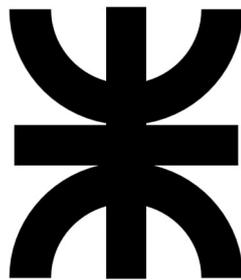


FACUNDO BANDEO



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL

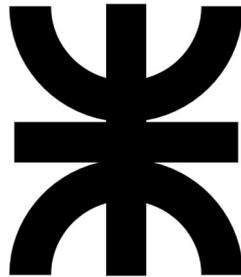
Facultad Regional Reconquista

**DISEÑO DE SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA
FOTOVOLTAICA CONECTADO A RED Y PUESTOS DE RECARGA
PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN CENTRO COMERCIAL LOCAL**

Reconquista, Santa Fe

Año 2022

FACUNDO BANDEO



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL

Facultad Regional Reconquista

DISEÑO DE SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA

FOTOVOLTAICA CONECTADO A RED Y PUESTOS DE RECARGA

PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN CENTRO COMERCIAL LOCAL

Proyecto Final presentado en cumplimiento de las exigencias de la Carrera Ingeniería Electromecánica de la Facultad Regional Reconquista, realizada por el estudiante Facundo Bando.

Asesores: Ing. Cabas Franco
 Ing. Dolzani Guillermo

Reconquista, Santa Fe

República Argentina

Año 2022

AGRADECIMIENTOS

A mi familia por siempre estar presente y darme ánimos para alcanzar mis metas.

A mis tutores, por su predisposición a la hora de consultas y correcciones.

A la UTN Facultad Regional Reconquista y todos sus profesores, por brindarme la posibilidad de formarme en mi carrera como ingeniero.

Al personal de la Unión Agrícola de Avellaneda, por abrirme las puertas de su establecimiento a la hora de recabar datos para el presente proyecto.

Índice

Agradecimientos	2
Resumen	6
Abstract.....	7
1. Introducción.....	8
2. Objetivos.....	9
3. Emplazamiento	9
Marco teórico.....	10
4. Las energías renovables.....	11
4.1. La energía renovable en Argentina	12
4.1.1. Programa ERA (www.epe.santafe.gov.ar)	13
5. El vehículo eléctrico	15
5.1. Historia.....	15
5.2. Puntos de recarga	17
5.2.1. Normativas referentes a la recarga de vehículos eléctricos:.....	17
5.2.2. Modos de carga.....	18
5.2.3. Conectores	19
5.2.4. Impacto en la Red Eléctrica.....	20
Memoria de calculo	22
6. Calculo de Generación Fotovoltaica.....	23
6.1. Ubicación de paneles	23
6.2. Orientación y ángulo de inclinación de paneles solar.....	23
6.3. Elección del panel fotovoltaico.....	25
6.4. Cálculo de sombras	26
6.5. Configuración de paneles.....	28
6.6. Cálculo de generación fotovoltaica.....	29
6.7. Perdidas por desviación del ángulo óptimo de inclinación.....	32
6.8. Consumo Vs. Generación	33
7. Selección de componentes Principales	35
7.1. Panel Fotovoltaico	35
7.2. Generador Fotovoltaico	37
7.3. Inversor	37
7.4. Cargador EV	37
8. Selección de conductores y canalizaciones	39

8.1.	Determinación de influencias externas	39
8.2.	Selección de conductores	41
8.3.	Selección de canalizaciones	42
8.3.1.	Canalizaciones de CC	42
8.3.2.	Canalizaciones de CA	43
9.	Seguridad eléctrica	44
9.1.	Protección del circuito CC	44
9.1.1.	Fusibles	44
9.1.2.	Protección contra sobretensiones	44
9.2.	Protecciones del circuito CA	45
9.2.1.	Interruptor Automático de Inversor	45
9.2.2.	Relé de protección a la interconexión de SGD	45
9.2.3.	Seccionador Motorizado de SGD	46
9.2.4.	Interruptor Automático del TSP	47
9.2.5.	Disyuntores de circuitos terminales	47
9.2.6.	Interruptores termomagnéticos de cargadores EV	47
9.2.7.	Protección contra sobretensiones para los Cargadores EV	47
9.3.	Configuración de puesta a tierra	48
9.4.	Conexión equipotencial	48
10.	Montaje de paneles	50
10.1.	Estructura de paneles	50
10.2.	Conexión eléctrica de paneles a inversor	51
11.	Evaluación de ciclo de Vida	52
11.1.	Desechos:	56
12.	Análisis Económico	57
12.1.	Cómputo y Presupuesto	58
12.2.	Ahorros	58
12.3.	Ingresos	60
12.4.	Egresos	62
12.5.	Tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR)	64
12.6.	Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR)	66
13.	Conclusiones	70
Anexos calculos		71
14.	Cuantificación de irradiación solar por método Liu y Jordan	72
14.1.	Cálculo de radiación solar extra-atmosférica	72

14.2.	Radiación solar sobre superficie inclinada.....	73
15.	Calculo y verificación de Conductores.....	76
15.1.	Determinación de Corriente de Proyecto	76
15.2.	Verificación por distorsión armónica.....	78
15.3.	Elección de conductor a partir de corriente máxima admisible	79
15.4.	Dispositivos de protección	81
15.4.1.	Verificación de actuación de la protección elegida contra sobrecarga	82
15.5.	Cálculo de Cortocircuito Máximos y Mínimos.....	84
15.5.1.	Determinación de Puntos Críticos del Sistema.....	84
15.5.2.	Determinación de Impedancias.....	85
15.5.3.	Corrientes de Cortocircuito.....	88
15.6.	Verificación por máxima exigencia térmica	89
15.7.	Verificación de actuación por corriente de cortocircuito mínima.....	91
15.8.	Verificación de caída de tensión	92
16.	Cálculo de Transformadores de Intensidad	95
16.1.	TI de medición y protección de fases.....	95
17.	Cálculo de esfuerzos producidos por carga de viento	98
17.1.	Efecto ráfaga	100
17.2.	Reacción en los apoyos	101
18.	Dimensionamiento de sistema de protección contra rayos (SPCR)	103
18.1.	Frecuencia aceptada de rayos.....	103
18.2.	Frecuencia de rayos esperada.....	104
18.3.	Distancia de seguridad	106
19.	Informe de Simulación con Software PVsyst.....	108
20.	Referencias	115
	Planos	118
	Anexo decreto N°1098 – PROGRAMA ERA.....	129
	Anexo catalogos	150

RESUMEN

En este proyecto se aborda la adaptación de un estacionamiento vehicular tradicional, a uno equipado con puntos de recarga eléctrica automotriz. Además, en busca de apostar por la sustentabilidad ambiental, se plantea la instalación un parque de generación de energía eléctrica fotovoltaica conectado a la red eléctrica, el cual minimizará el impacto generado en ésta por los cargadores, con la posibilidad de inyectar a la red la energía sobrante producida.

En la primera parte del proyecto se abordará los aspectos teóricos sobre los temas en cuestión, tales como, la generación y la movilidad eléctricas. Luego se continua con la parte técnica donde se dimensionará y seleccionarán los equipos del sistema, realizando todos los cálculos, simulaciones por software, planos pertinentes y el análisis tanto económico como ambiental del proyecto.

ABSTRACT

This project career with the adaptation of a traditional vehicle parking lot, to one equipped with automotive electric recharging points. In addition, in search of betting on environmental sustainability, the installation of a photovoltaic electricity generation park connected to the electricity grid is proposed, which will minimize the impact generated by the chargers, with the possibility of injecting the electricity into the grid excess energy produced.

In the first part of the project, the theoretical aspects of the issues in question will be addressed, such as electric generation and mobility. Then it continues with the technical part where the system equipment will be sized and selected, performing all the calculations, software simulations, relevant plans and the economic and environmental analysis of the project.

1. INTRODUCCIÓN

El transporte como lo conocemos pareciera estar llegando a su punto de inflexión por varias causas. Por una parte, tenemos el incuestionado problema ambiental que genera el uso de combustibles fósiles, usado tanto para la movilidad como en la industria. Actualmente la matriz energética mundial se desarrolla en un 84% haciendo uso de combustibles fósiles, según el informe Statistical Review of World Energy (2021).

Por otro lado, tenemos un problema que muchos desconocen o no tienen conciencia de ello, y es el despilfarro de recursos como lo es el petróleo y sus derivados. La gasolina o “nafta” posee una energía específica es de 9.7kWh/l, mientras que el gasóleo o “diesel” posee 10.7kWh/l según el informe BU-1007: Net Calorific Value (2017) de la Battery University. Esta alta densidad energética, junto con su bajo costo de obtención, por años, han sacado el foco de la necesidad de avanzar hacia tecnologías más eficientes. Las plantas motrices de la mayoría de los vehículos de combustión interna, hoy en día, no aprovechan más que el 25% de la esta energía contenida en el combustible, es decir, que, al llenar el depósito de 50 litros de nafta, estaríamos almacenando una energía teórica de 480 kWh, pero realmente, al conducir, estaríamos utilizando solo 120 kWh en el mejor de los casos, los 360 kWh restantes se perderían en calor. Para poner en contexto, un hogar de familia consume en promedio 10 kWh/día, con la energía despreciada en un solo tanque, se podría abastecer un hogar por más un mes.

Está claro que se debe avanzar hacia tecnologías más “amigables” con el medioambiente, tanto en el sector automovilístico como en el energético. Para esto, se debe realizar cambios en la matriz energética mundial, y crear las condiciones para que se desarrolle la producción de energía y la movilidad, de forma sustentable.

Este proyecto pretende aportar “un granito de arena” a dicha problemática, instalando un parque de generación fotovoltaica renovable, el cual inyecta energía a la red, y también, creando un punto de recarga para vehículos eléctricos para, así, aportar infraestructura para la llegada de dicha movilidad.

2. OBJETIVOS

- Impulsar la migración de la movilidad tradicional a la eléctrica.
- Promover la obtención de energía sustentable.

3. EMPLAZAMIENTO

Este proyecto se ubicará dentro del estacionamiento vehicular del supermercado perteneciente a la Unión Agrícola de Avellaneda, U.A.A. ubicado en la intersección con Avenida San Martín y Calle 18, en la ciudad de Avellaneda, provincia de Santa Fe, Argentina.

MARCO TEÓRICO

4. LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Desde sus inicios, la matriz energética mundial estuvo impulsada por el uso de combustibles fósiles, un recurso que debido a su relativa facilidad de extracción y gran energía contenida se ha convertido en la principal fuente para la generación eléctrica a nivel mundial. Pero esta presenta importantes problemáticas como lo son:

- Recursos limitados: Son recursos de cantidad finita
- Son considerados NO renovables: Aunque su formación es natural, dicho proceso conlleva millones de años, por lo que se considera un recurso no renovable.
- Alta contaminación: Su quema produce alta cantidad de emisiones de efecto invernadero.
- Bajo aprovechamiento: En general, el aprovechamiento energético obtenido de ellos es bajo.

Frente a la necesidad de frenar el avance del calentamiento global, es necesario reducir las fuentes de emisiones que lo provocan, la cual, en su gran mayoría, lo es la generación eléctrica. Para esto, se debe adoptar una matriz energética que incluya, cada vez más, fuentes renovables. Las más empleadas son:

- Energía Eólica: Hace uso del viento, el cual mueve grandes molinos, los que generan electricidad que luego se inyecta a la red. Esta limitada a regiones ventosas.
- Energía Hidráulica: También llamadas Hidroeléctricas, es un método bastante empleado desde hace muchos años. Este se basa en usar la fuerza del agua, contenida en grandes represas, para mover una turbina y generar energía. Dichas centrales generalmente se usan como “centrales de base”, es decir, generan permanentemente energía a una potencia estable. Dicho uso se debe a su bajo costo de generación.

- **Biomasa:** Se trata de la obtención de energía en base a residuos de origen animal o vegetal (materia orgánica), la cual se puede usar como combustible en centrales térmicas reemplazando los combustibles fósiles, o produciendo biogás el cual se obtiene de la biodegradación de dicha materia en grandes recipientes cerrados. En ambos casos, la emisión de gases invernadero es considerablemente menor que haciendo uso de combustibles fósiles.
- **Energía Fotovoltaica:** Se basa en aprovechar la radiación solar para generar electricidad por medio de paneles solares. Dicho recurso permite la generación en casi cualquier parte del mundo, y se puede emplear a gran escala como a muy pequeña.

4.1. La energía renovable en Argentina

La matriz de generación eléctrica argentina está compuesta, a fecha de 2020, por un 60.9% de generación térmica, un 25.4% de generación hidráulica, 4.2% nuclear, y un 9.5% de generación renovable.

Evolución anual de la Potencia Instalada

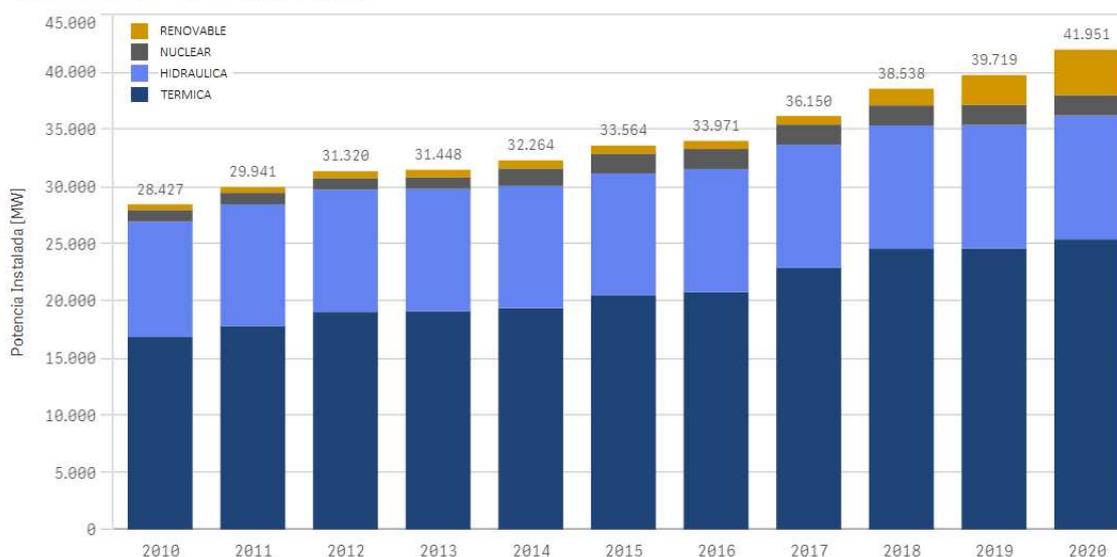


Tabla 1 Evolución anual de la potencia Instalada en Argentina

Fuente: <https://cammesa.com/informe-anual/>

La participación de la generación renovable en Argentina está en aumento desde 2018, siendo la más predominante, la energía eólica con 2623MW de potencia instalada, seguida por la generación fotovoltaica con 759MW y la hidráulica renovable (pequeñas hidroeléctricas de hasta 50MW) con 510MW, todos datos del año 2020.

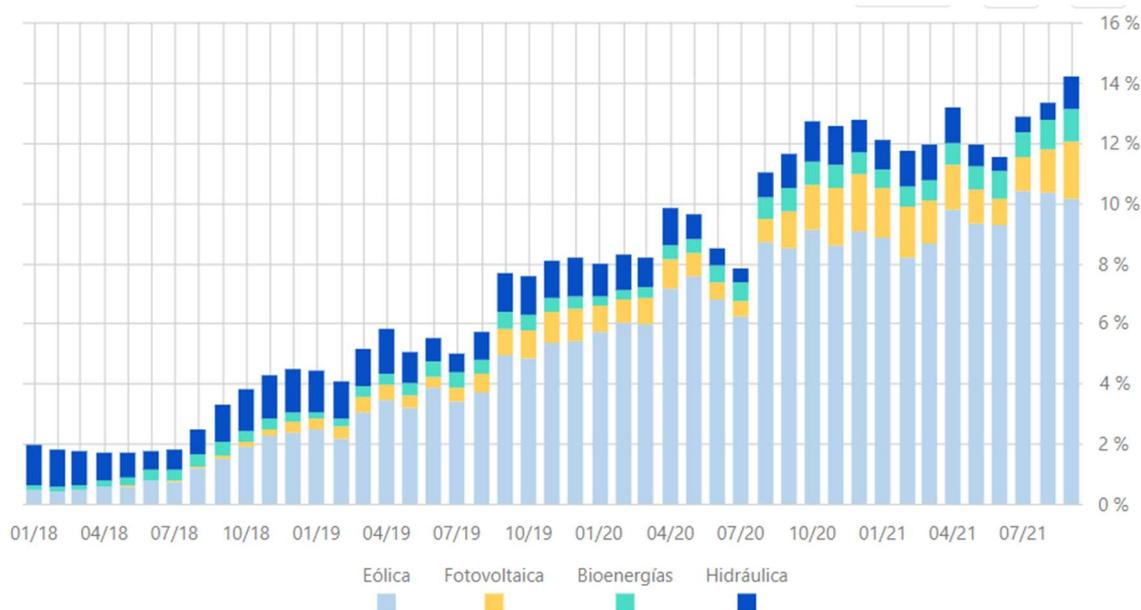


Tabla 2 % de la demanda cubierta por tecnología renovable en Argentina
 Fuente: <https://cdsrenovables.cammesa.com/renovableschart/#/partHistorica>

Este aumento en la participación no ha alcanzado las expectativas fijadas para 2019, el cual pretendía alcanzar el 12% de la demanda, sin embargo, se encuentra muy próximo al objetivo de fines del 2021, el cual es cubrir la demanda con un mínimo de 16%.

Los objetivos a más largo plazo son del 20% para fines del 2025, y del 35% para fines del 2030.

4.1.1. Programa ERA (www.epe.santafe.gov.ar)

El programa “ERA”, ex programa “Prosumidores”, es un régimen creado por la Empresa Provincial de Energía de Santa Fe, EPESF, que tiene como objetivo incentivar el uso de energías renovables para la generación de energía eléctrica distribuida e impulsar el desarrollo y uso eficiente de redes inteligentes.

Este programa permite, tanto a pequeños como grandes usuarios, convertirse en “usuarios-generadores”, los cuales, pueden instalar sistemas de generación eléctrica renovable beneficiándose, por un lado, con un costo evitado debido al autoconsumo de energía, y por otro, un reconocimiento económico por el excedente de energía generada por el usuario-generador, el cual es inyectado a la red, dicho valor corresponderá al precio mayorista de energía (MEM).

A su vez, el programa permite a las instituciones sociales, organizaciones civiles y sin fines de lucro, el beneficio adicional de una tarifa promocional, cuyo valor resultara de la diferencia entre el Valor Unitario del Incentivo a la Generación (VUIG) de la energía inyectada

y el aporte debido a la venta de energía en base al MEM. Dicho VUIG varía según la potencia instalada del sistema de generación distribuida SDG como se observa en el siguiente cuadro.

VUIG				
Potencia Instalada	Hasta 2kW	Hasta 5kW	Hasta 10kW	Hasta 15kW
\$/kWh	12,76	11,79	10,78	9,81

*Tabla 3 Valor Unitario de Incentivo por Generación
Fuente: Decreto Provincial 1098-2020, Santa Fe, Argentina*

Dicho programa fue creado el 16 de octubre de 2020, y tuvo una vigencia de 1 año para aceptar inscripciones, pero recientemente se ha extendido el plazo hasta la fecha del 1 de noviembre de 2022.

5. EL VEHÍCULO ELÉCTRICO

5.1. Historia

Aunque parezca algo novedoso, el vehículo eléctrico fue inventado entre 1832 y 1839 (el año exacto es incierto), 20 años antes de la creación del motor a explosión de ciclo Otto. Los primeros modelos buscaban equipar los carros tirados a caballo con motores eléctricos, sin embargo, su comercialización fue nula debido a la inexistencia de baterías recargables, no fue hasta 1852 que Gaston Platé inventó la batería Plomo-Ácido, y hasta 1880 que Camille Faure inventó un procedimiento que permitía la construcción en serie de estas, que estos vehículos se comienzan a comercializar.

Para principios del siglo XX, el 30% de los vehículos fabricados en Estados Unidos era eléctrico. Los altos precios, tanto de estos como los de combustión, hacían que pocas personas puedan tener uno. Todo cambió en 1908 con la presentación del Model T por parte de Ford, el proceso de producción en serie implementado por Ford, para los vehículos de combustión, fue optado por muchos fabricantes, y permitió bajar el costo de estos, lo que rápidamente volvió muy poco competitivo a los vehículos eléctricos, los que para el año 1930, prácticamente, habían desaparecido del mercado.

No fue hasta la crisis del petróleo de la década del 70, que los vehículos eléctricos volvieron a estar en la mira de los fabricantes. En un principio, la principal motivación por la producción de estos era el encarecimiento del combustible, pero luego, también se comenzó a formar una nueva conciencia ecológica en la gente, lo que abrió el mercado a dicha tecnología.

A partir de la década del 90 varias marcas pusieron a la venta algunos modelos que alcanzaron a producirse en serie, pero en bajas cantidades, ya que su autonomía y precio no eran para nada competitivos con los convencionales.

El mercado de la movilidad eléctrica realmente se activó en la última década, gracias a la disminución del precio de las baterías, de nuevas políticas gubernamentales e incentivos a la compra por parte de este, y las cada vez más estrictas regulaciones de emisiones.

En 2020, el 5% de las ventas mundiales de vehículos, unos 3.24 millones de vehículos, corresponden a vehículos eléctricos e híbridos enchufables. Donde el 37% del mercado está repartido entre Japón y China, seguido del 30% por el mercado europeo y por el 27% por el estadounidense.

Por los datos recabados en la primera mitad del 2021, se prevee duplicar las ventas del año anterior, alcanzando los 6.4 millones de vehículos eléctricos.

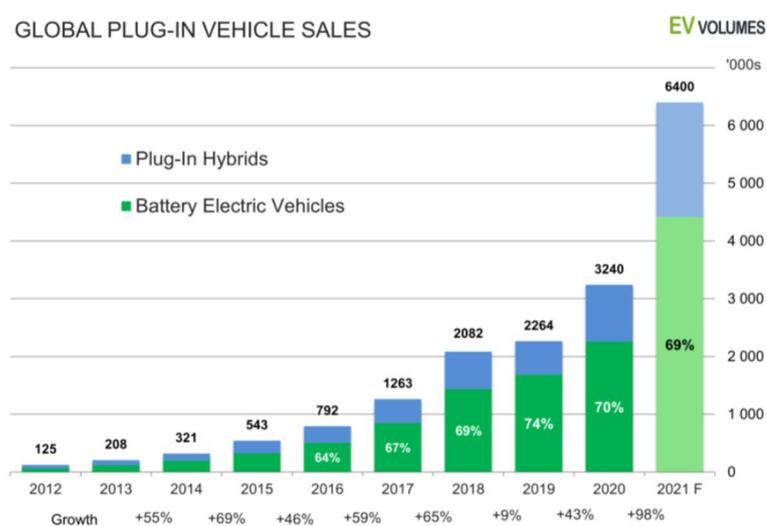


Tabla 4 Evolución de las Ventas de vehículos Eléctricos en el mundo
 Fuente: <https://www.ev-volumes.com/country/total-world-plug-in-vehicle-volumes/>

Cada vez más fabricantes anuncian sus planes de avance sobre dicha tecnología, muchos ya fijaron fecha para electrificar su flota al 100% como es el caso de General Motors (2035), Audi (2033), Mercedes Benz y Ford (2030), Alfa Romeo (2027) o DS (2024). Esto provocara que en muy pocos años las ventas de vehículos eléctricos comiencen a reemplazar los de combustión, y se prevee que alcancen una cuota de mercado de 30% para 2030.

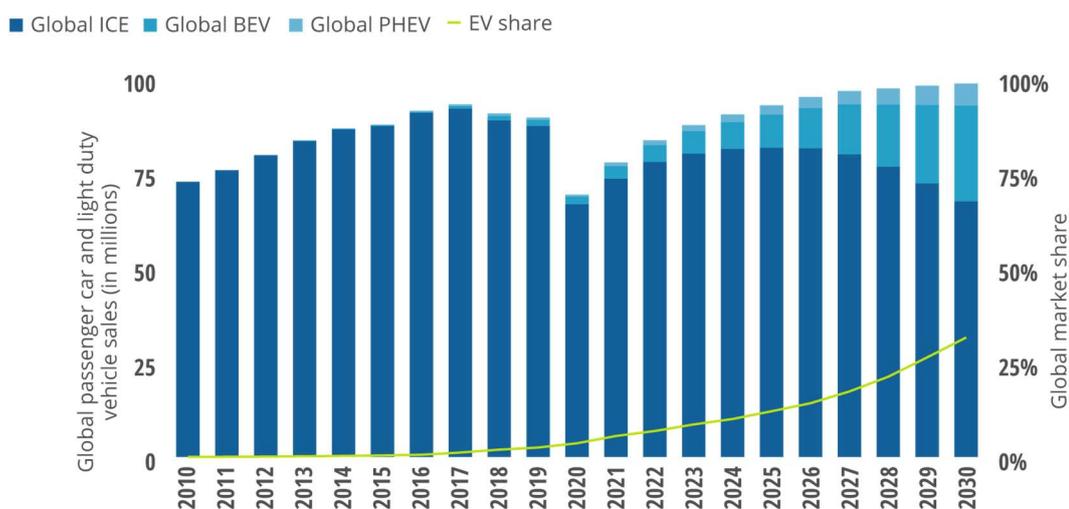


Tabla 5 Predicción de Ventas a nivel Mundial de vehículos
 Fuente: Deloitte Insights

5.2. Puntos de recarga

5.2.1. Normativas referentes a la recarga de vehículos eléctricos:

- IEC 61851-1: “Sistemas de carga conductiva de vehículos eléctricos, Requerimientos Generales”
- IEC 61851-21: “Requisitos de vehículo eléctrico para conexión conductora a un suministro de AC/DC”
- IEC 61851-22: “Estaciones de carga AC de vehículos eléctricos”
- IEC 61851-23: “Estaciones de carga DC de vehículos eléctricos”
- IEC 61851-24: “Comunicación digital entre estación de carga DC y un VE, para control de carga”
- IEC 62196-1: “Enchufes, tomas, conectores y entradas de vehículos. Carga de VE. Requisitos Generales”
- IEC 62196-2: “Enchufes, tomas, conectores y entradas de vehículos. Carga de VE. Requisitos de compatibilidad e intercambiabilidad para conector AC y accesorios”
- IEC 62196-3: “Enchufes, tomas, conectores y entradas de vehículos. Carga de VE. Requisitos de compatibilidad e intercambiabilidad para conector DC y AC/DC y accesorios”
- AEA 90364-7-722: “Reglas particulares para las instalaciones en lugares y locales especiales. Suministro a Vehículos Eléctricos”

5.2.2. Modos de carga

La carga de los vehículos eléctricos puede realizarse mediante el empleo de corriente alterna y/o corriente continua, según el vehículo lo permita. Generalmente, los autos que se recargan con CC lo hacen mucho más rápido que los que lo hacen con CA, ya que si se carga con CA el vehículo debe rectificar esa corriente y transformarla en CC para poder almacenarla en sus baterías, esto requiere la utilización del sistema rectificador integrado en el VE, que, debido a complicaciones técnicas de espacio y refrigeración, la potencia que manejan no es muy alta. En cambio, al cargar por CC, la electrónica de potencia está integrada en el cargador y no se utiliza la del vehículo (en menor grado), esto permite eliminar las restricciones mencionadas y entregar mucha más potencia.

A modo de estandarizar la clasificación las distintas formas o modos de carga de VE, la IEC establece en su norma IEC 61851-1 los siguientes modos de carga:

- a) Modo 1: En este modo el auto se conecta directamente a la red eléctrica de AC, la cual puede ser monofásica o trifásica, requiere que el vehículo posea una entrada de corriente alterna. Este modo si bien está definido por la IEC, no está permitido por la AEA debido a que no posee ninguna seguridad intrínseca.
- b) Modo 2: En este modo, el VE se conecta de forma indirecta a la red eléctrica, la tensión que recibe es alterna, pudiendo ser monofásica o trifásica, pero el cable posee un gabinete con un sistema de control y protección, más un sistema de protección contra descargas con conexión a tierra.
- c) Modo 3: En este modo, la conexión entre el VE y la red eléctrica se hace por medio de una estación de carga fija que entrega AC, esta puede ser monofásica o trifásica y los niveles de corriente y tensión dependerán de los elementos de carga y serán administrados por la estación de carga. El cable de carga posee un conductor (o varios) exclusivo para la comunicación de seguridad con el VE. Con este modo, se realizan cargas que están entre los 15 y 40 kW.
- d) Modo 4: En este, la carga se realiza mediante una estación de carga fija que entrega CC al vehículo, además también administra los niveles de tensión y corriente y provee protección piloto. Este modo se utiliza en sistemas que entregan potencias superiores a 40 kW.

Además, la AEA 90364-7-722 agrega una clasificación más para los modos de carga, esta nombra “Modo 0 (cero)” en el que la carga se realiza mediante un cargador portátil (no fijo

al inmueble) que se conecta a la red AC y entrega CC al VE, la corriente del lado de alterna no puede superar los 10A. Este modo se usa para VE como motocicletas o e-bikes, y principalmente es usado para dispositivos como notebooks u otros electrodomésticos.

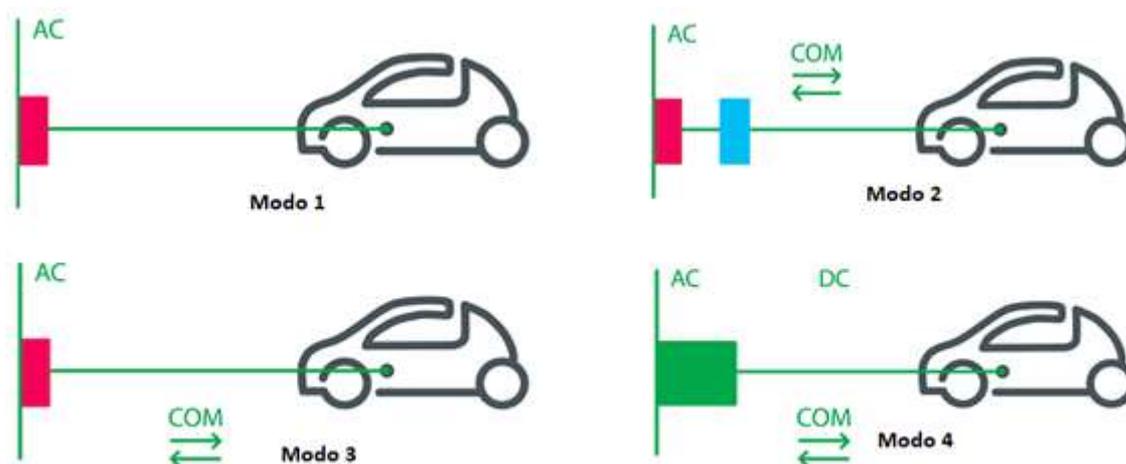


Ilustración 1 Modos de Carga según IEC 61851

Fuente: <https://www.electromaps.com/articulo/modos-recarga-vehiculos-electricos>

5.2.3. Conectores

Actualmente, el mercado de los VE no tiene una estandarización de los conectores eléctricos para estos, lo que provoca que no todas las marcas tengan la misma configuración de recarga. Por este motivo, la mayoría de los fabricantes se ven obligados a equipar sus vehículos con más de un conector, teniendo algunos hasta tres tipos distintos para evitar posibles incompatibilidades a la hora de la recarga.

Algunos de los más comunes son:

- Schuko: Se trata del conector genérico de uso doméstico, es usado en algunos VE pequeños, motocicletas y e-bikes. Esta limitado a 10A por lo que la potencia de carga no supera los 2,3kW.
- SAE J1772 (Tipo 1): Este conector es adoptado en los mercados americanos y asiáticos. La carga es monofásica de hasta 32A y 7,2kW. Posee 5 contactos, fase, neutro, tierra y 2 dedicados a la comunicación entre el cargador y el vehículo. Algunos de los VE que lo equipan son el Nissan Leaf, el Renault Kangoo ZE, el KIA SOUL EV y el Toyota Prius Plug in.
- Mennekes o IEC 62193 (Tipo 2): Utilizado en el mercado europeo y norteamericano, permite cargas monofásicas y trifásicas de hasta 44kW. Posee 7 contactos, 3 fases, un

neutro, una tierra y 2 de comunicación. Lo equipan vehículos como el Audi A3 E-tron, BMW i3, Tesla Model S, VW Golf y Porsche Panamera.

- **CCS o IEC62196:** Es uno de los conectores con más posibilidades de estandarización, se trata de un conector combinado, de allí su nombre Combined Charging System, que posee un conector Mennekes de corriente alterna y un conector de 2 contactos para corriente continua. Esta configuración le permite la carga AC o CC con un mismo conector. La potencia de carga en AC es de 44kW y en CC es de hasta 100kW con voltajes de hasta 850Vcc. El Tesla Model 3 y Model Y, el Porsche Taycan, el VW ID.3, el Peugeot e-208 y e2008 lo equipan.
- **CHAdEMO:** Es el otro conector estándar propuesto a nivel mundial, originario de la industria japonesa y comenzando a ser usado en el mercado europeo y norteamericano, permite la carga en CC de hasta 500kW (CHAdEMO 3.0, 2020). Posee un total de 10 contactos, en los que 2 son los de potencia, y los restantes de comunicación. Los VE que lo equipan son el Nissan Leaf, Tesla Model X, Model 3 y Model S, Honda Fit EV, entre otros.

Conector	Schuko	Tipo 1 Yazaki SAE J1772	Tipo 2 Mennekes	Combinado (CCS) IEC		CHAdEMO
				Combo 1	Combo 2	
Imagen						
Corriente	Monofásica	Monofásica CA	Monofásica y trifásica CA	CC y CA	CC y AC	CC
Modos de recarga	1 y 2	2 y 3	2 y 3	2,3 y 4	2,3 y 4	4
Tipo de recarga	Super lenta Lenta	Lenta (16 A) y Semi-rápida (80A)	Lenta (16 A) y Semi-rápida (63 A)	Lenta, semi-rápida y rápida	Lenta, semi-rápida y rápida	Rápida (125 A)
Modelos	Twizy Patinetes, motocicletas...	Nissan Leaf (2010) eNV200 Chevrolet Bolt Eléctrico	Nissan Leaf 2018 Renault ZOE BMW i3 Tesla S (compatible)	Tesla 3 Volkswagen e-golf		Nissan eNV200 & Leaf 2018 Mitsubishi Outlander

Tabla 6 Tipos de conectores EV

Fuente: http://www.centro-zaragoza.com:8080/web/sala_prensa/revista_tecnica/hemeroteca/articulos/R81_A8.pdf

5.2.4. Impacto en la Red Eléctrica

Para la implementación de la movilidad eléctrica, se deberá disponer de una red eléctrica con capacidad suficiente para la recarga de estos, ya que la conexión masiva vehículos a la red puede sobrepasar la capacidad de esta, y además se deberá implementar una serie de

medidas que eviten la conexión repentina de un gran grupo de vehículos con el fin de evitar cambios bruscos que afecten la calidad del suministro.

El impacto que produce el vehículo eléctrico en la red depende de cómo, cuándo y cuánto se lo recargue. La recarga domiciliaria provoca con una demanda de potencia baja en donde la mayoría de los cargadores son de 3.6kW, la potencia contratada por un domicilio suele ser mayor a este valor y si se realiza la carga en horas de la madrugada, donde la potencia demandada es la mínima, se estará cerca de la potencia máxima disponible, y así, también se aprovecharía la energía disponible en “horas valle” (consumo fuera de horario pico), la cual es más barata.

El inconveniente ocurrirá cuando todos los domicilios posean un VE y todos ellos conecten y carguen a la vez, en este caso se sobrepasará la capacidad de la red eléctrica del vecindario ya que esta está dimensionada según un “coeficiente de simultaneidad” el cual impide que la red pueda suministrar a todos los domicilios la potencia máxima contratada por cada uno, al mismo tiempo. Para evitar redimensionar la red, una solución sería usar cargadores inteligentes e intercomunicados entre sí, ya existen modelos que miden la demanda total del domicilio y “liberan” carga (restringen la carga del VE) en caso de que se esté por superar la potencia máxima contratada. Además, al estar interconectados entre sí, permiten la entrada escalonada de la recarga.

El uso masivo de la recarga domiciliaria fuera de horarios pico y de forma inteligente puede presentar incluso una ventaja en cuanto a aprovechamiento de la red, ya que el sistema eléctrico está diseñado para una capacidad teórica levemente superior a la requerida en horarios pico. Por la noche, el requerimiento energético se ve drásticamente reducido, por lo que, usar la capacidad disponible de la red para la recarga de los vehículos, aumentará el aprovechamiento de la red eléctrica.

En cuanto a las recargas rápidas en electrolineras, estas deberían contar con un sistema “amortiguador” que permita la entrega de potencias muy altas, sin que la red se vea demasiado afectada. Existen variadas soluciones, como complementar la utilización de la red eléctrica con generación de energía en formas alternativas como solar o eólica e instalar en dichos puntos grandes baterías o supercondensadores.

MEMORIA DE CALCULO

6. CALCULO DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

6.1. Ubicación de paneles

El grupo generador fotovoltaico irá ubicado sobre el techo del galpón que esta justo al sur del área de estacionamiento vehicular del supermercado, dicho galpón es usado como deposito del mismo establecimiento.

La edificación posee un techo a dos aguas, de chapa ondulada, con una inclinación de 20° con respecto a la horizontal. La superficie que se va a emplear para la colocación de los paneles es la sección de techo que posee caída al norte, la cual tiene una superficie aproximada de 610m^2 .

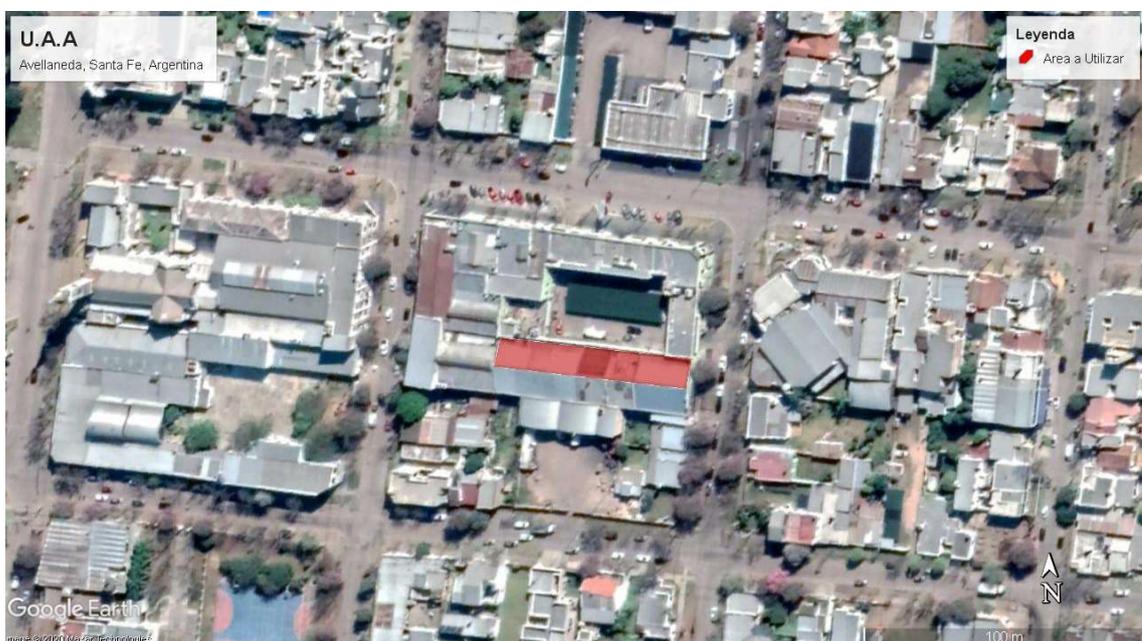


Ilustración 2 En area indicada en rojo corresponde a la superficie a cubrir con paneles FV

Fuente: <https://www.google.com/earth>

6.2. Orientación y ángulo de inclinación de paneles solar

La orientación más adecuada para los generadores fotovoltaicos ubicados debajo de la línea del ecuador es siempre mirando al Norte (ángulo Acimut= 0°), pero dado nuestro caso en

el que los paneles van montados sobre el tejado, estos deberán seguir la línea de la edificación existente para un mayor aprovechamiento de la superficie. El ángulo acimutal de la edificación y, por lo tanto, del generador es:

$$\text{Angulo Acimut} \quad \psi = 7^\circ$$

La inclinación óptima de los módulos se obtiene analizando la irradiación solar sobre superficies con distintos grados de inclinación y eligiendo aquella en la que la irradiación media anual es mayor, de forma que se maximice la producción energética. Para la localidad de Reconquista (ciudad vecina de Avellaneda) este ángulo es de 26° , dicho ángulo es el adoptado por la “Red Solarimétrica” que a su vez sigue la recomendación de la NASA para dicha ubicación. Debido a que ya se cuenta con 20° de inclinación, se optara por usar dicha inclinación, logrando una importante reducción de capital inicial en soportes y perfiles, sin notar un gran impacto en la generación anual, de hecho, según el disco de Irradiación Solar para la ciudad de Santa Fe que se muestra a continuación, se aprecia que una diferencia de 6° con el ángulo óptimo representa una caída de rendimiento menor al 5%.

SANTA FE

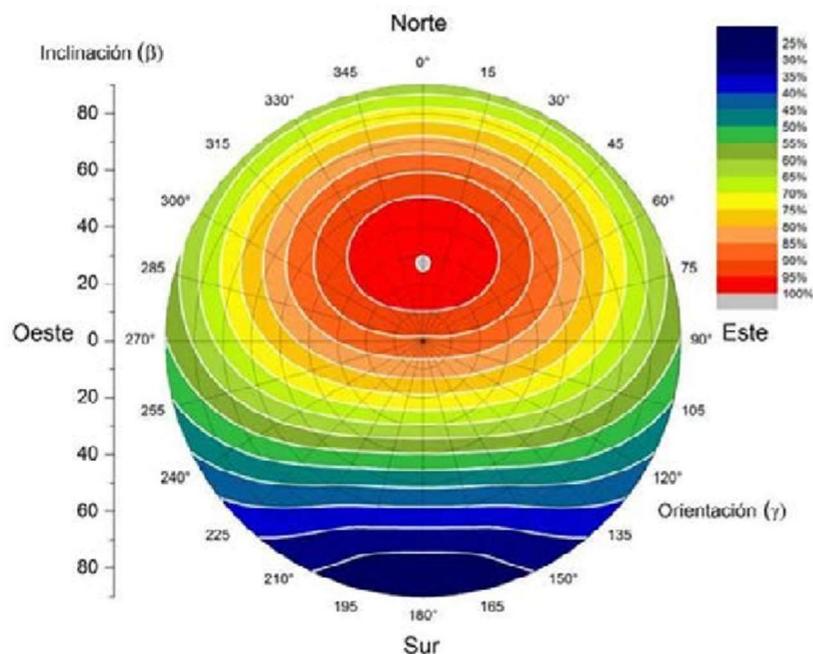


Ilustración 3 Disco de Irradiación Solar - Santa Fe, Argentina
 Fuente: Guía del Recurso Solar 2019 – Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética

$$\text{Angulo de Inclinacion} \quad \beta = 20^\circ$$

El contar con una inclinación menor a la que produce la generación máxima anual, permite sacarle mayor provecho a la radiación solar en días de verano (donde el sol está a una mayor altura, es decir, menor ángulo cenital), que justamente, es cuando la empresa tiene los

mayores consumos (mayormente aire acondicionado y camaras frigorificas). Mientras que la inclinacion recomendada se basa en aprovechar mas la radiacion de los meses de invierno.

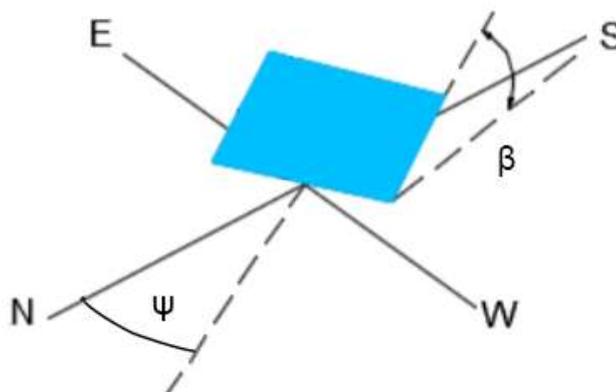


Ilustración 4 Orientacion e Inclinacion de paneles
Fuente: Propia

6.3. Elección del panel fotovoltaico

La elección del panel se basó en el criterio de instalar paneles de última generación, con una alta potencia específica, con el objetivo de reducir al mínimo la superficie ocupada manteniendo una alta generación.

El panel elegido es el modelo SRP-540-BMA-HV del fabricante SERAPHIM. Este es un panel con celdas monocristalinas que entrega una potencia de hasta 540Wp. Las características completas de este se detallan en la sección siguiente.

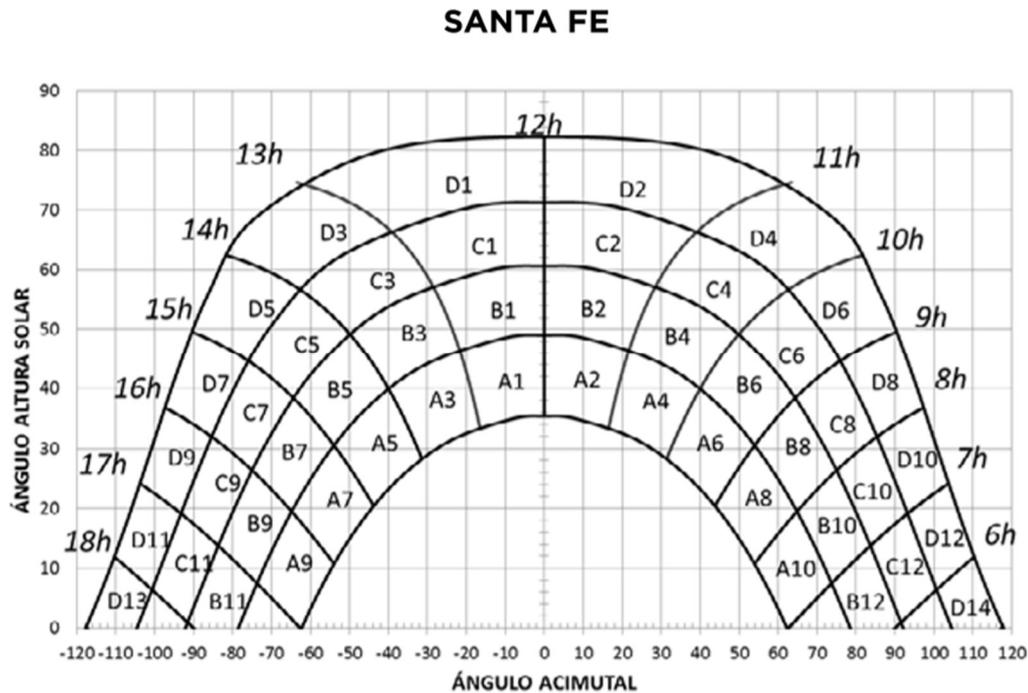
La hoja de datos presentada por el fabricante es la siguiente:

Module Type	SRP-525-BMA-HV		SRP-530-BMA-HV		SRP-535-BMA-HV		SRP-540-BMA-HV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power at STC (Pmp)	525	395	530	399	535	402	540	406
Open Circuit Voltage (Voc)	49.20	45.90	49.33	46.03	49.40	46.09	49.50	46.18
Short Circuit Current (Isc)	13.50	10.91	13.60	10.99	13.70	11.08	13.81	11.16
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.78	38.22	41.03	38.27	41.29	38.33	41.55	38.39
Maximum Power Current (Imp)	12.88	10.35	12.92	10.42	12.96	10.50	13.00	10.59
Module Efficiency at STC(η_m)	20.31		20.51		20.70		20.89	
Power Tolerance	(0, +3%)							
Maximum System Voltage	1500V DC							

Tabla 7 Hoja de datos Eléctricos de panel
Fuente: Catalogo Seraphim

6.4. Cálculo de sombras

Para un funcionamiento correcto del grupo FV, se requiere conocer las sombras que se producen en los diferentes momentos del año. Esto se realiza con la ayuda de un “ábaco de asolamiento” o “Carta solar” como la presentada a continuación.



*Ilustración 5 Abaco de Asolamiento - Ciudad de Santa Fe, Arg.
Fuente: Guía del Recurso Solar 2019 – Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética*

El gráfico muestra la trayectoria que realiza el sol, cada día del año, y da el ángulo azimut y cenit en cada momento del día, para una ubicación determinada (una latitud y longitud fija). Conociendo estos datos, se puede calcular la proyección de las sombras que producirán los objetos próximos al sistema fotovoltaico.

Debido a lo tedioso que se puede volver el cálculo de las sombras utilizando dicho método, se optó por realizarlo por software, concretamente con el programa Sketchup Pro-2021, de Google. En este programa se realizó un modelo 3D de la edificación con base en planos y relevamientos en el sitio. Luego se definió la ubicación geográfica del modelo y mediante la herramienta de proyección de sombras se simuló las sombras en los solsticios del año (21 de julio y 21 de diciembre).

Durante el Solsticio de invierno es cuando el sol está en su posición más baja y el día es el más corto del año. En este proyecto, se pretende asegurar 6 horas de luz solar en la fecha del año más desfavorable, por lo que, partiendo del mediodía solar (hora local 13:00h), todos los paneles deberán estar libres de sombras entre las 10h y las 16h.

