular los flujos de efectivos anuales, y mediante la tasa TMAR, actualizaremos el flujo neto de cada año al valor presente. Además, calcularemos el VAN para determinar si la inversión debe realizarse y la TIR para determinar cuál es la rentabilidad del proyecto.

Primer escenario, valor de venta de la energía generada: 54 USD/MWh.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
Inversión	-8792000									
Empleados		-65.000	-65.650	-66.307	-66.970	-67.639	-68.316	-68.999	-69.689	-70.386
Mantenimiento		-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000
Venta energía		956.314	946750	937283	927910	918631	909445	900350	891347	882433
Valor terminal										
Balance del año	-8792000	861.314	851.100	840.976	830.941	820.992	811.129	801.351	791.658	782.048
Flujos a valor actual	-8792000	801222	736485	676953	622209	571869	525580	483018	443884	407903
F. acum. val. actual	-8792000	-7990778	-7254293	-6577340	-5955132	-5383263	-4857682	-4374664	-3930780	-3522876

Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
-71.090	-71.800	-72.518	-73.244	-73.976	-74.716	-75.463	-76.218	-76.980	-77.750	-78.527
-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000
873609	864873	856224	847662	839185	830793	822485	814261	806118	798057	790076
										2000000
772.519	763.072	753.706	744.418	735.209	726.078	717.022	708.043	699.138	690.307	2.681.549
383651	344408	316446	299676	275962	254111	233978	215430	198341	174695	631272
-3139225	-2794818	-2478371	-2178695	-1902734	-1648623	-1414644	-1199215	-1000874	-826179	-194907

VAN	-194907
TIR	7,13%

Tabla 20 - Flujos de fondo, VAN y TIR, a 54 USD/MWh

A partir de los cálculos realizados y considerando la venta de energía a un valor de 54 USD/MWh, se observa que el VAN es negativo, por lo que debe rechazarse la inversión, ya

que no cumple con las expectativas de ganancias del inversor.

Segundo escenario, valor de venta de la energía generada: 56 USD/MWh.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
Inversión	-8792000									
Empleados		-65.000	-65.650	-66.307	-66.970	-67.639	-68.316	-68.999	-69.689	-70.386
Mantenimiento		-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000
Venta energía		991.733	981815	971997	962277	952654	943128	933697	924360	915116
Valor terminal										
Balance del año	-8792000	896.733	886.165	875.691	865.308	855.015	844.812	834.698	824.671	814.730
Flujos a valor actual	-8792000	834170	766828	704896	647943	595568	547406	503118	462395	424950
F. acum. val. actual	-8792000	-7957830	-7191002	-6486106	-5838163	-5242595	-4695189	-4192071	-3729677	-3304727

Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
-71.090	-71.800	-72.518	-73.244	-73.976	-74.716	-75.463	-76.218	-76.980	-77.750	-78.527
-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000
905965	896905	887936	879057	870266	861564	852948	844418	835974	827614	819338
										2000000
804.875	795.105	785.418	775.813	766.290	756.848	747.485	738.201	728.994	719.865	710.811
399720	358865	329761	312315	287628	264880	243919	224606	206811	182176	638161
-2905007	-2546142	-2216381	-1904067	-1616439	-1351559	-1107640	-883034	-676224	-494048	144112

VAN	144112
TIR	7,62%

Tabla 21 - Flujos de fondo, VAN y TIR, a 56 USD/MWh

Vendiendo la energía a razón de 56 USD/MWh, el proyecto cumple con las expectativas económicas, ya que el VAN es positivo.

Tercer escenario, valor de venta de la energía generada: 58 USD/MWh.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
Inversión	-8792000									
Empleados		-65.000	-65.650	-66.307	-66.970	-67.639	-68.316	-68.999	-69.689	-70.386
Mantenimiento		-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000
Venta energía		1.027.152	1016880	1006711	996644	986678	976811	967043	957372	947799
Valor terminal										
Balance del año	-8792000	932.152	921.230	910.405	899.675	889.038	878.495	868.044	857.684	847.413
Flujos a valor actual	-8792000	867118	797170	732840	673677	619267	569231	523218	480905	441997
F. acum. val. actual	-8792000	-7924882	-7127712	-6394872	-5721195	-5101928	-4532697	-4009479	-3528574	-3086577

Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
-71.090	-71.800	-72.518	-73.244	-73.976	-74.716	-75.463	-76.218	-76.980	-77.750	-78.527
-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000	-30000
938321	928937	919648	910452	901347	892334	883410	874576	865830	857172	848600
										2000000
837.231	827.137	817.130	807.208	797.371	787.618	777.947	768.359	758.851	749.423	740.073
415788	373323	343075	324953	299294	275649	253859	233781	215281	189656	645049
-2670789	-2297466	-1954391	-1629438	-1330144	-1054495	-800635	-566854	-351573	-161918	483132

VAN	483132
TIR	8,10%

Tabla 22 - Flujos de fondo, VAN y TIR, a 58 USD/MWh

Con la venta de energía a razón de 58 USD/MWh, aumentan las ganancias, dando una tasa de rentabilidad de 8,1 %.