La imagen a continuación representa las sombras que existentes el día 21 de junio. Las áreas marcadas en color rojo son las regiones que presentan sombra a las 11:00hs, y las áreas turquesas son las regiones que presentan sombra a las 15:00hs

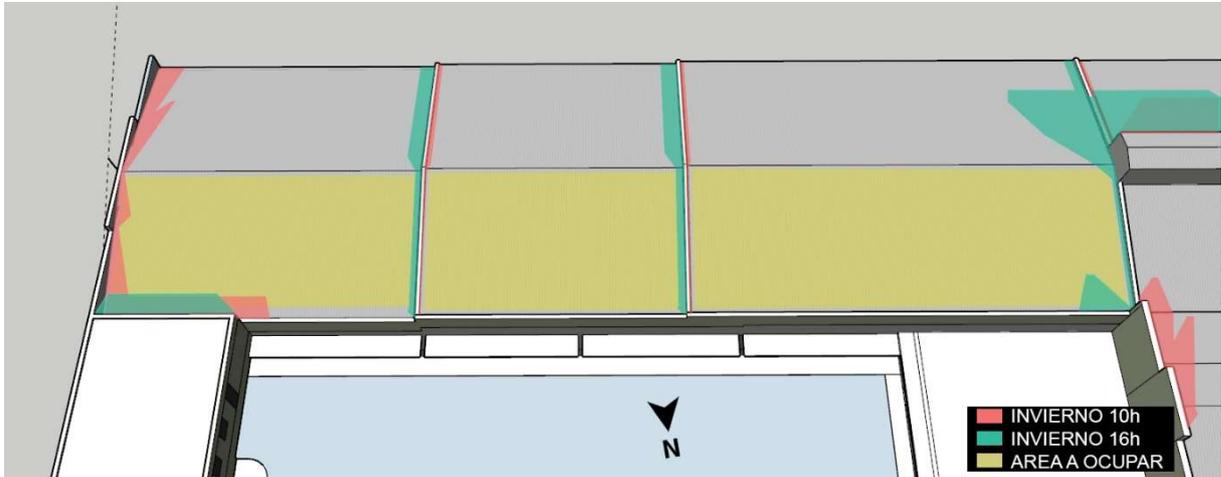


Ilustración 6 Sombras en Solsticio de Invierno
Fuente: Propia

Para las sombras durante el solsticio de verano se buscó maximizar todo posible las horas de sol, por lo que se analizaron varias horas del día, en base a esto se estableció que, como diseño, que los paneles podrían estar libres de sombras externas desde las 09:00hs hasta las 17:00hs sin mayores inconvenientes. Las sombras proyectadas entonces serán:

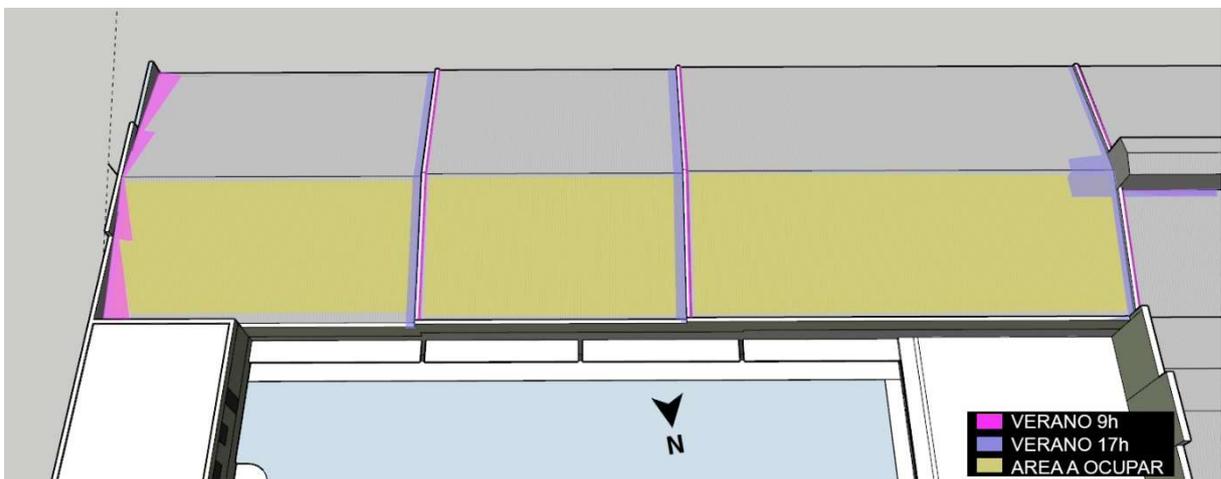


Ilustración 7 Sombras en Solsticio de Verano
Fuente: Propia

Por último, se unieron ambos resultados para definir el área ocupable que no presentará problemas por sombramientos y, además, se propuso una configuración de paneles fotovoltaicos, como se representa en la siguiente imagen.

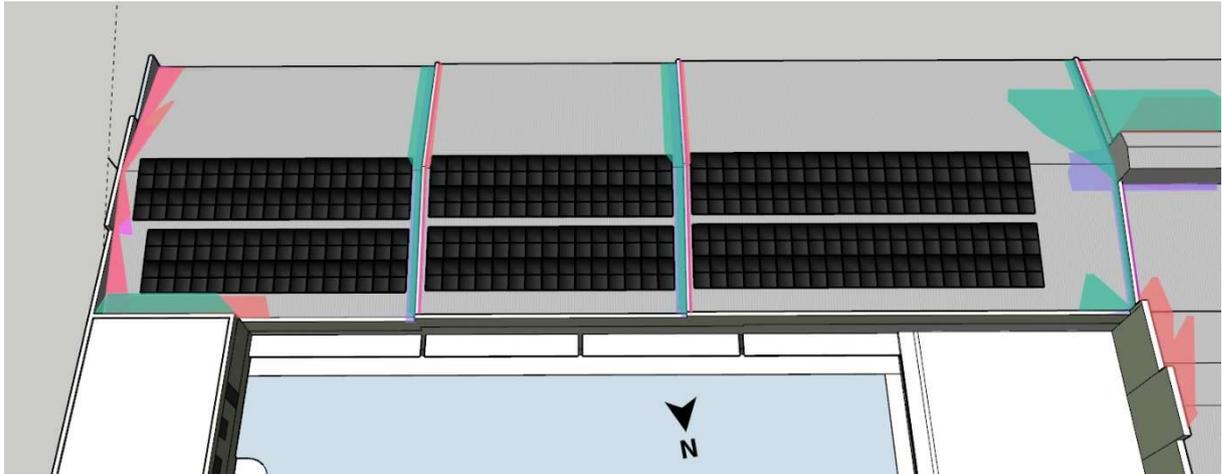


Ilustración 8 Sombras totales a lo largo del año
Fuente: Propia

6.5. Configuración de paneles

Se pretende alcanzar una potencia de generación fotovoltaica de aproximadamente 100kW, por esto se seleccionó, como se detalla más adelante, un inversor de similares características el cual admite hasta 105kW de potencia de entrada.

Dicho inversor posee un sistema de búsqueda de MPPT el cual funciona entre el rango de voltaje que va desde 540~800Vcc, siendo su voltaje óptimo de 570Vcc, este último será el de referencia para encontrar la cantidad de paneles en serie que tendrá cada *String*¹, teniendo en cuenta que el panel posee un voltaje MPPT de 41.55Vcc.

$$n_{serie} = \frac{V_{O_{MPPT}}}{V_{p_{MPPT}}} = \frac{570V_{cc}}{41.55V_{cc}} = 13.77 \quad n_{serie} = 14 \text{ paneles en serie}$$

Con el número de paneles en serie, ahora se debe verificar que no se supera el voltaje máximo admitido a la entrada del inversor, en este inversor se cuenta con dos voltajes límites, el primero es la “máxima tensión de entrada” la cual no se debe superar en ningún caso y es de 1100Vcc, la segunda corresponde al límite superior del rango de búsqueda del sistema MPPT, el cual es 800Vcc. La condición de voltaje máximo se da en los paneles cuando no hay ninguna demanda de potencia, este caso se dará cuando la red eléctrica este fuera de servicio, dado que en dicho caso el inversor debe desconectarse y cortar la generación, el voltaje que alcanza cada panel en dicha condición es el de circuito abierto V_{oc} el cual es de 49.5Vcc.

$$V_{oc_{max}} = V_{oc_p} \times n_{serie} = 49.5V_{cc} \times 14$$

¹ String: “Cadena” de paneles conectados en serie, con la finalidad de ajustar el voltaje de salida a un nivel deseado.

$$V_{oc_{max}} = 693V_{cc} < 800V_{cc} \quad \text{Verfica}$$

En cuanto al número de cadenas en paralelo (*String*), se busca sobredimensionar entre un 5% y 15% el tamaño del parque fotovoltaico respecto de la potencia máxima admitida por el inversor. Esto se realiza debido a que para que los paneles entreguen su máxima potencia, se debe dar, al mismo tiempo, un escenario de una alta irradiación solar y una baja temperatura. Debido a que tales situaciones rara vez se dan juntas, la potencia real de un parque fotovoltaico casi nunca alcanza a la teórica.

$$n_{string} < \frac{P_{inv} \times 1.15}{P_{panel} \times n_{serie}} = \frac{105kW \times 1.15}{.54kWp \times 14} = 15.97$$

$$n_{string} = 15$$

Así se opta por colocar un arreglo de 15 *Strings*, cada uno con 14 paneles, los cuales dotan al parque con una potencia teórica de:

$$P_{FV} = P_{panel} \times n_{serie} \times n_{string} = 0.54kW \times 14 \times 15$$

$$P_{FV} = 113.4 kW$$

Esta potencia teórica representa un sobredimensionamiento del parque fotovoltaico, respecto de la potencia del inversor, de un 8%.

El arreglo de *Strings* a colocar sobre el área libre de sombras es el siguiente:

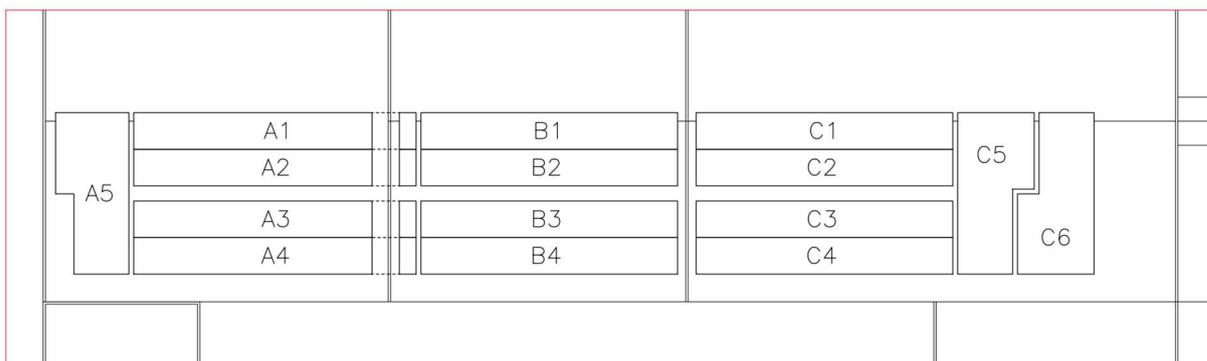


Ilustración 9 Configuración de Strings FV
 Fuente: Propia

6.6. Cálculo de generación fotovoltaica

Para el cálculo de la generación fotovoltaica, primero se estimó la irradiación solar mensual para cada mes del año. Esta estimación se basa en el modelo matemático elaborado por Liu y Jordan (1962) y consiste en estimar las radiaciones directas y difusa sobre una superficie, partiendo de la irradiación solar global diaria promedio sobre una superficie

horizontal y luego trasponerla a la superficie inclinada. El procedimiento se detalla en el ANEXO 14.

La irradiación solar diaria promedio, para cada mes, sobre la superficie inclinada a 20° del panel, para la ubicación del proyecto es:

	$G_{dm}(20^\circ)$ [kW/m ²]
ENE	5,852
FEB	5,581
MAR	5,436
ABR	4,721
MAY	4,192
JUN	3,113
JUL	4,239
AGO	4,677
SEP	5,121
OCT	5,200
NOV	5,790
DIC	5,737

*Tabla 8 Irradiación Solar Diaria Mensual sobre superficie inclinada a 20° en latitud -29.1°
 Fuente: Propia*

Obtenida la irradiación sobre el plano del panel, se procede a encontrar la energía generada por el conjunto fotovoltaico, para ello se utiliza la siguiente expresión:

$$E_G [kWh/mes] = P_{STD} [kW] \times \frac{G_{dm}(\beta) \left[\frac{kWh}{m^2}/dia \right]}{1000 \left[\frac{W}{m^2} \right]} \times PR \times np$$

Donde:

E_G Es la energía generada por el conjunto fotovoltaico inyectada a la red en kWh en un mes específico.

$P_{STD} = 0.54kW$ Es la potencia del panel en kW.

$np = 210$ Es el número de paneles del parque FV

PR Es un factor de eficiencia, el cual comprende todas las pérdidas energéticas como ser suciedad, sombras y reflectancias en los módulos, pérdidas eléctricas en los cables e inversor, y se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$PR = 0.8 \times [1 - 0.0043 \times (T_p - 45)]$$

T_p Es la temperatura de trabajo del módulo, que a su vez se calcula por:

$$T_p = T_A + \frac{G_{dm}(\beta)}{800 \left[\frac{W}{m^2} \right] \times H} \times (T_{ONC} - 20)$$

Donde

T_A Es la temperatura ambiente media mensual (dato estadístico *NASA*).

H Son la cantidad de horas de luz solar (dato *NASA*).

$T_{ONC}=45^\circ\text{C}$ Es la temperatura de operación nominal de la celda.

Reemplazando los valores para cada mes, encontramos los siguientes valores de generación diaria, mensual y anual, promedios.

Mes	T_A (NASA)	H (NASA)	T_p [°C]	PR	E_{Gd} kWh/día	E_{Gm} kWh/mes
ENE	27.5	13.63	40.9	0.81	540.3	16,750
FEB	26.2	12.94	39.7	0.82	517.8	14,500
MAR	24.2	12.13	38.2	0.82	507.5	15,734
ABR	20.5	11.27	33.6	0.84	449.4	13,481
MAY	16.5	10.53	28.9	0.86	406.6	12,605
JUN	13.9	10.16	23.4	0.87	308.6	9,259
JUL	13.1	10.33	25.9	0.87	416.1	12,900
AGO	15.6	10.95	29.0	0.86	453.6	13,607
SEP	18.4	11.77	31.9	0.84	490.6	15,210
OCT	21.8	12.64	34.6	0.84	492.8	14,783
NOV	23.8	13.41	37.3	0.83	542.7	16,825
DIC	26.3	13.82	39.2	0.82	533.4	16,002
ANUAL						171,656

Tabla 9 Generación Energética para que FV
 Fuente: Propia

Se puede estimar entonces una generación anual de 171,9 MWh/año.

Complementariamente, se realizó una simulación mediante el software PVsyst 7.1.8 el cual arrojó los siguientes resultados.

Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	206.8	74.71	25.97	199.7	194.7	18585	18150	0.801
February	167.7	61.32	24.85	170.3	165.8	16223	15849	0.821
March	157.5	56.42	23.50	172.3	168.1	16484	16098	0.824
April	114.3	43.50	19.95	135.1	132.3	13291	12986	0.847
May	101.4	32.86	16.51	134.4	131.3	13689	13386	0.878
June	79.5	28.80	14.42	109.5	106.5	11253	11009	0.887
July	94.2	30.38	13.51	127.7	124.5	13118	12829	0.886
August	120.9	36.89	16.16	152.6	149.6	15462	15110	0.873
September	146.4	46.80	18.06	167.2	163.8	16472	16091	0.849
October	174.2	62.93	21.08	182.6	178.5	17607	17196	0.830
November	195.3	69.60	23.11	190.2	185.4	18052	17630	0.818
December	214.8	75.95	25.27	203.3	198.3	18989	18542	0.804
Year	1773.0	620.16	20.18	1944.8	1898.8	189225	184877	0.838

Legends

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

*Tabla 10 Resultados de simulación de generación por Software
 Fuente: PVsyst 7.1.8*

Como vemos, el resultado que el software llama “E-Grid” el cual corresponde a la energía inyectada a la red, difiere en un 8% del resultado obtenido energía generada.

El informe completo se adjunta en el ANEXO 19.

6.7. Perdidas por desviación del ángulo óptimo de inclinación

A modo de demostrar que, ubicar los paneles en un ángulo levemente diferente al óptimo no conlleva grandes pérdidas de rendimiento, se calculó la cantidad de energía que se generaría, en teoría, si los paneles estuvieran ubicados con una inclinación óptima de 26° hacia el norte. Los resultados fueron los siguientes:

	$\beta=20^\circ$	$\beta=26^\circ$ (Optimo)
Mes	E_{Gm} kWh/mes	E_{Gm} kWh/mes
ENE	16750	17120
FEB	14500	14703
MAR	15734	15828
ABR	13481	13409
MAY	12605	12413
JUN	9259	9144
JUL	12900	12668
AGO	13607	13492
SEP	15210	15247
OCT	14783	14941
NOV	16825	17162
DIC	16002	16356
ANUAL	171,656	172,483

Tabla 11 Comparación de generación FV según ángulo
 Fuente: Propia

Se puede apreciar que una desviación de 6° del ángulo óptimo, conlleva una pérdida de rendimiento del 0.47%. En este caso, agregar una estructura que otorgue esos 6° más de inclinación provocaría un desembolso de dinero importante (de más) sin un beneficio equivalente.

6.8. Consumo Vs. Generación

Actualmente, la empresa compra energía directamente de la red de Media Tensión de la Cooperativa de Servicios Públicos, Sociales y Vivienda de Avellaneda Ltda. (COSEPAV), en la cual entra en la tarifa 2M12, y es rebajada a Baja Tensión mediante un centro de transformación propio dentro del inmueble.

Haciendo uso del registro de consumos del establecimiento en todo el año de 2020, se elaboró un gráfico para comparar el Consumo Total en kWh (Mensual) con la Generación Fotovoltaica. Además, también se representó el “Consumo Fuera de Pico”, el cual es el comprendido entre las 05:00h y 18:00h, el cual es el rango horario en el que el establecimiento brinda sus servicios.

Se añadió al gráfico el consumo de los cargadores EV. Este consumo es puramente estimativo y es un consumo que no se alcanzará sino hasta después de varios años de ejecutado el proyecto, porque depende exclusivamente del uso masivo del vehículo eléctrico. Se estima una ocupación durante el día del 50%, es decir, que durante un día de 12hs, solo 6hs, los cinco cargadores estarían funcionando al máximo de su potencia (22kW), esto equivale a

aproximadamente un consumo de 660kWh/día o 13.200kWh/mes, teniendo en cuenta solo días hábiles laborales.

En el siguiente grafico podemos ver que la generación representa entre 20% y 30% del consumo fuera de pico, según el mes.

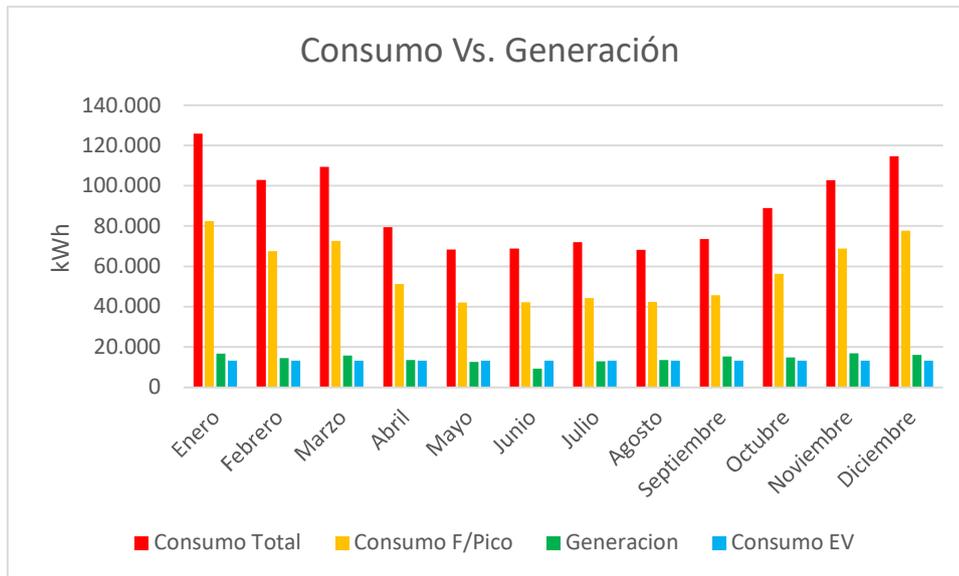


Tabla 12 Consumos Vs. Generación Eléctrica
Fuente: Propia

También se observa que la demanda energética de los cargadores EV es, en gran parte del año, contrarrestada por la generación Fotovoltaica.

7. SELECCIÓN DE COMPONENTES PRINCIPALES

7.1. Panel Fotovoltaico

El panel seleccionado para conformar el parque solar es el modelo SRP-540-BMA-HV del fabricante SERAPHIN SOLAR. Este es un panel monocristalino con una eficiencia de 20.89%, capaz de generar 540 Wp y una vida estimada de 25 años antes de perder el 16% de su rendimiento.

Las tecnologías con la que cuenta dicho panel son:

- MBB (Multi Bus Bar): Las conexiones internas de las celdas del módulo se hacen empleando 5 busbar². Esto permite reducir la distancia de conducción reduciendo las pérdidas resistivas y mejorando la eficiencia. Además, estos conductores son de sección circular reducida, contrario a tecnologías más antiguas que emplean conductores de sección rectangular, de esta forma se reducen los sombramientos.

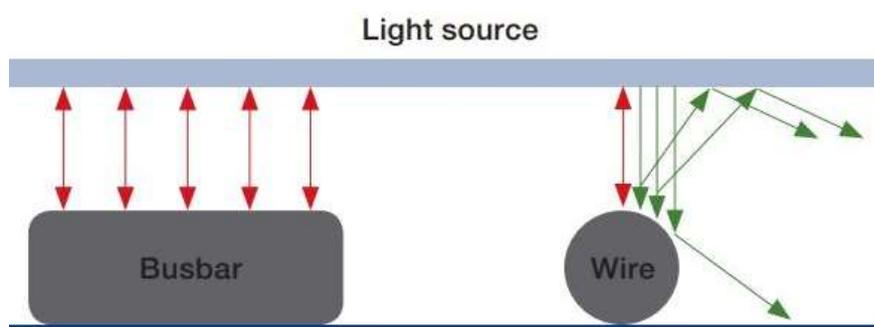


Ilustración 10 Comparación entre tecnología BB y MBB
Fuente: Meyer Burger – SWCT

- PERC (Passivated Emitter Rear Cell): En un módulo normal, no todos los fotones son captados por la celda debido a que algunos de estos la atraviesan sin interactuar con los electrones. Para solucionar esto, se coloca una capa reflectante que provoca que los

² Busbar: Elemento conductivo que conecta una celda con otra en un módulo fotovoltaico, generalmente hecho de Plata.

fotones que atraviesan el silicio sean reflejados nuevamente hacia él, aumentando la eficiencia de la celda.

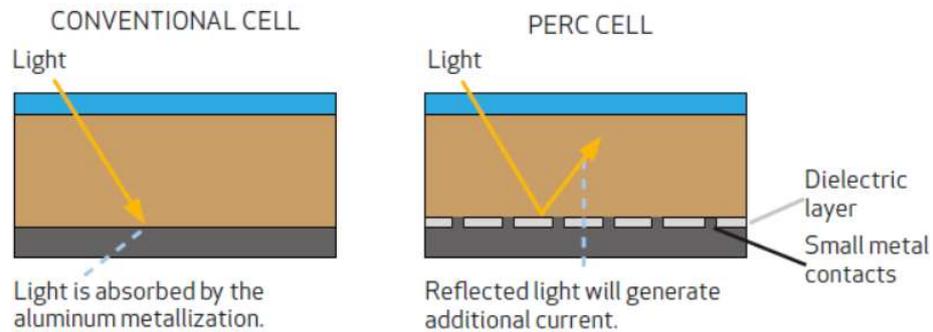


Ilustración 11 Comparativa entre una celda convencional y una PERC
 Fuente: <https://sunkalp.com/perc-new-solar-pv-technology-alert/>

- Half-Cut:** Se trata de una disposición en las que las celdas se cortan a la mitad y se conectan de forma que el panel queda dividido por dos grupos de celdas, cada uno con la mitad de potencia del panel y conectados en paralelo. De esta forma logran obtener varias ventajas frente a la disposición convencional.

La principal ventaja es que, al estar dividido en dos grupos, si uno sale de servicio por presentar un problema o queda expuesto a la sombra, el restante no se ve afectado debido a los diodos bypass que separan dichos grupos.

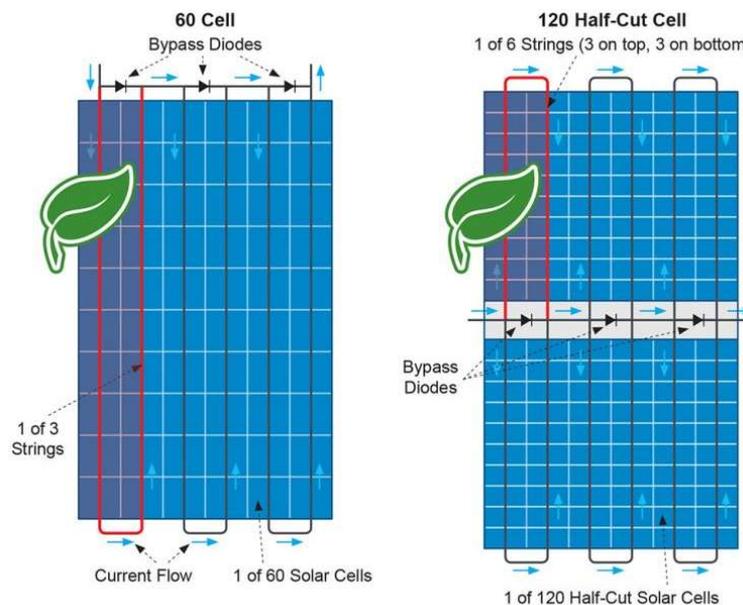


Ilustración 12 Funcionamiento frente a sombreamientos de un módulo convencional y uno Half-cut
 Fuente: <https://voltaconsolar.com/blog/2020/11/28/advantages-of-half-cut-cells-photovoltaic-solar-panels/>

Al estar las celdas divididas a la mitad, la corriente se divide en dos, por lo que las pérdidas en un módulo en corto son un cuarto de las de un módulo convencional. Esta

menor corriente también favorece la prevención de puntos calientes, ya que la corriente que pasa por las celdas (en funcionamiento normal y en corto) es menor.

Por otro lado, la desventaja que posee es que requiere mayor cantidad de soldaduras, requisito que aumenta el costo de producción y eleva la posibilidad de fallas.

7.2. Generador Fotovoltaico

El generador fotovoltaico estará compuesto por 15 grupos, conectados en paralelo, de 14 módulos conectados en serie, un total de 210 paneles, lo que representa una potencia pico instalada de 113.4 kWp.

7.3. Inversor

El inversor optado es el SUN2000-100KTL-M1 de la marca Huawei Technologies. Este es un inversor trifásico de tipo electrónico (sin transformador) de 100 kW, que puede convertir corriente continua de entre 200 a 1000Vcc a alterna de 400Vac.

Algunas de las características más importantes son:

- Inversor electrónico (sin transformador)
- 10 entradas de DC con control MPPT³
- Red MBUS para comunicación
- Configuración, análisis y monitoreo mediante cable USB, conexión bluetooth o Wifi

En cuanto a protecciones integradas cuenta con:

- Protección anti-isla
- Protección contra sobre corriente CA
- Descargadores de sobretensión tipo 2 en CC y CA
- Monitorización de corriente residual

7.4. Cargador EV

Se instalarán 5 (cinco) cargadores modelo 205.W35-D0 de la marca SCAME. Este dispositivo es del tipo Wall Box, el cual consta de una caja (box) montada sobre una pared, aunque también permite, como será en este caso, el montaje sobre soporte de pie.

El cargador permite la carga en modo 3, el tipo de conector admitido es el tipo 2 (IEC 62193) o también llamado Mennekes, permitiendo una potencia de carga de hasta 22kW, según

³ MPPT (Maximum Power Point Tracker): Seguimiento del punto de máxima potencia, es un sistema que controla el punto de funcionamiento del panel para que este esté siempre funcionando en su rango óptimo de voltaje-corriente.

el vehículo lo permita, mediante la entrega de corriente alterna a 400V. La carga se habilita luego de que el usuario se identifique mediante una tarjeta RFID. En cuanto a seguridad posee un grado de protección IP54 y protección incorporada de detección de fugas de corriente continua (DC Leakage).

El cargador también permite la comunicación entre cargadores, de esta forma pueden funcionar de forma inteligente, administrando la entrega de energía según los niveles de carga de las baterías de los usuarios conectados, en el caso de que la energía disponible no fuera suficiente para cubrir la demanda máxima.

8. SELECCIÓN DE CONDUCTORES Y CANALIZACIONES

8.1. Determinación de influencias externas

Antes de seleccionar qué conductores y canalizaciones utilizar, se debe definir las influencias externas a la que estará expuesta la instalación eléctrica. Tales influencias pueden provenir del medio ambiente que las rodea, de la capacidad de las personas que la operan o de los materiales que se emplea en la construcción del inmueble.

La elección de los materiales eléctricos en función de las influencias externas es necesaria para el correcto funcionamiento de la instalación y asegurar la seguridad operacional de la misma.

Para esta tarea, se utilizó lo expresado en la reglamentación AEA-90364-7-772 “Instalaciones de espacios comunes y servicios generales en inmuebles colectivos” en conjunto con la AEA-90364-5 “Elección e instalación de materiales eléctricos”.

La instalación eléctrica constará de dos partes bien diferenciadas, por un lado, la de corriente alterna que se ubicará por dentro del edificio, y por otro lado la de corriente continua que irá ubicada en gran parte por fuera de este. Por este motivo, cada parte tendrá exigencias ambientales diferentes.

Condiciones Ambientales del Circuito de Corriente Continua		
Utilización	Código	Descripción
Temperatura Ambiente	AA7	-25 a + 55 °C
Humedad atmosférica	AB7	10% a 100%
Altitud	AC1	Menor o igual a 2000m
Presencia de agua	AD3	Agua rociada o pulverizada
Presencia de cuerpos solidos extraños	AE1	Despreciable
Presencia de sustancias corrosivas o contaminantes	AF1	Normal
Impacto	AG1	Baja severidad
Vibración	AH1	Baja severidad
Presencia de flora o moho	AK1	Sin riesgo
Presencia de fauna	AL1	Sin riesgo
Influencia electromagnética	AM1	Despreciable
Radiación solar	AN3	Exposición Alta
Efectos sísmicos	AP1	Despreciable
Descarga atmosférica	AQ3	Exposición Directa
Viento	AS2	Viento Medio

Tabla 13 Condiciones Ambientales Circuito CC

Fuente: Propia

Condiciones Ambientales del Circuito de Corriente Alterna		
Utilización	Código	Descripción
Temperatura Ambiente	AA4	-5 a + 40 °C
Humedad atmosférica	AB4	5% a 95%
Altitud	AC1	Menor o igual a 2000m
Presencia de agua	AD1	Despreciable
Presencia de cuerpos solidos extraños	AE1	Despreciable
Presencia de sustancias corrosivas o contaminantes	AF1	Normal
Impacto	AG1	Baja severidad
Vibración	AH1	Baja severidad
Presencia de flora o moho	AK1	Sin riesgo
Presencia de fauna	AL1	Sin riesgo
Influencia electromagnética	AM1	Despreciable
Radiación solar	AN1	Despreciable
Efectos sísmicos	AP1	Despreciable
Descarga atmosférica	AQ2	Explosión indirecta
Viento	AS1	Viento Bajo

Tabla 14 Condiciones Ambientales Circuito CA

Fuente: Propia

En cuanto a las condiciones de utilización, ambos circuitos poseen las mismas características.

Condiciones de Utilización		
Utilización	Código	Descripción
Capacidad de las personas	BA1	Normal u ordinaria
Resistencia eléctrica del cuerpo humano	BB1	Normal
Contacto con las personas al potencial	BC2	Bajo
Condiciones de evacuación ante un siniestro	BD3	Alta densidad ocupacional y condiciones fáciles de evacuación
Naturaleza de los materiales procesados o almacenados	BE1	Riesgos insignificantes
Materiales de construcción	CA1	No combustibles
Proyecto de edificios	CB2	Riesgo de propagación de incendio

Tabla 15 Condiciones de Utilización
Fuente: Propia

8.2. Selección de conductores

Definidas las influencias externas a la que estará sometida cada instalación, se puede, entonces, proceder con la elección de los conductores con base en estas. Además, como guía, se utilizó la tabla 52.22 “Resumen de canalizaciones, conductores y cables permitidos según diferentes influencias externas” extraída de la reglamentación AEA 90364-5 “Reglas particulares para la ejecución de las instalaciones eléctricas en inmuebles” Parte 5 “Elección e instalación de los materiales eléctricos”.

Las características los conductores que se seleccionaran son:

- Conductores de CC:

Las características con las que deberán contar los cables que van desde los paneles hasta el inversor son:

- Temperatura de servicio: 90°C
- Tensión nominal: mínimo 1.8kV
- Unipolar
- Norma de Referencia: IEC 62930
- Aislamiento: Doble, XLPE
- Resistente a ozono, rayos UV e hidrolisis

El tipo de conductor a utilizar en el tramo comprendido entre los paneles y el inversor será del tipo unipolar de 4mm² modelo PAYTON SOLAR del fabricante I.M.S.A.

- Conductores de CA:

Las características que deberán cumplir los conductores que conducirán corriente alterna serán:

- Temperatura de servicio: 90°C
- Tensión nominal: mínimo 0,6 kV
- Multipolar o unipolar
- Norma de Referencia: IEC 62266 o 62267
- Aislamiento: XLPE

El cable proyectado en el tramo entre el Inversor y el TSGD (tablero seccional de generación distribuida) será un cable tetrapolar 3x70/35 modelo Afumex 1000+ del fabricante PRYSMIAN. Este último tablero se encuentra ubicado justo al lado del TGBT (tablero general de baja tensión)

En el tramo entre el TGBT y TSP (tablero seccional de playa) se colocará un cable tetrapolar 3x95/50 modelo Afumex 1000+ del fabricante PRYSMIAN.

Por último, en el tramo entre el TSP y los cargadores EV, se usará un cable pentapolar 5x6mm² modelo Afumex 1000+ del fabricante PRYSMIAN.

8.3. Selección de canalizaciones

8.3.1. Canalizaciones de CC

Todos los cables de conexión propios de los paneles irán sujetos mediante precintos o cualquier otro medio de sujeción similar a la parte trasera de los paneles y/o estructura, procurando no dañar el conductor ni el aislante por aprietes excesivos o por curvas cerradas. En aquellos tramos que se deba conectar dos paneles entre sí, donde el conductor quede expuesto a la vista se empleará un tramo de caño IRAM RL16.

El tendido de los cables unipolares, que van desde el último panel de cada *String* hasta el interior del edificio, se hará sobre la superficie del techo por medio de canalizaciones tipo perfil C perforada de 100x50x0.7mm construidos en chapa de zinc. Se dispondrán dichos perfiles con tapa. Se agruparán todos los positivos en una canalización y todos los negativos en otra. Cada tramo de 3m se fijará sobre la superficie del techo mediante dos tornillos autopercutorantes, y cada sección se unirá a la otra mediante cuplas de unión.

El ingreso al edificio se hará mediante un caño de PVC de diámetro 110mm. El extremo de tubo que ingresa al edificio tendrá un codo 90° mirando hacia abajo con el fin de evitar ingreso de agua al mismo. El tubo terminará sobre una bandeja porta cables metálica de

100x50x0.7 la cual pasará por debajo del gabinete de protecciones contra rayo y del inversor, para luego subir y continuar hasta el TGBT (ver plano n°8 “TOPOGRAFICO PCR-INVERSOR”).

8.3.2. Canalizaciones de CA

- Tramo Inversor-TSGD

El cable que sale del inversor y va hacia el TSGD, el cual está ubicado en el TGBT, lo hará sobre la canalización tipo perfil C perforada de 100x50x0.7mm en chapa de zinc descrita anteriormente, que ira montada sobre soportes tipo ménsula de 130mm de ancho, sujetos a la pared a una altura de 2,2m.

- Tramo TGBT-TSP

El tendido del cable de alimentación del TSP (tablero seccional de playa) que parte del TGBT, un conductor tetrapolar 3x90/50, se hará por medio de canalización tipo perfil C perforada de 100x50x0.7mm también en chapa de zinc existente en la instalación y colocada sobre ménsulas sujetas a la pared. El ingreso al TSP será desde arriba por medio de un tubo de PVC de 50mm de diámetro (ver plano n°10, “TOPOGRAFICO TSP”).

- Tramo TPS-Cargadores EV

Los conductores de alimentación de los cargadores EV saldrán del TSP por medio de caños de acero liviano RL25 individuales, hacia abajo hasta una profundidad de 20cm donde continuarán hasta alcanzar cada cargador (ver plano n°11, “TOPOGRAFICO CARGADORES EV”).

9. SEGURIDAD ELÉCTRICA

9.1. Protección del circuito CC

9.1.1. Fusibles

La protección de cada *String* de paneles se hará mediante fusibles, tanto sobre el positivo como el negativo. Los fusibles serán del tipo gPV, diseñados específicamente para protección de paneles fotovoltaicos, de tamaño 10x38mm cilíndricos y de calibre 25A.

Se alojarán en conectores portafusibles MC4 (conectores fotovoltaicos con fusible integrado). Estos vincularán los cables de cada *String* con el tramo de conexión hasta el inversor. Los dos conectores portafusibles (positivo y negativo) irán colocados con precintos debajo del panel ubicado en el extremo del *String*, dicha ubicación deberá ser tal que se pueda retirar dichos conectores sin desmontar el panel.

La selección de los fusibles de CC se realizó siguiendo la guía técnica “Protección de circuitos solares completa y fiable” desarrollada por el fabricante de elementos de protección EATON. El procedimiento está detallado más adelante en el Anexo 15, sección 15.4 “Dispositivos de Protección”.

9.1.2. Protección contra sobretensiones

Debido a que los paneles están expuestos a rayos, y que el inversor tiene incorporada la protección contra sobretensiones producidas por rayos tipo 2⁴, se instalarán protecciones contra sobretensiones transitorias tipo 1 + 2 por cada *String*. El modelo para instalar es el PSC3-5/1000 PV de la marca Ciprotec, el cual es un protector contra sobretensiones transitorias Tipo 1+2, de 3 módulos desenchufables, para redes de hasta 1000V, con poder de disipación de 5kA

⁴ Tipos de Protecciones contra sobretensiones: existen 3 tipos de dispositivos de protección, Tipo 1 (protección basta) lo cuales se instalan próximos a la acometida y permiten descargar la sobre corriente producida por el impacto directo de un rayo; los Tipo 2 (protección media) son los que permiten mitigar los efectos de sobretensión producidos por la descarga de la corriente del rayo; Tipo 3 (protección Fina) son dispositivos que protegen equipos, generalmente se instalan junto al toma de dicho equipo y este protege de sobretensiones provocadas por anomalías en la red.

para impulso de rayo (10/350) y 40kA para impulso (8/20) y una tensión residual (nivel de protección) de 4 kV.

Los 15 dispositivos contra sobretensiones irán montados sobre riel DIN en un gabinete ubicado al lado del inversor y justo antes de este.

9.2. Protecciones del circuito CA

9.2.1. Interruptor Automático de Inversor

La salida en corriente alterna del inversor irá protegida por un interruptor automático modelo Compact NSX160 de la marca Schneider, el mismo es un interruptor con disparo termomagnético y electrónico, de curva regulable según las necesidades, de corriente nominal 160A, poder de corte de hasta 36kA en 400Vac, 4 polos.

9.2.2. Relé de protección a la interconexión de SGD

Debido a que la potencia pico de generación del SGD (sistema de generación distribuida) sobrepasa los 100kW, y según la normativa provista por EPESF. (2020). Procedimiento técnico para la conexión de generación distribuida en la red de la EPESF (PRO-103-101), se debe instalar un dispositivo relé de protección a la interconexión. Este relé monitorizará y deberá actuar sobre un seccionador en los siguientes casos de falla:

- Sobrecargas y cortocircuitos de fase y tierra (ANSI 50/51)
- Máxima y mínima frecuencia (ANSI 81m-M)
- Máxima y mínima tensión (ANSI 59 y 27)
- Protección anti-isla (ANSI 78)
- Protección de sincronización (ANSI 25)
- Falla de interruptor (ANSI 50BF)

Además, deberá contar con registro de eventos y perturbaciones, y la posibilidad de telecontrol por parte de la EPESF.

Se instalará entonces un dispositivo modelo Sepam 40 tipo S40 de la marca Schneider. Este es un relé electrónico de aplicación en subestaciones eléctricas el cual cuenta con las siguientes protecciones:

Protección	Código ANSI	Subestación					
		S40	S50	S41	S51	S42	S52
Defecto de fase	50/51	4	4	4	4	4	4
Bloqueo/recuperación de carga fría de defecto de fase	CLPU 50/51		4		4		4
Sobreintensidad de tensión restringida	50V/51V						
Defecto a tierra/defecto a tierra sensible	50N/51N 50G/51G	4	4	4	4	4	4
Bloqueo/recuperación de carga fría de defecto a tierra	CLPU 50/51N		4		4		4
Defecto de disyuntor	50BF	1	1	1	1	1	1
Desequilibrio	46	2	2	2	2	2	2
Defecto de fase direccional	67					2	2
Defecto a tierra direccional	67N/67NC			2	2	2	2
Máxima potencia activa direccional	32P			1	1	1	1
Máxima potencia reactiva direccional	32Q/40						
Imagen térmica	49RMS						
Mínima intensidad	37						
Arranque largo, bloqueo rotor	48/51LR/14						
Arranques por hora	66						
Mínima tensión directa	27D						
Mínima tensión remanente	27R						
Mínima tensión ⁽¹⁾	27/27S	2	2	2	2	2	2
Máxima tensión ⁽¹⁾	59	2	2	2	2	2	2
Máxima tensión residual	59N	2	2	2	2	2	2
Máxima tensión directa	47	1	1	1	1	1	1
Máxima frecuencia	81H	2	2	2	2	2	2
Mínima frecuencia	81L	4	4	4	4	4	4
Reenganchador (4 ciclos)	79	•	•	•	•	•	•
Vigilancia de la temperatura (8 o 16 sondas)	38/49T						
Termostato/Buchholz	26/63						
Conductor roto	46BC		1		1		1

Tabla 16 Protecciones de Relé
 Fuente: Catalogo Schneider - Sepam series

La medición de corriente de línea que entrega el inversor se hará por medio de tres transformadores de intensidad de medición marca Schneider, modelo METSECT5CC020 – 200/5A-CI0.5-5VA. Estos se conectarán con el relé a través del módulo de conexión CCA630, este es un accesorio de la línea Sepam que convierte la señal analógica de los TI en digital para que sea procesada por el relé.

Para la medición de la tensión, se usará el mismo modulo CCA630, pero la toma será directa, es decir, no se empleará ningún transformador de tensión para rebajar esta ya que el valor máximo que admite el relé es justo la tensión fase-neutro de la línea.

9.2.3. Seccionador Motorizado de SGD

El relé electrónico actuará sobre un interruptor-seccionador motorizado OTM200 de la marca ABB. Este es un seccionador bajo carga de 4 polos, In 200A, y accionamiento manual mediante mando o eléctrico mediante motor. Posee indicaciones de estado y enclavamientos en posición OFF mediante candado.

El seccionador, el interruptor y el relé irán ubicados en un gabinete en la sala de transformación denominado “Tablero del sistema de generación distribuida” (TSGD). Este gabinete se instalará a un lado del Tablero General de Baja tensión (TGBT) de la instalación.

9.2.4. Interruptor Automático del TSP

El dispositivo de protección del TSP (tablero Seccional de Playa) que alimentará a los cargadores EV será el modelo Compact NSX250 de la marca Schneider. Este es un interruptor similar al empleado para el inversor, pero con una corriente nominal ajustable hasta 250A, 4 polos y una corriente de corto de 36kA, además cuenta con disparo magnético, termomagnético y electrónico, todos regulables y este último posee un modo de disparo por “reflejo” el cual permite limitar la corriente de cortocircuito debido a su rápida actuación. Este se ubicará dentro del TGBT, junto con las demás protecciones existentes del complejo.

9.2.5. Disyuntores de circuitos terminales

La IEC 60364-7-722 exige que los circuitos que alimentan a dispositivos de carga EV posean capacidad de detección y protección contra corrientes CA residuales, CC pulsante y corrientes CC residual suave, con un nivel de detección máximo de 30mA para CA y 6mA para CC. Los equipos que cuentan con dichas protecciones son los disyuntores “Tipo B”.

En este caso, se contará con disyuntores 5SV3346-4 marca Siemens, los cuales están diseñados para trabajar con una corriente nominal de hasta 63A en circuitos trifásicos de hasta 400Vac de línea, posee 4 polos y sensibilidad de detección de 30mA en CA y 6mA CC.

9.2.6. Interruptores termomagnéticos de cargadores EV

Los circuitos terminales hacia los cargadores EV estarán bajo protección de Pequeños Interruptores automáticos PIA, modelo 5SL4450-6 de Siemens. Son interruptores termomagnéticos de 4 polos, corriente nominal 50A, curva de disparo B y poder de corte de hasta 10kA.

Tanto los disyuntores como los PIA, se ubicarán dentro de un gabinete próximo a los cargadores EV.

9.2.7. Protección contra sobretensiones para los Cargadores EV

Los EV se diseñan conforme a la norma IEC 17409, por lo que deberían estar protegidos contra cualquier sobretensión mayor a 2.5kV. Además, la IEC 60364-7-722 exige que los dispositivos de carga EV que se instalen en lugares con acceso público posean protección contra sobretensiones transitorias tipo 2.

Así, se seleccionó el modelo PSM4-40/400 TT de la marca Ciprotec, el cual es un dispositivo protector de sobretensiones transitorias Tipo 2, trifásico, con 4 polos protegidos mediante cartuchos enchufables. El mismo posee un nivel de protección $U_p=1.5kV$.

9.3. Configuración de puesta a tierra

El establecimiento cuenta con un esquema de puesta a tierra TT. La puesta a tierra de servicio fue diseñada siguiendo el procedimiento técnico desarrollado por UNESA, para centros de transformación de MT/BT.

La tierra de servicio tiene una configuración rectangular, con 4 jabalinas (una por esquina) de 5/8" de diámetro y 2m de longitud, enterradas a 0.8m de profundidad y unidas por un conductor de cobre desnudo de 50mm² de sección. Esta configuración se ubica sobre la vereda lindante al centro de transformación.

Por otra parte, la tierra de protección consta de 3 jabalinas de 5/8" de diámetro y 2m de longitud, enterradas a 0.5m de profundidad, dispuestas en configuración longitudinal con separación de 3m entre cada una, están unidas por un conductor de cobre desnudo de 50mm² y se ubican a 15m de la tierra de servicio.

9.4. Conexión equipotencial

La instalación cuenta con una barra equipotencial principal (BEP) ubicada en el TGBT, esta está conectada a la toma de tierra de protección por medio de un cable de cobre de 35mm². A esta BEP se conectan todas las barras equipotenciales seccional (BES) de los distintos tableros seccionales del establecimiento, que, a su vez, sobre estas últimas se conectan las masas eléctricas de los aparatos alimentados por sus respectivos tableros seccionales.

Para la conexión equipotencial de los dispositivos a instalar, se seguirá la misma configuración existente en el establecimiento. El tablero seccional de playa (TSP) y el tablero del sistema de generación distribuida (TSGD) estarán equipados con una barra equipotencial a la cual se conectarán los conductores de protección de cada dispositivo que se conecta a dicho tablero. Y estas BES estarán conectadas a la BEP.

La sección del conductor de protección principal que conecta las BES de los tableros seccionales con la BEP cumplirá con lo expresado en la tabla 771.20.III de la AEA 90364-7-711:

Sección de los conductores de línea (o fase) en mm ²	Sección mínima del conductor PE en mm ²
S ≤ 16	S
16 < S ≤ 35	16
35 < S ≤ 400	S/2
400 < S ≤ 800	200
800 < S	S/4

Tabla 17 Tabla 771.20.III sección mínima de conductores PE en tableros
 Fuente: AEA 90364-7-771

Las masas metálicas del generador fotovoltaico, las cuales son el marco del panel fotovoltaico y la estructura de soporte de los paneles estarán vinculadas equipotencialmente mediante cordones de cobre sujetos mediante un conector de tierra abulonado a la estructura soporte o el marco del panel. Al atornillar dicho conector en el marco del panel, es importante hacerlo en el orificio de tierra marcado en dicho panel, ya que el tratamiento de anodizado del aluminio puede actuar como aislante.

Los tres grandes grupos de paneles se vincularán entre si mediante un conductor de 16mm² y uno de ellos se conectara en el BES del tablero de protecciones contra rayos, ubicado antes del inversor.

Todas las tomas de tierra de cada dispositivo de protección contra sobretensiones se conectarán al BES del tablero de protecciones contra rayo.

El conductor de protección del inversor se conectará también al BES del tablero de protecciones contra rayo, y este se conectará el BEP, ambos conductores serán unipolares de cobre aislado y 35mm².

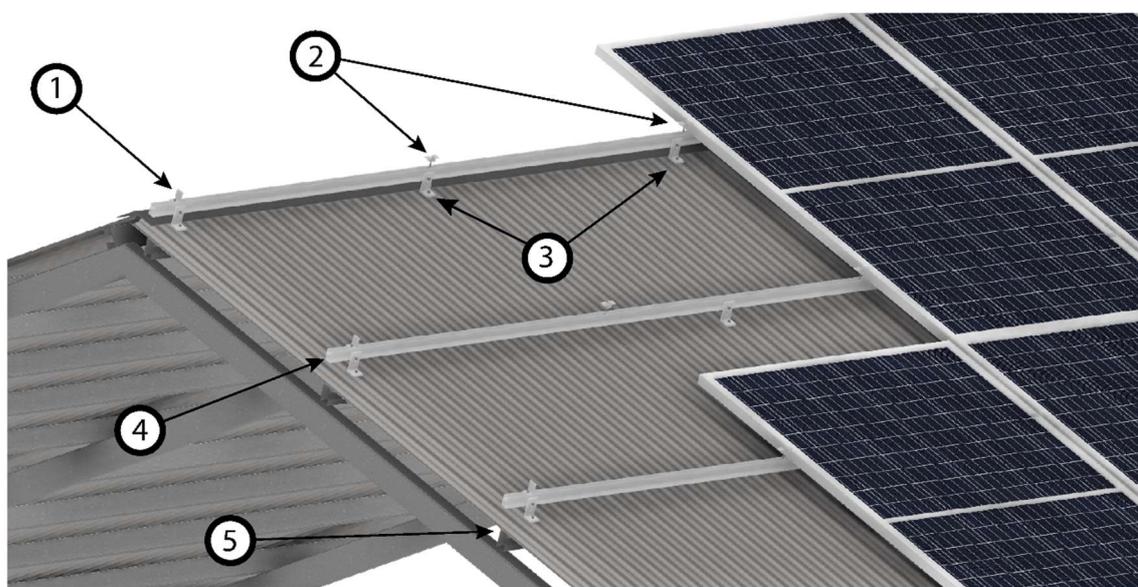
Los conductores PE de los cargadores se conectarán al BES del TSP por medio de uno de los conductores de los cables pentapolar de dichos circuitos (Cu-6mm²).

El BES del TSP se conectará al BEP por medio de un cable unipolar aislado, de cobre de 50mm².

10. MONTAJE DE PANELES

10.1. Estructura de paneles

El montaje de los paneles se realizará mediante estructuras del tipo “sobre cubierta”, es decir, el panel ira montado sobre la cubierta del techo adoptando la inclinación natural de este. Se sujetarán mediante sujetadores Mildclamps (2), y Endclamps (1), los cuales corren sobre un perfil de aluminio (4), y este último se amura por medio de bulones a las correas del techo (5) utilizando perfiles L (3).

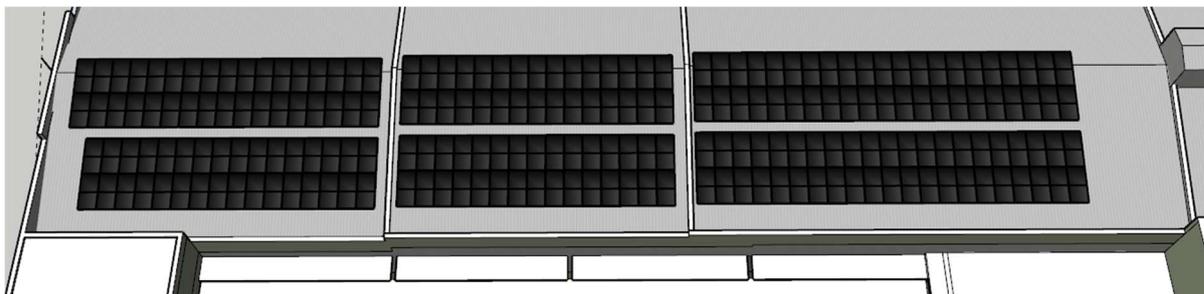


*Ilustración 13 Detalle estructura FV
Fuente: Propia*

Por cada fila horizontal de paneles, se requieren dos filas de perfiles de aluminio. La separación entre estos será de 1,1 metros (separación entre correas del techo), y la ubicación del panel sobre estos se hará de forma que el módulo quede centrado verticalmente.

Sobre la primera fila de perfiles de aluminio, de la primera fila de paneles (la que está en la cima del techo) se colocarán sujeciones (a las correas del techo) cada 1 (un) metro, mientras que en las demás filas por debajo se colocarán dichas sujeciones cada 1,5 metros.

Con el fin de reducir la dificultad de las posibles tareas de mantenimiento, se dejará un “pasillo” en medio de cada grupo. De esta forma, en caso de necesitar reemplazar un panel, siempre se tendrá fácil acceso a este desde uno de los corredores.



*Ilustración 14 Distribución de filas
Fuente: Propia*

10.2. Conexión eléctrica de paneles a inversor

El inversor cuenta con 10 entradas MPPT, las cuales admiten como máximo una corriente de trabajo de hasta 26A y soportar una corriente de corto de hasta 40A.

Debido a que se cuentan con un arreglo de 15 *Strings*, se deberá conectar 5 grupos de forma individual a las primeras 5 entradas MPPT, y los 10 grupos restantes se los conectará de a pares en cada MPPT libre. Esta configuración es soportada por el inversor ya que la corriente nominal de dos *Strings* en paralelo y trabajando en condiciones STC⁵ es de 26A. La corriente de corto de dicho arreglo es de 27.6A, mientras la soportada por el inversor es de 40A.

De esta forma se aprovechan todas las entradas MPPT del inversor, lo que aumentará la eficiencia del sistema fotovoltaico.

⁵ STC: Condiciones de prueba estándares (Standar Test Conditions). Son las condiciones bajo las cuales se ensayan los módulos para establecer sus parámetros básicos. Estas condiciones son: Irradiancia de 1000W/m², Temperatura de la celda de 25°C, masa de aire AM 1.5. En la práctica, estas condiciones no son habituales y en algunas instalaciones no se dan nunca.

11. EVALUACIÓN DE CICLO DE VIDA

La evaluación de ciclo de vida, o Life Cycle Assessment (LCA), es un proceso que identifica y calcula los aspectos y posibles impactos medioambientales del ciclo de vida de un producto o actividad. Este análisis se considera desde la obtención de la materia prima para la elaboración hasta el reciclado o desecho.

La elaboración de un análisis de ciclo de vida es extremadamente compleja y laboriosa, la cual está reglamentada en la norma ISO 14040 “Análisis del ciclo de vida. Principios y marco de referencia” y suele ser elaborada por técnicos ambientales especialistas.

Para esta ocasión, se realizará un breve LCA de la instalación fotovoltaica, enfocándonos en las emisiones de Dióxido de Carbono (CO₂) que conllevan su fabricación, transporte, instalación, uso y reciclado de cada elemento usado en el sistema.

LCA sistema fotovoltaico:

- Paneles Fotovoltaicos: Según el tipo de tecnología, cada módulo tiene una emisión de CO₂ diferente, en el caso del silicio monocristalino, la emisión de CO₂ es aproximadamente 193.5 kgCO₂/m². El sistema cuenta con unos 542 m² de paneles fotovoltaicos.

	Module efficiency in reference	Energy requirement	CO ₂ emissions
PV module			
mono-Si	14.3%	3,986 MJ/m ²	193.5 kg CO ₂ /m ²
a-Si/mono-Si	16.6%	3,679 MJ/m ²	178.0 kg CO ₂ /m ²
mc-Si	13.9%	2,737 MJ/m ²	135.2 kg CO ₂ /m ²
a-Si (in 2000)	-	1,202 MJ/m ²	54.3 kg CO ₂ /m ²
a-Si/μc-Si	8.6%	1,210 MJ/m ²	67.8 kg CO ₂ /m ²
CIS	10.1%	1,105 MJ/m ²	67.5 kg CO ₂ /m ²

Tabla 18 Emisiones de CO₂ según tipo de modulo

Fuente: <https://www.intechopen.com/books/crystalline-silicon-properties-and-uses/life-cycle-assessment-of-pv-systems>

- Soportes: Están constituidos 100% en aluminio, el cual, su fabricación en argentina, según el informe de Indicadores de emisiones de Gases de Efecto Invernadero. (Fundación Torcuato Di Tella (FTDT) y PwC, 2015) produce una emisión de 3.7 kgCO₂/kg. En cuanto a la cantidad de aluminio utilizado en el proyecto, lo aproximaremos a 500kg.
- Cables: Se emplean aproximadamente 450 kg de cableado de cobre en el proyecto, el cual posee una emisión de 6.3 kgCO₂/kg durante su fabricación.
- Inversor: Según datos extraídos del software PV Syst, la fabricación de inversores de más de 50kW conlleva unos 43.7 kgCO₂/kW, este valor esta tomado en base a la matriz energética del país de origen, en este caso, China. El inversor utilizado tiene una potencia de 100kW.
- Transporte: Este es un dato muy variable debido a que requiere una trazabilidad difícil de establecer en este proyecto. La mayoría de los componentes se producen en el extranjero y son enviados por barcos al país, para luego ser transportados por camiones hasta la obra. Suele representar entre el 9 y 15% del total del proyecto. Para este, tomaremos un valor del 13%.

Con las emanaciones por unidad de cada elemento, y la cantidad utilizada en el proyecto, podemos hallar las emanaciones de CO₂ que se generarán debido a la instalación de la planta fotovoltaica.

Ítem	Emanaciones por unidad	Cantidad	Total [kgCO ₂]
Paneles	194 kgCO ₂ /m ²	542 m ²	104,877
Soportes	3.7 kgCO ₂ /kg	500 kg	1,855
Inversor	43.7 kgCO ₂ /kWca	100 kWca	4,370
Cableado	6.3 kgCO ₂ /kg	450 kg	2,835
		Subtotal	113,937
Transporte	13% Del subtotal		14,812
		Total	128,749

Tabla 19 Emanaciones totales de la instalación
 Fuente: Propia

- Operación: La energía de la red esta generada por una combinación de diferentes tipos de tecnologías, y la predominante en argentina (como en muchos otros países) son las convencionales, que utilizan combustibles fósiles como el petróleo, carbón y gas, los cuales emiten grandes cantidades de gases a la atmosfera. Al generar energía por medio de la tecnología fotovoltaica, producimos un ahorro de CO₂, este ahorro puede ser cuantificado utilizando la siguiente ecuación.

$$E_n = G_{fv-n} \times f_{GEI}$$

Donde

E_n Es la cantidad, en toneladas, de CO₂ ahorrado en el año n .

G_{fv-n} Es la energía generada por el sistema fotovoltaico en el año n , teniendo en cuenta una degradación del 0.8% anual de los módulos.

f_{GEI} Es el factor de emisiones CO₂ por unidad de energía generada, el cual según el informe Inventario Nacional GEI argentino (2019) actualmente de 350 tCO₂/MWh.

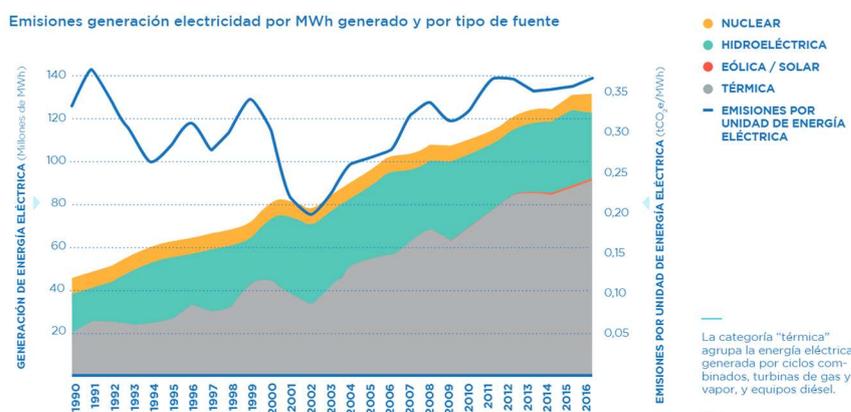


Figura 1 Emisiones generación eléctrica por MWh generado y por tipo de fuente
 Fuente: Inventario Nacional GEI Argentino – 2019

Así, podemos calcular el balance de CO₂ que resultara del sistema luego de 25 años de operación.

Año	Energía Generada [kWh/año]	CO2 Evitado [tCO2]	Acumulado de CO2 Evitado [tCO2]
0	0	-128.75	-128.75
1	164,902	57.72	-71.03
2	163,583	57.25	-13.78
3	162,264	56.79	43.01
4	160,944	56.33	99.34
5	159,625	55.87	155.21
6	158,306	55.41	210.62
7	156,987	54.95	265.56
8	155,667	54.48	320.05
9	154,348	54.02	374.07
10	153,029	53.56	427.63
11	151,710	53.10	480.73
12	150,391	52.64	533.37
13	149,071	52.17	585.54
14	147,752	51.71	637.25
15	146,433	51.25	688.51
16	145,114	50.79	739.30
17	143,794	50.33	789.62
18	142,475	49.87	839.49
19	141,156	49.40	888.89
20	139,837	48.94	937.84
21	138,518	48.48	986.32
22	137,198	48.02	1,034.34
23	135,879	47.56	1,081.90
24	134,560	47.10	1,128.99
25	133,241	46.63	1,175.63

Tabla 20 Balance anual de Emisiones de CO2

Fuente: Propia

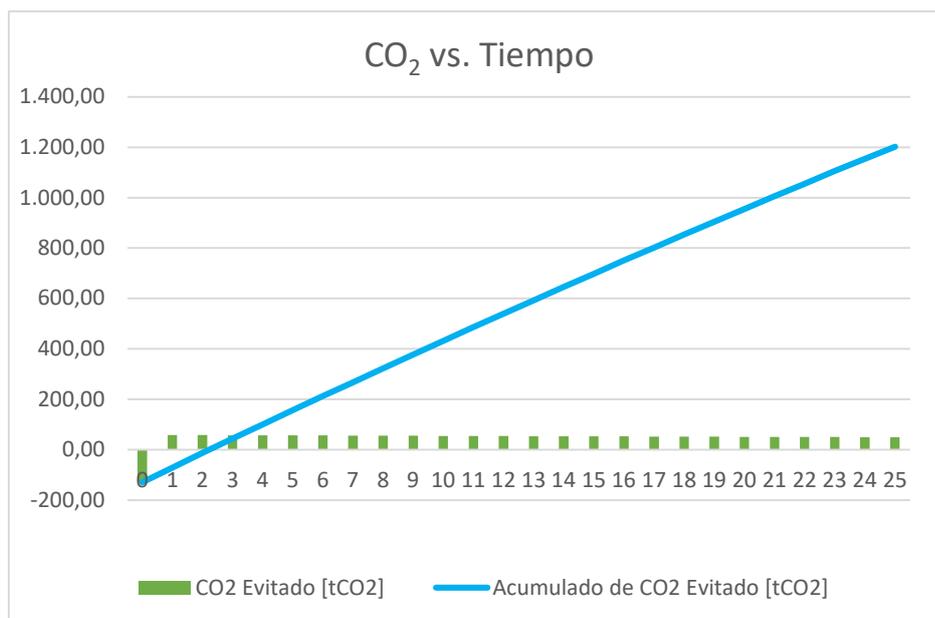


Tabla 21 Balance Anual y Acumulado de Emisiones CO₂
Fuente: Propia

Analizando los datos obtenidos, vemos que luego de poco más de 2 años de generación, el sistema ya compensa las emisiones producto de su fabricación e instalación. Y que, al cabo de 25 años, el balance de CO₂ ahorrado es de 1.175 tCO₂.

11.1. Desechos:

Un tema que preocupa al público en general es la gran cantidad de desechos a futuro que se podrían generar luego de que los paneles alcanzan su vida útil de 30 años. Actualmente son pocos los países que poseen legislaciones y políticas de reciclado, un ejemplo de esto es la Unión Europea, la cual establece directivas de recolección del 85% y 80% de reutilización de los materiales presentes en los paneles. Solo el reciclado del vidrio y de los marcos de aluminio ya representan el 85% del peso del panel, la dificultad está en la etapa de delaminación de los módulos, en la que se encuentran los materiales más valiosos como lo son el silicio, la plata y el cobre, entre otros.

La aplicación de estas normativas es importante para anticiparse a dicha problemática, y para incentivar nuevas tecnologías, tanto de reciclaje como de fabricación que favorezcan esta tarea.

12. ANÁLISIS ECONÓMICO

Es de vital importancia realizar el análisis económico del proyecto, para así identificar su viabilidad económica.

De los equipos a instalar, el que más importancia e impacto económico posee es el grupo de paneles fotovoltaicos. Estos tienen una vida útil garantizada por el fabricante de 25 años (aunque pueden durar 30 o más años), por lo que, sobre dicho periodo es que se analizará la rentabilidad del proyecto.

Existe la posibilidad de que se deba cambiar el inversor, por una falla en este, antes de los 25 años. Para inversores de menos de 50kW, el periodo de reposición suele ser de 10 años, pero para equipos centralizados como este, suele ser de más de 20 años. Para una proyección conservadora, se tomará una vida útil de 15 años para dicho equipo, por lo que se deberá reinvertir en uno nuevo pasado 15 años de la puesta en marcha.

Se comenzará elaborando el cómputo y presupuesto del proyecto, luego se estudiará los ingresos, ahorros y egresos que conlleva su empleo, y por último se aplicaran varias herramientas e indicadores económicos con la finalidad de establecer la rentabilidad del proyecto.

Todos los montos en pesos argentinos serán convertidos a dólar estadounidense, con tipo de cambio, al día de la fecha 1 de diciembre de 2021, de 106,20 \$/u\$d.

12.1. Cómputo y Presupuesto

Ítem	Cantidad [unidades]	Precio uni. [\\$]	Subtotal [\\$]	Subtotal [u\\$d]
Dispositivos Eléctricos				
Panel SERAPHIM SRP-540-BMA-HV	210	30,798	6,467,580	60,900.0
Inversor HUAWEI SUN200-100KTL-M1	1	790,290	790,290	7,441.5
Cargador EV SCAME 205.W35-D0	5	93,100	465,500	4,383.2
Relé Protección Schneider Sepam S40	1	413,260	413,260	3,891.3
Seccionador ABB OTM200	1	125,131	125,131	1,178.3
Interruptor CompactNSX 160	1	85,700	85,700	807.0
Interruptor CompactNSX 250	1	94,150	94,150	886.5
TI Schneider METSECT5CC020	3	4,920	14,760	139.0
Disyuntor Siemens 5SV3346-4	5	83,595	417,975	3,935.7
Termomagnética Siemens 5SL4450-6	5	5,430	27,150	255.6
Prot. Sobretens. PSC3-5/1000 PV	18	5,890	106,020	998.3
Conecto MC4 porta Fusible	36	2,105	75,780	713.6
Materiales Eléctricos				
Gabinete FORLI 600x600x210	2	14,930	29,860	281.2
Tablero Electroluz 2100x800x800	1	60,000	60,000	565.0
Cable Fotovoltaico Unipolar 4mm ² x250m	6	32,934	197,604	1,860.7
Cable Afumex 1000 3x95+1x50 x1m	80	8,449	675,920	6,364.6
Cable Afumex 1000 3x70+1x35 x1m	20	6,237	124,740	1,174.6
Cable Afumex 1000 5x6mm ² x1m	120	1,235	148,200	1,395.5
Soportes de Paneles				
Riel Aluminio 4200mm	130	4,096	532,480	5,013.9
Fijación a techo	462	275	127,050	1,196.3
Mordaza Final End-Clamp	30	290	8,700	81.9
Mordaza Media Mind-Clamp	620	261	161,820	1,523.7
Accesorios varios	-	-	40,000	376.6
Montaje				
Montaje de estructura y paneles Fotovoltaicos	1	550,000	550,000	5,178.9
Montaje de Cargadores EV	1	85,000	85,000	800.4
Obra Electrica	1	750,000	750,000	7,062.1
TOTAL			\$12,574,670.00	\$118,405.56

Cotización USD (1 de diciembre 2021)

\$ 106.20

Tabla 22 Computo y Presupuesto de Proyecto

Fuente: Propia

12.2. Ahorros

Como ya se vio anteriormente, la generación eléctrica producida por el parque solar, generalmente, no supera la potencia mínima consumida por el establecimiento, por lo que rara vez se inyectará energía a la red, y no se obtendrá un “ingreso” por la venta de energía. Lo que si se conseguirá con este sistema, es un ahorro, este ahorro es igual al costo evitado, el cual corresponde al monto que se evita pagar debido al autoconsumo de la energía generada. El monto unitario por kWh evitado corresponde a la franja horaria “Fuera de Pico” comprendida entre las 5am y las 6pm, el cual equivale a 3,1194 \$/kWh o 0,031538 u\$/kWh, según el

régimen tarifario 2M12 de la COSEPAV (Cooperativa de Servicios Públicos y Viviendas de Avellaneda).

Se debe considerar la degradación de los paneles solares, cuyo fabricante garantiza un rendimiento del 84% a los 25 años, lo que equivale a una degradación de 0.64% por año.

También se considerará la inflación promedio en dólares, la cual se estableció, como se detalla más adelante en esta misma sección, en 2.106%. Dicha inflación afecta al precio de la energía.

El costo evitado se calcula por:

$$CE_n = 0,02937 \left[\frac{u\$d}{kWh} \right] \times \left(1 + \frac{i}{100} \right)^{n-1} \times G_{\text{año } n}$$

Donde

CE_n	Es el Costo Evitado del año “n”
$0.02937 \left[\frac{usd}{kW} \right]$	Es el precio de la energía en el año 1
$i = 2.106\%$	Es la inflación promedio
n	Es el año en cuestión
G_n	La generación eléctrica del año “n”

Año	Generacion Anual [kWh]	Costo Evitado Anual [u\$d]
2023	171,656	5042.03
2024	170,557	5115.26
2025	169,459	5189.33
2026	168,360	5264.25
2027	167,262	5340.02
2028	166,163	5416.66
2029	165,064	5494.15
2030	163,966	5572.50
2031	162,867	5651.72
2032	161,769	5731.81
2033	160,670	5812.76
2034	159,571	5894.57
2035	158,473	5977.26
2036	157,374	6060.81
2037	156,276	6145.24
2038	155,177	6230.53
2039	154,078	6316.69
2040	152,980	6403.71
2041	151,881	6491.60
2042	150,783	6580.35
2043	149,684	6669.96
2044	148,585	6760.42
2045	147,487	6851.74
2046	146,388	6943.91
2047	145,290	7036.92

Tabla 23 Costos Evitados Anuales
Fuente: Propia

12.3. Ingresos

Un beneficio extra que se pretende obtener es el de cobrar por brindar el servicio de carga. El uso del servicio por partes de los usuarios, se prevee que vaya aumentando poco a poco a medida que se intensifica el uso del vehículo eléctrico.

Para simplificar el cálculo, se separará la energía generada por el parque solar de la que consumen los cargadores. La primera se supondrá que es para autoconsumo en todo el establecimiento (menos los cargadores), y la segunda se consume de la red, sin tener en cuenta lo generado por los paneles.

De igual forma, se tendrá en cuenta el efecto de la inflación promedio sobre el costo del kWh correspondiente del uso de la red eléctrica.

De esta forma, con la ayuda del informe “Long-Term Electric Vehicle Outlook”, presentado por BloombergNEF (BNEF), el cual analiza el futuro del transporte en el mundo, se trató de estimar el uso de los cargadores.

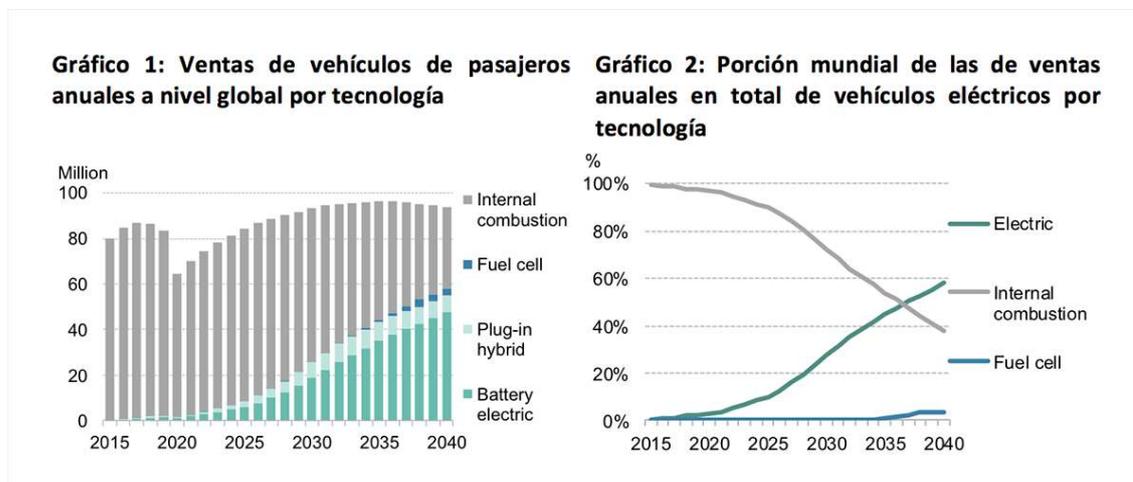


Tabla 24 Ventas Vehículos Eléctricos Vs. Combustión Interna
 Fuente: Long-Term Electric Vehicle Outlook - BloombergNEF (BNEF)

Para hallar una estimación lo más realista posible, se tuvo en cuenta lo siguiente:

- El estacionamiento posee capacidad para entre 30 a 35 coches, 5 de los cuales estarán reservados exclusivamente para vehículos eléctricos (o híbridos enchufables).
- El estacionamiento está abierto al público durante el horario comercial, de 8am a 8pm, es decir, 12hs diarias, 6 días a la semana.
- El tiempo promedio de carga se estima según el tiempo que se demora el usuario en el supermercado, el cual se aproxima a 30min.
- El precio del kWh (para la recarga) se fijará en 0,25 u\$d/kWh, el cual no variara por inflación.
- Una recarga promedio costará entonces 2,75 u\$d, y recargará 11kWh la batería del vehículo, como máximo (la velocidad de carga es regulada por el vehículo según el estado de carga de la batería). Lo que equivalen a entre 60 y 90 km de autonomía (según el vehículo y forma de conducción).
- Los primeros dos años de servicio se supondrá que, debido a la poca existencia de vehículos eléctricos en circulación, el uso de los cargadores será nulo.

Se representará el uso de los cargadores en porcentaje, donde el 0% equivale a cero recargas por día, y 100% equivalen a 120 recargas por día, pero se supone un uso máximo bastante conservador de 50%, dicho valor se alcanzará luego de varios años.

Así, la siguiente tabla muestra la predicción del uso de los cargadores, como así también el beneficio monetario que se logra con la actual tarifa y la energía consumida de la red (la que se tratará más adelante en esta misma sección).

El consumo de los cargadores se calcula por:

$$GAN_{Bruta} \left[\frac{u\$d}{año} \right] = n_{cargas} \left[\frac{1}{días} \right] \times 24 \left[\frac{días}{mes} \right] \times 12 \left[\frac{mes}{año} \right] \times 11 \left[\frac{kWh}{recarga} \right] \times P_{recarga} \left[\frac{u\$d}{kWh} \right]$$

Año	Cargas por Dia	Uso de los Cargadores	Consumo cargadores kWh	Beneficio Bruto u\$d
2023	0	0%	0	0
2024	0	0%	0	0
2025	1	1%	3802	950
2026	2	2%	7603	1901
2027	5	4%	15206	3802
2028	8	6%	22810	5702.4
2029	10	8%	30413	7603.2
2030	15	12%	45619	11404.8
2031	18	15%	57024	14256.0
2032	21	18%	68429	17107.2
2033	26	22%	83635	20908.8
2034	30	25%	95040	23760.0
2035	35	29%	110246	27561.6
2036	40	34%	129254	32313.6
2037	45	38%	144461	36115.2
2038	50	42%	159667	39916.8
2039	55	46%	174874	43718.4
2040	60	50%	190080	47520.0
2041	60	50%	190080	47520.0
2042	60	50%	190080	47520.0
2043	60	50%	190080	47520.0
2044	60	50%	190080	47520.0
2045	60	50%	190080	47520.0
2046	60	50%	190080	47520.0
2047	60	50%	190080	47520.0

Tabla 25 Estimación Futura de recaudación por Uso de Cargadores
 Fuente: Propia

12.4. Egresos

Los gastos que representa tener operativo tanto el sistema de generación como el de recarga son:

- Limpieza de paneles: Por estar expuestos a los elementos ambientales, los paneles deben ser lavados periódicamente y así evitar pérdidas de rendimiento. Por esto, se destinará un monto de \$40.000 o 404 u\$d por año para la limpieza de los módulos cada 4 meses. Dicho egreso no se afectará por inflación debido a su bajo impacto en el análisis.



- **Mantenimiento General:** El mantenimiento de un generador fotovoltaico es generalmente nulo comparado con otras tecnologías, y, seguramente, el único componente que requiera mantenimiento, a lo largo de la vida útil del proyecto, sean los módulos fotovoltaicos, debido a que están expuestos a condiciones ambientales como la radiación solar, viento, granizo, etc. Por eso se destinará \$15.000 o 151,65 u\$d por año para mantenimiento. Este valor tampoco se afectará por inflación, para simplificar los cálculos.
- **Reposición del equipo inversor** previsto en el año 15 de proyecto, teniendo en cuenta la inflación promedio en dólares de 2.106% anual, el cual, en dicha fecha costaría 10.172u\$d.
- **Costo energético de cargadores:** Como dijimos anteriormente, el consumo de los cargadores se separará de la generación fotovoltaica, para facilitar los cálculos, pero también se contemplará la inflación anual. Entonces, con base en la predicción del uso de cargadores, calculamos la energía utilizada y lo que se deberá abonar al operador de red, la cual se calcula por:

$$Costo_{Energ-carg} \left[\frac{u\$d}{año} \right] = Consumo_{carg} \left[\frac{kWh}{año} \right] \times P_{Energ-Red} \left[\frac{u\$d}{kWh} \right] \times \left(1 + \frac{i}{100} \right)^{n-1}$$

Año	Cargas por Día	Uso de los Cargadores	Consumo cargadores kWh	Precio de la energía u\$D
2023	0	0%	0	0.0
2024	0	0%	0	0.0
2025	1	1%	3802	116.4
2026	2	2%	7603	237.7
2027	5	4%	15206	485.5
2028	8	6%	22810	743.6
2029	10	8%	30413	1012.3
2030	15	12%	45619	1550.4
2031	18	15%	57024	1978.8
2032	21	18%	68429	2424.6
2033	26	22%	83635	3025.8
2034	30	25%	95040	3510.8
2035	35	29%	110246	4158.3
2036	40	34%	129254	4977.9
2037	45	38%	144461	5680.6
2038	50	42%	159667	6410.8
2039	55	46%	174874	7169.2
2040	60	50%	190080	7956.7
2041	60	50%	190080	8124.3
2042	60	50%	190080	8295.3
2043	60	50%	190080	8470.0
2044	60	50%	190080	8648.4
2045	60	50%	190080	8830.5
2046	60	50%	190080	9016.4
2047	60	50%	190080	9206.3

Tabla 26 Costo Operativo Anual de Cargadores EV
 Fuente: Propia

12.5. Tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR)

Todo inversionista debe tener una tasa de referencia sobre la cual basarse para analizar posibles inversiones. Esta tasa mínima le permitirá conocer si el beneficio que obtendrá por su aporte monetario al proyecto estará a la altura de sus objetivos. Si dichos beneficios, aunque positivos, no alcanzan esta tasa, el proyecto puede no ser conveniente para realizar la inversión, pudiendo existir otros proyectos más rentables.

Esta tasa mínima aceptable de rendimiento está compuesta por dos partes.

$$TMAR = \text{tasa inflación} + \text{riesgo de la inversión}$$

Todos los países tienen inflación. Es necesario que el beneficio sea al menos igual o superior a la inflación de la moneda del país de referencia, si no, se estará perdiendo capital.

Por otra parte, se tiene el riesgo de la inversión, esta componente es la que realmente hace “crecer” el dinero. A mayor riesgo, mayores ganancias se deben obtener, pero también aumentan las posibilidades de pérdidas, en caso de que las condiciones externas al proyecto no ocurran.

La determinación del riesgo debe ser determinada a criterio personal del inversor, y no existe una regla exacta que permita hallarla, pero generalmente se la divide en:

- Riesgo Bajo: Son proyectos donde no existe competencia y/o el mercado del producto o servicio es estable. Por lo general, se pueden establecer ganancias de hasta el 5%
- Riesgo Medio: Son proyectos con mercados variables, o que poseen fuerte competencia. Suelen adoptarse valores de riesgo entre 5 y 10%
- Riesgo Alto: Son proyectos que tratan de instaurar nuevos mercados y/o nuevas tecnologías. Estos implican generalmente un nivel de riesgos superior al 10%, sin tener un límite superior máximo.

Para el análisis de este proyecto, se tomará la inflación media de los últimos 20 años de E.E.U.U, ya que dicho país ha presentado poseer una de las monedas más fuertes y estables de los últimos años.

$$tasa\ inflacion = 2,106\%$$

Fuente: <https://www.inflation.eu/>

En nuestro caso, la generación de energía por medio de la tecnología fotovoltaica en el país no es nueva, pero desde que se la comenzó a implementar, la falta de incentivos económicos y políticas de desarrollo sustentable han provocado que el mercado sea muy variable, aportando riesgo a la inversión, el cual, según criterios personales, se podría estimar en un 8%.

Mientras que el mercado de la movilidad eléctrica en el mundo empieza a ganar peso, en Argentina aún no está claro cuando lo hará. Actualmente, los vehículos eléctricos no pueden competir con los de combustión debido a su costo inicial de adquisición, pero se espera que en muy pocos años esto se revierta. Además, se debe sumar que la mayoría de los principales fabricantes automotrices ya tienen pensado centrar sus líneas de producción en este nuevo tipo de tecnología.

Por lo antes analizado, el riesgo que presenta optar por invertir en este nuevo mercado emergente es alto, por lo tanto, se lo estable en 12%.

Haciendo un promedio entre el riesgo que conlleva la generación fotovoltaica, y el mercado de la movilidad eléctrica, y teniendo en cuenta que, para este proyecto, los beneficios económicos de ambas tecnologías son similares, se puede decir que un riesgo aceptable de inversión es del 10%.

$$TMAR = 2,106\% + 10\%$$

$$TMAR = 12,106\%$$

Entonces, el proyecto, para ser rentable, deberá ofrecer un rendimiento mayor o igual al TMAR pasado el periodo de los 25 años.

12.6. Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR)

El valor actual neto es una herramienta que nos permite traer flujos de caja futuros del proyecto, al valor monetario equivalente al presente. Para esto se utiliza una tasa de descuento, la cual permite obtener los flujos de caja descontados.

Se calcula como:

$$VAN = -I_o + \sum_{j=0}^{j=n} \frac{F_j}{(1+x)^j}$$

Donde

I_o	Es el valor de la inversión
F_n	Es el flujo de caja del año j
x	Es la tasa de descuento
n	Es la cantidad de años en que se evalúa el proyecto
j	Es el año que se evalúa

La tasa de descuento " x " la establece el inversor, en nuestro caso es igual a la TMAR.

El valor que toma el VAN indica tres situaciones:

- $VAN > 0$; El proyecto genera ganancias superiores a las mínimas exigidas, por lo que el proyecto debería aceptarse.
- $VAN = 0$; El proyecto no aporta ganancias ni pérdidas, según la rentabilidad exigida. En este caso el proyecto debería evaluarse por otras variables de carácter no económico.

- $VAN < 0$; El proyecto no alcanza la rentabilidad mínima exigida, por lo que genera pérdidas y no debería aceptarse.

La tasa que hace que el VAN sea igual a cero se la denomina Tasa Interna de Retorno (TIR), y representa el rendimiento interno del proyecto. La forma de analizar la inversión desde el punto de vista del TIR es comparándola con la tasa de descuento calculada, si:

- $TIR > x$ Entonces el proyecto da una rentabilidad mayor a la mínima exigida, por lo que el proyecto es rentable.
- $TIR < x$ En este caso, el proyecto da una rentabilidad menor, por lo que el proyecto no es rentable.

Los resultados, entonces, son:

VAN

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
EGRESOS [-] USD	118,405	490	490	606	727	975	1,233	1,502	2,040	2,468	2,914
INGRESOS [+] USD	0	5,042	5,115	6,140	7,165	9,142	11,119	13,097	16,977	19,908	22,839
FLUJO DE CAJA USD	-118,405	4,552	4,626	5,534	6,438	8,166	9,886	11,595	14,937	17,439	19,925
TMAR	12.106%	12.106%	12.106%	12.106%	12.106%	12.106%	12.106%	12.106%	12.106%	12.106%	12.106%
FLUJO DE CAJA DESCONTADO USD	-118,405	4,061	3,681	3,928	4,076	4,612	4,980	5,211	5,987	6,235	6,355
ACUMULADO USD	-118,405	-114,344	-110,664	-106,736	-102,660	-98,048	-93,068	-87,858	-81,870	-75,635	-69,280

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
3,515	4,000	4,648	5,468	6,343	6,900	7,659	8,446	8,614	8,785	8,960	9,138	9,320	9,506	9,696
26,722	29,655	33,539	38,374	42,260	46,147	50,035	53,924	54,012	54,100	54,190	54,280	54,372	54,464	54,557
23,206	25,654	28,891	32,907	25,918	39,247	42,376	45,477	45,398	45,315	45,230	45,142	45,052	44,958	44,861
12.106%	12.106%	12.106%	12.106%	12.106%	12.106%	12.106%	12.106%	12.106%	12.106%	12.106%	12.106%	12.106%	12.106%	12.106%
6,602	6,510	6,540	6,645	4,668	6,306	6,073	5,814	5,177	4,610	4,104	3,654	3,253	2,895	2,577
-62,678	-56,167	-49,627	-42,982	-38,314	-32,008	-25,935	-20,121	-14,944	-10,334	-6,230	-2,576	677	3,572	6,149

Tabla 27 Resultados Valor Actual Neto
Fuente Propia

TIR

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
EGRESOS [-] USD	118,405	490	490	606	727	975	1,233	1,502	2,040	2,468	2,914
INGRESOS [+] USD	0	5,042	5,115	6,140	7,165	9,142	11,119	13,097	16,977	19,908	22,839
FLUJO DE CAJA USD	-118,405	4,552	4,626	5,534	6,438	8,166	9,886	11,595	14,937	17,439	19,925
TIR	12.562%	12.562%	12.562%	12.562%	12.562%	12.562%	12.562%	12.562%	12.562%	12.562%	12.562%
FLUJO DE CAJA DESCONTADO USD	-118,405	4,044	3,651	3,880	4,010	4,519	4,860	5,065	5,796	6,012	6,102
ACUMULADO USD	-118,405	-114,361	-110,710	-106,830	-102,820	-98,300	-93,440	-88,375	-82,579	-76,568	-70,465

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
3,515	4,000	4,648	5,468	6,343	6,900	7,659	8,446	8,614	8,785	8,960	9,138	9,320	9,506	9,696
26,722	29,655	33,539	38,374	42,260	46,147	50,035	53,924	54,012	54,100	54,190	54,280	54,372	54,464	54,557
23,206	25,654	28,891	32,907	25,918	39,247	42,376	45,477	45,398	45,315	45,230	45,142	45,052	44,958	44,861
12.562%	12.562%	12.562%	12.562%	12.562%	12.562%	12.562%	12.562%	12.562%	12.562%	12.562%	12.562%	12.562%	12.562%	12.562%
6,314	6,201	6,204	6,278	4,393	5,909	5,668	5,404	4,793	4,250	3,769	3,342	2,963	2,627	2,328
-64,152	-57,951	-51,747	-45,469	-41,077	-35,167	-29,499	-24,094	-19,302	-15,051	-11,283	-7,941	-4,978	-2,352	0.0

Tabla 28 Resultados Tasa Interna de Retorno
Fuente: Propia

Analizando los datos se puede concluir que:

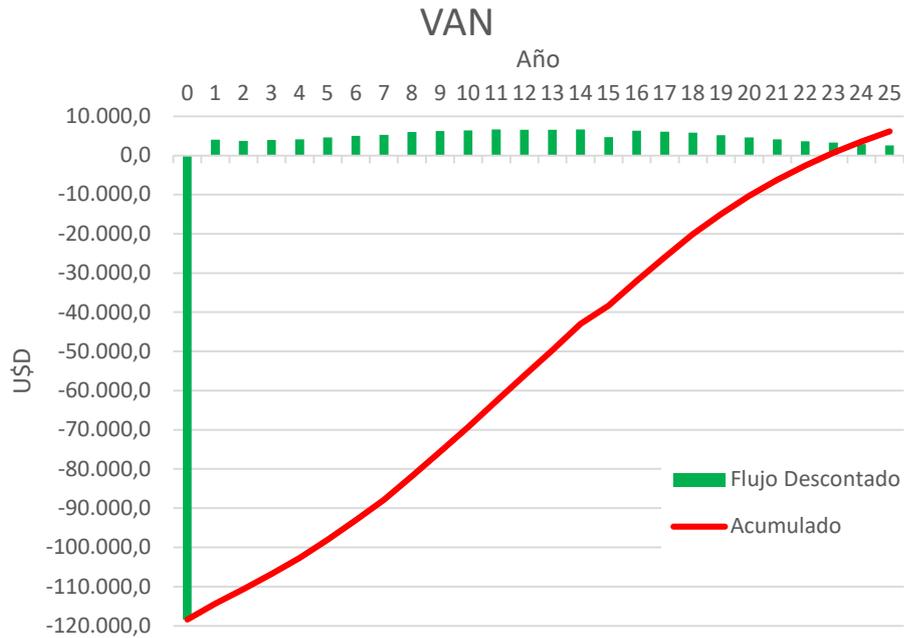


Tabla 29 Gráfico de flujos de caja
 Fuente: Propia

En el gráfico se observa que la curva del flujo de caja descontado acumulado se hace positivo luego del año 23 y termina el año 25 con un valor positivo de 6.149 USD.

$$VAN_{TMAR} = 6149 [USD] > 0$$

Además, analizando la curva de rendimientos en función de la tasa:

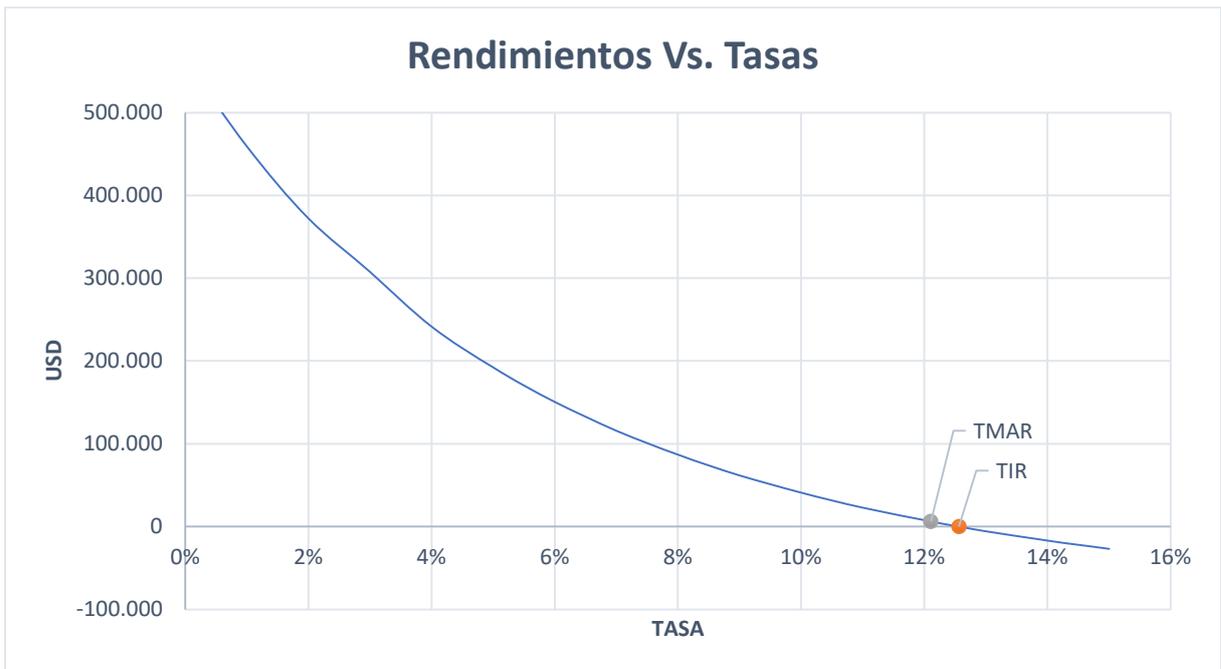


Tabla 30 Gráfico Rendimiento versus Tasa
 Fuente Propia

Podemos ver que la TIR del proyecto es mayor que la TMAR del inversor.

$$TIR > TMAR$$

Debido que a él VAN es positivo, y que la TIR es mayor que la TMAR, se concluye que el proyecto cumple con la rentabilidad exigida.

13. CONCLUSIONES

La popularización de la movilidad eléctrica en el país es inminente, por lo que se requiere planificación previa para brindar las condiciones para su correcto desarrollo. La instalación de puntos de recarga es un factor fundamental para esta.

Además, el abordaje de sistemas de producción y consumo más sustentables, empujan al mundo hacia las energías renovables.

Este proyecto combinó ambos aspectos y demostró ser una buena opción. Por un lado, se impulsa la iniciativa de la instalación de puntos de recarga, los cuales además de generar un impacto positivo en lo social, permiten obtener un beneficio económico por la prestación del servicio. Por el otro, se tiene la creación del parque fotovoltaico, el cual contribuye a un ahorro, no solo económico, sino también de emisiones de carbono de aproximadamente 1.175 toneladas de carbono durante la vida del proyecto.

Personalmente, se involucró en este proyecto saberes aprendidos durante el cursado de la carrera. Este trabajo permitió al autor, enfocarse en dos temáticas que despiertan personal, las energías renovables y los vehículos eléctricos. Se espera en el futuro ejercicio profesional, continuar profundizando en esta materia.

ANEXOS CALCULOS

14. CUANTIFICACION DE IRRADIACION SOLAR POR METODO LIU Y JORDAN

14.1. Cálculo de radiación solar extra-atmosférica

La radiación solar extra-atmosférica experimenta variaciones regulares debido al movimiento aparente del sol en el cielo. Se puede calcular el promedio mensual diario de este valor mediante la siguiente ecuación:

$$B_{0dm}(0^\circ) \left[\frac{Wh}{m^2} \right] = \frac{24h}{\pi} B_o \varepsilon_o \left[-\frac{\pi}{180} w_s \times \text{sen}\delta \times \text{sen}\phi - \text{cos}\delta \times \text{cos}\phi \times \text{sen}w_s \right]$$

Donde:

$B_o = 1361 \text{ W/m}^2$ Corresponde a la constante solar.

$\phi = -29.2^\circ$ Corresponde a la latitud del sitio en estudio.

ε_o Es la excentricidad la cual se calcula:

$$\varepsilon_o = 1 + 0.033 \cos\left(\frac{360 \times d_n}{365}\right)$$

w_s Es el Angulo de salida del sol respecto del norte.

$$w_s = -\arccos(-\text{tan}\delta \times \text{tan}\phi)$$

δ Es el ángulo que representa la posición del sol.

$$\delta = 23.45^\circ \text{sen} \left[\frac{360(d_n + 284)}{365} \right]$$

d_n Es el día para el cual la radiación extra-atmosférica es igual al promedio de dicho mes.

Debido a la complejidad del cálculo, mediante el uso de una planilla Excel, se realizó el cálculo de dicha radiación, la cual arrojo los siguientes resultados:

$$\delta = 23.45^\circ \text{sen} \left[\frac{360(d_n + 284)}{365} \right]$$

$$w_s = -\arccos(-\tan\delta \times \tan\phi)$$

$$\varepsilon_o = 1 + 0.033 \cos \left(\frac{360 \times d_n}{365} \right)$$

$$B_{odm}(0^\circ) = \frac{24h}{\pi} B_o \varepsilon_o \left[-\frac{\pi}{180} w_s \times \text{sen}\delta \times \text{sen}\phi - \text{cos}\delta \times \text{cos}\phi \times \text{sen}w_s \right]$$

	dn	δ [rad]	w_s [°]	ε_o	$B_{odm}(0^\circ)$
ENE	17	-20,92	-102,3	1,0316	11881
FEB	45	-13,62	-97,8	1,0236	11032
MAR	74	-2,82	-91,6	1,0097	9551,2
ABR	105	9,41	-84,7	0,9923	7628,6
MAY	135	18,79	-79,0	0,9774	6041
JUN	161	23,01	-76,3	0,9692	5306,1
JUL	199	21,01	-77,6	0,9683	5627,3
AGO	230	12,79	-82,7	0,9774	6996,5
SEP	261	1,01	-89,4	0,9928	8870
OCT	292	-11,05	-96,3	1,0102	10595
NOV	322	-19,82	-101,6	1,0244	11692
DIC	347	-23,24	-103,9	1,0314	12094

14.2. Radiación solar sobre superficie inclinada

Para cuantificar la irradiación que incide sobre un plano inclinado (panel fotovoltaico) se debe aplicar un modelo de cielo que contemple la radiación directa, difusa y de albedo (reflejada).