Comparativa

Precio de venta de energía (USD/MWh)	54	56	58
VAN	-194907	144112	483132
TIR	7,13%	7,62%	8,10%

Tabla 23 - Comparación VAN y TIR

A partir de la comparativa realizada podemos observar que vendiendo la energía a 56 USD/MWh el proyecto es rentable, y a medida que aumentamos el valor de la energía, aumentan nuestras ganancias, pero también aumentan las posibilidades de no quedar adjudicados en el Renovar MINIREN, porque existen más ofertas superadoras a la nuestra (Ofertas que venden la energía a menor precio). Por lo que **establecemos un valor de venta de energía de 56 USD/MWh.**

9- Índice de Figuras

ILUSTRACIÓN 1 - BALANZA COMERCIAL ENERGÉTICA DE ARGENTINA	6
ILUSTRACIÓN 2 – MATRIZ ENERGÉTICA ARGENTINA	7
ILUSTRACIÓN 3 - CELDA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	8
ILUSTRACIÓN 4 - EFECTO FOTOVOLTAICO	8
ILUSTRACIÓN 5 - PANEL SOLAR	9
ILUSTRACIÓN 6 - PANEL SOLAR (PARTES).....	10
ILUSTRACIÓN 7 – INVERSOR.....	11
ILUSTRACIÓN 8 - SEGUIDOR SOLAR	12
ILUSTRACIÓN 9 - RADIACIÓN ÉNERO	13
ILUSTRACIÓN 10 - RADIACIÓN JULIO	13
ILUSTRACIÓN 11 - DISTRIBUIDORES HABILITADOS.	15
ILUSTRACIÓN 12 - DISTRIBUIDORES HABILITADOS.	15
ILUSTRACIÓN 13 – UBICACIÓN	16
ILUSTRACIÓN 14 - DIAGRAMA DE FLUJO.....	17
ILUSTRACIÓN 15 - PANEL MONOCRISTALINO.	18
ILUSTRACIÓN 16 - PANEL POLICRISTALINO.	19
ILUSTRACIÓN 17 - DIBUJOS TÉCNICO Y RENDIMIENTO ELÉCTRICO PANEL SOLAR.	19
ILUSTRACIÓN 18 - MOVIMIENTO TRACKER.	22
ILUSTRACIÓN 19 - SISTEMA BACKTRACKING.	23
ILUSTRACIÓN 20 - TENSIÓN VOC SEGÚN TEMPERATURA.....	25
ILUSTRACIÓN 21 - ACCESO	28
ILUSTRACIÓN 22 - VALLADO PERIMETRAL.....	28
ILUSTRACIÓN 23 - CANALIZACIÓN ZANJEO	30
ILUSTRACIÓN 24 - PRECIPITACIONES SAN JUAN.....	30
ILUSTRACIÓN 25 - MALLA PAT	33
ILUSTRACIÓN 26 - CONFIGURACIÓN STRING/CAJA DE CONJUNCIÓN.....	37
ILUSTRACIÓN 27 – MAPA ISOCERAUNICO ARGENTINA.....	39
ILUSTRACIÓN 28 - PRODUCCIONES NORMALIZADAS	44
ILUSTRACIÓN 29 - ÍNDICE DE RENDIMIENTO	45
ILUSTRACIÓN 30 - PERDIDAS DE ENERGÍA	47
ILUSTRACIÓN 31 - GASES EFECTO INVERNADERO.	48
ILUSTRACIÓN 32 - EFECTOS DE GEI	48
ILUSTRACIÓN 33 - IMPACTO DE GEI EN ARGENTINA.....	49
ILUSTRACIÓN 34 - PRODUCCIÓN DE CO2	50
ILUSTRACIÓN 35 - CRONOLOGÍA DE GEI	51
ILUSTRACIÓN 36 - GENERACIÓN DE EMISIONES DE CO2/ENERGÍA ELÉCTRICA	51
ILUSTRACIÓN 37 - EMISIONES DE CO2	52
ILUSTRACIÓN 38 - CO2 REEMPLAZADO EN EL TIEMPO	54

10- Índice de Tablas

TABLA 1 - DISTRIBUIDORES HABILITADOS	14
TABLA 2 – UBICACIÓN.....	16
TABLA 3 - ESPECIFICACIONES PANEL SOLAR	20
TABLA 4 - DATOS TÉCNICOS INVERSOR SUNNY CENTRAL	21
TABLA 5 - DATOS GENERALES INVERSOR SUNNY.....	21
TABLA 6 - COEFICIENTE SEGÚN TOPOGRAFÍA Y OBJETOS	40
TABLA 7 - COEFICIENTE SEGÚN ESTRUCTURA	40
TABLA 8 - COEFICIENTE SEGÚN CONTENIDO DE ESTRUCTURA	41
TABLA 9 - COEFICIENTE SEGÚN OCUPACIONALITA	41
TABLA 10 - COEFICIENTE SEGÚN CONSECUENCIAS	41
TABLA 11 - NIVELES DE PROTECCIÓN.....	42
TABLA 12 - DIÁMETRO ESFERA RODANTE	42
TABLA 13 - SEPARACIÓN MEDIA DE BAJADAS.....	43
TABLA 14 - DIMENSIONAMIENTO DE MATERIALES	43
TABLA 15 - SIMULACIÓN (BALANCE Y RESULTADOS PRINCIPALES).....	46
TABLA 16 EMANACIONES PRODUCIDAS.....	53
TABLA 17 CO2 REEMPLAZADO ANUALMENTE	54
TABLA 18 - PRESUPUESTO.....	55
TABLA 19 – SIGNIFICADO DEL VAN	59
TABLA 20 - FLUJOS DE FONDO, VAN Y TIR, A 54 USD/MWH.....	59
TABLA 21 - FLUJOS DE FONDO, VAN Y TIR, A 56 USD/MWH.....	60
TABLA 22 - FLUJOS DE FONDO, VAN Y TIR, A 58 USD/MWH.....	61
TABLA 23 - COMPARACIÓN VAN Y TIR	61