Para esto, aplicamos el modelo desarrollado por Liu y Jordan (1962) la cual considera las radiaciones difusas y reflejadas como isótropas.

Como dato de partida, debemos conocer los valores diarios promedios de irradiancia en el plano horizontal para cada mes. Dicho dato fue obtenido de la NASA.

$G_{dm}(0^\circ)$ kW/m ² /dia	
ENE	6,8
FEB	6
MAR	5,22
ABR	3,95
MAY	3,08
JUN	2,62
JUL	2,97
AGO	3,72
SEP	4,72
OCT	5,44
NOV	6,66
DIC	6,83

Con los datos de la NASA y el calculado anteriormente, se procede a calcular el “Índice de Claridad” K_{TM} , el cual también se lo conoce como índice de nubosidad, y representa la cantidad de radiación que deja pasar la atmosfera.

$$K_{TM} = \frac{G_{dm}(0^\circ)}{B_{0dm}(0^\circ)}$$

Lo siguiente es definir la fracción difusa de la radiación horizontal:

$$F_{dm} = D_{dm}/G_{dm}$$

Pero, lo que hizo Liu fue correlacionar el índice de claridad con la fracción difusa, y obtuvo que, para latitudes entre $\pm 40^\circ$, estas están relacionadas por la siguiente ecuación:

$$F_{dm} = 1 - 1.13 \times K_{TM}$$

Obtenida la fracción difusa, se puede calcular la Irradiación Difusa D_{dm} .

$$D_{dm}(0^\circ) = F_{dm} \times G_{dm}(0^\circ)$$

Teniendo el valor de la radiación difusa, se puede hallar la directa sobre una superficie horizontal, teniendo en cuenta que la reflejada para una superficie horizontal es cero.

$$B_{dm}(0^\circ) = G_{dm}(0^\circ) - D_{dm}(0^\circ)$$

Obtenidos estos valores los cuales corresponden al plano horizontal, se debe transponerlos a la superficie inclinada mediante la siguiente formula:

$$G_{dm}(\beta) = B_{dm}(0^\circ) \times RB + D_{dm}(0^\circ) \times \frac{1 + \cos(\beta)}{2} + \rho \times G_{dm}(0^\circ) \times \frac{1 - \cos(\beta)}{2}$$

Donde

$\beta = 20^\circ$ Es el ángulo de inclinación del plano (panel)

$\rho = 0.2$ Es el índice de refracción del suelo

RB Representa el cociente entre la irradiación que recibe un plano inclinado con uno horizontal, y se calcula por:

$$RB = \frac{w_{ss} \frac{\pi}{180} (\text{sign}(\phi)) \times \sin \delta \sin(|\phi| - \beta) + \cos \delta \cos(|\phi| - \beta) \sin w_{ss}}{w_s \frac{\pi}{180} \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \sin w_s}$$

Donde w_{ss} es el ángulo de salida del sol para la superficie inclinada y se calcula por:

$$w_{ss} = -\arccos(-(\text{sign}(\phi)) \tan \delta \tan(|\phi| - \beta))$$

Reemplazando dichos valores en una matriz de Excel, obtenemos los siguientes resultados:

	K_{TM}	F_{Dm}	D_{Dm}	B_{dm}	w_{ss}	RB	$G_{dm}(\beta)$
ENE	0,572	0,353	2402	4398	-88,191	0,792	5852
FEB	0,544	0,385	2313	3687	-86,098	0,896	5581
MAR	0,547	0,382	1996	3224	-87,661	1,076	5436
ABR	0,518	0,415	1639	2311	-92,765	1,345	4721
MAY	0,510	0,424	1306	1774	-95,519	1,638	4192
JUN	0,494	0,442	1158	1462	-48,834	1,351	3113
JUL	0,528	0,404	1199	1771	-96,282	1,727	4239
AGO	0,532	0,399	1485	2235	-93,708	1,438	4677
SEP	0,532	0,399	1882	2838	-90,288	1,151	5121
OCT	0,513	0,420	2284	3156	-86,81	0,936	5200
NOV	0,570	0,356	2373	4287	-84,105	0,804	5790
DIC	0,565	0,362	2471	4359	-82,971	0,757	5737

Los valores $G_{dm}(\beta)$ están expresados en Wh/m²/día y son promedios mensuales de irradiación solar en el plano inclinado a 20°. Dichos valores son los utilizados para calcular la generación eléctrica en la sección 6.6

15. CALCULO Y VERIFICACIÓN DE CONDUCTORES

15.1. Determinación de Corriente de Proyecto

El primer paso para seleccionar la sección de los conductores a utilizar es conocer la/las corrientes que circulara por cada tramo de este.

En total, existen 4 tramos con diferentes corrientes nominales.

El primero es el tramo que va desde cada grupo (*String*) de paneles hasta el inversor, por el que circula una corriente continua I_{FV} . Como se definió antes, existen 15 *Strings* de paneles, cada uno genera una potencia de 7.56 kWp y una corriente de hasta 13.81A que, justamente, esta es la corriente de cortocircuito de los paneles. Para establecer la corriente de proyecto de este tramo (de cada *String*) se tomará dicho valor, el cual es un valor conservador, debido a que los paneles suelen entregar una corriente levemente inferior.

El segundo tramo es el que va desde la salida del inversor hasta el tablero del sistema de generación distribuida (TSGD), este último se encuentra en tablero principal de baja tensión (TGBT). Por este tramo circula una corriente alterna trifásica I_{SGD} (corriente del sistema de generación). La potencia máxima que esta línea transportará será la máxima potencia aparente que puede entregar el inversor, la cual es de 110kVA, lo que equivale a una corriente de línea de 158.7A.

El tercer tramo es el comprendido entre el TGBT y el tablero seccional de playa (TSP). La corriente que circula por este es I_{SC} (corriente de sistema de carga). Para el cálculo se supondrá que los 5 cargadores de 22kW están funcionando al mismo tiempo y entregando su máxima potencia, es decir, la potencia será de 110kW.

Por último, el cuarto tramo es el que alimenta los cargadores, y va desde el TSP hasta cada cargador (5 circuitos individuales), la potencia a transportar es de 22 kW, esta corriente es I_C (corriente de cargadores).

Las fórmulas utilizadas para hallar la corriente de cada tramo son:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \times V}$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times \text{Cos}\varphi}$$

Donde:

I	Corriente de línea
P	Potencia Activa en kW
S	Potencia Aparente en kVA
$\text{Cos}\varphi$	Factor de potencia
V	Tensión de línea en kV

Las corrientes en cada tramo son:

I_{FV}	13.81 A
I_{SGD}	158.77 A
I_{SC}	176.41 A
I_c	35.28 A

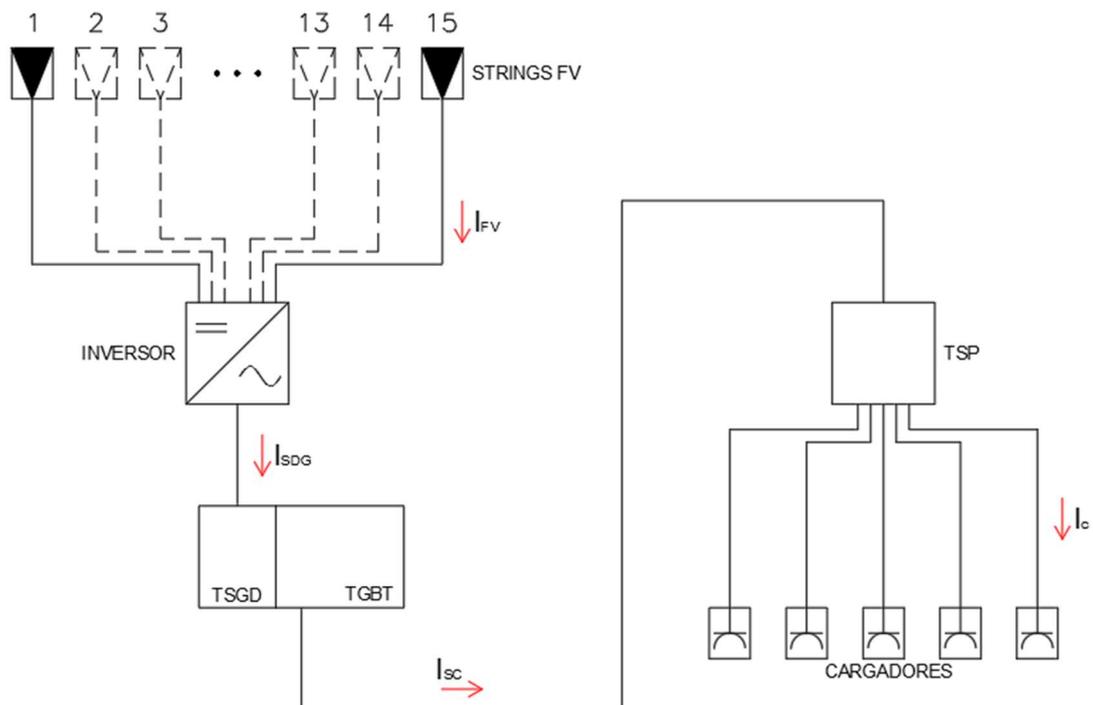


Ilustración 15 Esquema unifilar
 Fuente: Propia

15.2. Verificación por distorsión armónica

El empleo de rectificadores, bancos de iluminación fluorescente, balastos electromagnéticos o electrónicos, fuentes de tensión continua conmutadas, etc., generan distorsión armónica en la forma de onda de la corriente y la tensión alterna, y pueden sobrecargar el conductor neutro del sistema. Por eso, para el caso es que existan distorsión, los conductores de línea y neutro se deben dimensionar según el contenido de la tercera armónica generada por la carga.

La AEA 90364-7-711 provee la tabla 771.16.XIII, la cual da unos factores de reducción que se deben aplicar a los conductores en función del contenido de 3er armónico.

Contenido de tercera armónica en la corriente de línea (%)	Factor de reducción	
	Selección basada en la corriente de línea	Selección basada en la corriente de neutro
(%) ≤ 15	1,00	-
15 < (%) ≤ 33	0,86	-
33 < (%) ≤ 45	-	0,86
(%) > 45	-	1,00

Tabla 31 Factor de corrección en conductores por armónicos
Fuente: AEA 90364

Como las baterías de los vehículos almacenan energía en corriente continua, la corriente de la red se debe transformar de alterna a continua. Los cargadores EV que se instalaran, entregan corriente alterna al vehículo, por lo que este último debe equipar un rectificador AC-DC (todos los vehículos eléctricos lo tienen) para cargar sus baterías.

El contenido de 3er armónico generado por los rectificadores de los vehículos varía entre el 15 y 30% según el fabricante por lo que el factor de reducción será de 0.86 y se deberá tener en cuenta la corriente de línea y no la del neutro.

Los tramos por donde circulan estos armónicos son el tramo entre el TGBT y TSP, y desde el TSP a los cargadores.

Mientras que en el tramo entre el inversor y el TGBT, los armónicos declarados por el fabricante (del inversor) son menores al 3%, lo cual es bastante bajo por lo que no requiere aplicar ningún factor de corrección.

La fórmula a emplear es:

$$I_{b2} = \frac{I_b}{F} < I_Z$$

Donde

I_b Es la corriente de proyecto

I_{b2} Es la corriente de proyecto considerando los armónicos

F Es el factor de reducción

I_z Es la corriente admisible del conductor empleado

Así,

Tramo	I_b	Factor reducción	I_{b2}
Inversor – TSGD	158,77	1	158,77
TGBT - TSP	176,41	0,86	205,13
TSP - Cargadores EV	35,28	0,86	41,03

*Tabla 32 Corrientes de Proyecto Considerando Circulación de Armónicos
 Fuente: Propia*

Tomando las corrientes de proyecto corregidas por el contenido de armónico es como se seguirá el dimensionamiento de los conductores.

15.3. Elección de conductor a partir de corriente máxima admisible

Conociendo la corriente de proyecto, el tipo de canalización y las condiciones de la instalación se procede a seleccionar la sección del conductor según la corriente máxima admisible detalladas en las tablas de la sección 771.16 de la AEA 90364-7-771.

- Tramo CC, entre cajas parciales y el Inversor

Debido a que la reglamentación de la AEA 90364 no especifica corrientes máximas admisibles para este tipo de circuito, se utilizara la misma sección de cable que equipan los paneles FV y luego se verificara si cumple o no con la caída de tensión.

El cable a utilizar será unipolar con 4mm² de sección, construido bajo norma IEC 62930 la cual especifica los conductores destinados a instalaciones fotovoltaicas. El modelo es PAYTON SOLAR del fabricante I.M.S.A, el cual indica que soporta hasta 45 Amperes.

- Tramo entre Inversor y TSGD

En el caso del tramo que va desde el inversor al TSGD y luego a barras del TGBT, el método que más se asemeja es el METODO E que figura en la tabla 771.16.III de la AEA 90364-7-771, “Bandeja Perforada”. La corriente admisible es de 224A.

[mm ²] Cobre	Método B2 Caño embutido en pared Caño a la vista		Método C Bandeja no perforada o de fondo sólido Un cable multipolar o cables unipolares en contacto		Método E Bandeja perforada Bandeja tipo escalera Un cable multipolar	
	Aislación XLPE / Termoestable	Aislación XLPE / Termoestable	Aislación XLPE / Termoestable	Aislación XLPE / Termoestable	Aislación XLPE / Termoestable	Aislación XLPE / Termoestable
	IRAM 2178 IRAM 62266 B2	IRAM 2178 IRAM 62266 B2	IRAM 2178 IRAM 62266 C	IRAM 2178 IRAM 62266 C	IRAM 2178 IRAM 62266 E	IRAM 2178 IRAM 62266 E
	2x	3x	2x o 2x1x	3x o 3x1x	2x	3x
1,5	20	18	22	20	24	21
2,5	27	24	30	27	33	29
4	36	32	41	36	45	38
6	46	40	53	47	57	49
10	63	55	73	65	78	68
16	83	73	97	87	105	91
25	108	96	126	108	136	116
35	133	116	156	134	168	144
50	159	140	190	163	205	175
70	201	177	245	208	263	224
95	241	212	298	253	320	271
120	278	244	348	293	373	315
150	304	273	401	338	430	363
185	349	309	460	386	493	415
240	418	362	545	455	583	490
300	484	414	631	524	674	565

Tabla 33 Tabla 771.16.III
 Fuente: AEA 90364-7-771

El cable adoptar para este tramo es un tetrapolar de cobre 3x70/35 modelo Afumex 1000+ de la marca PRYSMIAN.

- Tramo entre TGBT y TSP

Para el tramo que va desde el TGBT al TSP, corresponde el METODO E que figura en la tabla 771.16.III de la AEA 90364-7-771, “bandeja perforada con un cable tetrapolar con 3 conductores de cargados más 1 neutro, con 1 PE paralelo”. Aquí se podría utilizar el mismo cable de 70mm² pero debido al dispositivo de protección utilizado sobre esta línea se debe ir a por una sección superior (ver la sección “corriente asignada de los dispositivos de protección”).

Se elige entonces un cable de sección 3x95/50 modelo Afumux 1000+ de la marca PRYSMIAN. La corriente admisible I_z para este es de 271A.

- Tramo entre TSP y cargadores EV

Para este tramo, corresponde el METODO D1 que figura en la tabla 771.16.V de la AEA 90364-7-771, “caño enterrado con conductor multipolar de aislación XLPE con 3 conductores cargados, 1 neutro y 1 PE”.

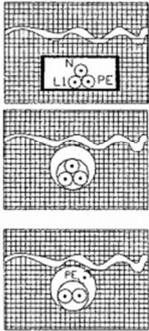
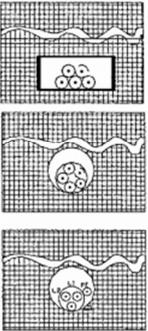
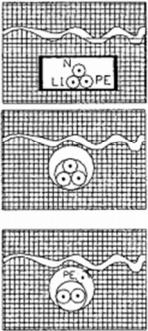
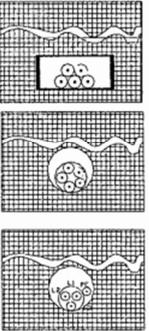
	Método D1 Caño enterrado Aislación del cable PVC / Termoplástico IRAM 2178 IRAM 62266 B52-2 D1	Método D1 Caño enterrado Aislación del cable PVC / Termoplástico IRAM 2178 IRAM 62266 B52-4 D1	Método D1 Caño enterrado Aislación del cable XLPE / Termoestable IRAM 2178 IRAM 62266 B52-3 D1	Método D1 Caño enterrado Aislación del cable XLPE / Termoestable IRAM 2178 IRAM 62266 B52-5 D1
				
[mm ²] Cobre	2x	3x	2x	3x
1,5	25	20	29	25
2,5	33	27	39	33
4	43	35	50	42
6	53	44	63	52
10	71	58	83	69
16	91	75	106	89
25	117	96	137	114
35	140	115	165	138
50	166 *	137	196 *	163
70	205 *	169	241 *	202
95	242 *	201	285 *	239
120	276 *	228	325 *	272
150	312 *	258	367 *	307
185	350 *	289	411 *	344
240	405 *	333	475 *	398
300	457 *	377	537 *	449

Tabla 34 Tabla 771.16.V
 Fuente: AEA 90364-7-771

Se elige entonces un cable de sección 5x6mm² modelo Afumex 1000+ de la marca PRYSMIAN. La corriente admisible para este conductor es de 52A.

15.4. Dispositivos de protección

La protección de la parte de CC se hará mediante fusibles del tipo gPV calibre 25A, el formato de los mismo es cilíndrico de 10x38mm. Dichos fusibles se instalarán dentro de conectores Mc4 equipados con portafusiles, tanto en el conductor positivo como en el negativo de cada *string*, estos conectores irán ubicados justo antes de montarse (los conductores) sobre la canalización de CC realizada en perfil C que conduce dichos conductores unipolares hasta el interior del edificio.

Los dispositivos destinados a proteger los cargadores EV tendrán una corriente asignada de 50A. Específicamente serán el modelo 5SL4450-6 de Siemens, el mismo es un PIA de 50A, 4 polos, de curva B y poder de corte 10kA.

En cuanto a la protección a la salida del inversor, y la que protege a la línea que va al TSP, ambos dispositivos tendrán órganos de sobrecarga ajustables, por lo que la corriente asignada de protección, que se debe adoptar debe ser la más alta que permite dicha regulación, independiente del ajuste y configuración de esta.

Así, el dispositivo de protección a la salida del inversor será el modelo Compact NSX160 de la marca Schneider de corriente nominal ajustable hasta 160A.

Y el dispositivo que alimenta el TSP será un Compact NSX250, también marca Schneider, de corriente nominal regulable hasta 250A.

15.4.1. Verificación de actuación de la protección elegida contra sobrecarga

Para la protección de los circuitos de CC (de cada *string*) se siguió el procedimiento detallado en la guía técnica “Protección de circuitos solares completa y fiable” del fabricante de Eaton Bussman. Este detalla que la corriente nominal del fusible a emplear debe ser de por lo menos

$$I_{fuse} \geq 1.56 \times I_{sc}$$

Donde $I_{sc} = 13.81 A$ es la corriente de cortocircuito del panel en condiciones STD

Entonces

$$I_{fuse} \geq 1.56 \times 13.81$$

$$I_{fuse} = 25A \geq 21.54 A$$

El calibre de fusible empleado de 25A es correcto. Además, el fabricante del módulo especifica dicho calibre como máximo a utilizar y la corriente máxima admisible de los conductores de CC es mayor a 25A (hasta 45A para dos conductores tocándose según el fabricante).

También se debe verificar que la tensión nominal del fusible sea

$$V_{fuse} \geq 1.2 \times V_{oc} \times N_s$$

Donde $V_{oc} = 49.5V$ es la tensión de circuito abierto de un panel, y $N_s = 14$ es la cantidad de paneles en serie.

$$V_{fuse} \geq 1.2 \times 49.5 \times 14$$

$$V_{fuse} = 1000V \geq 831.6V$$

La tensión nominal del fusible esta por debajo de la tensión de circuito abierto del *string*.

En cuanto a la protección de CA se siguió el procedimiento detallado en la tabla 771-H.1 de la AEA90364-7, donde la corriente nominal I_n del dispositivo de protección a emplear debe ser superior a la corriente de proyecto I_b , e inferior a la corriente máxima admisible del conductor I_z .

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

La AEA, basada en distintas normas IEC, establece las corrientes de sobrecarga a la cual deben actuar las protecciones. Lo hace mediante la siguiente formula:

$$I_2 \leq 1.45 I_z$$

Donde I_z es la corriente admisible del conductor y I_2 toma distintos valores según el tipo de protección de dicho conductor y la corriente nominal de esta.

Para los interruptores regulables conforme a la IEC 90947-2 se establece que I_2 es igual a 1.3 veces I_r siendo esta ultima la corriente de regulación máxima de la protección.

Así, para el termomagnético sobre el circuito de generación, que se ubica en el TSGD tenemos:

$$1.3 I_r \leq 1.45 I_z$$

$$1.3 \times 160 \leq 1.45 \times 224$$

$$208 \leq 325$$

Y para la protección a la salida del TGBT que alimenta el TSP:

$$1.3 I_r \leq 1.45 I_z$$

$$1.3 \times 250 \leq 1.45 \times 271$$

$$325 \leq 392.9$$

En cuanto a los pequeños interruptores según IEC 60898, I_2 es igual a 1.45 veces I_n , por lo que para los termomagnéticos que alimentan los cargadores EV tenemos:

Los puntos críticos detallados en la imagen anterior son:

- Punto 1: A bornes del transformador, este es punto en donde se presenta la mayor corriente debido a la cercanía con la red de alimentación de MT. Debido a que esta parte de la instalación ya existe, se supone que ya fue dimensionada oportunamente, por lo que no se analizara la protección y solo se calculara la corriente de corto que aporta a la instalación aguas abajo.
- Punto 2: Entrada al TGBT desde el Transformador, en este punto la corriente de corto a bornes del transformador se ve levemente reducida por la impedancia del tramo de cable hasta el TGBT.
- Punto 3: Salida del TSGD, el cual se ubica dentro del TGBT. Sobre este punto se analiza la corriente de cortocircuito aportada por un defecto sobre el circuito que da al inversor, sin tener en cuenta las barras del TGBT.
- Punto 4: Salida del TGBT, supone un cortocircuito inmediatamente después de salir del TGBT, por lo que la corriente de corto es aproximadamente la suma de las aportadas a la entrada del TGBT.
- Punto 5: Entrada al TSP, representa un cortocircuito en barras del TSP.
- Punto 6: Salida del TSP, este simboliza un corto inmediatamente después de salir del TSP hacia cualquiera de los circuitos que alimentan los Cargadores EV.
- Punto 7: Entrada a Cargadores EV más alejado, en el cual se presentará la corriente de corto mínima debido a que es el circuito que presenta la mayor impedancia.

15.5.2. Determinación de Impedancias

➤ Impedancia de la Red:

La impedancia directa e inversa se calcula mediante

$$Z_{Red} = \frac{c \times U^2}{S_{cc}} \times \frac{1}{t_r^2}$$

Donde:

$c = 1,1$

Factor de tensión para el cálculo de cortocircuito

Tensión nominal U_n	Factor de tensión c para el cálculo de:	
	corrientes máximas de cortocircuito $c_{m\acute{a}x}^{(1)}$	corrientes mínimas de cortocircuito $c_{m\acute{i}n}$
Baja tensión 100 V a 1000 V (IEC 60038, tabla I)	1,05 ⁽³⁾ 1,10 ⁽⁴⁾	0,95
Media tensión > 1 kV a 35 kV (IEC 60038, tabla III)	1,10	1,00
Alta tensión ⁽²⁾ > 35 kV a 380 kV (Norma IEC 60038, tabla IV)		

Tabla 35 Factor de tensión c
 Fuente: AEA 90909

- $U = 13,2 \text{ kV}$ tensión de la red de distribución
 $S_{cc} = 300 \text{ MVA}$ Potencia de corto de la red
 $tr = 33$ relación de transformación del transformador
 Z_{Red} Impedancia de la red transformada al lado de BT

$$Z_{Red} = \frac{1,1 \times 13200^2}{300000000} \times \frac{1}{33^2} = 0,000586667 \Omega$$

Además, la AEA 90909 nos dice que:

$$R_{Red} = 0.2 \times Z_{Red}$$

$$X_{Red} = \sqrt{Z_{Red}^2 - R_{Red}^2}$$

En cuanto a la resistencia e impedancia homopolar de la red, se la considera nula, obteniendo así:

Red de alimentación	Impedancia			
	Directa e Inversa		Homopolar	
	Resistencia	Reactancia	Resistencia	Reactancia
	0,00011733	0,00057481	0	0

➤ Impedancia de Transformador:

Para hallar las impedancias directas e inversas del transformador se usan las siguientes formulas:

$$Z_{tr} = \frac{U_{krt}}{100\%} \times \frac{U_b^2}{S_{tr}} \quad ; \quad R_{tr} = \frac{P_{kr} \times U_b^2}{S_{tr}^2} \quad ; \quad X_{Red} = \sqrt{Z_{Red}^2 - R_{Red}^2}$$

Donde:

Z_{tr} ; R_{tr} ; X_{Red} Son la impedancia, resistencia y reactancia transformador.

$U_{krt} = 4.1\%$	Tensión de CC del transformador [%]
$U_b = 400V$	Tensión del Secundario del transformador.
$S_{tr} = 500.000VA$	Potencia aparente del transformador.
$P_{kr} = 6.000W$	Potencia de pérdidas del transformador.

En cuanto a la impedancia homopolar, se la puede considerar igual a las directa e inversa.

Transformador	Impedancia			
	Directa e Inversa		Homopolar	
	Resistencia	Reactancia	Resistencia	Reactancia
	0,00384	0,01254547	0,00384	0,01254547

➤ Impedancia a bornes del Transformador:

Sumando la impedancia de red referida al lado de BT y la del transformador, se obtiene la impedancia a bornes de este:

A bornes del transformador	Impedancia			
	Directa e Inversa		Homopolar	
	Resistencia	Reactancia	Resistencia	Reactancia
	0,00395733	0,01312028	0,00384	0,01254547

➤ Impedancias en los distintos puntos del circuito:

Las resistencias y reactancias Directas e Inversas de los circuitos se calculan mediante:

$$R_n = R_{n-1} + r_n \times \frac{l_n}{1000} \quad ; \quad X_n = X_{n-1} + x_n \times \frac{l_n}{1000}$$

Donde:

R_n ; X_n Son la resistencia y la reactancia en el punto n en cuestión.

R_{n-1} ; X_{n-1} Son las resistencias y reactancias del punto aguas arribas del punto n .

r_n ; x_n Son las resistencias y reactancias por unidad de longitud del cable usado en el tramo en cuestión [Ω/km].

l_n Es la longitud del tramo desde el punto $n-1$ al n .

En cuanto a las resistencias y reactancias homopolares se calculan según AEA 90909 como:

$$R_{Hn} = R_{Hn-1} + \left(r_n \times \frac{l_n}{1000} \times 3 \right) \quad ; \quad X_{Hn} = X_{Hn-1} + \left(x_n \times \frac{l_n}{1000} \times 4.46 \right)$$

Los resultados de las resistencias y reactancias obtenidas se resumen en la siguiente tabla:

Ubicación		Longitud desde último punto [m]	Sección [mm ²]	Impedancia [Ω]			
Posición	Descripción			Directa/Inversa		Homopolar	
		R	X	R	X		
1	A bornes Trafo	-	-	0,0040	0,0131	0,0038	0,0125
2	Ent. TGBT de TRAFO	10	2x185	0,0044	0,0136	0,0052	0,0149
3	Salida del TSGD	40	70	0,0136	0,0032	0,0409	0,0141
4	Salida TGBT	0,5	95	0,0045	0,0137	0,0056	0,0150
5	Entrada TSP	55	95	0,0181	0,0179	0,0462	0,0340
6	Salida TSP	1	6	0,0223	0,0180	0,0588	0,0344
7	Sobre Cargador 5	30	6	0,0955	0,0207	0,2784	0,0466

Tabla 36 Impedancias Equivalentes en Puntos Críticos
Fuente: Propia

15.5.3. Corrientes de Cortocircuito

Con los valores de las impedancias en cada punto, se puede calcular ahora la corriente de cortocircuito máxima, tanto en caso de falla trifásica como monofásica, mediante:

$$I_k'' = \frac{c * U_n}{\sqrt{3} \times |Z_d|} \quad \text{Cortocircuito Trifásico}$$

$$I_k'' = \frac{c * U_n \times \sqrt{3}}{|Z_d + Z_i + Z_o|} \quad \text{Cortocircuito Monofásico}$$

Las corrientes de cortocircuito son:

Ubicación		Corrientes de Corto [A]			
Posición	Descripción	Trifásica		Monofásica	
		Max	Min	Max	Min
1	A bornes Trafo	16851,9	16009,3	17094,8	16240,1
2	Ent. TGBT de TRAFO	16106,4	15301,1	15593,4	14813,7
3*	Salida del TSGD	190,5	190,5	190,5	190,5
4	Salida TGBT	16213,1	15411,9	15442,4	14670,3
5	Entrada TSP	9071,4	8617,8	6416,5	6095,6
6	Salida TSP	8061,7	7658,6	5540,9	5263,8
7	Sobre Cargador 5	2363,8	2245,6	1450,9	1378,3

*Nota: El valor de la corriente de cortocircuito a la salida del inversor se asume como $1,2 \times I_n$, tal cual lo expresa el “Procedimiento técnico para la conexión de generación distribuida en la red de la EPESF - PRO-103-101” (EPESF, 2020), en la sección 6.2.4.

15.6. Verificación por máxima exigencia térmica

Toda corriente causada por un cortocircuito que ocurra en cualquier parte del circuito debe ser interrumpida en un tiempo tal, que no exceda de aquel que lleva al conductor a su temperatura límite admisible.

La condición queda satisfecha si se cumple la siguiente relación:

$$k^2 \times S^2 \geq I^2 t$$

Donde:

$k = 143$ Es un factor que toma en cuenta la resistividad, el coeficiente de temperatura y la capacidad térmica del conductor, y las temperaturas inicial y final de este. En este caso, todos los conductores son de cobre con aislante tipo XLPE. Los valores de k se aprecian en la siguiente tabla.

Aislación de los conductores		k					
		PVC \leq 300 mm ²	PVC $>$ 300 mm ²	EPR / XLPE	Goma 60 °C	Mineral	
						PVC	Desnudo
Temperatura inicial °C		70	70	90	60	70	105
Temperatura final °C		160	140	250	200	160	250
Material conductor	Cobre	115	103	143	141	115	135 / 115 ^a
	Aluminio	76	68	94	93	--	93
	Uniones estañadas en conductor de cobre	115	--	--	--	--	--

^a Este valor debe ser empleado para cables desnudos expuestos al contacto

Tabla 37 Coeficiente k según conductor
Fuente: AEA 90364-7-771

S Sección del conductor.

I Es la corriente de cortocircuito.

t Duración del cortocircuito hasta que este se interrumpe.

$I^2 t$ Tensión térmica

El término $I^2 t$ hace referencia a la energía que el dispositivo deja pasar durante un cortocircuito, se dice que el dispositivo es limitador cuando la corriente presunta en el punto de la falla se ve limitada por la protección y la corriente real que ocurre en el punto en mucho

menor, disminuyendo así los efectos térmicos, mecánicos y electromagnéticos que se producen. Este valor no lo puede calcular el proyectista y debe obtenerse de tablas proporcionadas por el fabricante de la protección.

Los puntos en los que nos interesa realizar la comprobación por máxima exigencia térmica son, el tramo que va desde el inversor al TSGD, el tramo a la salida del TGBT hasta el TSP, y los tramos que van desde el TSP hasta los cargadores.

Debido a que la corriente de cortocircuito en el inversor es muy pequeña (190A), no supone un problema de exigencia térmica para el conductor, el cual soporta en servicio continuo 224A.

En cuanto al punto crítico numero 2 (Ilustración 16), se debe encontrar la energía térmica I^2t que deja pasar cuando se presenta una corriente presunta de cortocircuito de 16213[A], para ello se ingresa en la tabla provista por el fabricante y se obtiene una energía térmica de 700.000 [A²s].

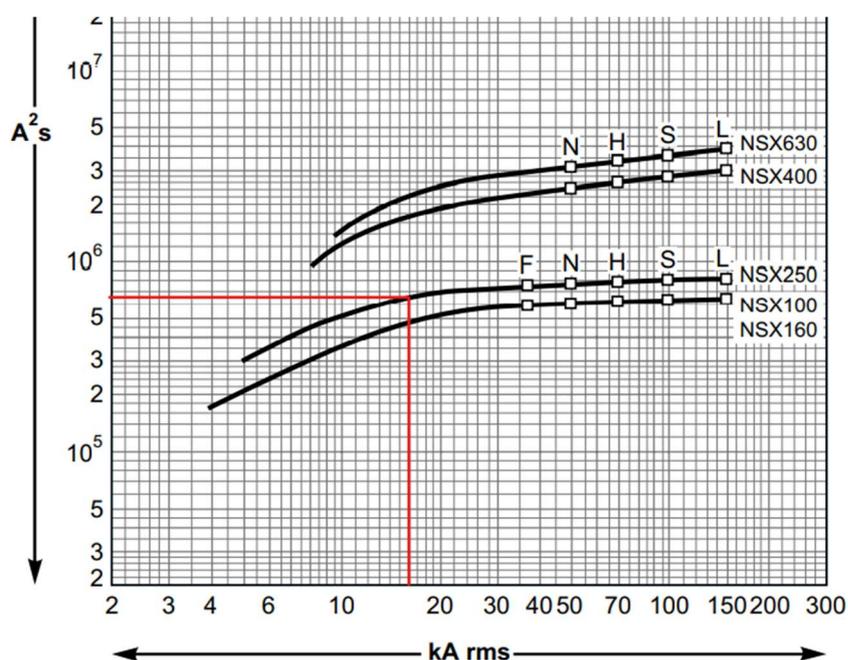


Tabla 38 Curva de limitación Compact NSX
 Fuente: Catalogo Compact NSX – Schneider

Para el último punto (punto 6 en Ilustración 16) debemos proceder de la misma forma, pero analizando sobre la curva de limitación de la termomagnética 5SL4450-6, la corriente presunta es de 8061 [A], resultando en una energía térmica de 53.000 [A²s].

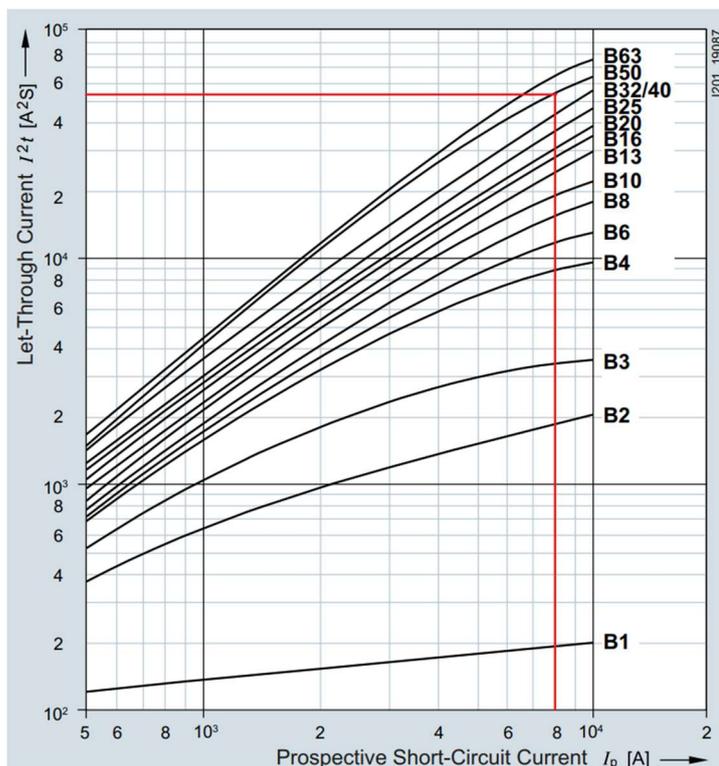


Tabla 39 Curva de limitación 5SL4
 Fuente: Catalogo PIAs – Siemens

Resolviendo para cada ubicación, encontramos la sección mínima de conductor que soporta la energía del corto.

Ubicación		t [s]	k	Corriente de Corto Max Presunta [A]	I²t	Sección Mínima [mm²]	Sección Real [mm²]	Estado
Posición	Descripción							
3	Salida del TSGD	1	143	190,5	-	1,33	70	Verifica
4	Salida TGBT	-	143	16213,1	650.000	5,64	95	Verifica
6	Salida TSP	-	143	8061,7	53.000	1,61	6	Verifica

Vemos que en los 3 casos la sección mínima es menor a la real instalada, por lo que los conductores soportan ampliamente la energía del cortocircuito.

15.7. Verificación de actuación por corriente de cortocircuito mínima

Viendo la tabla resumen de las corrientes de cortocircuito, vemos que la corriente mínima de corto sucede cuando este es sobre el cargador EV más alejado, y que la corriente “mínima” es bastante elevada por lo que es más que suficiente para que los PIAs actúen inmediatamente.

En cuanto a la corriente de corto en el circuito del inversor, la corriente es muy baja para que el interruptor Compact NSX160 actúe. En caso de un cortocircuito o cualquier funcionamiento anormal, un relé electrónico supervisara este circuito y actuara según se requiera sobre un seccionador motorizado que interrumpirá el circuito y desconectará el inversor de la red.

15.8. Verificación de caída de tensión

Para los circuitos en continua, la verificación de la caída de tensión se realiza suponiendo el conductor cargado y a voltaje nominal, en este caso la corriente máxima que circula es la de cortocircuito del panel, esta condición es maximalista ya que se da para voltaje 0V.

Si bien no existe reglamentación que limite la caída de tensión máxima admisible para un sistema fotovoltaico en Argentina, se tomara como referencia lo exigido por la reglamentación española ITC-BT-40, “Instalaciones generadoras de baja tensión” el cual establece una caída máxima del 1.5% entre el generador (paneles) y el inversor.

La fórmula para calcular la caída de tensión es:

$$\Delta V [\%] = 2 \times \rho \times \frac{L}{S} \times I \times \frac{100\%}{V_n}$$

Donde:

$\rho = 0,0171 \Omega/mm^2m$	Resistividad del Cobre
L	Longitud del tramo [m]
S	Sección del conductor [mm^2]
I	Corriente [A]
$V_n=640 V_{cc}$	Tensión nominal de los <i>Strings</i>

Las caídas de tensión de cada tramo se aprecian en la siguiente tabla.

Caídas de tensión				
Punto medición	Corriente [A]	Cable	Longitud [m]	$\Delta U\%$
Desde Inversor a				
Grupo A	13.81	1P+1N [4mm ²]	58	0.988
Desde Caja Parcial A a String				
A1	13.81	1P+1N [4mm ²]	19	0.350
A2	13.81	1P+1N [4mm ²]	22.5	0.415
A3	13.81	1P+1N [4mm ²]	25	0.461
A4	13.81	1P+1N [4mm ²]	27.5	0.507
A5	13.81	1P+1N [4mm ²]	23	0.424
Máxima caída de tensión			$\Delta U\%$	1.457
Desde Inversor a				
Grupo B	13.81	1P+1N [4mm ²]	40	0.737
Desde Caja Parcial A a String				
B1	13.81	1P+1N [4mm ²]	17	0.313
B2	13.81	1P+1N [4mm ²]	20.5	0.378
B3	13.81	1P+1N [4mm ²]	24	0.442
B4	13.81	1P+1N [4mm ²]	27.5	0.507
B5	13.81	1P+1N [4mm ²]	31	0.571
Máxima caída de tensión			$\Delta U\%$	1.308
Desde Inversor a				
Grupo C	13.81	1P+1N [4mm ²]	16	0.295
Desde Caja Parcial A a String				
C1	13.81	1P+1N [4mm ²]	27	0.497
C2	13.81	1P+1N [4mm ²]	30.5	0.562
C3	13.81	1P+1N [4mm ²]	34	0.626
C4	13.81	1P+1N [4mm ²]	37.5	0.691
C5	13.81	1P+1N [4mm ²]	41	0.755
C6	13.81	1P+1N [4mm ²]	23	0.424
C7	13.81	1P+1N [4mm ²]	30	0.553
C8	13.81	1P+1N [4mm ²]	27	0.497
Máxima caída de tensión			$\Delta U\%$	1.050

Vemos que en ningún tramo la caída de tensión supera el 1.5%.

Para el caso de los circuitos en corriente alterna, la sección 771.13b de la AEA 90364-7, nos dice que la caída de tensión total al final de una línea, que no alimenta motores, no puede superar el 3%. Mientras que en circuitos seccionales no puede superar el 1%, por lo tanto, la caída de tensión máxima en circuitos terminales no puede ser más del 2%.

La ecuación que rige para hallar la caída de tensión en circuito trifásico de corriente alterna es:

$$\Delta V[\%] = \sqrt{3} \times I \times \frac{L}{1000} \times (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \times \frac{100\%}{V}$$

Donde:

- I Es la corriente de línea
 L Es la longitud del tramo en [m]
 $R ; X$ Son la resistencia y la reactancia del conductor [Ω/km]
 $\cos\varphi = 0.85$ Factor de potencia, valor adoptado para este caso.
 $V = 400V$ Voltaje de línea

Reemplazando, obtenemos:

Caídas de tensión				
Punto medición	Corriente [A]	Cable	Longitud [m]	$\Delta U\%$
Desde Inversor a				
TGBT	159	3x70+1x35	25	0,634
Desde TGBT a				
Tablero Seccional De Playa	205	3x95+1x50	55	0,98
Desde Tablero Seccional de Playa a				
Cargador 1	41	Tetrapolar [6mm ²]	10	0,642
Cargador 2	41	Tetrapolar [6mm ²]	15	0,962
Cargador 3	41	Tetrapolar [6mm ²]	20	1,283
Cargador 4	41	Tetrapolar [6mm ²]	25	1,604
Cargador 5	41	Tetrapolar [6mm ²]	30	1,925
Máxima caída de tensión			$\Delta U\%$	2,905

Se concluye así que la caída de tensión en el circuito seccional es menor al 1%, en el circuito terminal son menores a 2%, y que el conjunto no supera el 3%.

16. CÁLCULO DE TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD

16.1. TI de medición y protección de fases

La medición de corriente que circula por cada fase a la salida del inversor será realizada indirectamente por el relé Sepam S40 haciendo uso de 3 transformadores de intensidad conectados en triángulo. Dicha configuración permite calcular la corriente de residual o de fuga, prescindiendo así, el uso de un cuarto TI toroidal para la detección de esta última.

La conexión de los TIs al relé se hace por medio de un módulo de conexión de TI compatible con la serie Sepam, el modelo CCA630.

Generalmente, para la detección de fallas y la actuación correcta de los dispositivos de protección, se requiere el uso de TIs de “protección” ya que sus núcleos no se saturan en caso de una elevada corriente de falla (en el orden de varios kA), lo que permite una lectura y coordinación de protecciones más precisa. En este caso, debido a que la corriente de falla es relativamente baja, se supone que nunca se inducirán en el secundario del TI corrientes peligrosas para el relé (corriente máxima admitida por el relé 500A). Por este motivo, se optará por colocar un TI de “medición” en vez de uno de “protección”, además, con dicho relé se logrará una medida más precisa a valores nominales.

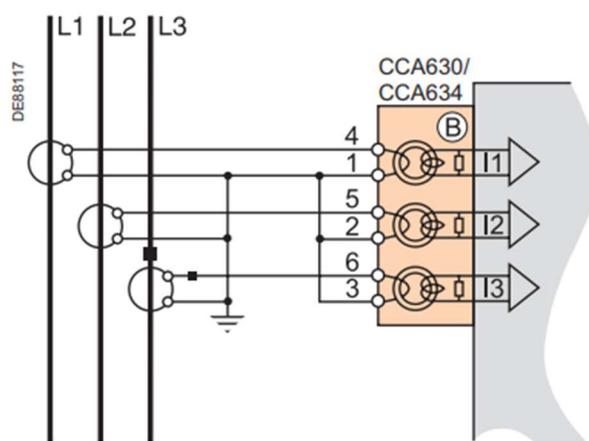


Ilustración 17 Diagrama de conexión de TIs
Fuente: Catalogo Sepam – Schneider Electric

Datos de partida:

Intensidad Nominal de línea $I_L = 159A$

Intensidad Nominal Secundario $I_{ns} = 5A$

Impedancia de entrada (relé) $R_e = 0,02 \Omega$

Consumo del relé $S_R = 0,5 VA$

Conexión entre TI y modulo-relé con cable de cobre de $2.5mm^2$ y 2m de longitud

Corriente máxima admitida por el relé $I_{max} = 100I_n = 500A$

Consumo de Cables

$$S_{cables} = 2 \times I_{ns}^2 \times \frac{\rho \times l}{A} = 2 \times (5A)^2 \times \frac{0.0171 \frac{\Omega mm^2}{m} \times 2m}{2.5mm^2}$$

$$S_{cables} = 0.684 VA$$

Consumo Total

$$S_T = S_{cables} + S_R = 0.684 + 0.5 VA$$

$$S_T = 1.184 VA$$

Si escogemos como prueba el modelo METSECT5CC020 de la marca Schneider cuyas características son:

- Corriente secundaria $I_{ns} = 5A$
- Corriente Primaria $I_{np} = 200A$
- Factor de seguridad $FS = 5$
- Voltaje Nominal $U_e = 720V$
- Clase de Medición *Clase 0.5 para $S < 4VA$*

Vemos que el factor de seguridad es de 5, por lo que la corriente limite primaria en la cual el núcleo del TI se satura es de:

$$FS = \frac{I_{Lp}}{I_{np}} \qquad 5 = \frac{I_{Lp}}{200A}$$

$$I_{Lp} = 1000A$$

Según el documento técnico de la E.P.E.S.F. (PRO-103-101), en el punto 6.2.4, nos especifica que la corriente de cortocircuito aportada por un inversor electrónico es de 1.2 veces la corriente nominal, entonces:

$$I_{cc} = 1.2I_n \ll I_{Lp}$$

$$190A \ll 1000A$$

Como se ve, la corriente de corto está por debajo de la corriente de saturación del núcleo del TI e, incluso, sigue siendo menor que la corriente nominal primaria del TI por lo que en caso de dicho corto se puede asegurar la precisión de la medida.

El TI seleccionado es entonces el modelo METSECT5CC020 de la marca Schneider, este es un TI 200/5 – C10.5 – 4VA.

17. CÁLCULO DE ESFUERZOS PRODUCIDOS POR CARGA DE VIENTO

Para calcular los esfuerzos producidos por el viento sobre los paneles y su estructura se utilizó la reglamentación CIRSOC 102 - 2005, elaborada por el Centro de Investigación de los Reglamentos Nacionales de Seguridad para las Obras Civiles, del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios Secretaría de Obras Públicas de la Nación. Además, se empleó la guía técnica que ofrece el mismo CIRSOC.

Para dicho procedimiento, se tuvo una serie de consideraciones:

- Solo se tendrá en cuenta la carga de viento sobre el panel y se omitirá la estructura soporte de este.
- Aunque la norma permite hallar los esfuerzos producidos por vientos provenientes desde los 4 puntos cardinales, solo se considerará los vientos provenientes del sector SUR, ya que es el único que puede producir la voladura de los módulos.
- El análisis se centrará en calcular los esfuerzos producidos solo en la primera fila de paneles, la que se ubica más arriba en el techo, debido a que esta es la que está más expuesta a los efectos del viento. Las demás filas se encuentran “protegidas” de los efectos del viento.
- El método de cálculo que se seguirá será tomando al panel como un cartel inclinado, ya que dicho objeto es el que más se asemeja a la forma de cálculo expresado en la CIRSOC 102.

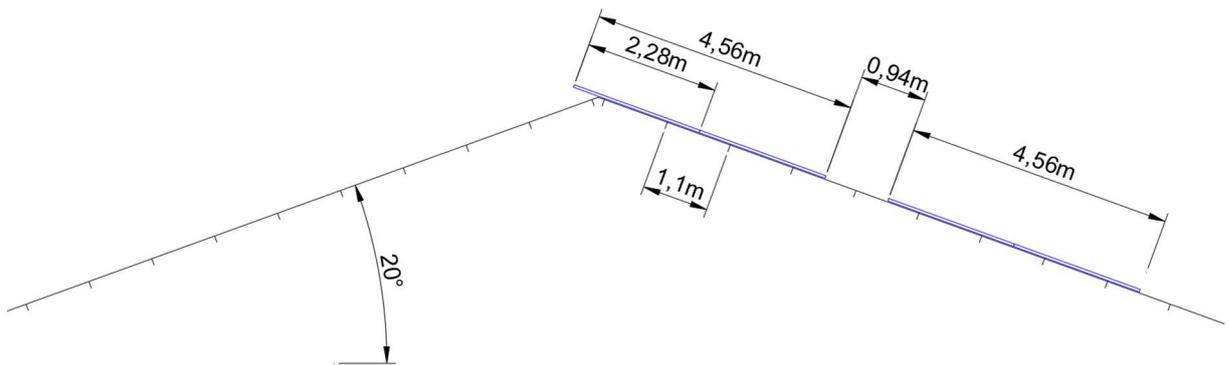


Ilustración 18 Corte Transversal, distribución de paneles
 Fuente: Propia

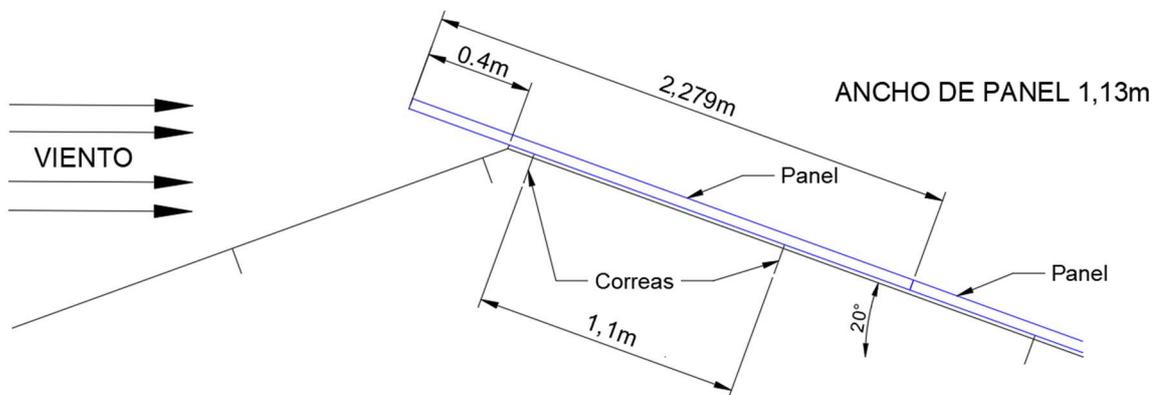


Ilustración 19 Incidencia del viento sobre panel en estudio
 Fuente: Propia

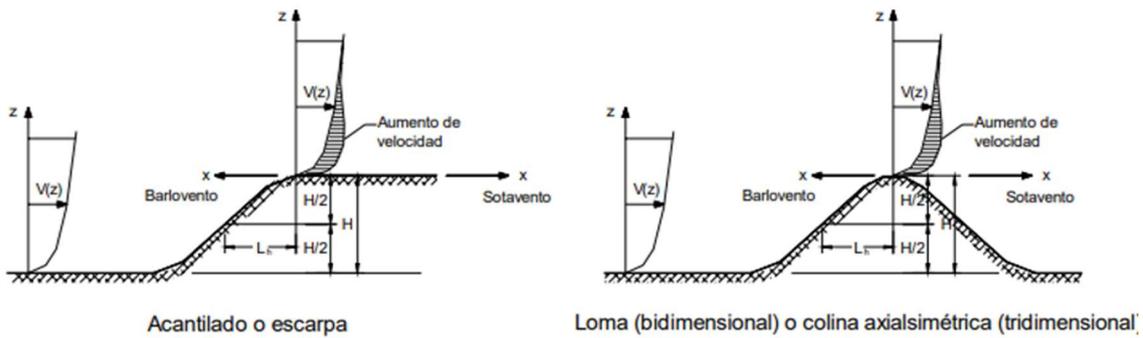
Velocidad de viento $V = 33 \text{ m/s}$

Categoría de Exposición **B**, áreas urbanas y suburbanas.

Factor de Importancia $I = 1,00$

Factor topográfico:

$$K_{zt} = (1 + k_1 \times k_2 \times k_3)^2$$



Multiplicadores topográficos para exposición C										
H/L _h	Multiplicador K ₁			x/L _h	Multiplicador K ₂		z/L _h	Multiplicador K ₃		
	Loma bidim.	Escarpa bidim.	Colina tridim. axialsim.		Escarpa bidim.	Todos los otros casos		Loma bidim.	Escarpa bidim.	Colina tridim. axialsim.
0,20	0,29	0,17	0,21	0,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00
0,25	0,36	0,21	0,26	0,50	0,88	0,67	0,10	0,74	0,78	0,67
0,30	0,43	0,26	0,32	1,00	0,75	0,33	0,20	0,55	0,61	0,45

Tabla 40 Factor Topográfico
 Fuente: Reglamento CIRSOC 102

$$k_1 = 0.43 ; k_2 = 0.33 ; k_3 = 0.55$$

$$K_{zt} = (1 + 0.43 \times 0.33 \times 0.55)^2 \quad K_{zt} = 1.16$$

Factor de Direccionalidad $K_d = 0.85$ (forma de cartel)

Coefficiente de Exposición, para h=7.5m $K_z = 0.72$

Altura sobre el nivel del terreno, z (m)	Exposición (Nota 1)					
	A		B		C	D
	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2	Casos 1 y 2	Casos 1 y 2
0 - 5	0,68	0,33	0,72	0,59	0,87	1,05
6	0,68	0,36	0,72	0,62	0,90	1,08
7.50	0,68	0,39	0,72	0,66	0,94	1,12
10	0,68	0,44	0,72	0,72	1,00	1,18

Tabla 41 Coeficiente K_z
 Fuente: Reglamento CIRSOC 102

Presión dinámica

$$q_z = 0.613 K_z K_{zt} K_d V^2 I$$

$$q_z = 0.613 \times 0.72 \times 1.16 \times 33^2 \times 1$$

$$q_z = 557 \text{ N/m}^2$$

17.1. Efecto ráfaga

Factor de efecto ráfaga, para estructuras rígidas $G = 0.85$

Coefficientes de presión interna $G_{Cpi} = \pm 0.55$

Presión de diseño

$$p = q_z \times G \times C_p \pm q_z \times G_{Cpi}$$

C_p

Para la lámina a barlovento, $h/L < 0.20$, $\theta = 20^\circ$ $C_p = 0.2$

Para el panel a sotavento, $h/L < 0.20$, $\theta = 20^\circ$ $C_p = -0.3$

Coefficientes de presión para cubiertas, C_p , para usar con q_h

Dirección del viento	Barlovento									Sotavento		
	h/L	Ángulo θ en grados									Ángulo θ en grados	
		10	15	20	25	30	35	45	$\geq 60^\#$	10	15	≥ 20
Normal a la cumbrera para $\theta \geq 10^\circ$	$\leq 0,25$	-0,7	-0,5 0,0*	-0,3 0,2	-0,2 0,3	-0,2 0,3	0,0* 0,4	0,4	0,010	-0,3	-0,5	-0,6
	0,5	-0,9	-0,7	-0,4 0,0*	-0,3 0,2	-0,2 0,2	-0,2 0,3	0,0* 0,4	0,010	-0,5	-0,5	-0,6
	$\geq 1,0$	-1,3**	-1,0	-0,7	-0,5 0,0*	-0,3 0,2	-0,2 0,2	0,0* 0,3	0,010	-0,7	-0,6	-0,6
Normal a la cumbrera para $\theta < 10^\circ$ y paralela a la cumbrera para todo θ	$\leq 0,5$	Distancia horizontal desde el borde a barlovento				C_p	* Se da el valor para fines de interpolación					
		0 a h/2				-0,9	** El valor puede reducirse linealmente con el área sobre la cual es aplicable como sigue:					
		h/2 a h				-0,9						
		h a 2h				-0,5						
$\geq 1,0$	0 a h/2				-1,3**	Área (m ²)		Factor de reducción				
	> h/2				-0,7	≤ 10	1,0					
						25	0,9					
					≥ 100	0,8						

Tabla 42 Coeficientes de presión
 Fuente: Reglamento CIRSOC 102

Presión de diseño para lamina de acero (a barlovento)

$$p_{empuje} = 557 \times 0.85 \times 0.2 + 557 \times 0.55$$

$$p_{empuje} = 401 \text{ N/m}^2$$

Presión de diseño para sobre el panel (a sotavento)

$$p_{succion} = 557 \times 0.85 \times -0.3 - 557 \times 0.55$$

$$p_{succion} = -448 \text{ N/m}^2$$

Los valores positivos y negativos indican que la presión del viento empuja y succiona respectivamente la superficie en cuestión. Es decir, el viento que se mete por debajo del panel lo empuja hacia arriba con una presión de 401 N/m² y el que pasa por arriba lo succiona (hacia arriba) con una presión de 448 N/m² (efecto ala).

17.2. Reacción en los apoyos

La presión que se mete por debajo del panel se supondrá que solo actúa sobre el área del panel sobre el voladizo de 0.4m², mientras que la que pasa por encima actúa en toda la superficie del panel (2m²)

$$F_{empuje} = p_{empuje} \times Ap = 401 \left[\frac{\text{N}}{\text{m}^2} \right] \times 0.4[\text{m}] \times 1,13[\text{m}] \quad F_{empuje} = 181 \text{ N}$$

$$F_{succión} = p_{succión} \times Ap = 448 \left[\frac{N}{m^2} \right] \times 2,28[m] \times 1,13[m] \quad F_{succión} = 1154 N$$

Si tomamos como centro uno de los apoyos y planteamos que la sumatoria de momentos entorno a dicho apoyo debe ser cero, podemos hallar la fuerza de reacción del apoyo contrario:

$$\Sigma M = 0 = F_{empuje} \times 1,3[m] + F_{succión} \times 0,5[m] - F_{APOY1} \times 1[m]$$

$$F_{APOY} = \frac{F_{empuje} \times 1,4[m] + F_{succión} \times 0,55[m]}{1,1[m]} = \frac{181[N] \times 1,4[m] + 1154[N] \times 0,55[m]}{1,1[m]}$$

$$F_{APOY1} = 807 [N]$$

Del mismo modo, planteando que la sumatoria de fuerzas en el eje Y debe ser cero, hallamos la reacción del segundo apoyo:

$$\Sigma F_Y = 0 = 181[N] + 1154[N] - 807[N] - F_{AP}$$

$$F_{APOY} = 528[N]$$

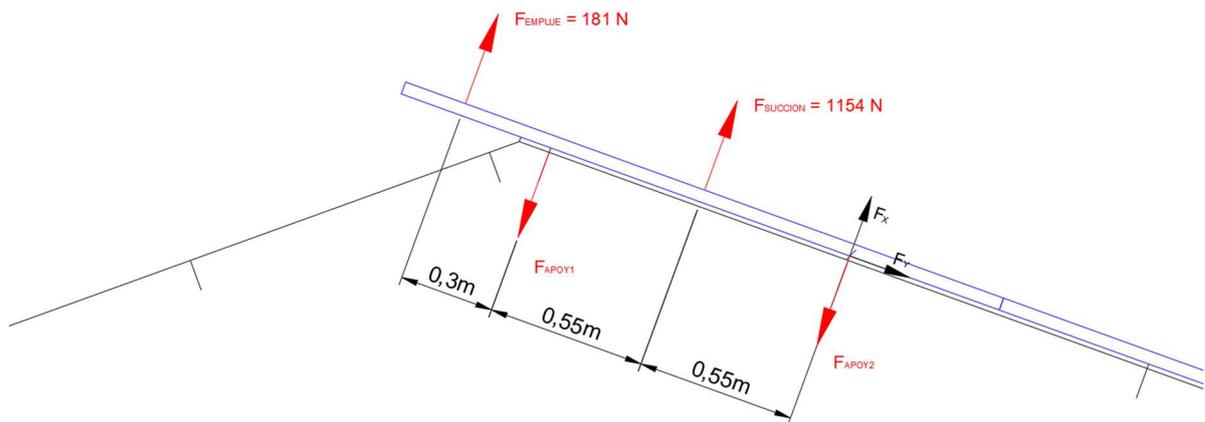


Ilustración 20 Diagrama de Fuerzas
 Fuente: Propia

Si, además, tenemos en cuenta que la sujeción al techo se hará cada 1.5m como máximo, la fuerza que experimentará cada bulón de sujeción será:

$$F_{Bulon1} = F_{APOY1} \times \frac{1,5}{1,13} = 807[N] \times \frac{1,5}{1,13} \quad F_{Bulo} = 1071[N]$$

$$F_{Bulon2} = F_{APOY} \times \frac{1,5}{1,13} = 528[N] \times \frac{1,5}{1,13} \quad F_{Bulon2} = 700[N]$$

Debido a que las fuerzas que experimentan las sujeciones de la primera fila de apoyos son un poco elevadas, se optará por colocar, en la primera fila, sujeciones cada 1m, reduciendo así a una fuerza de 714 [N], aproximadamente 72[kgf]. Sobre las demás filas (ubicadas más abajo) se mantendrá la separación de 1.5m planteada anteriormente.

18. DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS (SPCR)

Se dimensionará un SPCR que proteja todo el parque fotovoltaico, ya que actualmente solo cuenta con una antena-pararrayo de 30m de altura, situada a una distancia de 40m hacia el sur que no brinda la suficiente protección.

El procedimiento a seguir será el establecido por la IRAM 2184-1 “Protección de estructuras contra descargas eléctricas atmosféricas” la cual se basa en el método de la esfera rodante.

18.1. Frecuencia aceptada de rayos

Es la cantidad promedios de rayos que se puede aceptar que impactaran en el edificio. Se calcula, según IRAM, por:

$$Nc = \frac{5.5 \times 10^{-3}}{C2 \times C3 \times C4 \times C5}$$

Donde:

- Coeficiente C2: La estructura es Común de techo metálico

$$C2 = 1$$

		Techo o Tejado		
		Metálica	Común	Inflamable
Estructura	Metálica	0,5	1	2
	Común	1	1	2,5
	Inflamable	2	2,5	3

- Coeficiente C3: El contenido de la estructura es de valor común o normalmente inflamable

$$C3 = 2$$

Contenido de la Estructura	C3
Sin valor o no inflamable	0,5
De valor común o normalmente inflamable	2
De gran valor o particularmente inflamable	5
De valor excepcional, irremplazable o muy inflamable, explosivo	10

- Coeficiente C4: La estructura esta normalmente ocupada

$$C4 = 3$$

Ocupación de la Estructura	C4
No ocupada	0,5
Normalmente ocupada	3
De evacuación difícil	7

- Coeficiente C5: Con necesidad de continuidad de servicio luego del impacto

$$C5 = 5$$

Consecuencias de un impacto de rayo	Coeficiente 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

$$Nc = \frac{5.5 \times 10^{-3}}{1 \times 2 \times 3 \times 5}$$

$$Nc = 0,000183333$$

18.2. Frecuencia de rayos esperada

Es la cantidad de rayos que se estima caerán sobre el edificio. Esta estimación está basada en estadísticas históricas de caídas de rayos registradas por el servicio meteorológico nacional argentino.

Se calcula por:

$$Nd = C1 \times Ng \times Ac \times 10^{-6}$$

Donde

- Coeficiente C1: Coeficiente ambiental que rodea al edificio

$$C1 = 0.25$$

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

- Área colectora A_c : es la superficie proyectada por el edificio sobre el suelo. Si bien, el edificio posee otras estructuras a su alrededor, para calcular dicha área se tomará como si estuviera aislada, dicha simplificación nos dará un cálculo mucho más conservador.

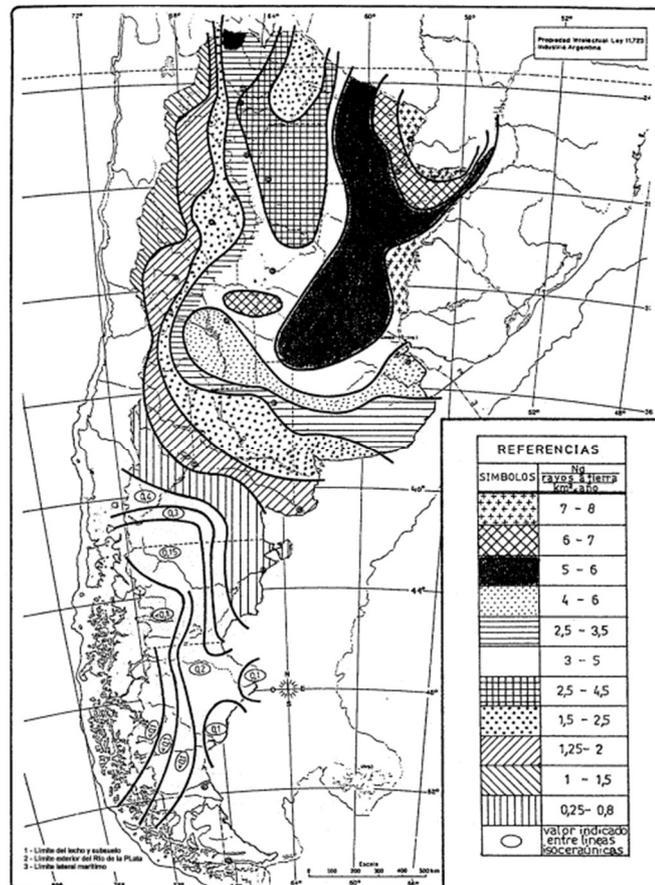
El área se calcula por:

$$A_c = ab + 6h(a + b) + 9\pi h^2$$

$$A_c = 70 \times 100 + 6 \times 6.5 \times (70 + 100) + 9\pi \times 6.5^2$$

$$A_c = 14105 \text{ m}^2$$

- Densidad de rayos N_g : es la cantidad de rayos que caen por año por kilómetro cuadrado, este valor depende de T_d que es la cantidad de días de tormentas eléctricas, en la región, por año. Este dato se puede encontrar en mapas isoceraunicos como el siguiente:



N_g se calcula por:

$$N_g = 0.03 \times T_d^{1.25}$$

$$Ng = 0.03 \times 5.5^{1.25}$$

$$Ng = 0.252$$

Entonces, la cantidad de rayos esperada que impacten contra el edificio es:

$$Nd = C1 \times Ng \times Ac \times 10^{-6}$$

$$Nd = 0.25 \times 0.252 \times 14105 \times 10^{-6}$$

$$Nd = 0,000891048$$

Dado que

$$Nd > Nc$$

Se confirma que se requiere un sistema SPCR de una eficiencia E

$$E = 1 - \frac{Nc}{Nd} = 1 - \frac{0,000183333}{0,000891048}$$

$$E = 0,79$$

Esta eficiencia corresponde a un nivel de protección IV, y el valor de la esfera rodante será de 60m, según las siguientes tablas de la norma.

Nivel de Protección	Eficiencia E del socr	Nivel de Protección	R(m)
I	0,98	I	20
II	0,95	II	30
III	0,90	III	45
IV	0,80	IV	60

Las puntas captoras se deberán distribuir de forma que, al hacer rodar la esfera sobre la estructura, esta nunca alcance a tocar el edificio, siendo siempre alcanzada primero por dichas puntas.

18.3. Distancia de seguridad

La distancia entre el dispositivo captor y cualquier otra estructura deberá ser mayor a:

$$d = k_i \times \frac{k_c}{k_m} \times l$$

Donde:

$k_i = 0.05$ Coeficiente de nivel de protección seleccionado.

$k_c = 0.66$ Coeficiente dimensional para configuración unidimensional.

$k_m = 0.5$ Coeficiente de material separador.

$l = 10m$ Longitud de la bajada desde el punto que se tiene en cuenta la proximidad

hasta el punto de conexión equipotencial más próximo.

$$d = 0.05 \times \frac{0.66}{0.5} \times 10m$$
$$d = 1.32m$$

Las puntas captoras deberán ubicarse lejos de los módulos, a una distancia mayor a la de seguridad.

De esta forma, se dispondrán un total de 4 puntas captoras ubicadas sobre la periferia del parque, separadas entre si 22m y 2m de los paneles, estarán sobre mástiles a una altura de 4m desde la superficie del techo. Habrá una bajada por cada punta captora, esta se realizará sobre la periferia del edificio, recorriendo la menor distancia posible y utilizando conductores de cobre de 16mm². Cada bajada se conectará a una jabalina, y las jabalinas se interconectarán entre sí y con la barra de puesta a tierra del edificio, de esta forma se logra una conexión equipotencial con todos los sistemas del establecimiento.

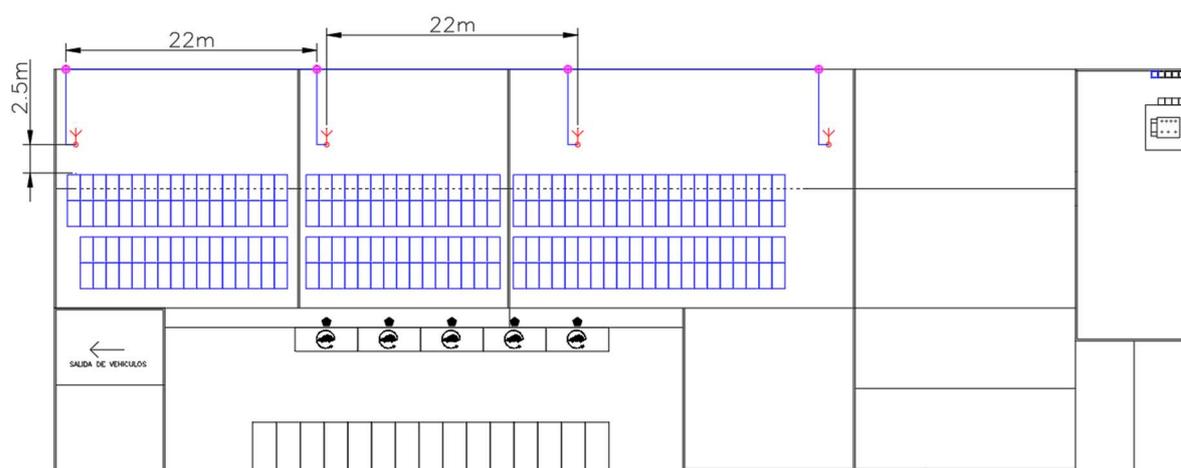


Ilustración 21 Ubicación de puntas captoras del SPCR
Fuente: Propia

19. INFORME DE SIMULACIÓN CON SOFTWARE PVSYS



Version 7.2.8

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Proyecto Final

Variant: Nueva variante de simulación

Tables on a building

System power: 113 kWp

Avellaneda - Argentina



PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
 28/01/22 10:53
 with v7.2.8

Project: Proyecto Final
 Variant: Nueva variante de simulación

Project summary

Geographical Site Avellaneda Argentina	Situation Latitude -29.12 °S Longitude -59.66 °W Altitude 54 m Time zone UTC-3	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Avellaneda NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Sintético		

System summary

Grid-Connected System PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 20 / -7 °	Tables on a building Near Shadings Linear shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information PV Array Nb. of modules 210 units Pnom total 113 kWp	Inverters Nb. of units 1 Unit Pnom total 100 kWac Pnom ratio 1.134	

Results summary

Produced Energy	184877 kWh/year	Specific production	1630 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	83.83 %
-----------------	-----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	4
Loss diagram	6
Special graphs	7



PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
 28/01/22 10:53
 with v7.2.8

Project: Proyecto Final
 Variant: Nueva variante de simulación

General parameters		
Grid-Connected System	Tables on a building	
PV Field Orientation	Sheds configuration	Models used
Orientation	Nb. of sheds	Transposition
Fixed plane	6 units	Perez
Tilt/Azimuth	Averages of diff. arrays	Diffuse
20 / -7 °	Sizes	Perez, Meteorom
	Sheds spacing	Circumsolar
	Collector width	separate
	Ground Cov. Ratio (GCR)	
	84.2 %	
	Shading limit angle	
	Limit profile angle	
	54.1 °	
Horizon	Near Shadings	User's needs
Free Horizon	Linear shadings	Unlimited load (grid)

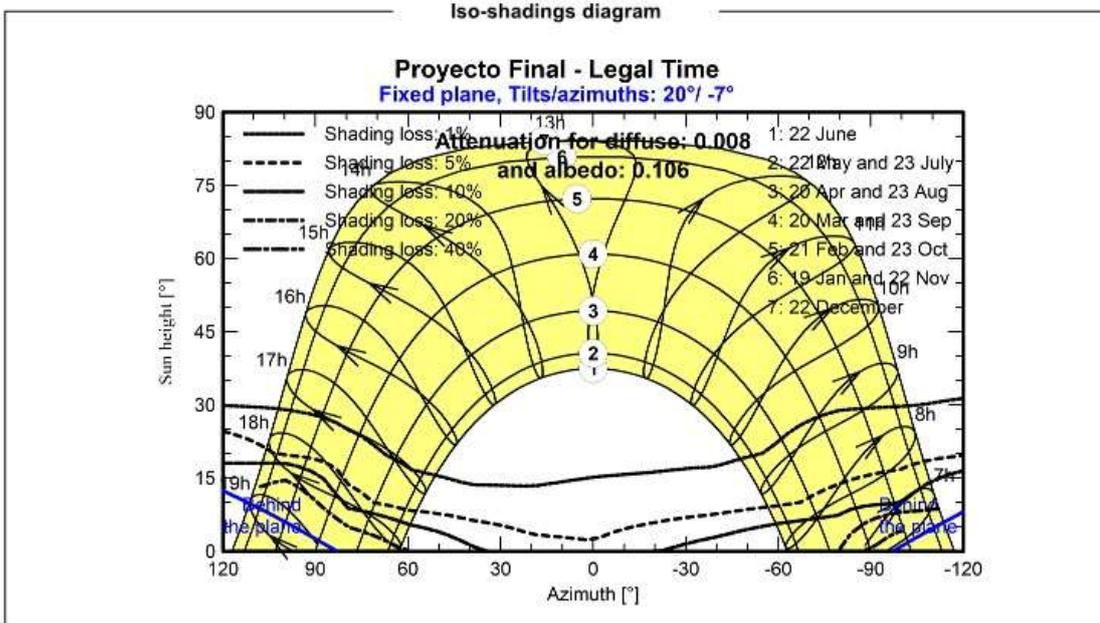
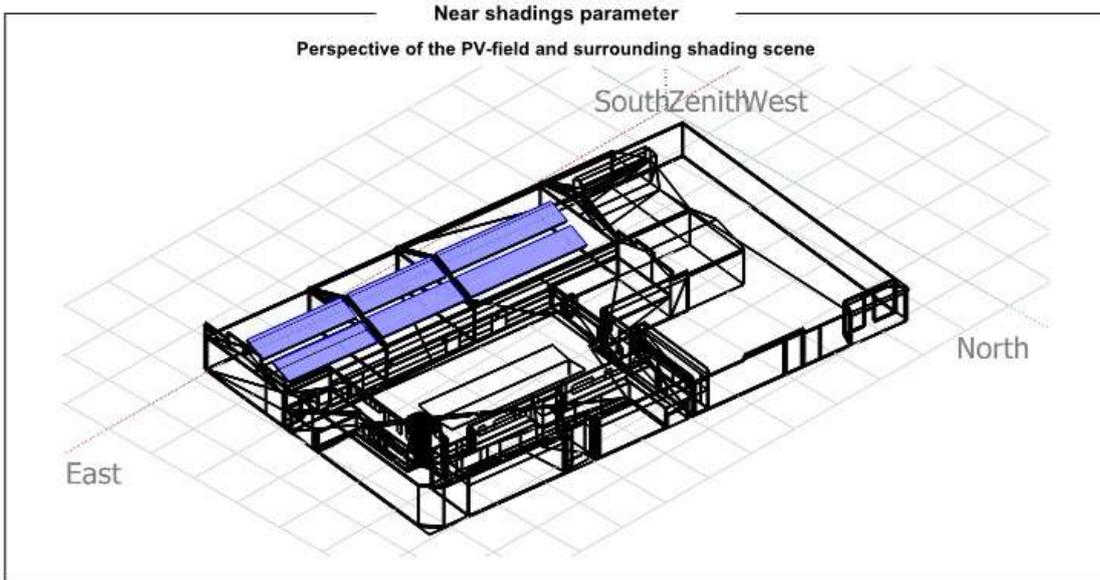
PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	LR5-72 HPH 540 M	Model	SUN2000-100KTL-M1-400Vac
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	540 Wp	Unit Nom. Power	100 kWac
Number of PV modules	210 units	Number of inverters	10 * MPPT 10% 1 unit
Nominal (STC)	113 kWp	Total power	100 kWac
Modules	15 Strings x 14 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>30°C)	110 kWac
Pmpp	104 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	523 V		
I mpp	198 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	113 kWp	Total power	100 kWac
Total	210 modules	Nb. of inverters	1 Unit
Module area	537 m ²	Pnom ratio	1.13
Cell area	487 m ²		

Array losses			
Thermal Loss factor		DC wiring losses	Module Quality Loss
Module temperature according to irradiance		Global array res.	Loss Fraction
Uc (const)	20.0 W/m ² K	44 mΩ	-0.4 %
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s	Loss Fraction	
		1.5 % at STC	
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss	
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %
IAM loss factor			
Incidence effect (IAM): User defined profile			
0°	25°	45°	60°
1.000	1.000	0.995	0.962
			0.936
			0.903
			0.851
			0.754
			0.000



PVsyst V7.2.8
 VCO, Simulation date:
 28/01/22 10:53
 with v7.2.8

Project: Proyecto Final
 Variant: Nueva variante de simulación





PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
 28/01/22 10:53
 with v7.2.8

Project: Proyecto Final
 Variant: Nueva variante de simulación

Main results

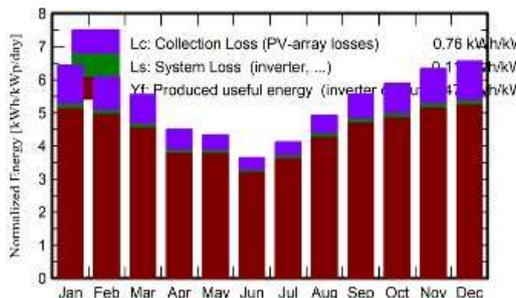
System Production

Produced Energy 184877 kWh/year

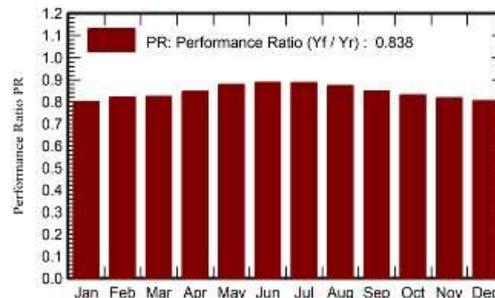
Specific production
 Performance Ratio PR

1630 kWh/kWp/year
 83.83 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	206.8	74.71	25.97	199.7	194.7	18585	18150	0.801
February	167.7	61.32	24.85	170.3	165.8	16223	15849	0.821
March	157.5	56.42	23.50	172.3	168.1	16484	16098	0.824
April	114.3	43.50	19.95	135.1	132.3	13291	12986	0.847
May	101.4	32.86	16.51	134.4	131.3	13689	13386	0.878
June	79.5	28.80	14.42	109.5	106.5	11253	11009	0.887
July	94.2	30.38	13.51	127.7	124.5	13118	12829	0.886
August	120.9	36.89	16.16	152.6	149.6	15462	15110	0.873
September	146.4	46.80	18.06	167.2	163.8	16472	16091	0.849
October	174.2	62.93	21.08	182.6	178.5	17607	17196	0.830
November	195.3	69.60	23.11	190.2	185.4	18052	17630	0.818
December	214.8	75.95	25.27	203.3	198.3	18989	18542	0.804
Year	1773.0	620.16	20.18	1944.8	1898.8	189225	184877	0.838

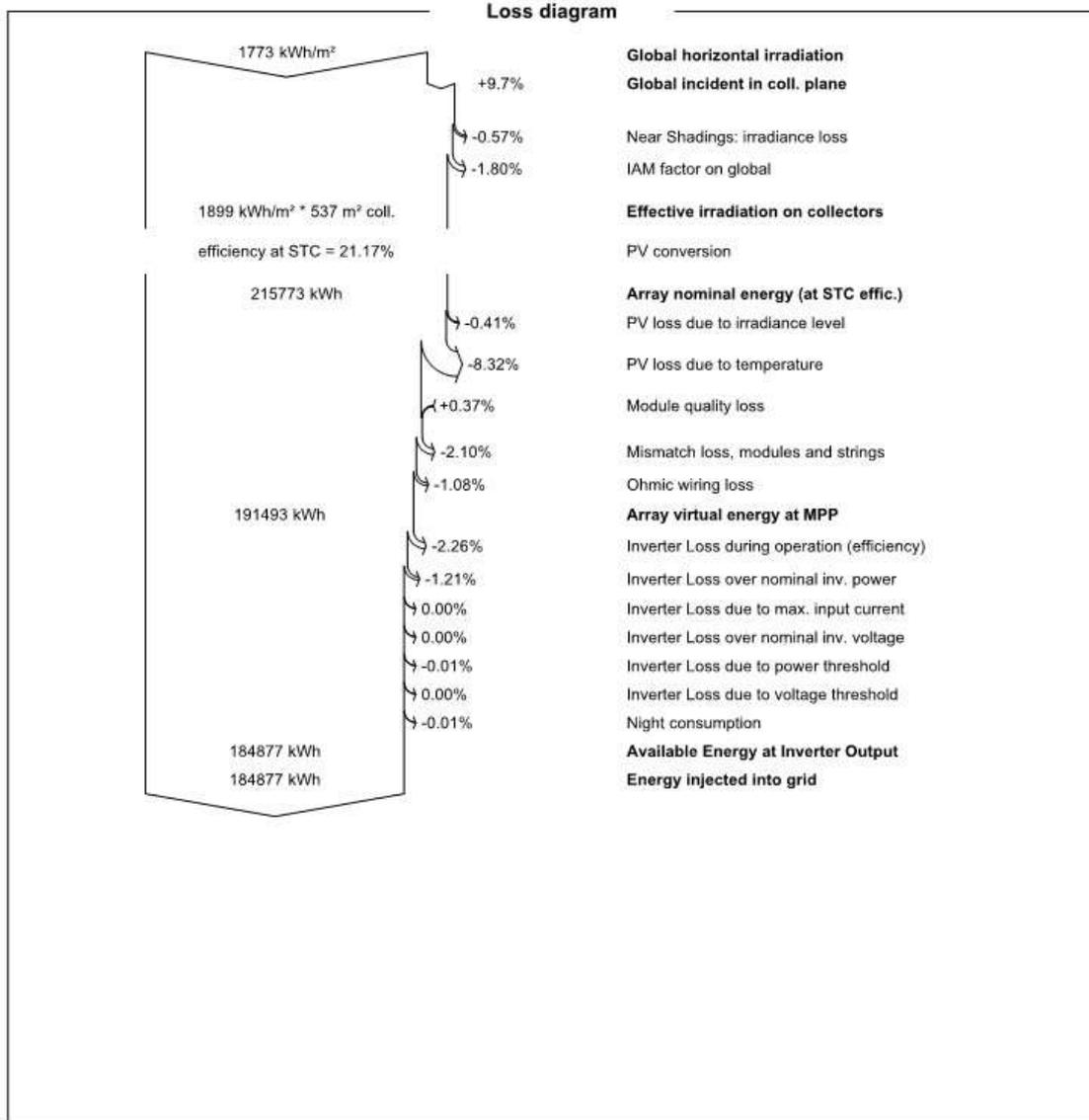
Legends

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



PVsyst V7.2.8
 VCO, Simulation date:
 28/01/22 10:53
 with v7.2.8

Project: Proyecto Final
 Variant: Nueva variante de simulación



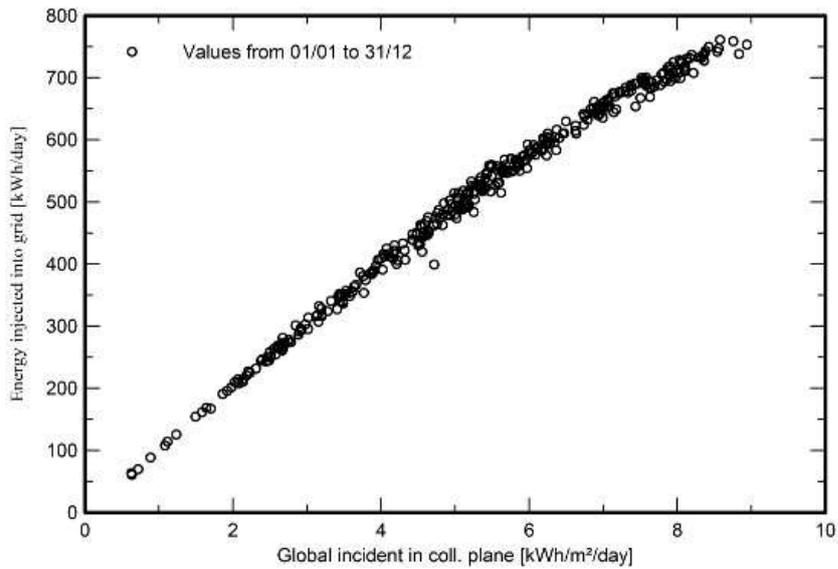


PVsyst V7.2.8
VC0, Simulation date:
28/01/22 10:53
with v7.2.8

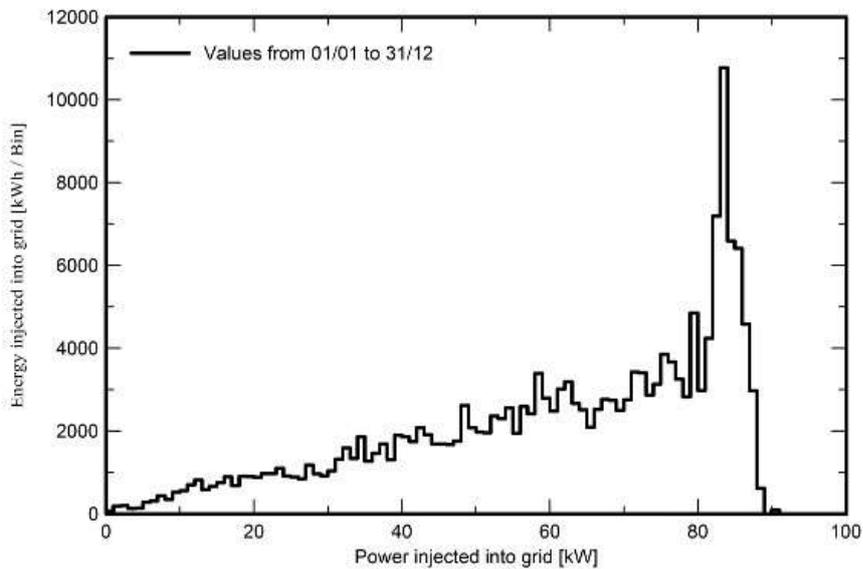
Project: Proyecto Final
Variant: Nueva variante de simulación

Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



20. REFERENCIAS

- bp p.l.c. (2021). *Statistical Review of World Energy* (70th edition).
<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
- Gómez Blanco M., Pérez-Sala L. y Baeza M. (20 de diciembre de 2012). Los combustibles más energéticos. *El país*. <https://blogs.elpais.com/coche-electrico/2012/12/los-combustibles-mas-energeticos.html>
- Battery University. *BU-1007: Net Calorific Value*. (11 de mayo 2017).
<https://batteryuniversity.com/article/bu-1007-net-calorific-value>
- Tunbrigde P. (2021). *Global Electricity Review 2021 – Perfil G20 - Argentina*. Ember.
<https://ember-climate.org/global-electricity-review-2021/g20-profiles/argentina/>
<https://cammesaweb.cammesa.com/>
- Energía Fotovoltaica manual sobre tecnologías, proyectos e instalaciones*. (2004).
<https://www.portal-energia.com/>
- Perpiñan O. (2019). *Energía Solar Fotovoltaica*. <https://github.com/oscarperpinan/esf>
- Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética. (2019). *Manual de generación distribuida solar fotovoltaica*.
https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/manual_de_generacion_distribuida_solar_fotovoltaica_nb2.pdf
- Alonso J. (2019). *Radiación, Geometría, Recorrido óptico, Irradiancia y HSP*. SunFields Europe. <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>
- Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética. (2019). *Guía del recurso Solar*.
https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/guia_del_recurso_solar_anexos_final.pdf
- Generfe. (2018). *Informe de Radiación Solar en la provincia de Santa Fe*.
<https://www.santafe.gob.ar/ms/generfe/wp-content/uploads/sites/23/2018/11/Informe-de-radiación-solar.pdf>
- Díaz T. y Carmona G. (2018). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. McGraw-Hill

Guía del vehículo eléctrico II. (2015). Fenercom.

<https://www.fenercom.com/publicacion/guia-del-vehiculo-electrico-ii-2015/>

<https://aavea.org/>

Tipos de conectores de vehículos eléctricos. (2020). The WallBox.

<http://wallbox.eu/es/info/tipos-de-conectores-de-vehiculos-electricos.html>

Establecer Recomendaciones en Materia de Infraestructura de Recarga para la Movilidad Eléctrica en Colombia para los Diferentes Segmentos: Buses, motos, taxis, BRT. (2019).

Unidad de Planeación Minero-Energética.

https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Consortio_Usaene_sumatoria_producto_3_e_staciones_de_cargaVF.pdf

International Energy Agency. (2021). *Global EV Outlook 2021*.

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/ed5f4484-f556-4110-8c5c-4ede8bcba637/GlobalEVOutlook2021.pdf>

Walton B., Hamilton J. y Alberts G. (2020). *Electric vehicles*

Setting a course for 2030. Deloitte <https://www2.deloitte.com/uk/en/insights/focus/future-of-mobility/electric-vehicle-trends-2030.html>

García N. (2019). *Electromovilidad: Tendencias y experiencia nacional e internacional*.

https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/27343/1/BCN_Electromovilidad_Experiencias_comparadas.pdf

Gómez J. (2017). *Impacto de las estaciones de carga para vehículo eléctrico en la ciudad de Cuenca-Ecuador. Tesis de Maestría en Ingeniería Electrotécnica – Ramo de Energía y Automatización*. <https://iconline.ipleiria.pt/bitstream/10400.8/3139/1/tesis.pdf>

Socolovsky H., Raggio D., Vazquez J. y Romanelli O. (2016). *Aspectos sobre operación y normativas de inversores fotovoltaicos para inyección a red de baja tensión*.

http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/67092/Documento_completo.pdf-PDFA.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Blanc L. y Tarquin A. (2012). *Ingeniería Económica*. (7ma edición). McGraw-Hill

Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación. (2015). *Indicadores de emisiones de Gases de Efecto Invernadero. Procesos Industriales y Uso de Productos*.

<https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/1.-indicadores-de-emisiones-procesos-industriales-y-uso-de-productos.pdf>

Transport & Environment. (2020). *How clean are electric cars? T&E's analysis of electric car life cycle CO₂ emissions*.

<https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2020/04/TEs-EV-life-cycle-analysis-LCA.pdf>

Liu, B. & Jordan, R. (1961). *Daily insolation on surfaces tilted towards equator*. United States.

Asociación Electrotécnica Argentina. (2006). *Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles* (AEA 90364).