11- Bibliografía

- **IMPLEMENTACIÓN Y EJECUCIÓN DE UN SISTEMA DE ENERGÍA ALTERNATIVA (FOTOVOLTAICA) PARA INCREMENTAR LA CALIDAD DE VIDA DE SUS MORADORES EN LA COMUNIDAD DE PALMERAS.**

Mario Alexander Vela Ruiz

- **INSTALACIÓN DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO EN EL EDIFICIO DE CAN RAMIS. ALCUDIA.**

Ayuntamiento de Alcudia

- **PROCESO DE CREACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED.**

Ixtebe Portabella Cilveti

- **PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA BLOQUE DE VIVIENDAS.**

Roberto Pons Tabascar

- **INSTALACIÓN DE CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA.**

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata - Autores: Gregorini Benjamín; Kühn Cristian; Zúccolo Diego

- **ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICOECONÓMICA DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA A GRAN ESCALA.**

Hernán Segura Gata

- **ATLAS DE ENERGÍA SOLAR DE LA REPÚBLICA ARGENTINA.**

H. Grossi Gallegos - Raúl Righini

- **PROGRAMA RENOVAR MINIREN/RONDA 3 – PLIEGO DE BASES Y CONDICIONES**

- **TABLA DE DATOS METEORÓLOGICOS PARA 118 LOCALIDADES DE LA REPUBLICA ARGENTINA NECESARIOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS SOLARES**

Pracchia J. – Fabris A. – Rapallino A.

- **IRAM 2184-1.**

Protección de las estructuras contra descargas eléctricas atmosféricas

- **AEA 90364 PARTE 7 SECCIÓN 771.**

Reglas particulares para la instalación en Lugares y Locales Especiales. Viviendas, oficinas y locales.

- CÁLCULO DE LA TMAR.

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata – Materia: Economía

- INVENTARIO NACIONAL DE GASES DE EFECTO INVERNADERO.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable – Presidencia de la Nación

- CÁLCULO DEL VALOR ACTUAL NETO

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata – Materia: Economía

- LA FIJACIÓN DE CO₂ EN PLANTACIONES FORESTALES Y EN PRODUCTOS DE MADERA EN ARGENTINA.

Carlos A. Norverto - <http://www.fao.org/3/XII/0043-B2.htm>

- GENERACIÓN DE EMPLEO, ENERGÍAS RENOVABLES – PROGRAMA RENOVAR Y MATER.

Subsecretaria de energías renovables – Ministerio de energía.

- DATOS Y ESTADÍSTICAS METEOROLÓGICAS.

Servicio Meteorológico Nacional

12- Anexos

12.1- Ficha Técnica de Equipos principales

En la versión digital del proyecto, se Incluye la ficha técnica de los principales equipos, entre los que se encuentran:

- Paneles solares
- Inversor
- Cables de BT y MT
- Transformador
- Celdas de MT
- Tracker
- Canalizaciones

12.2- Planos

1. Layout.
2. Esquema general.
3. Esquema de conexión CC (A).
4. Esquema de conexión CC (B).
5. Esquema Unifilar MT.
6. Edificio Principal (Vista de planta).
7. Edificio Principal (Vista frontal y lateral).
8. Centro de Transformación.
9. Canalización Conductores CC.
10. Canalización de desagües.
11. Canalización (corte).
12. Malla de Puesta a Tierra – Localización de jabalinas.

12.3- PVSyst

Se adjunta el informe generado con el software PVSyst, en el que se simula la planta solar, se estima la energía generada, y se calculan las emisiones reemplazadas de CO₂.

12.4- Calculo de Conductores

Dada la cantidad de cables necesarios para el proyecto, se utiliza una memoria de cálculo diseñada en Excel la cual se presenta en la versión digital del proyecto.

12.5- Calculo de PAT

Se realizo la elaboración de una planilla de Excel capaz de calcular la sección mínima, resistencias y tensiones tanto de paso como de contacto.

12.6- Documentos

1. Pliego de Bases y Condiciones, RenovAr MiniRen/Ronda 3.
2. Distribuidores Habilitados - RenovAr MiniRen/Ronda 3.