<https://aea.org.ar/reglamentaciones/digitales/>

Asociación Electrotécnica Argentina. (2004). *Corrientes de Cortocircuito en Sistemas Trifásicos de Corriente Alterna* (AEA 90909). <https://aea.org.ar/reglamentaciones/digitales/>

Asociación Electrotécnica Argentina. (2004). *Protección Contra Choques Eléctricos* (AEA 91140). <https://aea.org.ar/reglamentaciones/digitales/>

Instituto Nacional de Tecnología Industrial. (2005). Reglamento Argentino de Acción del Viento sobre las Construcciones (CIRSOC 102). <https://www.inti.gob.ar/areas/servicios-industriales/construcciones-e-infraestructura/cirsoc/publicaciones>

Metz-Noblat B., Dumas F. y Thomasset G. (2000). *Cálculo de Corrientes de Cortocircuito* (Cuaderno Técnico n°158). <https://schneider-electric.app.box.com/s/m2p4c8j2avu7lmhip1ik/file/20285742947>

Comisión Electrotécnica Internacional. (2010). *Sistema Conductivo para Carga de Vehículos Eléctricos* (IEC 61851). <https://webstore.iec.ch/publication/33644>

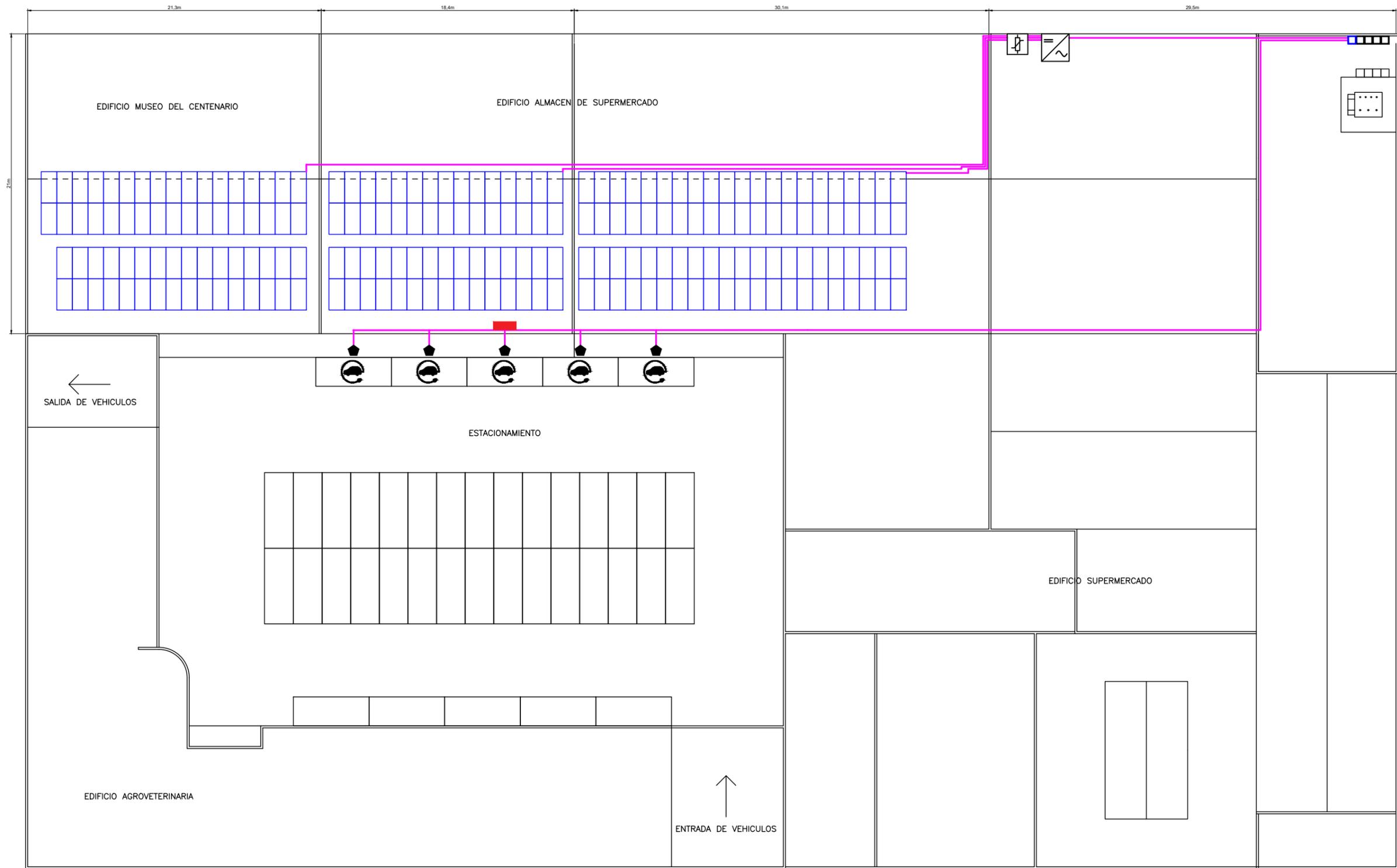
Comisión Electrotécnica Internacional. (2014). *Plug, socket-outlets, vehicle couplers and vehicle inlets – Conductive charging of electric vehicles*. (IEC 62196). <https://webstore.iec.ch/publication/6582>

Reglamento electrotécnico para baja tensión España. (2017). Instalaciones con fines especiales: Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos. http://www.f2i2.net/documentos/lSiF2I2/rbt/guias/guia_bt_52_nov17R1.pdf

Empresa Provincial de Energía de Santa Fe. (2020). *Procedimiento Técnico para la Conexión de Generación Distribuida en la red de la EPESF* (PRO-103-101). <https://epe.santafe.gov.ar/programa-era/wp-content/themes/prosumidores/documentos/Anexo%201%20-%20Procedimiento%20técnico%202020.pdf>

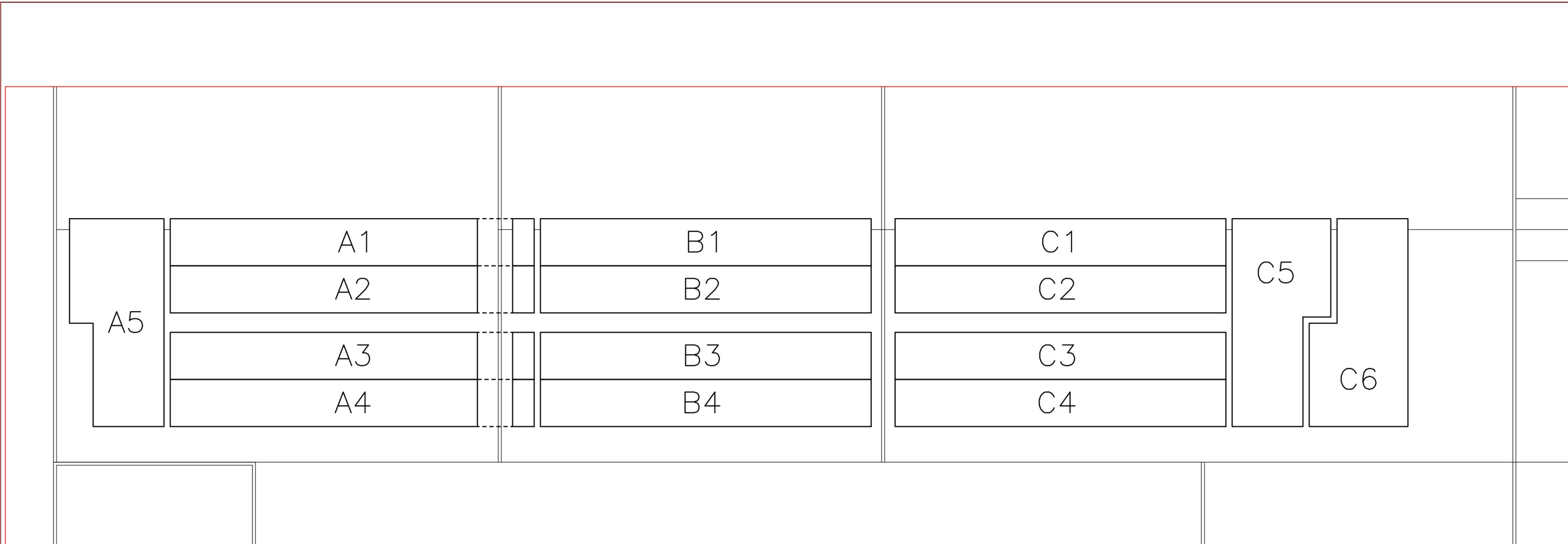
Empresa Provincial de Energía de Santa Fe. (2019). *Régimen Tarifario*. [https://www.epe.santafe.gov.ar/fileadmin/archivos/Comercial/Regimen_Tarifario_EPESF_\(Rev_Res256-04_25_abril_2018\)_junio19.pdf](https://www.epe.santafe.gov.ar/fileadmin/archivos/Comercial/Regimen_Tarifario_EPESF_(Rev_Res256-04_25_abril_2018)_junio19.pdf)

PLANOS



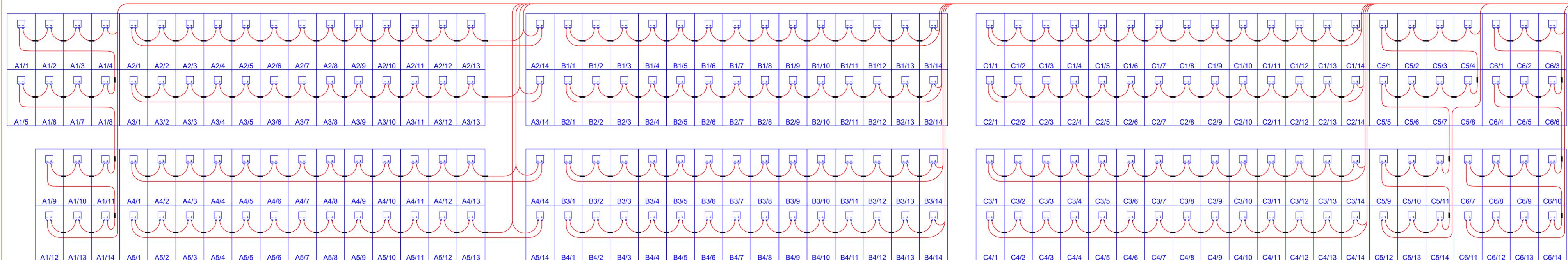
-  ESTACIONAMIENTO EV
-  CARGADOR EV
-  TABLERO GRAL. BAJA TENSION (TGBT)
-  TABLERO PROT. CONTRA RAYO
-  INVERSOR
-  TABLERO SECC. PLAYA (TSP)
-  TABLERO SIST. GENERACION (TSGD)

 UTN		Fecha	Nombre	UTN-FRRQ	Córdoba:
	Dibujó:	03/22	F.BANDEO		Proyecto Final
	Revisó:	03/22	ING. E.ANTON		
	Aprobó:	03/22	ING. E.ANTON		
Escala:	Proyecto:				
1 : 300	DISEÑO DE SISTEMA DE GENERACION DE ENERGIA FOTOVOLTAICA CONECTADO A RED Y PUESTOS DE RECARGA PARA VEHICULOS ELECTRICOS EN CENTRO COMERCIAL LOCAL				
Toler:	Nombre del plano:				Localidad: Reconquista, Santa Fe
Rug:	VISTA GENERAL				Número de plano: 1 / 11

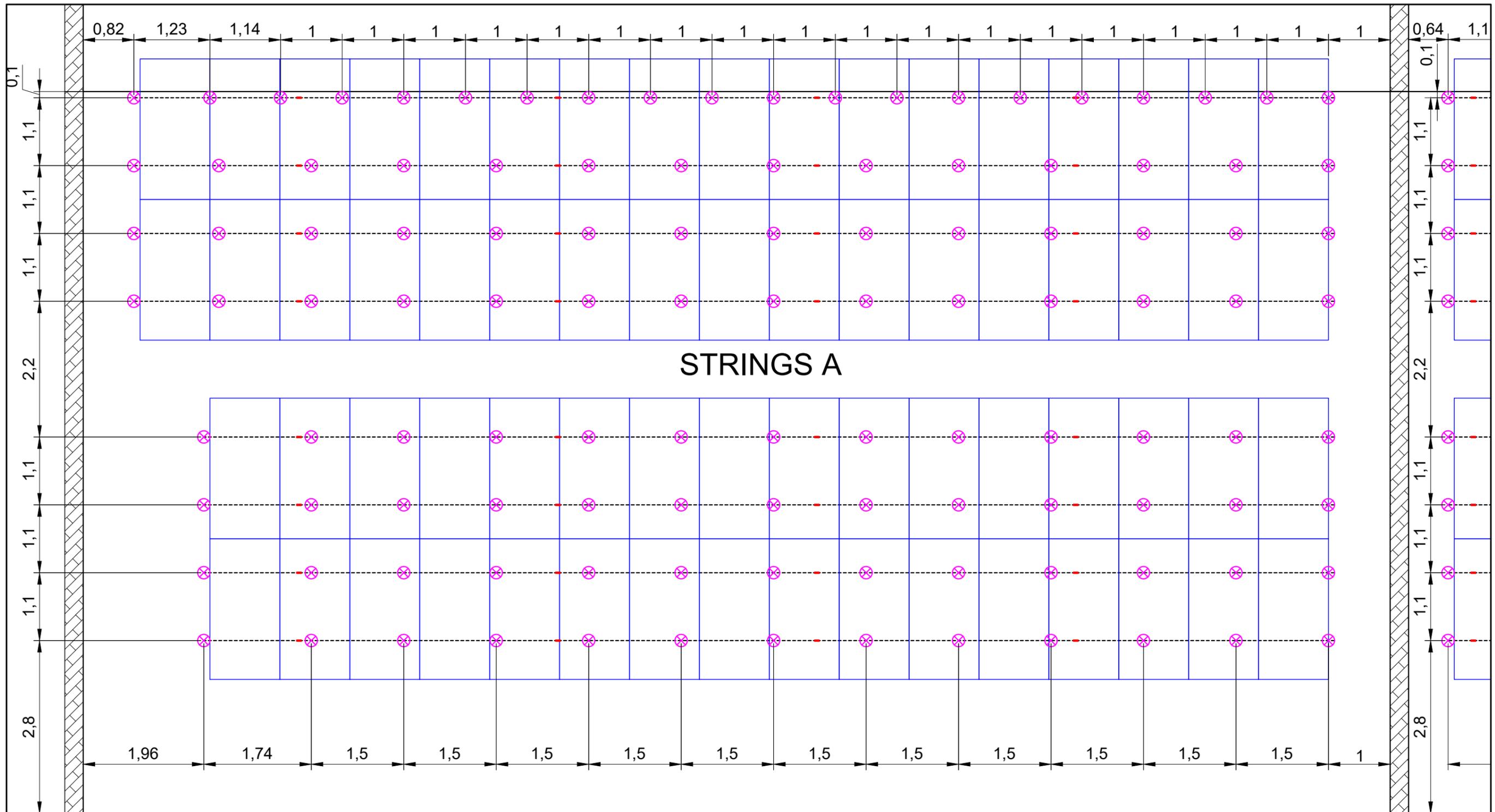


	Dibujó:	Fecha:	Nombre:	UTN-FRRQ	Cátedra: Proyecto Final
	Revisó:	03/22	F.BANDEO		
	Aprobó:	03/22	ING. E.ANTON		
	Escala:	Proyecto:			
	N / D	DISEÑO DE SISTEMA DE GENERACION DE ENERGIA FOTOVOLTAICA CONECTADO A RED Y PUESTOS DE RECARGA PARA VEHICULOS ELECTRICOS EN CENTRO COMERCIAL LOCAL			
Toler:	Nombre del plano:				Localidad: Reconquista, Santa Fe
Rug:	IDENTIFICACION DE STRINGS				Número de plano: 2 / 11

NOMENCLATURA:



 UTN	Fecha	Nombre	UTN-FRRQ	Cótedra:	
	Dibujó:	03/22		F.BANDEO	Proyecto Final
	Revisó:	03/22		ING. E.ANTON	
	Aprobó:	03/22	ING. E.ANTON		
Escala:	Proyecto:				
N / D	DISEÑO DE SISTEMA DE GENERACION DE ENERGIA FOTOVOLTAICA CONECTADO A RED Y PUESTOS DE RECARGA PARA VEHICULOS ELECTRICOS EN CENTRO COMERCIAL LOCAL				
Toler:	Nombre del plano:			Localidad: Reconquista, Santa Fe	
Rug:	CONEXIONADO STRINGS			Número de plano: 3 / 11	



SUJECION DE PERFIL A TECHO



EMPALMES DE PERFILES



PERFILES



PANELES FOTOVOLTAICOS



	Fecha	Nombre
Dibujó:	03/22	F.BANDEO
Revisó:	03/22	ING. E.ANTON
Aprobó:	03/22	ING. E.ANTON

UTN-FRRQ

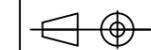
Cótedra:

Proyecto Final

Escala:

Proyecto:

DISEÑO DE SISTEMA DE GENERACION DE ENERGIA FOTOVOLTAICA CONECTADO A RED Y PUESTOS DE RECARGA PARA VEHICULOS ELECTRICOS EN CENTRO COMERCIAL LOCAL



Toler:

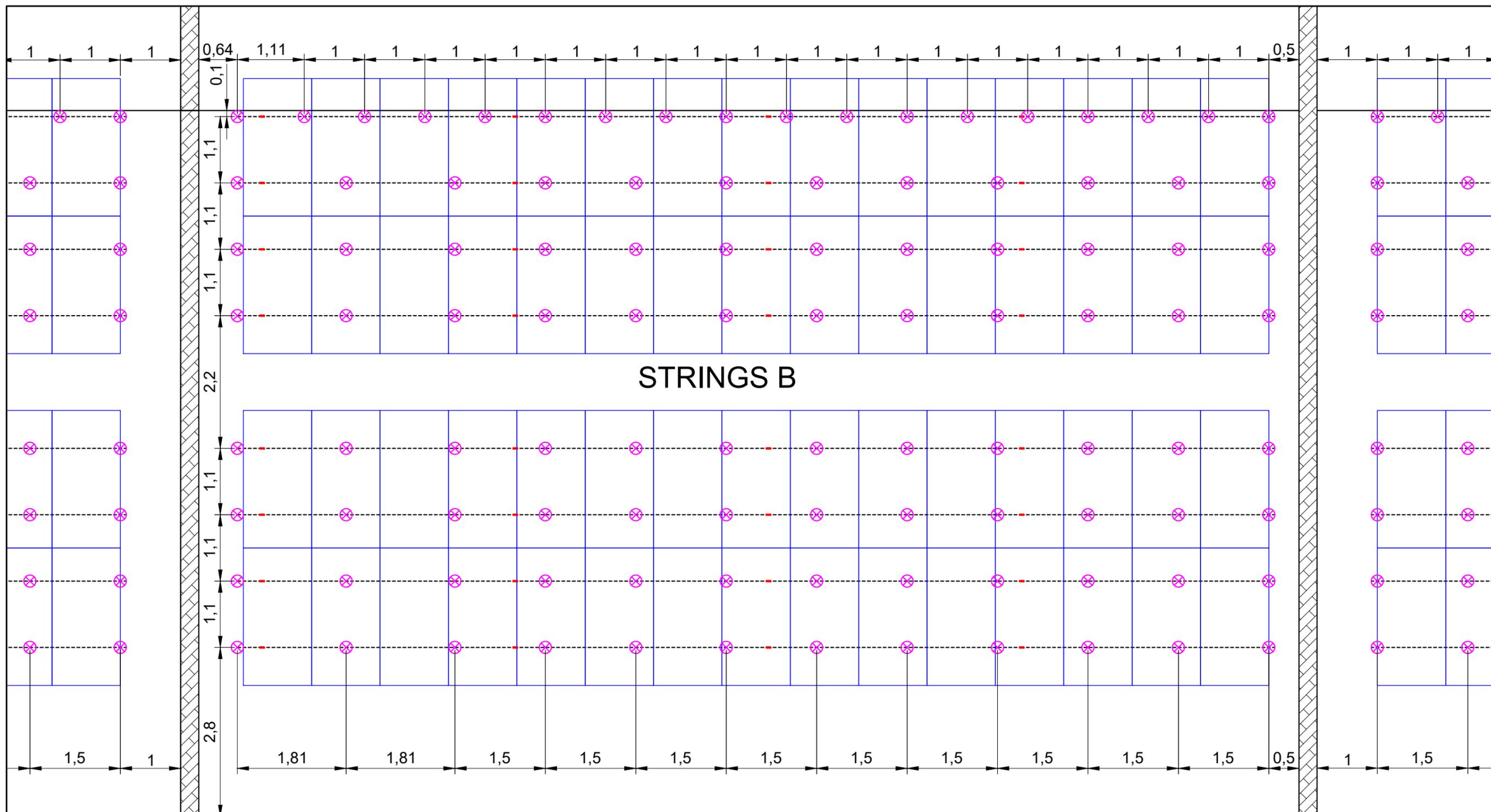
Nombre del plano:

Rug:

FIJACIONES A TECHO - STRING A

Localidad: Reconquista, Santa Fe

Número de plano: 4 / 11



STRING B



SUJECION DE PERFIL A TECHO



EMPALMES DE PERFILES

PERFILES



PANELES FOTOVOLTAICOS



	Fecha	Nombre
Dibujó:	03/22	F.BANDEO
Revisó:	03/22	ING. E.ANTON
Aprobó:	03/22	ING. E.ANTON

UTN-FRRQ

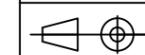
Cótedra:

Proyecto Final

Escala:

Proyecto:

DISEÑO DE SISTEMA DE GENERACION DE ENERGIA FOTOVOLTAICA CONECTADO A RED Y PUESTOS DE RECARGA PARA VEHICULOS ELECTRICOS EN CENTRO COMERCIAL LOCAL



Toler:

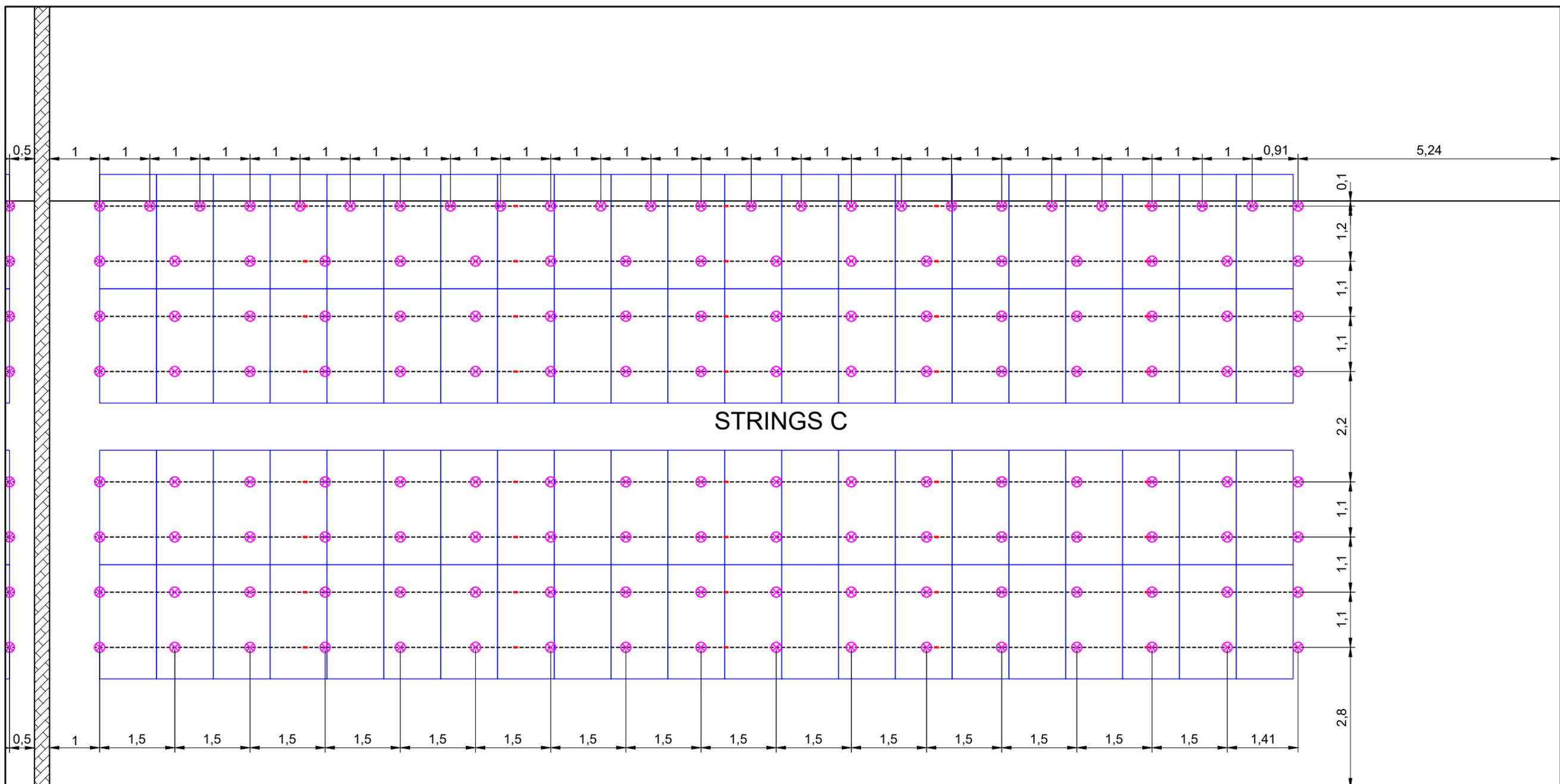
Nombre del plano:

Rug:

FIJACIONES A TECHO - STRING B

Localidad: Reconquista, Santa Fe

Número de plano: 5 / 11



SUJECION DE PERFIL A TECHO



EMPALMES DE PERFILES



PERFILES



PANELES FOTOVOLTAICOS



	Fecha	Nombre
Dibujó:	03/22	F.BANDEO
Revisó:	03/22	ING. E.ANTON
Aprobó:	03/22	ING. E.ANTON

UTN-FRRQ

Cótedra:

Proyecto Final

Escala:

Proyecto:

DISEÑO DE SISTEMA DE GENERACION DE ENERGIA FOTOVOLTAICA CONECTADO A RED Y PUESTOS DE RECARGA PARA VEHICULOS ELECTRICOS EN CENTRO COMERCIAL LOCAL



Toler:

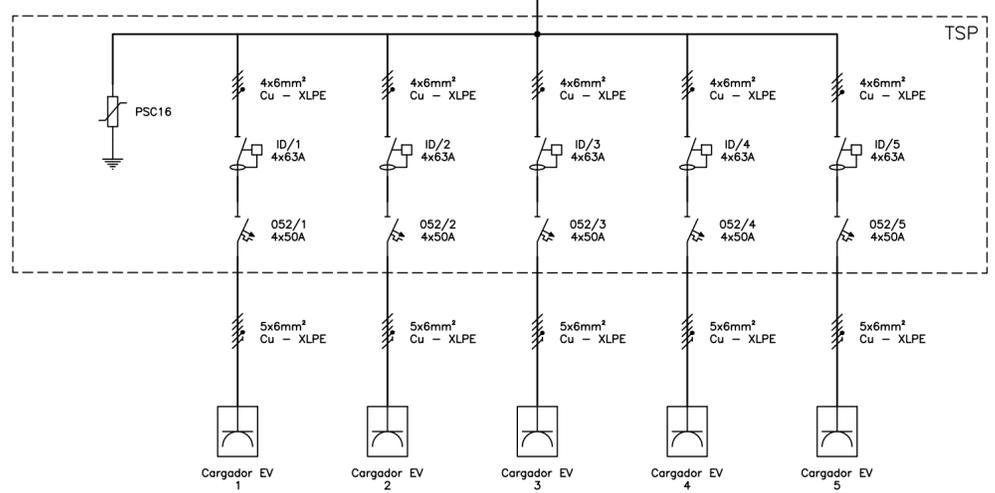
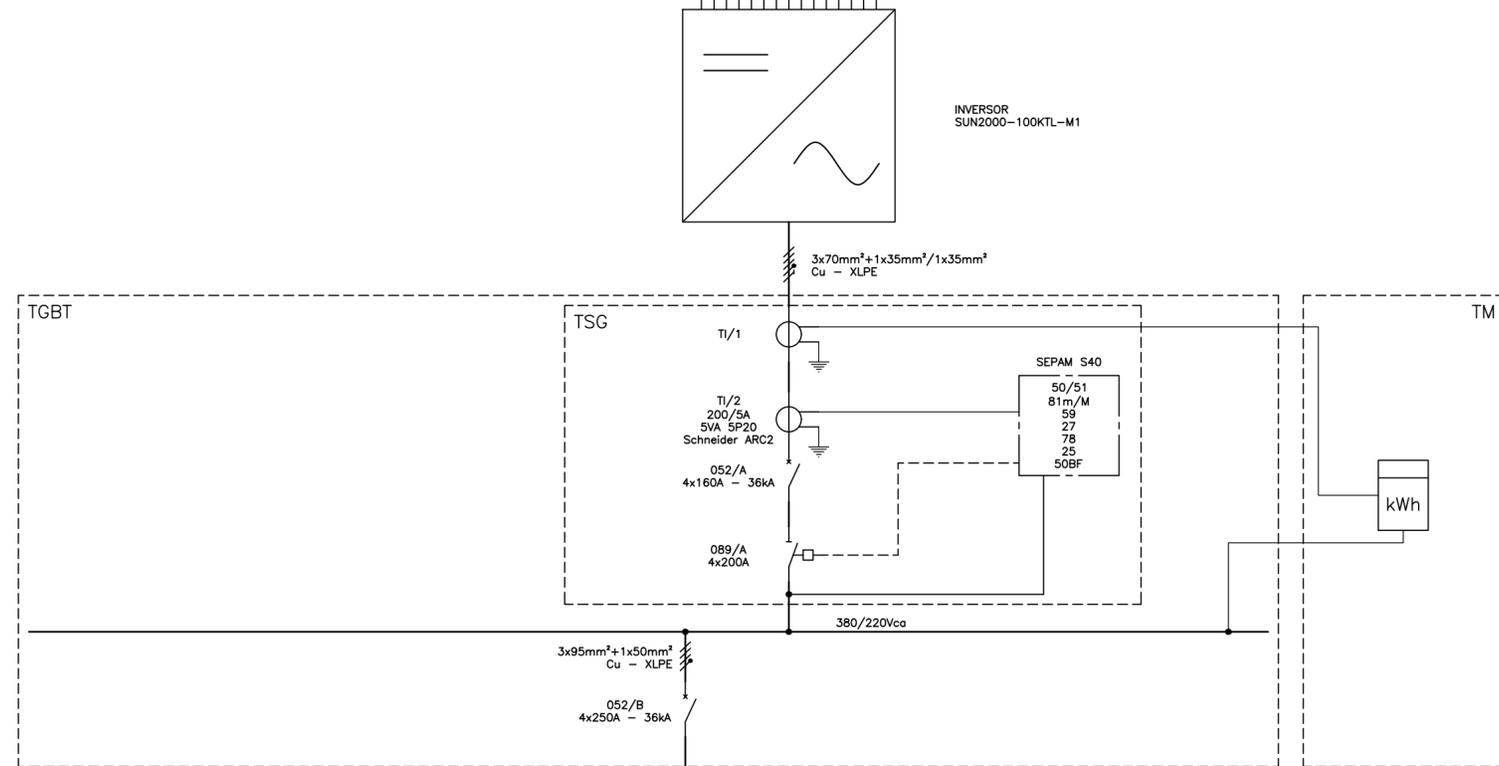
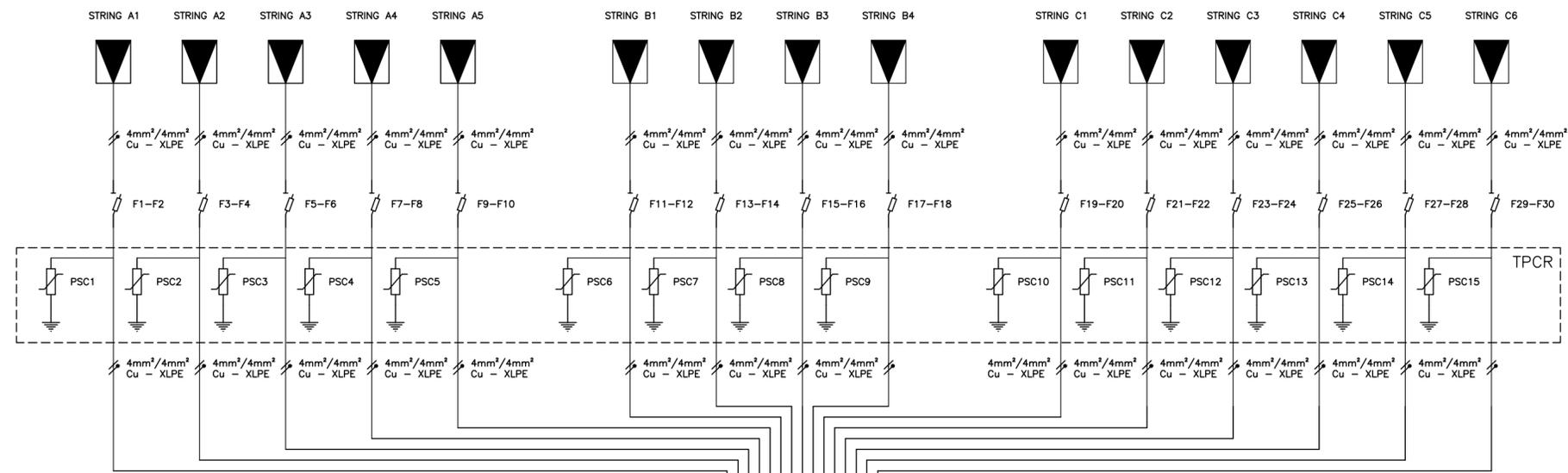
Nombre del plano:

Rug:

FIJACIONES A TECHO - STRING C

Localidad: Reconquista, Santa Fe

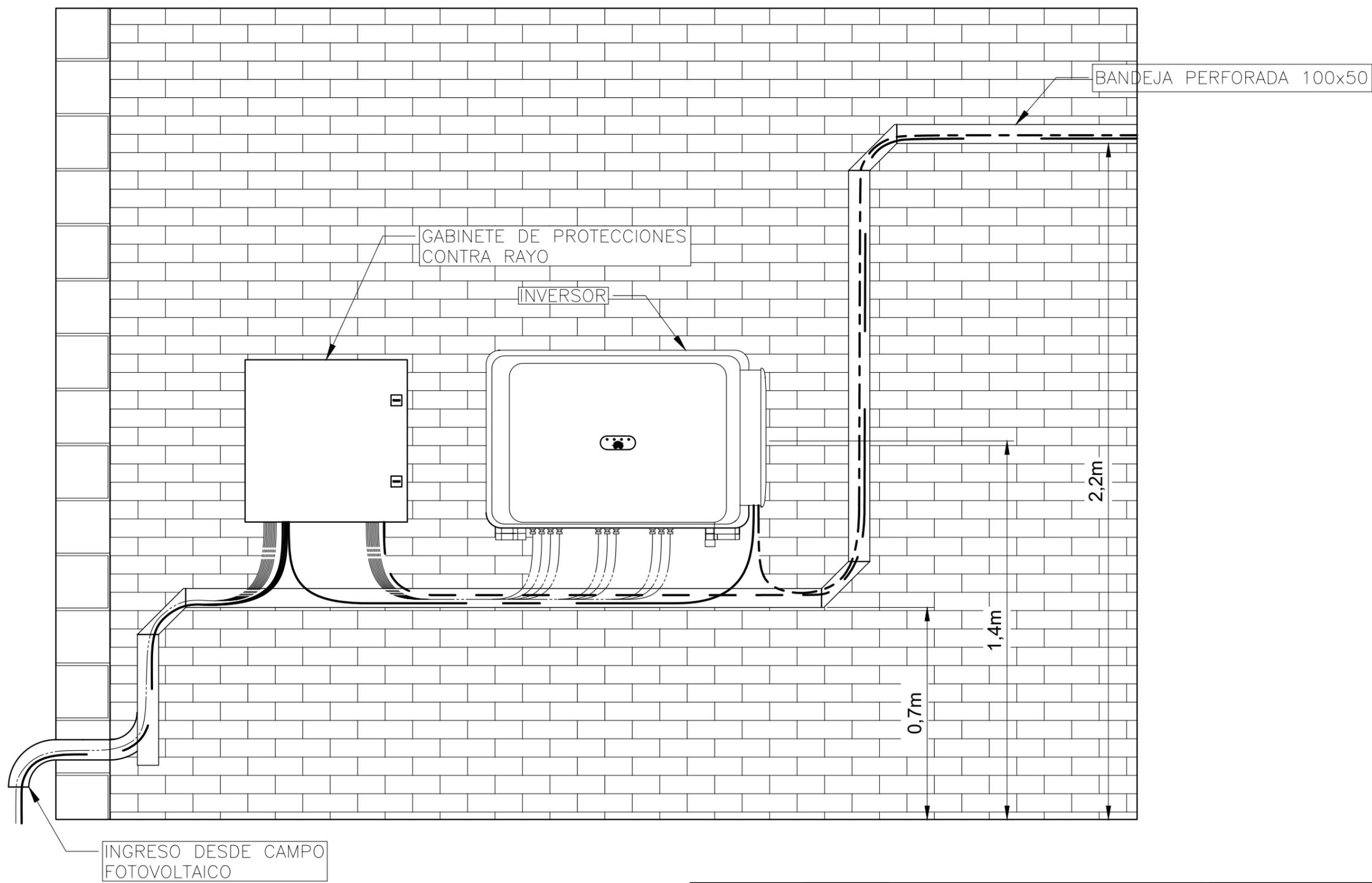
Número de plano: 6 / 11



TABLEROS	
TPCR	TABLERO DE PROTECCION CONTRA RAYOS
TGBT	TABLERO GENERAL DE BAJA TENSION
TSGD	TABLERO SISTEMA DE GENERACION DISTRIBUIDA
TM	TABLERO DE MEDICION
TSP	TABLERO SECCIONAL DE PLAYA

DISPOSITIVO	CODIGO	MARCA	MODELO	ESPECIFICACIONES
FUSIBLE MC4	F1 ... F30	REPROEL	10x38	gPV - 25A - 30kA - 1500V
DESCARGADOR DE SOBRETENSION	PSC1 ... PSC15	CIPROTEC	PSC3-5/1000 V	Tipo 1+2 - 5kA - 3p - 1000V - FV
INVERSOR	-	HUAWEI	SUN2000-100KT L-M1	0.4kV TRIFASICO - 100 kW
TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD	TI/1	SEGÚN E.P.E.S.F.	SEGÚN E.P.E.S.F.	SEGÚN E.P.E.S.F.
TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD	TI/2	SCHNEIDER	ARC2	200/5A - 5VA - 5P20
RELÉ ELECTRONICO	-	SCHNEIDER	SEPAM S40	-
INTERRUPTOR AUTOMATICO	052/A	SCHNEIDER	COMPACT NSX160	4x160A - 36kA
SECCIONADOR	089/A	ABB	OTM200	4x200A
INTERRUPTOR AUTOMATICO	052/B	SCHNEIDER	COMPACT NSX250	4x250 - 36kA
INTERRUPTOR DIFERENCIAL	ID/1...ID/5	SIEMENS	5SV3346-4	4x63 - 30mAca - 6mAcc - TIPO B
DESCARGADOR DE SOBRETENSION	PSC16	CIPROTEC	PSM4-40/400 TT	Tipo 2 - 20kA - 4p - 230V - NEUTRO TT
PEQUEÑO INTERRUPTOR AUTOMATICO	052/1 ... 052/5	SIEMENS	5SL4450-6	4x50 - 10kA - CURVA B - TIPO AC
CARGADOR VEHICULO ELECTRICO	-	SCAME	205.W35-D0	0.4kV - 32A

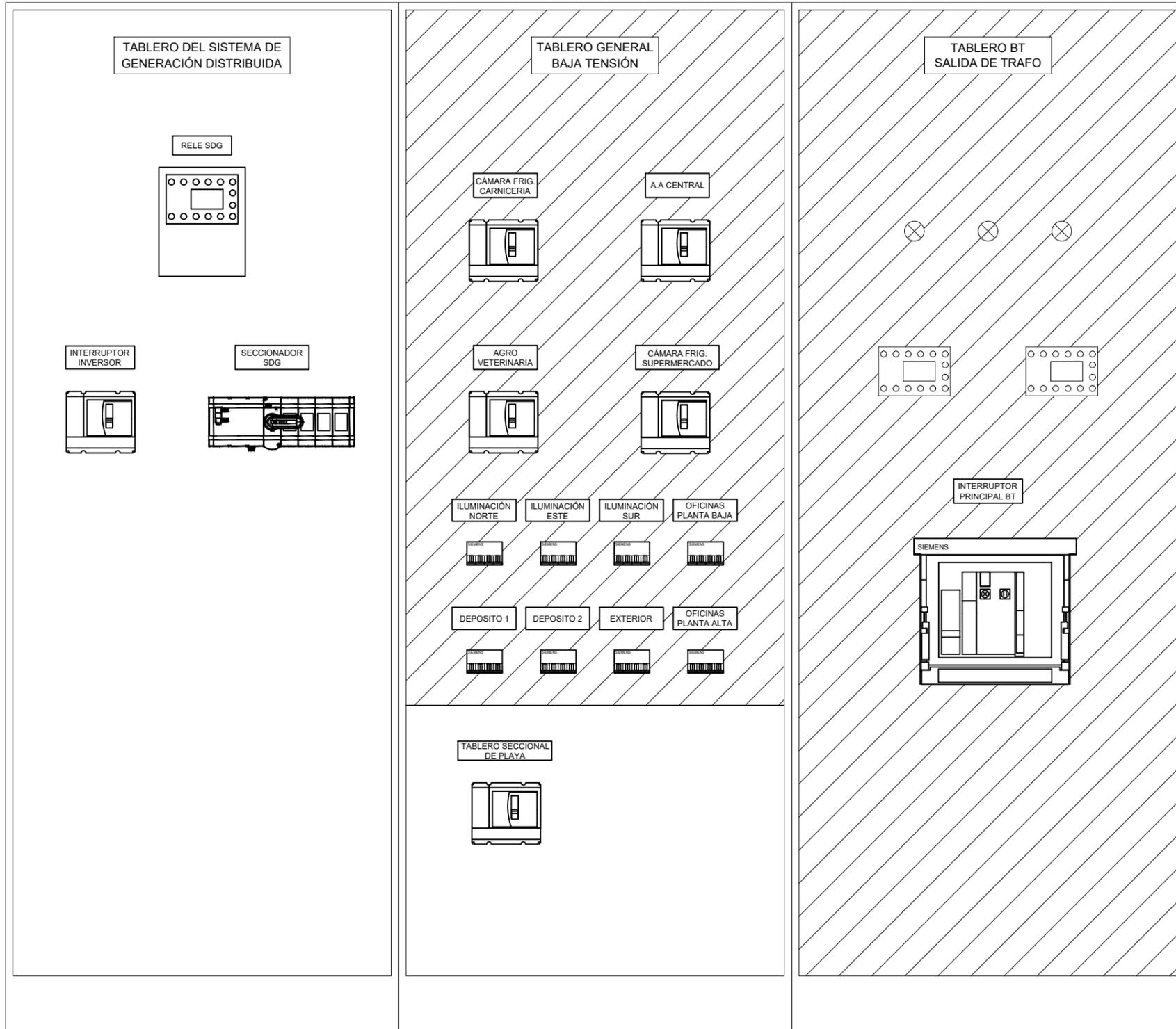
	Dibujó:	03/22	F.BANDEO	UTN-FRRQ	Códetro: Proyecto Final
	Revisó:	03/22	ING. E.ANTON		
	Aprobó:	03/22	ING. E.ANTON		
	Escala:	Proyecto: INSTALACION DE CARGADORES PARA VEHICULOS ELECTRICOS ALIMENTADOS POR TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA EN PLAYA DE ESTACIONAMIENTO DE CENTRO COMERCIAL			Localidad: Reconquista, Santa Fe
Toler:	Nombre del plano: DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL			Número de plano: 7 / 11	
Rug:					



- CONDUCTORES FOTOVOLTAICOS
- CONDUCTORES CORRIENTE ALTERNA
- CONDUCTORES DE PROTECCIÓN
- CONDUCTOR PRINCIPAL DE PROTECCIÓN

 UTN	Dibujó:	Fecha	Nombre	UTN-FRRQ	Cótedra: Proyecto Final
	Revisó:	03/22	F.BANDEO		
	Aprobó:	03/22	ING. E.ANTON		
	Escala:	Proyecto:			Localidad: Reconquista, Santa Fe
1 : 16	DISEÑO DE SISTEMA DE GENERACION DE ENERGIA FOTOVOLTAICA CONECTADO A RED Y PUESTOS DE RECARGA PARA VEHICULOS ELECTRICOS EN CENTRO COMERCIAL LOCAL				
Toler:	Nombre del plano:			Número de plano: 8 / 11	
Rug:	TOPOGRAFICO PCR - INVERSOR				

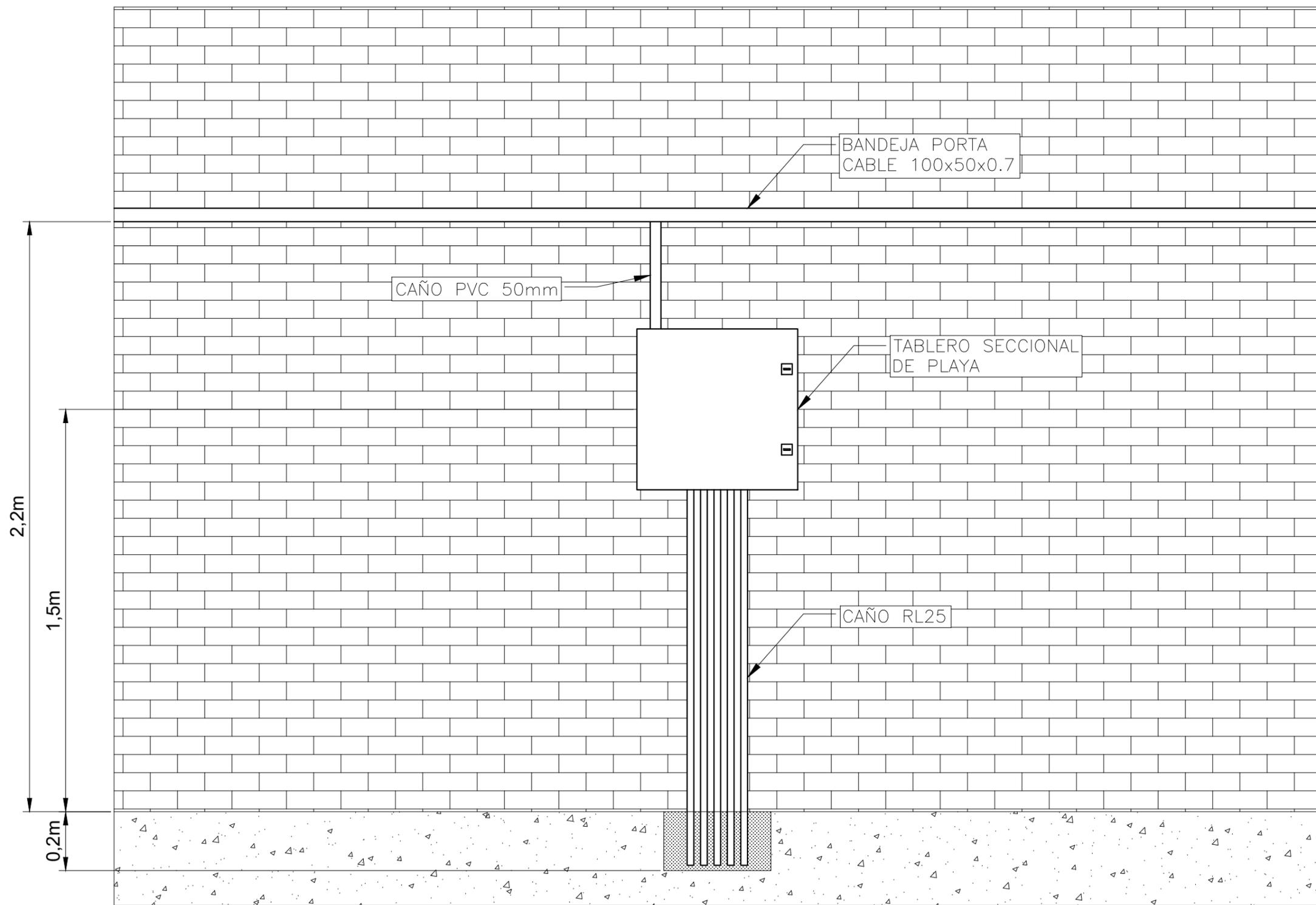
2,1m



EXISTENTE

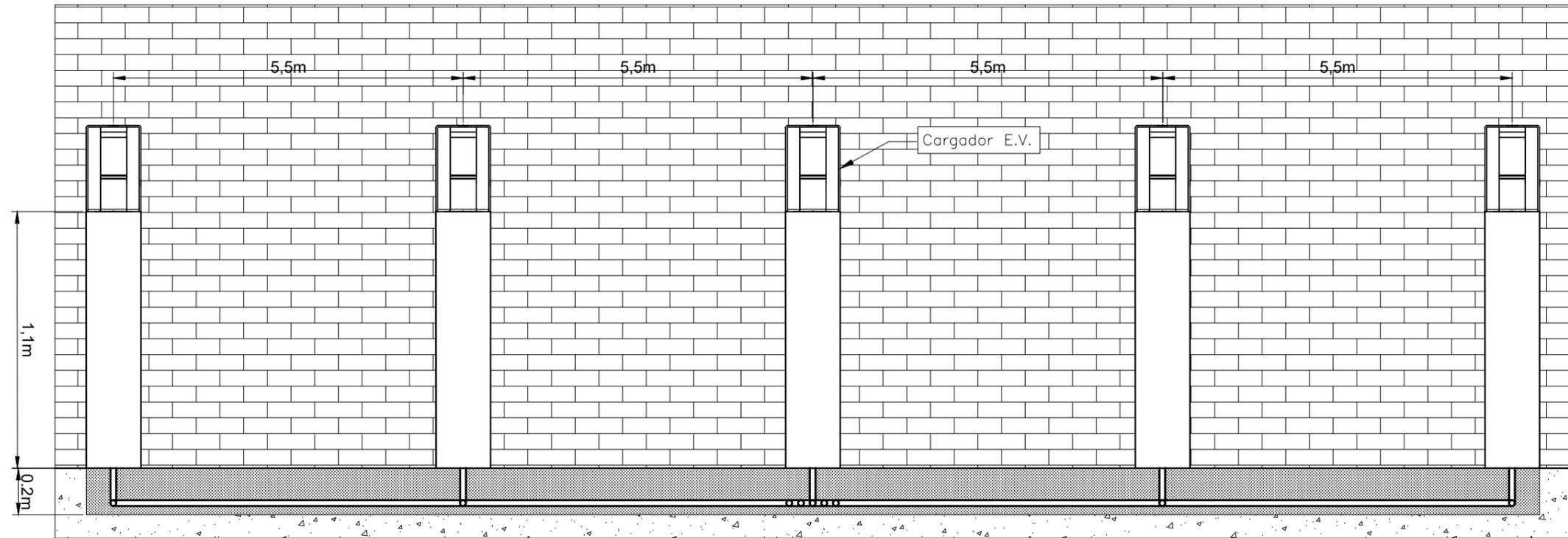


	Fecha	Nombre	UTN-FRRQ	Córdoba:	Proyecto Final
Dibujó:	03/22	F.BANDEO			
Revisó:	03/22	ING. E.ANTON			
Aprobó:	03/22	ING. E.ANTON			
Escala:	Proyecto:				
1 : 10	DISEÑO DE SISTEMA DE GENERACION DE ENERGIA FOTOVOLTAICA CONECTADO A RED Y PUESTOS DE RECARGA PARA VEHICULOS ELECTRICOS EN CENTRO COMERCIAL LOCAL				
Toler:	Nombre del plano:			Localidad: Reconquista, Santa Fe	
Rug:	TOPOGRAFICO TGBT			Número de plano: 9 / 11	

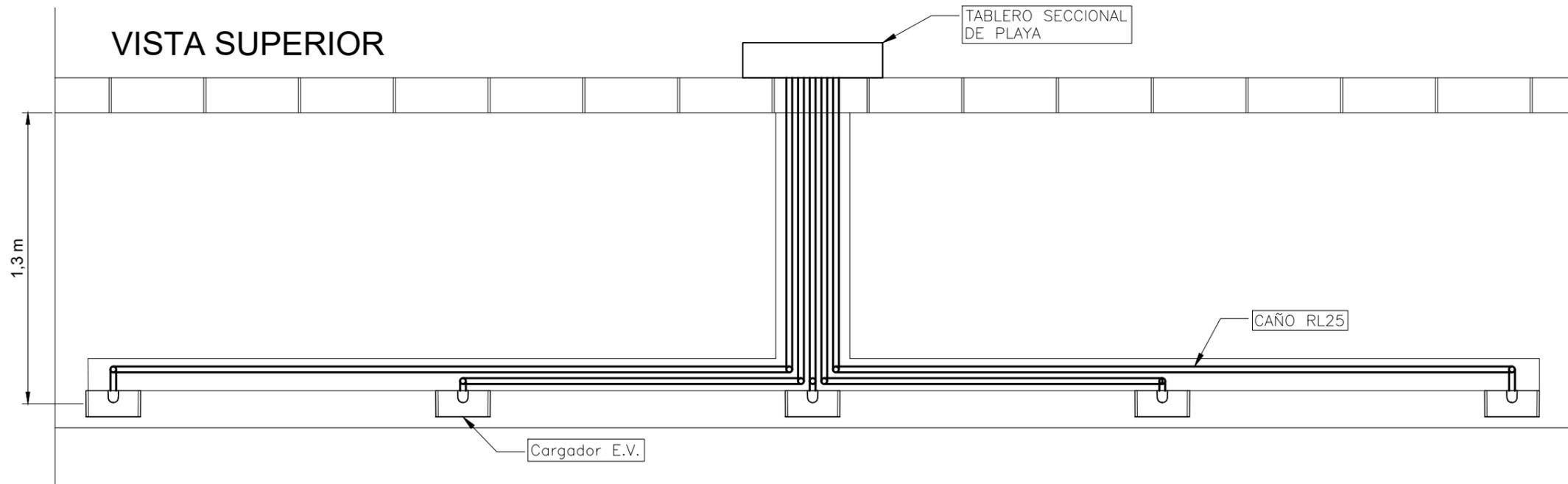


 UTN		Fecha	Nombre	UTN-FRRQ	Cótedra:
	Dibujó:	03/22	F.BANDEO		
	Revisó:	03/22	ING. E.ANTON		
	Aprobó:	03/22	ING. E.ANTON		
	Escala:	Proyecto:			
1 : 16	DISEÑO DE SISTEMA DE GENERACION DE ENERGIA FOTOVOLTAICA CONECTADO A RED Y PUESTOS DE RECARGA PARA VEHICULOS ELECTRICOS EN CENTRO COMERCIAL LOCAL				
Toler:	Nombre del plano:				Localidad: Reconquista, Santa Fe
Rug:	TOPOGRAFICO TSP				Número de plano: 10 / 11

VISTA FRONTAL



VISTA SUPERIOR



Fecha Nombre Proyecto:	03/22 F.BANDEO	UTN-FRRQ	Códtedra: Proyecto Final
	03/22 ING. E.ANTON		
	03/22 ING. E.ANTON		Localidad: Reconquista, Santa Fe
	Escala: S / E		
Toler: Rug:	Nombre del plano: TOPOGRAFICO CARGADORES EV		

ANEXO DECRETO N°1098 – PROGRAMA ERA



Provincia de Santa Fe

Poder Ejecutivo

DECRETO N° 1098
SANTA FE, "Cuna de la Constitución Nacional", 16 OCT 2020

VISTO:

El Expediente N° 02101-0023358-1 del registro del Sistema de Información de Expedientes, por el cual se impulsa la creación del Programa "Energía solidaria Santa Fe"

CONSIDERANDO:

Que por la Ley Provincial N° 12.503 se declaró de interés provincial la generación y el uso de energías alternativas o blandas a partir de la aplicación de las fuentes renovables en todo el territorio de la Provincia de Santa Fe;

Que por la Ley Nacional N° 27.424 se creó el Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública;

Que sin lugar a dudas las políticas públicas son fundamentales para facilitar cambios a niveles nacionales, provinciales y locales, resultando la colaboración entre los niveles gubernamentales, empresas estatales, asociaciones y sociedades una herramienta esencial para su éxito;

Que a nivel internacional se está produciendo una migración de los actuales sistemas concentrados de generación y uso de energía, a sistemas distribuidos e inteligentes. Que la eficiencia energética y el uso racional de la energía deben formar parte de toda nueva política que se formule en materia energética;

Que se reconoce la necesidad de implementar un programa que fomente el desarrollo de redes inteligentes, que promuevan la penetración de energías renovables, la gestión de la demanda y la eficiencia energética como acciones concretas contra el cambio climático, las cuales resulten sostenibles en el tiempo, fomentando el autoconsumo como principal medida de ahorro y diversificando el tipo de usuario-generadores existentes, por medio de la incorporación de manera más significativa de los sectores comerciales, industriales, rurales, etc.;

Que asimismo vale mencionar que aquellas instituciones que realizan una labor social, definidas aquí como instituciones sociales deben tener un tratamiento diferenciado y solidario;

Que en este marco, la Secretaría de Desarrollo Ecosistémico y Cambio Climático del Ministerio de Ambiente y Cambio Climático, destacando la



"2020 - Año del General Manuel Belgrano"



Provincia de Santa Fe

Poder Ejecutivo

necesidad de crear las bases para el desarrollo de redes inteligentes (Smart Grids), que impulsen el uso de energías renovables, el desarrollo de nuevas tecnologías, el uso eficiente y gestionado de la energía, propone la creación de un programa denominado "Energía Renovable para el Ambiente (ERA)", el cual presenta como objetivo fomentar el desarrollo de redes inteligentes, con penetración de energía eléctrica distribuida renovable y uso eficiente de la energía;

Que el área iniciadora fundamenta el mismo manifestando que resulta importante la penetración de energía eléctrica de origen renovable, pero que revista la misma importancia el ahorro energético mediante el conocimiento y gestión de la demanda. Por tanto se formula el presente programa que articula la generación y la eficiencia;

Que vale mencionar que en forma simultánea la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe se encuentra en una etapa de desarrollo de reestructuración e impulso de nuevos programas para el año 2021, tales como EPE DIGITAL, los cuales resultan compatibles con el Programa "Energía Renovable para el Ambiente (ERA)";

Que en forma conjunta y como un accionar complementario se promueve la creación del programa "Renovables en tu casa" que pretende implementar una política pública tendiente a la promoción de tecnologías de aprovechamiento de fuentes renovables destinadas a impulsar la instalación de colectores solares térmicos, generadores de agua caliente en edificios a biomasa o bombas de calor en localidades de la Provincia, asegurando las buenas prácticas de instalación y el uso eficiente de la tecnología;

Que este programa está integrado por 4 fases, iniciando este año 2020 con una primera etapa que tiene por objeto la instalación de 1000 nuevos colectores solares térmicos;

Que el programa "Renovables en tu casa" requerirá un rol activo por parte de los municipios y comunas que deberán suscribir un convenio de colaboración;

Que el presupuesto asignado para la promoción del Programa resultará de los fondos provenientes del cargo creado por el Artículo 11° de la Ley N° 12.692;

Que consta en autos la intervención de la Sra. Ministra de Ambiente y Cambio Climático prestando su conformidad a la gestión;

Que la Dirección General de Administración del Ministerio de Ambiente y Cambio Climático informa que no conlleva imputación presupuestaria preventiva al no tener efecto hacendal inmediato;



"2020 - Año del General Manuel Belgrano"



Provincia de Santa Fe

Poder Ejecutivo

Que consta en autos a fs. 19 la intervención, toma de conocimiento y conformidad por parte del Gerente General de la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe;

Que ha tomado intervención la Dirección General de Asuntos Jurídicos y Despachos del Ministerio de Ambiente y Cambio Climático mediante Dictamen N° 00165/2020;

Que el presente acto se dicta en uso de las atribuciones conferidas al Poder Ejecutivo en base a lo dispuesto por el Artículo 72, inciso 5) de la Constitución de la Provincia, en cuanto faculta al Poder Ejecutivo a disponer lo conducente a la organización, prestación y fiscalización de los servicios públicos; en los límites consentidos por la propia Carta Magna y las leyes, y normas de orden interno;

POR ELLO:

**EL GOBERNADOR DE LA PROVINCIA
D E C R E T A:**

ARTÍCULO 1°.- Créase el Programa "Energía Renovable para el Ambiente (ERA)", el que tendrá como objetivo incentivar el uso de energías renovables para generación de energía eléctrica distribuida, impulsar el desarrollo de redes inteligentes, y el uso eficiente de las mismas.-

ARTÍCULO 2°.- Créase el Sub Programa "RENOVABLES EN TU CASA", destinado a impulsar la instalación de colectores solares térmicos, generadores de agua caliente en edificios a biomasa o bombas de calor en localidades de la Provincia, asegurando las buenas prácticas de instalación y el uso eficiente de la tecnología.-

ARTÍCULO 3°.- Apruébase el Programa "Energía Renovable para el Ambiente (ERA)", y el Sub Programa "RENOVABLES EN TU CASA", que como ANEXO A y B que forman parte integrante del presente Decreto.-

ARTÍCULO 4°.- Cada localidad deberá arbitrar los medios necesarios a fin de dotar de virtualidad jurídica los convenios que suscriban en el marco del Sub Programa "RENOVABLES EN TU CASA".-

ARTÍCULO 5°.- Regístrese, publíquese, comuníquese y archívese.-


ERIKA MARÍA DE LUJÁN GONNET


C.P.N. OMAR ANGEL PEROTTI

"2020 - Año del General Manuel Belgrano"

Provincia de Santa Fe
Poder Ejecutivo

ANEXO A

Programa "Energía Renovable para el Ambiente (ERA)"

1. OBJETIVOS:

Incentivar el uso de energías renovables para generación de energía eléctrica distribuida, impulsar el desarrollo de redes inteligentes, y el uso eficiente de las mismas.

La generación distribuida se desarrollará a partir de usuarios-generadores conectados a la red de distribución de la Empresa Provincial de la Energía y Cooperativas Eléctricas de la Provincia de Santa Fe, bajo condiciones técnicas y administrativas específicas.

El Programa facilitará el repago de los sistemas de generación eléctrica renovable, a través de un balance neto de facturación, donde el usuario-generador compensa en la facturación los costos evitados de la energía eléctrica autoconsumida y obtiene un reconocimiento económico por la energía eléctrica inyectada a la red de distribución.

Se permitirá el almacenamiento de energía, y será obligatorio la incorporación de medidores inteligentes, con capacidad para telemedición, de tipo bidireccional, a los fines de fomentar la gestión de la demanda por parte de los usuarios y el uso eficiente de la energía.

A su vez las instituciones sociales aquí definidas gozarán de una tarifa promocional a aplicarse a la energía inyectada a la red de distribución eléctrica.

La planificación y uso eficiente de la energía renovable generada y consumida resulta posible a partir de la integración de sistemas de medición del tipo inteligente con capacidad de gestión remota y su posibilidad de almacenamiento, entre otros aspectos técnicos y recomendaciones que se elaboren a partir de la información registrada por el Programa.

2. FUNDAMENTACIÓN:

La Provincia de Santa Fe a través del Ministerio de Ambiente y Cambio Climático, estableció la Agenda 2020 para el desarrollo sostenible, siendo uno de los ejes el *Acceso Universal a la Energía Renovable*, en este marco la generación distribuida renovable resulta indispensable.

A su vez, asistimos a una emergencia climática ocasionada por el calentamiento global debido a las emisiones de GEIs. En nuestro País la matriz energética es fuertemente dependiente de combustibles fósiles. La Provincia de Santa Fe,

Imprenta Oficial - Santa Fe



"2020 - Año del General Manuel Belgrano"

Provincia de Santa Fe

Podex Ejecutivo

consume aproximadamente un 10 % de los recursos de energía eléctrica y gasífera de la Argentina.

Actualmente, los usuarios del sistema eléctrico dependen de las grandes centrales de generación, desde las cuales, por medio de redes de transmisión y distribución, se transporta, transforma y distribuye la energía eléctrica hasta los puntos de consumo. Éste proceso de transmisión y distribución se caracteriza por la existencia de importantes pérdidas energéticas.

Sin embargo, desde hace varias décadas y como resultado de factores productivos (crisis petrolera), ecológicos (cambio climático) y de demanda eléctrica (alta tasa de crecimiento), comenzó a plantearse la necesidad de alternativas tecnológicas con el objetivo de garantizar el suministro y calidad de la energía eléctrica, así como también el ahorro y el uso eficiente de los recursos.

Una de estas alternativas para reducir las pérdidas en la red es la de generar energía en proximidad del punto de consumo, incorporando las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo de las redes existentes del sistema eléctrico de distribución.

La incorporación de generación distribuida en la red de Distribución permite el aprovechamiento de fuentes renovables (radiación solar, vientos, recursos hidráulicos, biomasa, entre otros), para generar energía eléctrica destinada al autoconsumo y, a su vez, almacenar o inyectar el excedente a la red de distribución por parte de los usuarios del sistema eléctrico, los que se denominan usuario-generadores.

Los principales beneficios de la generación distribuida se mencionan a continuación:

- Reduce las pérdidas en la red eléctrica: Estar más cerca del consumo supone que los conductores eléctricos sean más cortos, por lo que las pérdidas a lo largo de éstos se reduce.
- Contribuye a la fiabilidad y calidad del sistema eléctrico: En virtud de que existen instalaciones de generación de baja potencia distribuidas en el territorio, el fallo de una de éstas no implica un grave perjuicio para el sistema eléctrico.
- Democratiza la generación de energía: Al tratarse de pequeñas potencias, por lo general menores a 15 kW, las cuales permiten el autoconsumo y cierto nivel de soberanía energética por parte de los usuarios, quienes ahora son también generadores.



"2020 - Año del General Manuel Belgrano"

Provincia de Santa Fe

Poder Ejecutivo

- Promueve el aprovechamiento de fuentes de energías de tipo renovable: La generación distribuida está ligada a las energías renovables ya que son las más adecuadas y accesibles para su aprovechamiento en lugares cercanos a los puntos de consumo.
- Promueve empleos verdes: Vinculados a la provisión e instalación de las tecnologías necesarias para su desarrollo.

Una Red eléctrica inteligente o Smart Grid, es un sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico tradicional: generación, transmisión, distribución y comercialización de la electricidad, más un sistema de medición y comunicaciones en tiempo real, con el fin de contar con un suministro eléctrico seguro y sostenible. Este tipo de redes tendrán un rol fundamental en el futuro del transporte y la distribución de electricidad ya que permitirán:

- Robustecer y automatizar la red, mejorando su operación y la calidad de las prestaciones.
- Desarrollar instalaciones de generación descentralizadas, permitiendo la generación distribuida en armonía con el sistema.
- Mejorar la integración de la generación intermitente y de nuevas tecnologías de almacenamiento.
- Gestionar de forma activa la demanda, propiciando el aprovechamiento más eficiente de los consumos, mejorando la eficiencia energética.

En este sentido, es clave la incorporación de la telemedición, tecnología que permite establecer comunicación a distancia con el medidor para acceder a la información que éste registra. De esta manera, tanto la distribuidora como el usuario-generador contarán con mayor información sobre el uso y generación de la energía, lo que permitirá gestionar la demanda eléctrica para favorecer el autoconsumo y la eficiencia energética.

Un capítulo fundamental de toda red inteligente es la gestión de la demanda, es decir, el conocimiento detallado por parte del usuario-generador de su producción y consumo energético, a los fines de lograr un uso eficiente de la energía.

Por su parte, Santa Fe es una provincia privilegiada en cuanto a recursos energéticos renovables, tales como la irradiación solar (promedio de 4,5 Kwh/m2.día), con valores superiores a otros países que tienen un importante desarrollo en la materia. Por su parte, su matriz energética propia cuenta con un recurso de biomasa sumamente importante debido a sus características ambientales y las actividades agroproductivas radicadas en el territorio. También se registran

Imprenta Oficial - Santa Fe



"2020 - Año del General Manuel Belgrano"



Provincia de Santa Fe

Poder Ejecutivo

buenas condiciones de vientos y numerosos recursos hídricos. Por tales motivos, tiene un importante potencial para el desarrollo de aprovechamientos de energías renovables.

A su vez, Santa Fe es considerada una provincia pionera en el desarrollo e implementación de políticas públicas de promoción del aprovechamiento de fuentes renovables de energía, contando con una legislación y normativa que brindan los instrumentos necesarios para este fin, las que deben ser permanentemente profundizadas, potenciadas y ampliadas.

Por lo expuesto, se identifica como oportunidad la creación de un programa de generación distribuida que reúna la experiencia previa existente para un desarrollo futuro que amplíe el acceso a la energía.

3. DEFINICIONES:

- **Red eléctrica inteligente (Smart Grid):** Sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico tradicional: generación, transmisión, distribución y comercialización de la electricidad, más un sistema de comunicaciones en tiempo real.
- **Gestión de la demanda:** Planificación e implementación de medidas para modificar el perfil de consumo eléctrico a fin de una gestión más eficiente y sostenible que permita ajustar en tiempo real oferta y demanda de energía a partir de la incorporación de sistemas de medición inteligentes en aquellas instalaciones que se incorporen al Programa Energía Renovable para el Ambiente (ERA).
- **Eficiencia Energética:** Implementación de medidas destinadas a reducir el consumo de la energía y de emisiones de CO₂, sin afectar los niveles de confort y/o productividad de bienes y servicios e incluso incrementándolos.
- **Autoconsumo:** Energía eléctrica renovable obtenida por el sistema de generación distribuida, igual o menor al consumo del usuario-generador, destinada a abastecer directamente la demanda energética de éste y, por consiguiente, reduciendo su demanda sobre la red de distribución (implica un reemplazo de generación a partir de fuentes fósiles).
- **Inyección:** Excedente de energía eléctrica renovable obtenida por el sistema de generación distribuida del usuario-generador, que se entrega a la red para ser aprovechado por otros (implica un reemplazo de generación y reconocimiento económico asociado).

Imprenta Oficial - Santa Fe



"2020 - Año del General Manuel Belgrano"

Provincia de Santa Fe

Poder Ejecutivo

- **Consumo de red:** Energía recibida por el usuario-generador desde la red de distribución cuando no hay generación proveniente del sistema instalado o no alcanza para cumplir con toda la demanda (por ejemplo, durante la noche para las instalaciones fotovoltaicas).
- **Precio Mayorista de Energía:** Es el precio al cual los Distribuidores compran la energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para su posterior distribución al usuario final. Este precio mayorista está compuesto por el PEE (Precio Estabilizado de la Energía) más el PET (Precio Estabilizado de Transporte), ambos establecidos periódicamente por el organismo regulador nacional, y el POTREF (Precio de Potencia de Referencia, costos administrativos de CAMMESA, costos impositivos y pérdidas asociadas a cada tipo de usuario).
- **Valor Agregado de Distribución (VAD):** Costos del servicio de distribución incluidos dentro de la tarifa variable de energía, refleja el costo marginal de la prestación del servicio e incluye los costos de desarrollo, inversión, operación, mantenimiento de redes y comercialización.
- **Tarifa de Servicio de Red:** Es el precio minorista de la energía eléctrica que paga el usuario final por abastecer su demanda. Resulta de la suma de la energía a Precio Mayorista y el VAD, más impuestos.
- **Usuarios-Generadores:** Usuarios que generan energía renovable, auto consumiendo y/o entregando el excedente a la red de distribución, que estén interconectados en un todo acuerdo con la normativa vigente.
- **Instituciones Sociales:** Entiéndase por éstas a las Asociaciones Civiles y Organizaciones sin Fines de Lucro, que sean usuarios de pequeña demanda de la distribuidora, y/o quienes la autoridad de aplicación determine por resolución jurisdiccional.
- **Biomasa:** Es la fracción biodegradable de los productos, desechos y residuos procedentes de la agricultura incluidas las sustancias de origen vegetal y animal, de la silvicultura y de las industrias conexas, así como la fracción biodegradable de los residuos industriales y municipales

4. AUTORIDAD DE APLICACIÓN:

El Ministerio de Ambiente y Cambio Climático de la Provincia de Santa Fe es la autoridad de aplicación del Programa "Energía Renovable para el Ambiente (ERA)".

La autoridad de aplicación por resolución jurisdiccional podrá reglamentar todos aquellos aspectos que no estuvieren regulados en el presente Anexo A, y



"2020 - Año del General Manuel Belgrano"

Provincia de Santa Fe

Poder Ejecutivo

atribuyendo circunstancias de mérito, oportunidad o conveniencia complementar y/o modificar algún aspecto o punto establecido en el mismo.

5. ESQUEMA DE BALANCE NETO DE FACTURACIÓN (NETEO):

En este esquema, la energía eléctrica generada por el usuario-generador y destinada a autoconsumo es equivalente al costo evitado, es decir, a la Tarifa del Servicio de Red correspondiente a la cantidad de energía consumida.

Por otro lado, la energía eléctrica generada por usuario-generador que es inyectada a la red de distribución eléctrica es reconocida por la distribuidora al Precio Mayorista de Energía.

El VAD no percibido correspondiente a la generación eléctrica renovable destinada a autoconsumo por los usuarios-generadores de Pequeñas Demandas será compensado a la Distribuidora. Para este fin, la Distribuidora descontará el importe equivalente al VAD no percibido del importe recaudado en concepto de cargo por energías renovables según Artículo 11 de la Ley Provincial N° 12.692.

Para el caso de usuarios-generadores que contratan potencia, los cargos por potencia se mantendrán inalterables a fin de sostener el VAD que percibe la Distribuidora.

6. DESTINATARIOS:

El Programa está destinado a usuarios que revistan carácter de Usuarios de Pequeñas y Grandes Demandas de la EPESF y Cooperativas Eléctricas de la provincia. Estas últimas deberán adherir al Programa mediante convenio con la EPESF y el Ministerio de Ambiente y Cambio Climático.

Los usuarios que accedan al Programa serán llamados "usuarios-generadores".

También podrán incorporarse al Programa aquellos usuarios que hayan solicitado a su distribuidora de energía la conexión en paralelo desde el 01/03/2020, mediante una nota de solicitud.

7. TARIFA PROMOCIONAL Y SOLIDARIA PARA INSTITUCIONES SOCIALES:

Las Instituciones Sociales podrán acceder a un incentivo económico por la inyección que se compone de:

- a) Un aporte de la distribuidora, equivalente al costo económico de la energía inyectada, valorizada al precio mayorista de compra en el MEM correspondiente a la categoría tarifaria del usuario-generador.



"2020 - Año del General Manuel Belgrano"

Provincia de Santa Fe

Poder Ejecutivo

- b) Un aporte del Gobierno de la Provincia de Santa Fe, cuyo valor resultará de la diferencia entre el Valor Unitario del Incentivo a la Generación (VUIG) correspondiente a la energía inyectada y el aporte de la distribuidora antes citado.

En el siguiente Cuadro se presentan los VUIG según la potencia instalada de los sistemas de generación renovable distribuida.

VUIG (\$/kWh)			
Hasta 2 KW	Hasta 5 KW	Hasta 10 KW	Hasta 15 KW
12,76	11,79	10,78	9,81

Este incentivo se mantendrá por 4 años a partir desde que el usuario-generador es dado de alta en el Programa. El VUIG se actualizará con la variación del cargo definido en el art. 11 de la Ley N° 12.692.

Imprenta Oficial - Santa Fe

- Esta tarifa promocional y solidaria para instituciones sociales tendrá un cupo total de 500 KW, pudiendo el mismo ampliarse por resolución de la autoridad de aplicación. Para el supuesto que agotado el cupo una institución social quisiera incorporarse al programa podrá hacerlo, pero sin gozar de esta tarifa diferencial.

8. GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON BIOMASA.

El presente decreto promueve la realización de inversiones en emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en todo el territorio de la provincia de Santa Fe, entendiéndose por tales la construcción de instalaciones generadoras de energía eléctrica a base de biomasa que inyecten su energía a las redes eléctrica de la Empresa Provincial de la Energía Santa Fe.

Aquellas empresas que adhieran a este programa de generación Distribuida de Santa Fe gozarán de los beneficios fija la Ley N° 27.424 RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA y además serán alcanzadas los con beneficios de exención y/o reducción y/o diferimiento de tributos provinciales definidos por la Ley provincial registrada bajo el N° 12.692.

9. PERÍODO DE INSCRIPCIÓN:

A partir de la aprobación del **Programa Energía Renovable para el Ambiente (ERA)** los Clientes de Pequeñas y Grandes Demandas de la EPESF y Cooperativas



"2020 - Año del General Manuel Belgrano"

Provincia de Santa Fe

Poder Ejecutivo

Eléctricas de la provincia, tendrán un plazo de 1 año para solicitar la incorporación al presente programa. La autoridad de aplicación por Resolución jurisdiccional podrá extender dicho plazo.

10. INSTALACIONES PERMITIDAS:

Las instalaciones deberán cumplir con el procedimiento técnico aprobado por Resolución Nº 290/19 de EPESF o el que lo sustituya en el futuro.

Se permitirá por tipo de usuario (salvo instituciones sociales) un límite de potencia máxima de generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables equivalente a la contratada con el distribuidor para su demanda. Las instituciones sociales tendrán una potencia máxima de las instalaciones permitidas por el Programa según cuadro tarifario EPESF vigente.

TIPO USUARIO	CUADRO TARIFARIO	POTENCIA MÁXIMA
Instituciones Sociales de pequeñas demandas.	Tarifa 4	15 KW

Imprenta Oficial - Santa Fe

Adicionalmente, la potencia máxima a instalar por todo usuario-generador estará delimitada por la relación entre el potencial de generación renovable de la instalación y el consumo energético:

$$\text{GeneraciónRenovableAnual}(kWh) \leq 100\% \text{ ConsumoAnual}(kwh)$$

El consumo anual corresponde a los kWh consumidos en los 6 bimestres consecutivos previos a la solicitud de adhesión al Programa. En el caso de nuevos usuarios del servicio eléctrico, la evaluación se realizará a partir de estudios de carga. La generación renovable anual será verificada por EPESF, en el proceso de solicitud de incorporación al Programa.

Aquellas instalaciones que no cumplan con estos requerimientos no podrán ingresar al Programa, correspondiendo en estos casos a la EPESF la evaluación técnica de las mismas en el marco del Procedimiento de conexiones de generación en paralelo.

Cabe mencionar que dado que el esquema de balance neto de facturación propicia el autoconsumo, se posibilita la incorporación de sistemas on-grid híbridos. Estos sistemas cuentan con inversores híbridos que gestionan la energía incluyendo un banco de baterías, para optimizar el autoconsumo y disminuir la energía requerida de la red. Además, en casos de corte de suministro, el inversor híbrido genera una



"2020 - Año del General Manuel Belgrano"



Provincia de Santa Fe

Poder Ejecutivo

red interna para abastecer los consumos con la energía proveniente de las baterías (las que fueron previamente cargadas, ya sea por el sistema de generación eléctrica renovable y/o la red) o directamente con la generación renovable, en caso de ser posible. Este equipo cuenta con un sistema de control para impedir que la energía migre hacia la red externa durante los eventos de corte. De esta manera, se permite al usuario-generador seguir contando con abastecimiento eléctrico durante este tipo de contingencias, así como también acumular la energía generada durante períodos en los que no hubo consumo, para ser usada posteriormente y así maximizar el autoconsumo.

11. TELEMEDICIÓN:

En concordancia con el Proyecto de Telemedición que se encuentra desarrollando la EPE, los nuevos usuarios-generadores deberán instalar equipos de medición de tipo inteligente, bidireccional, con capacidad para ser gestionados de manera remota, que podrán ser suministrados por la Distribuidora en caso que la misma disponga de éstos al momento de la instalación. Caso contrario, la Distribuidora indicará al solicitante las características de marcas y modelos utilizados habitualmente para su provisión y los costos de su provisión podrán ser reintegrados conforme procedimientos vigentes y habituales. Estos equipos de medición permitirán registrar y comunicar en tiempo real la energía entregada por la Distribuidora al usuario y la energía inyectada por el usuario-generador a la red. También se instalarán medidores para la generación eléctrica renovable, a los fines de contar con información técnica adicional a la aportada por el medidor bidireccional, referida a la generación y consumo totales del usuario-generador.

Estos medidores inteligentes permitirán el registro y seguimiento de la demanda en tiempo real, niveles de consumo propio, almacenamiento e inyección de excedentes de generación eléctrica a la red. Ésta información resulta necesaria para gestionar la demanda de energía y maximizar el autoconsumo.

Los medidores inteligentes deberán ser compatibles con las Especificaciones Técnicas vigentes en la Distribuidora. Los equipos serán abonados por el usuario-generador, y la Distribuidora facilitará esta incorporación a partir de instrumentos específicos.

12. PROCEDIMIENTO PARA ADHESIÓN AL PROGRAMA:

La inscripción al Programa será exclusivamente a través del correo electrónico era@santafe.gov.ar. Las consultas sobre el Programa serán atendidas vía correo electrónico por medio de la casilla era@santafe.gov.ar y/o telefónicamente por la Secretaría de Desarrollo Ecosistémico y Cambio Climático del Ministerio de Ambiente y Cambio Climático de Santa Fe, o los que en el futuro los reemplacen.



"2020 - Año del General Manuel Belgrano"



Provincia de Santa Fe

Poder Ejecutivo

13. BAJA DEL PROGRAMA:

En caso que el servicio eléctrico prestado por la distribuidora al usuario-generador fuere dado de baja, éste quedará automáticamente fuera del Programa y perderá todo derecho a reintegro y/o beneficio derivado del mismo.

La autoridad de aplicación por resolución jurisdiccional por razones de mérito, oportunidad o conveniencia podrá dejar sin efecto el presente Programa.

14. FACTURACIÓN CONFORME TARIFA PROMOCIONAL Y SOLIDARIA:

Cuando el importe de la factura emitida por la distribuidora sea menor al incentivo monetario resultante de la adhesión al Programa, para los usuarios-generadores beneficiarios de tarifa promocional según punto 7, ésta procederá al pago de la diferencia en carácter de reconocimiento a favor del usuario-generador.

En caso de que la factura emitida resulte inferior al incentivo económico por la inyección, los usuarios-generadores podrán acumular el crédito para ser aplicado en la facturación del próximo periodo.

15. FONDOS PARA EL PROGRAMA ENERGÍA RENOVABLE PARA EL AMBIENTE (ERA):

Se deja establecido que todo importe que resulte de la aplicación del Programa "Energía Renovable para el Ambiente (ERA)" será atendido con el cargo de energías renovables creado por el Artículo 11° de la Ley Provincial N° 12.692. Por ello, el reconocimiento y pago a favor del Usuario-Generador susceptible de obtener un incentivo económico según punto 7 del presente Anexo por parte de la distribuidora, será deducido del monto mensual que por dicho concepto recaude.

También será deducido el importe equivalente al VAD correspondiente a la energía eléctrica renovable destinada a autoconsumo por los usuarios-generadores adheridos a este Programa.

La Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe deberá elaborar y presentar ante la autoridad de aplicación una vez al mes y/o cuando está lo requiera un informe en carácter de declaración jurada suscripto por autoridad competente, con la siguiente información:

- Cantidad de usuarios;
- Monto recaudado por Ley N° 12.692;
- Monto deducido por aplicación de la Tarifa Promocional y Solidaria para Instituciones Sociales;



"2020 - Año del General Manuel Belgrano"

Provincia de Santa Fe

Poder Ejecutivo

- Monto deducido por el VAD correspondiente a la energía eléctrica renovable destinada autoconsumo por los usuarios-generadores;
- Monto transferido por Ley N° 12.692.

En forma complementaria, deberá detallarse por usuario-generador:

- Identificación del usuario-generador;
- Cantidad de energía generada por dicho usuario;
- Cantidad de energía consumida por dicho usuario;
- Porcentaje de la energía generada inyectada a la red por dicho usuario;
- Porcentaje de la energía generada destinada a autoconsumo por dicho usuario;
- Monto del aporte de la EPESF y aporte por la autoridad de aplicación.

16. REGISTRO DE PROVEEDORES E INSTALADORES:

La Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe llevará un registro de los proveedores e instaladores de sistemas de generación eléctrica renovable conectados en paralelo con la red de distribución. Dicha información resultara de la incorporación de distintos tipos de usuarios al programa.

La EPESF informará una vez al mes o cuando la autoridad de aplicación se lo requieran quienes son los proveedores e instaladores de los sistemas de generación eléctrica renovable.

17. INFORMACIÓN GENERADA:

La información generada por el Programa Energía Renovable para el Ambiente (ERA) será sistematizada por el MAyCC y la EPE, (y Distribuidoras de la Provincia que adhieran al presente) a los fines de generar guías de buenas prácticas en relación al uso y producción de la energía.



"2020 - Año del General Manuel Belgrano"

Provincia de Santa Fe
Poder Ejecutivo

ANEXO B

SUB PROGRAMA "RENOVABLES EN TU CASA"

1. FUNDAMENTACIÓN:

El uso de las energías renovables para la generación de energía térmica en viviendas es, hoy en día, una realidad. En la actualidad la tecnología existente permite el uso de energías renovables con los más óptimos rendimientos energéticos y en las condiciones de máxima seguridad de uso y fiabilidad.

Las fuentes renovables que son susceptibles de ser aprovechadas térmicamente son la solar, la biomasa y la bomba de calor.

2. OBJETIVOS:

OBJETIVO GENERAL:

Implementar una política pública desde el Gobierno de la Provincia de Santa Fe, por medio del Ministerio de Ambiente y Cambio Climático, que permita la instalación de colectores solares térmicos en localidades del interior de la Provincia a fin de incrementar en gran escala el número de equipos instalados, asegurando las buenas prácticas de instalación y el uso eficiente de la tecnología.

Generar planes de aprovechamiento de la biomasa con fines térmicos en edificios de vivienda colectivas para el calentamiento de agua o para calefacción.

Como resultado, se reducirá el consumo de energía proveniente de fuentes convencionales (gas y energía eléctrica mayormente producida por combustibles fósiles en Argentina) y, por consiguiente, las emisiones de CO₂, diversificándose la matriz energética de consumo residencial.

OBJETIVOS PARTICULARES:

- Establecer convenios específicos de implementación con municipios y comunas.
- Reducir entre un 40/60% el consumo domiciliario de energías convencionales para obtener agua caliente sanitaria (ACS) en los hogares beneficiarios.
- Promover el empleo verde de técnicos/as instaladores, acompañando el proceso por medio de capacitaciones.
- Fortalecer la cadena de valor de la tecnología solar térmica y de térmica mediante biomasa, mediante la inserción de fondos que permitan mejorar la logística, reducir precios y generar condiciones para el desarrollo de nuevos proyectos de reducción de importaciones.



Provincia de Santa Fe

Poder Ejecutivo

- Generar acuerdos que garanticen un precio justo en la instalación de colectores.
- Contribuir a la descarbonización de la matriz energética incorporando fuentes renovables, en el marco de los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) establecidos por la ONU, especialmente el "ODS 7: energía asequible y no contaminante" y "ODS 13: acción por el clima".
- Lograr la promulgación de Ordenanzas Municipales/Comunales que permitan regular la incorporación de sistemas de captación y utilización de energía solar activa de baja temperatura para la producción de agua caliente sanitaria en los edificios, viviendas y construcciones situadas en los municipios/comunas adheridos al programa.

3. DEFINICIONES:

- Energía solar térmica: consiste en la transformación de la energía solar en energía térmica. Se trata de una forma de energía renovable, sostenible y respetuosa con el medio ambiente.
- Colectores solares térmicos: es un dispositivo que sirve para aprovechar la energía de la radiación solar, transformándola en energía térmica de baja temperatura para usos domésticos o comerciales.
- Biomasa: es la fracción biodegradable de los productos, desechos y residuos procedentes de la agricultura incluidas las sustancias de origen vegetal y animal, de la silvicultura y de las industrias conexas, así como la fracción biodegradable de los residuos industriales y municipales
- Bomba de calor: es una máquina térmica que consigue la temperatura perfecta en cualquier tipo de local o recinto, tanto en invierno, como en verano y pudiendo también producir agua caliente de una forma sencilla, económica y respetuosa con el medio ambiente. puede considerarse como renovables ya que la producción final de energía supere de forma significativa el insumo de energía primaria necesaria para impulsar la bomba de calor.

4. BENEFICIARIOS:

El Programa está destinado a todas aquellas comunas y municipios de hasta 150.000 habitantes radicadas en la provincia de Santa Fe, a fines que estos órganos de gobierno sirvan de interlocutores del presente programa y promuevan las instalaciones de colectores solares térmicos en sus localidades.

5. PROYECTOS COMPRENDIDOS:



"2020 - Año del General Manuel Belgrano"

Provincia de Santa Fe

Poder Ejecutivo

Los proyectos comprendidos son instalaciones y/o sistemas de aprovechamiento de energía solar térmica para obtención de agua caliente sanitaria u otros usos térmicos requeridos.

Tales proyectos deberán ser implementados en las instalaciones de los ciudadanos de las localidades que suscriban el convenio de colaboración, que resultaran ser los beneficiarios finales del presente Programa.

6. AUTORIDAD DE APLICACIÓN:

La autoridad de aplicación del SubPrograma "RENOVABLES EN TU CASA" será el Ministerio de Ambiente y Cambio Climático, siendo la Secretaría de Desarrollo Ecosistémico y Cambio Climático el área competente para el desarrollo y puesta en marcha del mencionado Programa. La autoridad de aplicación por resolución jurisdiccional podrá realizar las modificaciones que por condiciones de mérito, oportunidad o conveniencia considere pertinentes respecto de las condiciones y/o requisitos del presente programa u anexos del mismo.

7. CONDICIONES Y REQUISITOS PARA ACCEDER AL PROGRAMA:

El Ministerio de Ambiente y Cambio Climático establecerá por resolución jurisdiccional los requisitos formales, técnicos y demás condiciones que no estén reguladas en el presente anexo y que consideren convenientes para cumplir los objetivos del mismo.

Cada municipio deberá firmar con el Ministerio de Ambiente y Cambio Climático un acta compromiso en donde se comprometerá a cumplimentar los siguientes requisitos:

1. Deberá estimar cuantos calefones solares estima que se podrán instalar durante el 2020 (se estimara un 0,1% de la población de la localidad)
2. El Municipio o Comuna deberá promulgar una ordenanza propiciando el uso de calefones solares en la localidad, para ello el Ministerio le suministrara una ordenanza tipo en donde se fijan las exigencias que se deben cumplir para acceder a este beneficio en lo que hace al tipo de instalación a realizar, el control que se deberá hacer para asegurar que los equipos funcionen correctamente. En el caso del Municipio o Comuna que ya tenga una ordenanza similar a la propuesta no será necesario cumplir con este punto.
3. El municipio o las comunas participantes deberán hacerse cargo de la capacitación de los instaladores que serán los únicos autorizados en realizar las instalaciones de los equipos. En el caso de comunas se podrán unir varias para realizar el dictado del mismo.
4. Deberán informar trimestralmente sobre los equipos instalados, los instaladores capacitados y sobre los resultados obtenidos.



"2020 - Año del General Manuel Belgrano"



Provincia de Santa Fe

Poder Ejecutivo

8. PROCEDIMIENTO PARA PARTICIPAR DEL PROGRAMA:

- Difusión y convocatoria: La Secretaría de Desarrollo Ecosistémico y Cambio Climático realizará la difusión del Programa y su convocatoria.
- Presentación de solicitud: La comuna/municipalidad interesada deberá presentar ante el Ministerio de Ambiente y Cambio Climático de la Provincia de Santa Fe una nota de solicitud de adhesión al SubPrograma "RENOVABLES EN TU CASA", de aceptación y adhesión al régimen de acceso a la información pública en los términos que prevé el Artículo 3° del Decreto Provincial N° 692/2009, acompañando un proyecto de estimación de las instalaciones de colectores solares térmicos que podrían realizarse en su localidad (a modo referencial podría estimarse el 0,1% de la población de la localidad), adjuntando la documentación requerida según las condiciones establecidas durante la convocatoria.
- Evaluación, aprobación y selección: La Secretaría de Desarrollo Ecosistémico y Cambio Climático evaluará la documentación presentada desde el punto de vista técnico. Una vez realizada la misma, procederá a la aprobación de solicitudes en los casos en los que se cumplimente con las condiciones generales y particulares establecidas. La Secretaría podrá solicitar al interesado la adecuación y/o ampliación de la información presentada a los fines de garantizar que se ajuste a lo requerido.
- Seleccionada la comuna/municipalidad beneficiaria se suscribirá el CONVENIO ESPECÍFICO DE COLABORACIÓN y se dictará el acto administrativo que corresponda a tales efectos.

Imprenta Oficial - Santa Fe

Para la presentación de solicitudes, los interesados podrán realizar consultas a la Secretaría de Desarrollo Ecosistémico y Cambio Climático.

9. ENERGÍA TÉRMICA PARA USO SANITARIO O PARA CALEFACCIÓN CON BIOMASA O BOMBA DE CALOR EN EDIFICIOS DE VIVIENDA COLECTIVA:

El generador de agua caliente o calderas de biomasa utilizan como fuente de energía combustibles naturales como los pellets de madera, residuos forestales, etc. para generar calefacción y agua caliente a un edificio de viviendas. Es por ello que se las considera las más ecológicas del mercado.

La base de su funcionamiento es similar a cualquier otra caldera o generador de vapor. El calor generado durante la combustión es transmitido al circuito de agua en el intercambiador incorporado en la caldera, con lo que se obtiene agua caliente para el sistema de calefacción o ACS. Utilizan una tecnología segura y que requiere de un mantenimiento más sencillo.

Utilizan una energía limpia e inagotable, emiten CO₂ neutro, ya que proviene de combustible natural que se regenera. La extracción de biomasa forestal ayuda a la



"2020 - Año del General Manuel Belgrano"



Provincia de Santa Fe

Poder Ejecutivo

limpieza de los montes (previniendo incendios) y al uso de los residuos de las industrias, ya que utiliza residuos forestales o restos de industrias madereras.

La tecnología de Bomba de Calor se puede considerar como madura y fiable, ha sido considerada por Greenpeace como el mejor sistema de calefacción, en lo que se refiere a eficiencia energética y se encuentra, asimismo, entre las citadas en el escenario Blue Map de la Agencia Internacional de la Energía con el objetivo de reducir en el año 2050, las emisiones de CO₂ a niveles equivalentes a la mitad de las emisiones del año 2005. Asimismo, la Agencia Internacional de la Energía, en su informe sobre Eficiencia Energética del año 2016, la consideró como la Mejor Tecnología Disponible para calefacción.

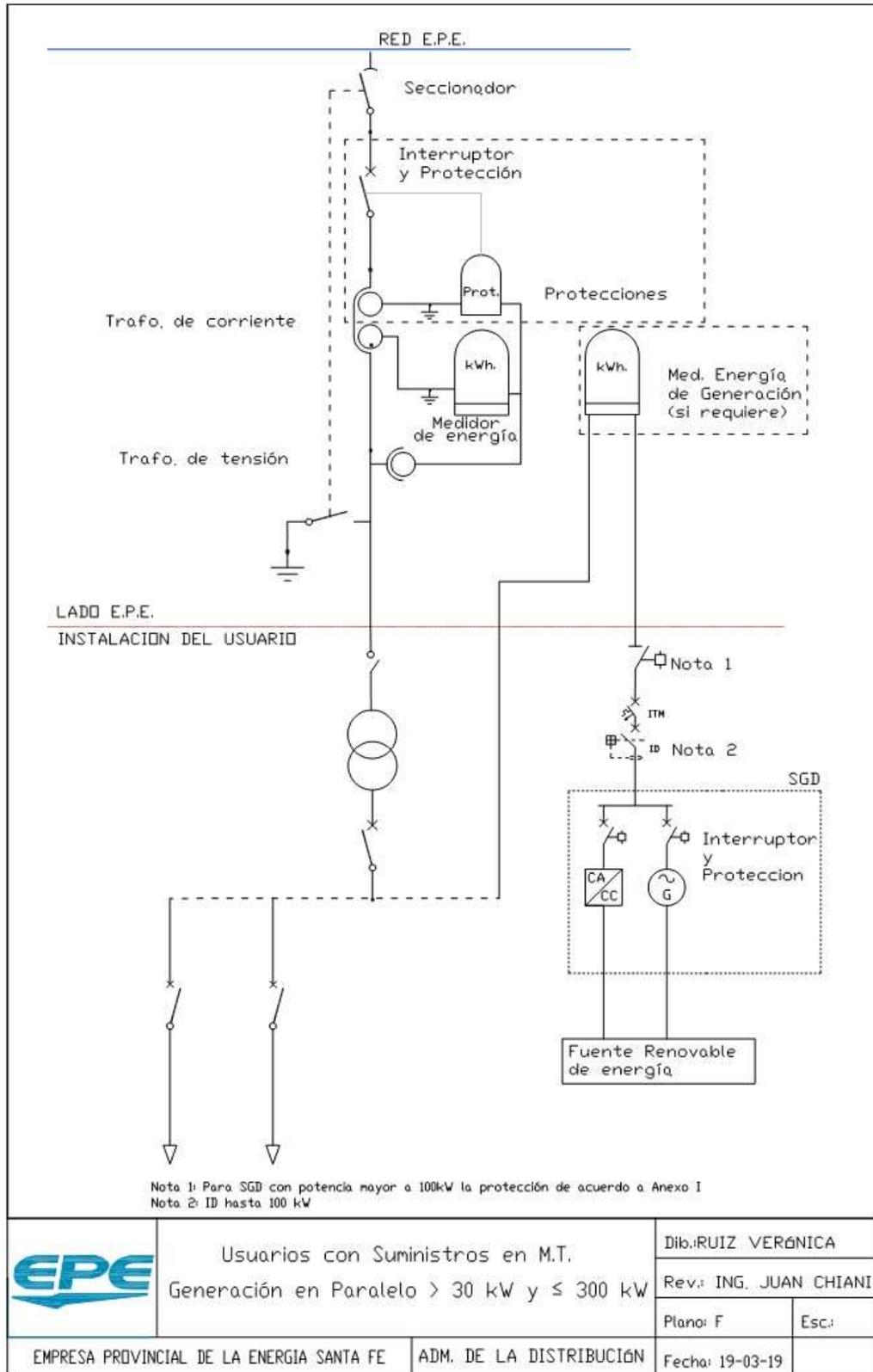
Para potenciar el uso de la biomasa como generador de agua caliente o bomba de calor para uso sanitario o para calefacción centralizado en edificios de vivienda colectiva se firmaran convenios con entidades financieras para conceder créditos con tasas de interés en condiciones preferenciales tal como lo especifica la Ley N° 12.692 en su Artículo 8°.

En este caso el Sub Programa **"RENOVABLES EN TU CASA"** podrá ser aplicado en todas las localidades de provincia de Santa Fe.

Imprenta Oficial - Santa Fe



"2020 - Año del General Manuel Belgrano"



ANEXO CATALOGOS

BE-W Series



205.W35-D0

Wall mounting box in halogen free plastic with 1 socket Type 2 32A 400Vac 22kW with plug lock



> REFERENCE STANDARD

IEC/EN 61851-1

Electric vehicle conductive charging system.
Part 1: General requirement.

IEC/EN 61439-7

Low-voltage switchgear and control gear assemblies.
Part 7: Assemblies for e.v. charging stations.

> TECHNICAL CHARACTERISTICS

Rated current:	32A
Rated voltage:	400Vac
Frequency:	50-60Hz
Insulating voltage:	500V
Protection degree:	IP54
Operating temperature:	-30°C +50°C
Material:	Engineering plastic
Glow wire test:	650°C
IK degree at 20°C:	IK08
Color:	Anthracite
Mounting	Wall mounting
Salt mist:	Resistant
UV radiation:	Resistant

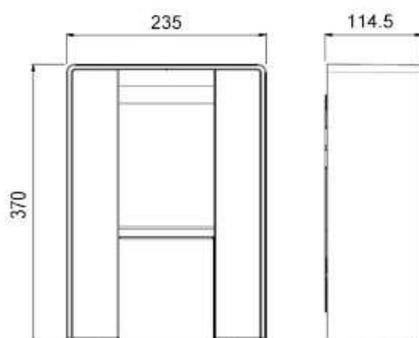
> FUNCTIONS

charge in mode 3 with pwm circuit pilot
 identification of connected cord-set size
 protection against direct contact Safety Child Shutters
 current consumption metering
 identification of authorized user
 managing of latching system
 charge managing in case of power outage
 working in mode stand-alone free or personal
 predisposition for serial communication

> EQUIPMENTS

1 terminal strip 5x10mm2
 1 current transformer
 1 modular contactor 4P 40A 24Vdc
 1 DC Leakage detector
 1 fuse holder 1P+N gG 4A
 1 power supply 24Vdc 36W
 1 control card
 1 lcd display 2x20 rows backlight
 1 reader RFID 13,56MHz
 1 RBG led stripes
 1 stop charge push-button (mode free)
 1 backup battery

> DIMENSION



excluded:

upstream protections (by the installer):
 1 circuit breaker 3P+N C40 30mA ist. A

SUN2000-100KTL-M1 Smart String Inverter



- 

10
MPP. Seguidor
- 

98.8% (@ 480V)
Max. Eficiencia
- 

Gestión de
nivel de cadena
- 

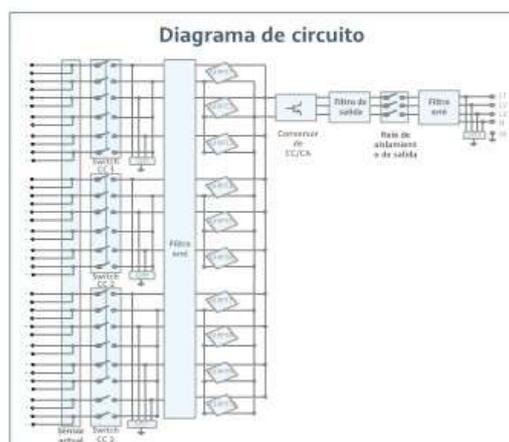
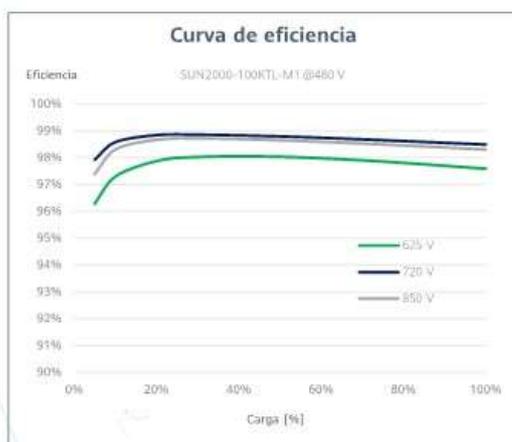
Diagnóstico inteligente
de curvas I-V admitido
- 

MBUS
Soportado
- 

Diseño
Sin fusible
- 

Protección contra rayos
Para DC y AC
- 

IP66
Proteccion



SUN2000-100KTL-M1
Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas		SUN2000-100KTL-M1
Eficiencia		
Máxima eficiencia		98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
Eficiencia europea ponderada		98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Entrada		
Tensión máxima de entrada ¹		1,100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT		26 A
Corriente de cortocircuito máxima		40 A
Tensión de arranque		200 V
Tensión de funcionamiento MPPT ²		200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada		720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Cantidad de MPPTs		10
Cantidad máxima de entradas por MPPT		2
Salida		
Potencia activa		100,000 W
Max. Potencia aparente de CA		110,000 VA
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)		110,000 W
Tensión nominal de salida		480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Frecuencia nominal de red de CA		50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida		120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. intensidad de salida		133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Factor de potencia ajustable		0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo
Distorsión armónica total máxima		< 3%
Protecciones		
Dispositivo de desconexión del lado de entrada		Si
Protección anti-isla		Si
Protección contra sobreintensidad de CA		Si
Protección contra polaridad inversa CC		Si
Monitorización a nivel de string		Si
Descargador de sobretensiones de CC		Type II
Descargador de sobretensiones de CA		Type II
Detección de resistencia de aislamiento CC		Si
Monitorización de corriente residual		Si
Comunicación		
Display		Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485		Si
USB		Si
Monitorización de BUS (MBUS)		Si (transformador de aislamiento requerido)
Datos generales		
Dimensiones (W x H x D)		1,035 x 700 x 365 mm
Peso (incluida ménsula de montaje)		90 kg
Rango de temperatura de operación		-25°C ~ 60°C
Enfriamiento		Enfriamiento de aire inteligente
Max. Altitud de operación		4,000 m
Humedad de operación relativa		0 ~ 100%
Conector CC		Staubli MC4
Conector CA		Terminal PG Impermeable + conector OT/DT
Grado de protección		IP66
Topología		Sin transformador
Consumo de energía durante la noche		< 3.5 W
Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)		
Seguridad		EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Estándares de conexión a red eléctrica		VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

¹ El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañará el inversor.

² Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.



SHIFTING THE FUTURE
www.seraphim-energy.com



• **SIV SERIES**

Seraphim redefined the high-efficiency module series by integrating 182mm silicon wafers with multi-busbar and half-cut cell technologies. Seraphim panel combined creative technology effectively and extremely improved the module efficiency and power output.

• **KEY FEATURES**

-  Less mismatch to get more power
-  Less power loss by minimizing the shading impact
-  Competitive low light performance
-  3 times EL test to ensure best quality
-  Ideal choice for utility and commercial scale projects by reduced BoS and improved ROI
-  Outstanding reliability proven by PVEL for stringent environment condition:
 - Sand, acid, salt and hail stones
 - 2400 Pa wind load and 5400 Pa snow load
 - Anti-PID

• **QUALITY SYSTEM**

ISO9001 / ISO14001 / ISO45001

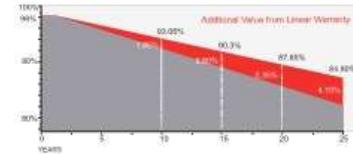
• **PRODUCT CERTIFICATION**



• **INSURANCE**



• **WARRANTY**



Guarantee on product material and workmanship



Linear power output warranty



JIANGSU SERAPHIM SOLAR SYSTEM CO., LTD
 Add: No.10, Tongshun Rd., Henglin Town, Wujin District, 213680, Changzhou, China
 Tel: +86-519-66788166 Email: info@seraphim-energy.com



SHIFTING THE FUTURE
www.seraphim-energy.com

Electrical Characteristics

Module Type	SRP-525-BMA-HV		SRP-530-BMA-HV		SRP-535-BMA-HV		SRP-540-BMA-HV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power at STC (Pmp)	525	395	530	399	535	402	540	406
Open Circuit Voltage (Voc)	49.20	45.90	49.33	46.03	49.40	46.09	49.50	46.18
Short Circuit Current (Isc)	13.50	10.91	13.60	10.99	13.70	11.08	13.81	11.16
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.78	38.22	41.03	38.27	41.29	38.33	41.55	38.39
Maximum Power Current (Imp)	12.88	10.35	12.92	10.42	12.96	10.50	13.00	10.59
Module Efficiency at STC(ηm)	20.31		20.51		20.70		20.89	
Power Tolerance	(0, +3%)							
Maximum System Voltage	1500V DC							
Maximum Series Fuse Rating	25 A							

STC: Irradiance 1000 W/m² module temperature 25°C AM=1.5
 Power measurement tolerance: +/-3%

Temperature Characteristics

Pmax Temperature Coefficient	-0.35 %/°C
Voc Temperature Coefficient	-0.27 %/°C
Isc Temperature Coefficient	+0.05 %/°C
Operating Temperature	-40 ~ +85 °C
Nominal Operating Cell Temperature(NOCT)	45±2 °C

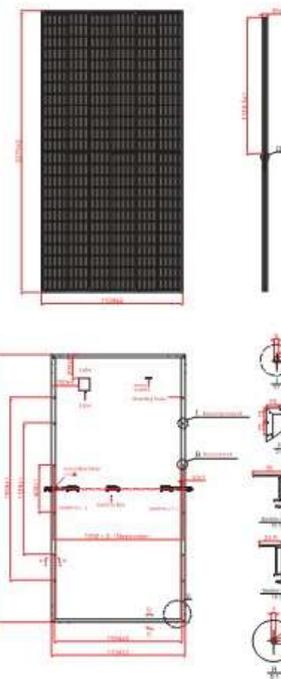
Mechanical Specifications

External Dimensions	2279x1134x35 mm
Weight	27 kg
Solar Cells	PERC Mono (144pcs)
Front Glass	3.2mm AR coating tempered glass, low iron
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68, 3 diodes
Output Cables	4.0mm ² , 250mm(+)/350mm(-) or Customized Length
Mechanical Load	Front side 5400Pa/ Rear side 2400Pa

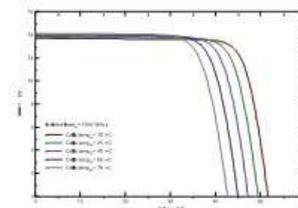
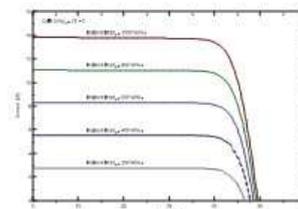
Packing Configuration

	2279x1134x35 mm	
Container	20'GP	40'HQ
Pieces per Pallet	31+4*	31
Pallets per Container	4	20
Pieces per Container	140	620

* 31+4 pieces per pallet is the special package which only suits for container transport.
 For details, please consult SERAPHIM.



I-V Curve



Specifications are subject to change without further notification. SRP-DS-EN-0021V2.0 © Copyright 2021 Seraphim



JIANGSU SERAPHIM SOLAR SYSTEM CO., LTD
 Add: No.10, Tongshun Rd, Henglin Town, Wujin District, 213000, Changzhou, China
 Tel: +86-519-68788166 Email: info@seraphim-energy.com

AFUMEX 1000® +

Baja emisión de humos y gases tóxicos - corrosivos

Baja Tensión

0,6 / 1 (1,2) kV

RZ1-R

Normas de referencia: **IRAM 62266**

Descripción:

Conductor

Metal: Cobre electrolítico recocido, opcionalmente en Aluminio grado eléctrico según norma IRAM NM 280 e IEC 60280, respectivamente.
Forma: Circular flexible, circular compacta o sectorial, según corresponda.

Flexibilidad

Conductores de Cobre:

-Unipolares: Cuerdas circulares flexibles Clase 5 hasta 240mm² e inclusive y cuerdas circulares compactas Clase 2 para secciones superiores.
 -Multipolares: Cuerdas flexibles Clase 5 hasta 50 mm² y para secciones superiores sectoriales Clase 2.

Temperatura máxima en el conductor: 90°C en servicio continuo, 250°C en cortocircuito (máximo 5 s).

Aislante:

Polietileno reticulado silanizado (XLPE) ecológico.

Colores de aislación:

Unipolares: Marrón
 Bipolares: Marrón - celeste
 Tripolares: Marrón - negro - rojo, O marrón - celeste - verde/amarillo.
 Tetrapolares: Marrón - negro - rojo - celeste, O Marrón - negro - rojo - verde/amarillo.
 Pentapolares: Marrón - negro - rojo - celeste - verde/amarillo.

Relleno:

Material extruido no higroscópico, **AFUMEX®** de formulación **PRYSMIAN**, colocado sobre las fases reunidas y cableadas.

Los cables AFUMEX 1000® + son especialmente aptos para distribución de energía en baja tensión en lugares con alta concentración de personas y/o difícil evacuación (cines, teatros, túneles de subterráneos, shoppings, supermercados, aeropuertos, hospitales, sanatorios, etc.) y en general en toda instalación donde exista riesgo de incendio con consecuencia sobre personas o bienes materiales, en instalaciones en montaje superficial o directamente enterrados, canalizaciones verticales o sobre bandejas.



Sello IRAM



Sello de Seguridad Eléctrica

Protección y blindajes (Eventuales):

Protección mecánica: En cables multipolares se emplea una armadura metálica de flejes o alambres de acero cincado (para secciones pequeñas); para cables unipolares se emplean flejes de aluminio.

Protección electromagnética: El material empleado es cobre recocido. Dos cintas helicoidales, una cinta longitudinal corrugada o alambres helicoidales y una cinta antidesenrollante. Opcionalmente, se puede considerar un blindaje.

Características

Norma de fabricación	Tensión nominal	Temperatura de servicio	Cuerdas Flexibles	No propagación del incendio	Reducida emisión de gases tóxicos	Nula emisión de gases corrosivos	Baja emisión de humos opacos	Mezclas ecológicas	Marcación secuencial de longitud

Condiciones de empleo

En bandejas o en el aire	Directamente enterrado	Enterrado en canaletas	Enterrado en cañerías	Radio mínimo de curvatura

Prysmian

A Brand of Prysmian Group

AFUMEX 1000® +

Baja emisión de humos y gases tóxicos - corrosivos

Baja Tensión

0,6 / 1 (1,2) kV

RZ1-R

Envoltura:

Material: Mezcla termoplástica ecológica, AFUMEX®, de formulación PRYSMIAN, Color Ocre.

NOTA: La denominación del compuesto según la Norma IEC 60502-1 es, ST8.

Marcación:

PRYSMIAN - AFUMEX 1000+ Industria Argentina - 0,6/1kV. - Cu o Al (según corresponda) / 90 °C / IRAM 62266 / Nro. de conductores x Sección (mm²) / Marcación secuencial de longitud.

Normativas:

IRAM 62266, IEC 60502-1 para los cables tipo "Halogen free", u otras bajo pedido.

Tensión nominal de servicio: 0,6 / 1 (1,2) kV

Certificaciones:

Todos los cables de PRYSMIAN están elaborados con Sistema de Garantía de Calidad bajo normas ISO 9001 - 2015 e ISO 14001 - 2015 certificadas por SGS.

Características técnicas (IRAM) de los cables de cobre

Sección nominal	Diámetro del conductor aproximado	Espesor de aislación nominal	Espesor de la cubierta nominal	Diámetro exterior aproximado	Masa aproximada	Resistencia eléctrica máxima a 90°C y 50Hz	Reactancia inductiva a 50Hz
mm ²	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/km	ohm/km
UNIPOLARES (almas de color marrón)							
1,5	1,5	0,7	1,4	7	59	17,2	0,210
2,5	1,9	0,7	1,4	8	71	10,2	0,199
4	2,4	0,7	1,4	8	90	6,3	0,189
6	3	0,7	1,4	9	111	2,44	0,180
10	3,9	0,7	1,4	10	160	2,44	0,170
16	4,9	0,7	1,4	11	220	1,54	0,162
25	7,0	0,9	1,4	13	335	0,995	0,154
35	8,2	0,9	1,7	14	430	0,707	1,150
50	9,9	1,0	2,1	17	620	0,493	0,149
70	11,1	1,1	2,1	19	815	0,347	0,148
95	12,8	1,1	2,3	21	1030	0,264	0,145
120	14,6	1,2	2,3	23	1320	0,207	0,143
150	16,2	1,4	2,4	25	1630	0,166	0,143
185	18	1,6	2,4	27	1950	0,137	0,142
240	20,6	1,7	2,6	30	2480	0,105	0,140
300	20,7	1,8	1,8	30	3080	0,078	0,139
BIPOLARES (almas de color marrón y celeste)							
1,5	1,5	0,7	1,8	11	131	17,2	0,107
2,5	1,9	0,7	1,8	11	165	10,2	0,0957
4	2,4	0,7	1,8	12	210	6,3	0,0896
6	3,0	0,7	1,8	13	265	4,2	0,0851
10	3,9	0,7	1,8	18	540	2,44	0,0798
16	4,9	0,7	1,8	20	720	1,54	0,0761

Nota:

(1) Sistema de tres cables unipolares, dispuestos horizontalmente y separados un diámetro entre sí.

(2) Un solo cable bipolar, tripolar o tetrapolar, según corresponda.

- Por otras formaciones no indicadas, consulte vía mail a: webcables.ar@prysmiangroup.com.

AFUMEX 1000® +

Baja emisión de humos y gases tóxicos - corrosivos

Baja Tensión 0,6 / 1 (1,2) kV RZ1-R

Características técnicas (IRAM) de los cables de cobre

Sección nominal	Diámetro del conductor aproximado	Espesor de aislación nominal	Espesor de la cubierta nominal	Diámetro exterior aproximado	Masa aproximada	Resistencia eléctrica máxima a 90°C y 50Hz	Reactancia inductiva a 50Hz (2)
mm ²	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/km	ohm/km
TRIPOLARES (almas de color marrón, negro y rojo)							
1,5	1,5	0,7	1,8	11	150	17,0	0,103
2,5	1,9	0,7	1,8	12	190	10,2	0,0957
4	2,4	0,7	1,8	13	250	6,3	0,0896
6	3,0	0,7	1,8	14	320	4,2	0,0850
10	3,9	0,7	1,8	19	630	2,44	0,0798
16	4,9	0,7	1,8	21	865	1,54	0,0761
25	7,0	0,9	1,8	27	1325	0,995	0,0746
35	8,2	0,9	1,8	31	1805	0,707	0,0726
50	9,9	1,0	1,8	35	2430	0,493	0,0718
70	--	1,1	1,9	32	2470	0,341	0,0716
95	--	1,1	2,0	35	3270	0,246	0,0700
120	--	1,2	2,1	38	4000	0,195	0,0697
150	--	1,4	2,3	45	5025	0,158	0,0704
185	--	1,6	2,4	49	6160	0,126	0,0704
240	--	1,7	2,6	52	7900	0,0961	0,0697
TETRAPOLARES (almas de color marrón, negro, rojo y celeste)							
1,5	1,5	0,7	1,8	12	175	17,0	0,114
2,5	1,9	0,7	1,8	13	225	10,2	0,103
4	2,4	0,7	1,8	14	295	6,3	0,0969
6	3,0	0,7	1,8	15	385	4,2	0,0924
10	3,9	0,7	1,8	20	750	2,44	0,0871
16	4,9	0,7	1,8	23	1040	1,54	0,0834
25/16	7/4,9	0,9/0,7	1,8	28	1475	0,995	0,0819
35/16	8,2/4,9	0,9/0,7	1,8	31	1940	0,707	0,0799
50/25	9,9/7,0	1,0/0,9	1,9	36	2670	0,493	0,0789
70/35	--	1,1/0,9	1,9	33	2815	0,341	0,0790
95/50	--	1,1/1,0	2,1	36	3755	0,246	0,0775
120/70	--	1,2/1,1	2,2	40	4695	0,195	0,0770
150/70	--	1,4/1,1	2,3	45	5665	0,158	0,0774
185/95	--	1,6/1,1	2,5	49	7070	0,126	0,0777
240/120	--	1,7/1,2	2,7	55	9105	0,0961	0,0771
TETRAPOLARES (almas de color marrón, negro, rojo, celeste y verde/amarillo)							
1,5	1,5	0,7	1,8	15	280	17,0	0,114
2,5	1,9	0,7	1,8	16	350	10,2	0,108
4	2,4	0,7	1,8	18	500	6,3	0,102
6	3,0	0,7	1,8	20	620	4,2	0,096
10	3,9	0,7	1,8	22	900	2,44	0,091

Nota:

(2) Un solo cable bipolar, tripolar o tetrapolar, según corresponda.

-- No se indica su diámetro dado que se trata de conductores sectoriales.

Prysmian

A Brand of Prysmian Group

PAYTON® SOLTIX

Interconexión de paneles fotovoltaicos



GENERALIDADES

Cable flexible con conductor de cobre multifilar, aislado para tensiones nominales de 1,5 kVCC, apto para sistemas fotovoltaicos.

Resistente al intemperismo y los rayos UV. Recomendado para instalaciones donde el fuego, la emisión de humos y los vapores tóxicos y/o corrosivos, representan un riesgo potencial para las personas y los equipamientos.

APLICACIONES

Los PAYTON® SOLTIX se utilizan en la interconexión de paneles fotovoltaicos, son adecuados para instalaciones fijas, tanto en interior como exterior. **NO APTO** para aplicaciones de enterramiento directo.

PROPIEDADES

- / Secciones: 2,5 hasta 16 mm²
- / Temperatura de servicio en el conductor (operación continua): -40°C hasta 90°C en el conductor (durante 20.000 hs): 120°C (máximo)
- / Cortocircuito (5 seg.): 250°C (máximo)
- / Rango de tensiones (Uo/U): 1,5/1,5kVCC ; 1/1 kVCA

DISEÑO CONSTRUCTIVO

Norma de construcción y ensayo	IEC 62930
Conductor	según IEC 60228 Clase 5. <i>(Opcional Cu estañado)</i>
Aislación	Polímero reticulado libre de halógenos resistente al fuego
Cubierta	Polímero reticulado libre de halógenos resistente al fuego
	Cinta Separadora entre conductor y aislante. <i>(Opcional)</i>
	Cinta separadora entre aislación y cubierta. <i>(Opcional)</i>
Colores de aislación / envoltura	Natural / Negro o Rojo <i>*Otros colores y diseños, bajo pedido.</i>

DATOS CARACTERISTICOS

Conductores unipolares mm	Diámetro nominal mm	Peso nominal kg/km	Resistencia eléctrica a 20°C		Capacidad de carga conforme al método de instalación		
			Desnudo Ω/km	Estañado Ω/km	1 cable en aire A	1 cable sobre una superficie A	2 cables tocándose sobre una superficie A
2.5	5.43	44.33	7.98	8.21	42	40	33
4	5.97	60.49	4.95	5.09	57	54	45
6	6.73	83.15	3.30	3.39	72	69	58
10	7.84	126.86	1.91	1.95	98	96	80
16	8.89	184.36	1.21	1.24	132	130	107



Av. Pres. J. D. Perón 26399
 B1722CXD, Merlo, Buenos Aires,
 Argentina

T. + 54 (0220) 483 3903
 www.imsa.com.ar



Soportes para cubiertas metálicas



14

Soprote coplanar continuo fijación a correas para cubierta metálica

KH915



- Todo tipo de cubiertas metálicas.
- Anclaje a correas.
- Para módulos de 60 y 72 células (1650/2000x1000)
- 33 a 50 mm de espesor.
- Disposición de los módulos en vertical y horizontal.



INVENTO

Soprote coplanar continuo atornillado a correas para cubierta metálica

KH915VRA



- Ventajas:**
- Rápido atornillado en cubiertas existentes.
 - Sin necesidad de taladros adicionales en la cobertura del edificio
 - Uso de sistemas de sellado aprobados.
 - Instalación sin necesidad de herramientas especiales.
 - Sujeción extremadamente segura gracias a la fijación directa a la subestructura.



- Todo tipo de cubiertas metálicas con correas de acero de 1,5 a 3 mm. con fijación directa y a partir de 3,0 mm. si se pretaladra.
- Para módulos de 60 y 72 células (1650/2000x1000) de 33 a 50 mm de espesor
- Disposición de los módulos: Vertical y Horizontal

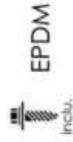
15

Soporte coplanar continuo fijación a chapa para cubierta metálica

KHX915



- Soporte con perfil continuo para cubiertas metálicas.
- Anclaje chapa, anclaje al lateral de la greca de la chapa.
- Para módulos de 60 y 72 células (1650/2000x1000)
- Disposición de los módulos en vertical y horizontal.
- Tornillos de anclaje autoroscantes para evitar virutas de la chapa.
- Incluye junta de estanqueidad EPDM.
- Mayor resistencia debido al anclaje en lateral de la greca.



1650/2000x1000

Soporte coplanar microrail para cubierta metálica, vertical

KHE915



- Soporte microrail para cubierta metálica.
- Anclaje a chapa.
- Para módulos de todos los tamaños de 33 a 50 mm de espesor.
- Disposición de los módulos en vertical.
- Tornillos de anclaje autoroscantes para evitar virutas sobre la chapa
- Incluye junta de estanqueidad EPDM.
- Para distancias entre grecas ≤300 mm.



Todos los tamaños

Reservado el derecho a efectuar modificaciones. Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original

16



KHXM915

Soporte coplanar microrail fijación a chapa para
 cubierta metálica, vertical



- Cubiertas metálicas.
- Anclaje a chapa.
- Para módulos de todos los tamaños de 33 a 50 mm de espesor.
- Disposición de los módulos en vertical.
- Tornillos de anclaje autoroscantes para evitar virutas sobre la chapa.
- Mayor resistencia debido al anclaje en lateral de la greca.
- Incluye junta de estanqueidad EPDM.
- Para distancias entre grecas ≤ 300 mm.



EPDM

Inclu.



EPDM

Inclu.



EPDM

Inclu.



Todos los tamaños

Soporte coplanar microrail para cubierta
 metálica, horizontal

KHB915



- Cubiertas metálicas.
- Anclaje a chapa.
- Para módulos de todos los tamaños de 33 a 50 mm de espesor.
- Disposición de los módulos en horizontal.
- Tornillos de anclaje autoroscantes para evitar virutas de la chapa.
- Incluye junta de estanqueidad EPDM.



EPDM

Inclu.



Todos los tamaños

Distancia máxima recomendada entre grecas ≤ 400 mm

Reservado el derecho a efectuar modificaciones - Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original

Soporte coplanar microrail fijación a chapa para cubiertas metálicas, horizontal

KHS915



- Para todos los modelos de panel sándwich.
- Anclaje chapa.
- Para módulos de todos los tamaños de 33 a 50 mm de espesor.
- Disposición de los módulos en horizontal.
- Tornillos de anclaje autoroscantes para evitar virutas de la chapa.
- Incluye junta de estanqueidad EPDM.
- Altura libre 70 mm.



Soporte coplanar microrail **pegado** a chapa para cubiertas metálicas, horizontal

KHP915


 NUEVO



- Para todos los modelos de chapa metálica.
- Anclaje directo pegado a chapa, sin necesidad de realizar taladros.
- Para módulos de todos los tamaños de 33 a 50 mm de espesor.
- Disposición de los módulos en horizontal.
- Cinta adhesiva de 40 mm. de ancho incluida y colocada en la fijación.
- Soporte de muy rápido y sencillo montaje.



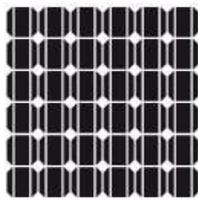
Reservado el derecho a efectuar modificaciones - Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original



gPV Componentes para aplicaciones Fotovoltaicas
 Protección Celdas Fotovoltaicas
 Normas IEC 60269-6/2010

Fusibles con contactos a cuchillas y cilíndricos, de aspecto similar al fusible tipo NH o al cilíndrico tradicional, respondiendo a la norma IEC 60269-6/2010, con clase de operación gPV, siendo capaz de interrumpir corrientes desde valores tan bajos como 1,45 In hasta su capacidad de interrupción (30 kA) con L/R de hasta 25 ms. El diseño es apropiado para ser aplicado a la protección de celdas fotovoltaicas a nivel de fusible de cadena y fusible de banco.

Sus tensiones nominales alcanzan a los 1.100 V de corriente continua. Se encuentran especialmente diseñados para cargas cíclicas, según lo especificado por IEC 60269-6. Los valores de corriente de paso y de energía específica de arco se suministran a pedido, para lo cual debe consultarse a nuestro Departamento Técnico. Estos fusibles son especiales para esta protección los cuales no pueden ser reemplazados con fusibles clase gL ni clase aR.



Desde la protección del módulo a la red de distribución
 Componentes del sistema para aplicaciones fotovoltaicas

Fusibles cilíndricos para la protección de las cadenas
 Tamaño compacto estándar 10x38, categoría de utilización gPV
Desconectores para fusibles cilíndricos para montaje de encastre



Fusibles NH para aplicaciones fotovoltaicas
 Protección de bancos y del sistema con tensiones de cc hasta 1.100 V Cumpliendo con los requerimientos de la categoría de utilización gPV.
Base portafusibles NH como una solución al ahorro de espacio
 Con conexión opcional directa a terminales para cables de alimentación

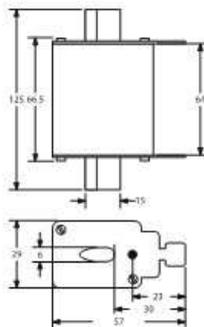


Tira portafusible NH bipolar para aplicaciones fotovoltaicas.
 Instalaciones que ahorran tiempo y espacio, empleando tecnologías establecidas de barras. Montaje en L1 y L3 de un sistema de barras a 185 mm. Segura aplicación del fusible por medio de un soporte integrado de posicionamiento.



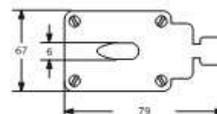
Tipo NH -0 gPV

Código	Amp
F0PV110001	1
F0PV110002	2
F0PV110004	4
F0PV110006	6
F0PV110010	10
F0PV110016	16
F0PV110020	20
F0PV110025	25
F0PV110032	32
F0PV110036	36



NH-3 clase gPV

código	Amp
F3PV110040	40
F3PV110050	50
F3PV110063	63
F3PV110080	80
F3PV110100	100
F3PV110125	125
F3PV110160	160
F3PV110200	200
F3PV110250	250
F3PV110315	315



Nota otras corrientes rogamos consultar

Introducción

Características y prestaciones de los interruptores automáticos Compact NSX de 100 a 250 A hasta 690 V CA

Funciones y características



Compact NSX100/160/250



Compact NSX250 R



Compact NSX250 HB2

- (1) **OSN**: Protección de neutro sobredimensionado para neutros que transporten altas corrientes (por ejemplo, armónicos de tercer orden)
- (2) **ZSI**: Selectividad lógica.
- (3) El bloque Vigix no está disponible para los poderes de corte HB1/ HB2.
- (4) No hay calibre 160A. Usar el calibre 250A con unidades de control de menor intensidad para R, HB1 y HB2.
- (5) Interruptor automático 2P en caja 3P para tipo F, únicamente con unidad de control magnetotérmica. Consultar.

1/8

Características comunes

Tensiones nominales		
Tensión asignada de aislamiento (V)	Ui	800
Tensión asignada soportada al impulso (V)	Uimp	8
Tensión asignada de empleo (V)	Ue	AC 50/60 Hz 690
Aptitud para el seccionamiento		
Categoría de empleo		IEC/EN 60947-2 sí
Grado de polución		IEC 60664-1 3

Interruptores automáticos

Tipo de poder de corte

Características eléctricas según IEC 60947-2

Corriente nominal (A)	In	40 °C
Número de polos		
Poder de corte último (kA rms)		
	Icu	AC 50/60 Hz 220/240 V 380/415 V 440 V 500 V 525 V 660/690 V

Poder de corte en servicio (kA rms)

	Ics	AC 50/60 Hz 220/240 V 380/415 V 440 V 500 V 525 V 660/690 V
--	------------	--

Endurancia (ciclos C-A)	Mecánica	
	Eléctrica	440 V In/2 690 V In/2 In

Características eléctricas según Nema AB1

Poder de corte (kA ef)	AC 50/60 Hz	240 V 480 V 600 V
------------------------	-------------	-------------------------

Características eléctricas según UL 508

Poder de corte (kA ef)	AC 50/60 Hz	240 V 480 V 600 V
------------------------	-------------	-------------------------

Protección y medida

Protección contra cortocircuitos	Magnética únicamente
Protección contra sobrecargas/cortocircuitos	Magnetotérmica
	Eléctrica
	con protección de neutro (OF-0,5-1-OSN) ⁽¹⁾
	con protección de defecto a tierra
	con selectividad (ZSI) ⁽²⁾
Pantalla de visualización/medidas I, U, f, P, E, THD/medida de corriente interrumpida	
Opciones	Pantalla FDM sobre puerta Ayuda a la explotación Contadores Históricos y alarmas Com. de medida Com. de control/estado del aparato
Protección diferencial	Mediante bloque Vigix ⁽⁵⁾ Mediante relé Vigirex

Instalación/conexiones

Dimensiones y pesos

Dimensiones (mm) L x A x P	Fija, conexiones frontales	2/3P 4P
Peso (kg)	Fija, conexiones frontales	2/3P 4P

Conexiones

Terminales de conexión	Paso polar	Con/sin espacadores
Cables de Cu o Al	Sección	mm ²

Schneider
 Electric

Introducción

Características y prestaciones de los interruptores automáticos Compact NSX de 100 a 250 A hasta 690 V CA (continuación)

Funciones y características



Se incluyen nuevos poderes de corte R, HB1 y HB2 con altas prestaciones a 690 V CA

Características comunes		
Control		
Manual	Con maneta	■
	Con mando rotativo directo o prolongado	■
Eléctrico	Con telemando	■
Versiones		
Fijo		■
Extraíble	Con zócalo	■
	Con chasis	■

NSX100						NSX160						NSX250													
F	N	H	S	L	R	HB1 ⁽¹⁾	HB2	F	N	H	S	L	R	HB1 ⁽¹⁾	HB2	F	N	H	S	L	R	HB1 ⁽¹⁾	HB2		
100						160						250													
2 ^o , 3, 4						2 ^o , 3, 4						2 ^o , 3, 4													
85	90	100	120	150	200	-	-	85	90	100	120	150	200	-	-	85	90	100	120	150	200	-	-		
36	50	70	100	150	200	-	-	36	50	70	100	150	200	-	-	36	50	70	100	150	200	-	-		
35	50	65	90	130	200	-	-	35	50	65	90	130	200	-	-	35	50	65	90	130	200	-	-		
25	36	50	65	70	80	85	100	30	36	50	65	70	80	85	100	30	36	50	65	70	80	85	100		
22	35	35	40	50	65	80	100	22	35	35	40	50	65	80	100	22	35	35	40	50	65	80	100		
8	10	10	15	20	45	75	100	8	10	10	15	20	45	75	100	8	10	10	15	20	45	75	100		
85	90	100	120	150	200	-	-	85	90	100	120	150	200	-	-	85	90	100	120	150	200	-	-		
36	50	70	100	150	200	-	-	36	50	70	100	150	200	-	-	36	50	70	100	150	200	-	-		
35	50	65	90	130	200	-	-	35	50	65	90	130	200	-	-	35	50	65	90	130	200	-	-		
12,5	36	50	65	70	80	85	100	30	36	50	65	70	80	85	100	30	36	50	65	70	80	85	100		
11	35	35	40	50	65	80	100	22	35	3w5	40	50	65	80	100	22	35	35	40	50	65	80	100		
4	10	10	15	20	45	75	100	8	10	10	15	20	45	75	100	8	10	10	15	20	45	75	100		
50,000					20,000			40,000					20,000			20,000					20,000				
50,000					20,000			40,000					20,000			20,000					20,000				
30,000					10,000			20,000					10,000			10,000					10,000				
20,000					10,000			15,000					10,000			10,000					10,000				
10,000					5,000			7,500					5,000			5,000					5,000				
85	90	100	120	150	200	-	-	85	90	100	120	150	200	-	-	85	90	100	120	150	200	-	-		
35	50	65	90	130	150	85	100	35	50	65	90	130	150	85	100	35	50	65	90	130	150	85	100		
8	20	35	40	50	50	75	100	20	20	35	40	50	50	75	100	20	20	35	40	50	50	75	100		
85	85	85	-	-	-	-	-	85	85	85	-	-	-	-	-	85	85	85	-	-	-	-	-	-	-
25	50	65	-	-	-	-	-	35	50	65	-	-	-	-	-	35	50	65	-	-	-	-	-	-	-
10	10	10	-	-	-	-	-	10	10	10	-	-	-	-	-	15	15	15	-	-	-	-	-	-	-
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									
■								■								■									

Información de los dispositivos

Interruptores-seccionadores motorizados

OTM160...OTM2500

Interruptores-seccionadores OTM160...2500 con mando motor I-O

Incluyen mando directo de plástico negro, IP65, con indicación ON-OFF/I-O, eje, tornillería y conectores para los circuitos de control como estándar. Con enclavamiento por candado en posición O-OFF (máx. 3). Códigos de pedido para tensión de empleo $U_e=220-240VCA$ y tensión de actuación 0,85...1,1x U_e .



I_{th}	Número de polos	Diámetro eje [mm]	Tipo	Código Pedido	Peso [kg]	Emb/ud [ud]
160	3	6	OTM160E3M230C	1SCA115283R1001	4,6	1
	4	6	OTM160E4M230C	1SCA115293R1001	5,0	1
200	3	6	OTM200E3M230C	1SCA115284R1001	4,6	1
	4	6	OTM200E4M230C	1SCA115292R1001	5,0	1
250	3	6	OTM250E3M230C	1SCA115285R1001	4,6	1
	4	6	OTM250E4M230C	1SCA115290R1001	5,0	1
315	3	12	OTM315E3M230C	1SCA115334R1001	6,4	1
	4	12	OTM315E4M230C	1SCA115335R1001	9,0	1
400	3	12	OTM400E3M230C	1SCA115333R1001	8,4	1
	4	12	OTM400E4M230C	1SCA115336R1001	9,0	1
630	3	12	OTM630E3M230C	1SCA115364R1001	17,4	1
	4	12	OTM630E4M230C	1SCA115367R1001	18,9	1
800	3	12	OTM800E3M230C	1SCA115365R1001	17,4	1
	4	12	OTM800E4M230C	1SCA115366R1001	18,9	1
1000	3	12	OTM1000E3M230C	1SCA115364R1001	37,0	1
	4	12	OTM1000E4M230C	1SCA115368R1001	42,0	1
1250	3	12	OTM1250E3M230C	1SCA115365R1001	37,0	1
	4	12	OTM1250E4M230C	1SCA115367R1001	42,0	1
1600	3	12	OTM1600E3M230C	1SCA115366R1001	39,0	1
	4	12	OTM1600E4M230C	1SCA115369R1001	44,0	1
2000	3	12	OTM2000E3M230C	1SCA115372R1001	47,0	1
	4	12	OTM2000E4M230C	1SCA115374R1001	55,0	1
2500	3	12	OTM2500E3M230C	1SCA115373R1001	47,0	1
	4	12	OTM2500E4M230C	1SCA115375R1001	55,0	1

Ejes, Mandos y Tornillería incluidos como estándar

Interruptores	Eje y mando	Tornillería terminales
OTM160...250	OTV250EMK	M8 x 25
OTM315...400	OTV400EMK	M10 x 30
OTM630...800	OTV800EMK	M12 x 40
OTM1000...1250	OTV1000EMK	M12 x 50
OTM1600	OTV1000EMK	M12 x 60
OTM2000...2500	OTV1000EMK	M12 x 60

SIEMENS

Data sheet

5SV3346-4



Residual current operated circuit breaker, 4-pole; Type B; short-time delayed; In: 63 A, 30 mA, Un AC: 400 V

Model	
product brand name	SENTRON
product designation	RCCB
design of the product	Short-time delayed
General technical data	
number of poles	4
size of installation devices / acc. to DIN 43880	1
mechanical service life (switching cycles) / typical	10 000
short-circuit current / of series fuse / maximum permissible	100 A
short-circuit current rating	10 kA
switching function / short-term delayed	Yes
overvoltage category	III
Supply voltage	
supply voltage	
<ul style="list-style-type: none"> at AC / rated value for testing equipment / minimum 	400 V 70 V
operating frequency	50/60 Hz
supply voltage frequency / rated value	50 Hz
Protection class	
protection class IP	IP20; if the distribution board is installed, with connected conductors
Switching capacity	
switching capacity current	
<ul style="list-style-type: none"> according to IEC 61008-1 / rated value 	0.8 kA
Dissipation	
power loss [W]	
<ul style="list-style-type: none"> for rated value of the current / at AC / in hot operating state / per pole maximum 	5 W 15 W
Current	
tripping fault current / rated value	30 mA
operational current	
<ul style="list-style-type: none"> at 40 °C / rated value at 45 °C / rated value at 50 °C / rated value at 55 °C / rated value at 60 °C / rated value at 65 °C / rated value at 70 °C / rated value at AC / rated value 	63 A 63 A 63 A 63 A 63 A 55 A 48 A 63 A

residual current type	B	
let-through current / permissible	7 000 kA	
I _{2t} value / permissible	60 000 A ² ·s	
surge current resistance / rated value	3 kA	
Product details		
product feature / silicon-free	Yes	
product extension / installable / supplementary devices	Yes	
Connections		
connectable conductor cross-section / solid		
• minimum	0.75 mm ²	
• maximum	35 mm ²	
connectable conductor cross-section / stranded		
• minimum	0.75 mm ²	
• maximum	35 mm ²	
tightening torque / with screw-type terminals		
• minimum	2.5 N·m	
• maximum	3 N·m	
Mechanical Design		
height	90 mm	
width	72 mm	
depth	70 mm	
installation depth	70 mm	
number of modular width units	4	
fastening method	DIN rail (REG)	
mounting position	any	
net weight	546 g	
Environmental conditions		
ambient temperature / during operation		
• minimum	-25 °C	
• maximum	45 °C	
ambient temperature / during storage		
• minimum permissible	-40 °C	
• maximum permissible	75 °C	
number of test cycles / for environmental testing / acc. to IEC 60068-2-30	28	
General Product Approval		Declaration of Conformity
 Miscellaneous		 Miscellaneous
		 Miscellaneous
other		Dangerous Good
Miscellaneous	Confirmation	Transport Information
	Vibration and Shock	
	Confirmation	
Further information		
Information- and Downloadcenter (Catalogs, Brochures,...) http://www.siemens.com/lowvoltage/catalogs		
Industry Mall (Online ordering system) https://mall.industry.siemens.com/mall/en/en/Catalog/product?mifb=5SV3346-4		
Service&Support (Manuals, Certificates, Characteristics, FAQs,...) https://support.industry.siemens.com/cs/ww/en/ps/5SV3346-4		
Image database (product images, 2D dimension drawings, 3D models, device circuit diagrams, ...) http://www.automation.siemens.com/bilddb/cax_en.aspx?mifb=5SV3346-4		
CAX-Online-Generator		

SIEMENS

Hoja de datos

5SL4450-6

Automático magnetotérmico 400V 10kA, 4 polos, B, 50A



La versión	
Nombre comercial del producto	SETRON
Designación del producto	Pequeño interruptor automático
Tipo de producto	PIA magnetotérmico 5SL
Datos técnicos generales	
Número de polos	4
Número de polos / Observación	4P
Clase de característica de disparo	B
interruptor automático / tipo básico	5SL4
Vida útil mecánica (ciclos de maniobra) / típico	10 000
Categoría de sobretensión	3
Voltaje	
Tensión de aislamiento	440 V
<ul style="list-style-type: none"> • con funcionamiento polifásico / con AC / valor asignado 	
La tensión de alimentación	
Tipo de corriente	AC
Corriente / con AC / valor asignado	50 A

Tensión de alimentación / con AC / valor asignado	400 V
Tensión de empleo	
<ul style="list-style-type: none"> • con funcionamiento polifásico / con AC / máx. • con DC / valor asignado / máx. 	440 V 60 V
Frecuencia de la tensión de alimentación	
<ul style="list-style-type: none"> • valor asignado 	50 Hz
Clase de protección	
Grado de protección IP	IP20, con conductores conectados
Capacidad de conmutación	
Poder de corte, corriente	
<ul style="list-style-type: none"> • según EN 60898 / valor asignado • según IEC 60947-2 / valor asignado 	10 kA 10 kA
Clase de limitación de energía	3
Disipación	
Pérdidas [W] / con valor asignado de la intensidad / con AC / en estado operativo caliente / por polo	4 W
Electricidad	
corriente nominal I_n / IEC, DIN/VDE / a 40 grad, C	47,36 A
Aptitud de uso	Residencial / infraestructuras
Detalles del producto	
Función del producto / Neutro maniobrable	No
Equipamiento del producto / Protección contra contactos directos	Sí
Propiedad del producto	
<ul style="list-style-type: none"> • libre de halógenos • precintable • sin silicona 	Sí Sí Sí
Ampliación del producto / incorporable / dispositivos complementarios	Sí
Conexiones	
<ul style="list-style-type: none"> • Sección de conductor conectable <ul style="list-style-type: none"> — monofilar — multifilar • Sección de conductor conectable / alma flexible / con preparación de los extremos de cable 	0,75 ... 25 mm ² 0,75 ... 25 mm ² 0,75 ... 25 mm ²
Par de apriete / con bornes de tornillo	2,5 ... 3 N·m
Diseño Mecánico	
Altura	90 mm
Anchura	72 mm
Profundidad	76 mm

Relés de protección Sepam

¿Qué nivel de seguridad? ¿Para qué aplicaciones?

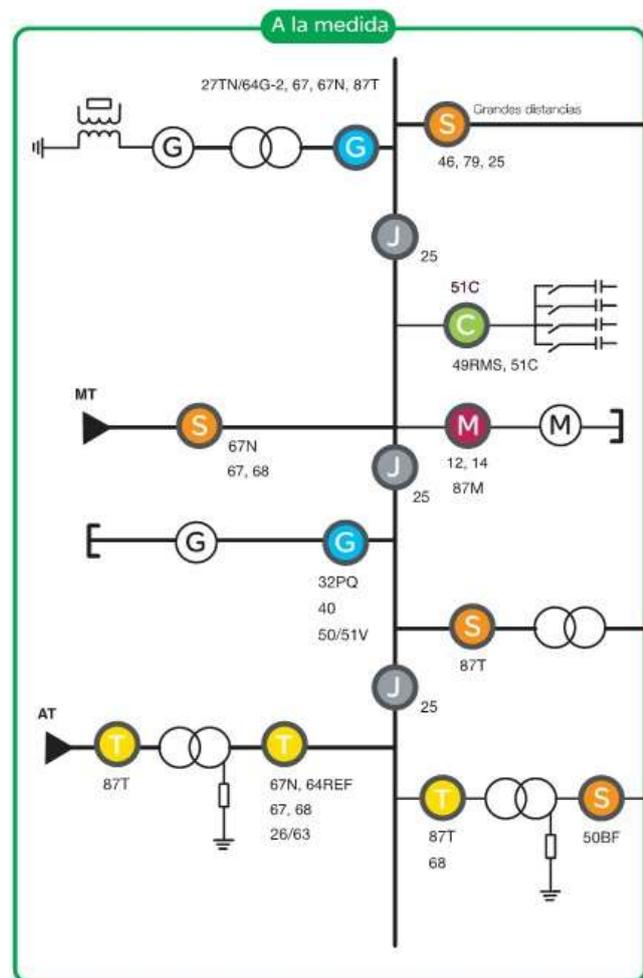
El diseño del rango de relés de protección Sepam está basado en una idea sencilla. Todos los usuarios deben ser capaces de encontrar una solución que corresponde exactamente a sus necesidades y que ofrece el equilibrio correcto entre desempeño, simplicidad y coste.

Un relé Sepam para cada aplicación...

- S** Subestaciones
- T** Transformadores
- G** Generadores
- C** Condensadores
- B** Embarrados
- M** Motores

... y diferentes niveles de protección

- > Protección térmica basada en cálculos de incremento de temperatura, con indicaciones predictivas para optimizar el control de proceso.
- > Protección direccional con selectividad lógica de defecto de fase y defecto a tierra para redes en anillo cerrado y abierto.
- > Protección direccional de defecto a tierra para todo tipo de régimen de neutro.
- > Protección rápida para transformadores, motores y generadores utilizando funciones diferenciales.

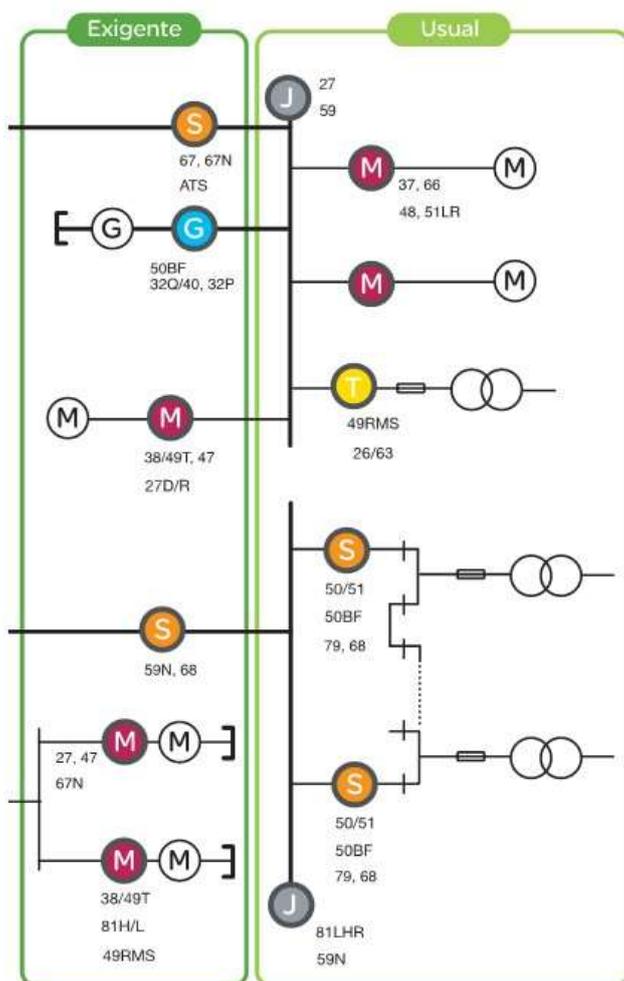




Sepam serie 80

Sepam serie 40

Sepam serie 20



Schneider
Electric

Para aplicaciones a la medida

Sepam serie 80

- > Dimensiones estandarizadas para una protección mejorada, para aplicaciones de entradas, transformador, motor, generador, embarrados, batería de condensadores,
- > Protección diferencial de transformador,
- > Protección diferencial de motores y generadores,
- > Protección para entradas y acoples,
- > Posibilidad de lógica programada por contactos,
- > Asistencia gráfica para configurar software,
- > Posibilidad de display con sinóptico para la visualización del diagrama unifilar y diagramas fasoriales.

Para aplicaciones exigentes

Sepam serie 40

- > Protección de fase y a tierra para doble entrada, acoplamiento y anillos cerrados,
- > Entradas de corriente y tensión,
- > Software de configuración con lógica programada,
- > Supervisión del cableado de TVTT y circuito de disparo,
- > Dieciséis segundos de grabación de defecto configurable para múltiples capturas, histórico detallado de los últimos 5 informes de disparo y retención de las últimas 200 alarmas,
- > 16 entradas tipo RTD.

Para aplicaciones usuales

Sepam serie 20

- > Pantalla en LCD, con iluminación de respaldo,
- > 16 curvas características de sobrecorriente de tiempo inverso,
- > Fácil configuración del software,
- > Dos registros de falla de 86 ciclos, últimos valores de disparo y últimas 64 alarmas,
- > Diagnóstico de autoexamen,
- > Amplio rango de entradas de potencia de control (AC/DC).

Relés de protección Sepam

Relés con capacidades de protección incrementales para seis tipos de aplicaciones para proveer todas las posibles configuraciones de protección, y un serie de relés básica.

	Serie 20	Serie 40
Aplicaciones		
Subestaciones		
Transformadores	Corriente	Corriente
Motores	Temperatura	Tensión
Generadores		Frecuencia
Embarrados	Tensión	Temperatura
Condensador	Frecuencia	
		+ Protección direccional
Funciones de protección	26/63, 27/27S, 27D, 27R, 30, 37, 38/49T, 46, 48, 48RMS, 50/51, 50BF, 50G/51G, 50N/51N, 51LR, 59, 59N, 66, 68, 79, 81H, 81L, 81RL, 86, 94/69	26/63, 27/27S, 27D, 27R, 30, 32P, 32Q/40, 37, 38/49T, 46, 47, 48, 49RMS, 50/51, 50BF, 50G/51G, 50N/51N, 50V/51V, 51LR, 59, 59N, 60/60FL, 66, 67, 67N/67NC, 68, 79, 81H, 81L, 86, 94/69
Características		
Entradas/Salidas lógicas	Entradas	0 a 10
	Salidas	4 a 8
Sensores de temperatura		0 a 8
Medición	Corriente	3 I + I ₀
	Voltaje	3 V + V ₀
	LPTI ⁽¹⁾	Si
Puertos de comunicación		1 a 2
Control	Matriz ⁽²⁾	Si
		Editor de ecuación lógica
Otros		

(1) LPTI: Transformador de corriente de bajo consumo, cumpliendo con estándar IEC 60044-8.

(2) Matriz de control para asignación simple de información de las funciones de protección, control y monitorización.

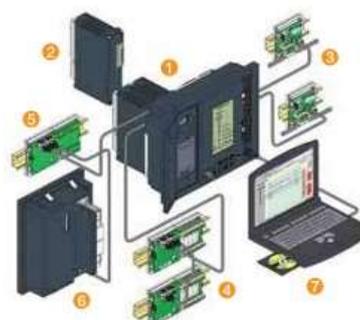
Códigos ANSI

Códigos y definiciones	12	Máxima velocidad	46	Desequilibrio
	14	Mínima velocidad (2 opciones de configuración)	47	Desequilibrio de tensión
	21B	Mínima impedancia	48	Arranque largo
	24	Sobrecarga	49RMS	Imagen térmica
	25	Chequeo de sincronismo	50/27	Energización inadvertida
	26/63	Termostato / Buchholz	50/51	Defecto de fase
	27/27S	Mínima tensión	50BF	Defecto interruptor
	27D	Mínima tensión directa	50G/51G	Defecto a tierra sensible
	27R	Mínima tensión remanente	50N/51N	Defecto a tierra
	30	Advertencia	50V/51V	Sobrecorriente de voltaje restringido
	32P	Máxima potencia direccional activa	51C	Desequilibrio condensadores
	32Q/40	Máxima potencia direccional reactiva	51LR	Rotor bloqueado
	37	Mínima intensidad	59	Máxima tensión (L-L o L-N)
	37P	Mínima potencia activa direccional	59	Máxima tensión (L-L)
	38/49T	Temperaturas	59N	Máxima tensión residual
	40	Pérdida de campo	60/60FL	Vigilancia TV/TT

Serie 80	
Corriente	Voltaje
Frecuencia	Temperatura
	Velocidad de rotación
+ Protección direccional y diferencial	
12, 14, 21B, 24, 25, 26/63, 27/27S, 27D, 27R, 30, 32P, 32Q/40, 37, 37P, 38/49T, 40, 46, 47, 48, 49RMS, 50/27, 50/51, 50BF, 50G/51G, 50N/51N, 50V/51V, 51G, 51LR, 59, 59N, 60/60FL, 64G, 64REF, 66, 67, 67N/67NC, 68, 74, 78PS, 79, 81H, 81L, 81R, 86, 87M, 87T, 94/69	
Entradas	0 a 42
Salidas	5 a 23
	0 a 16
Corriente	$2 \times 3I + 2 \times I_0$
Voltaje	$2 \times 3V + V_0$
LPTI [®]	Si
	2 a 4
Matriz [®]	Si
Editor de ecuación lógica	Si
Logipam [®]	Si
Cartucho de memoria con configuración	Si
Batería de respaldo	Si

(3) Lenguaje de contactos a través del software Logipam (ambiente de programación PC) para hacer uso completo de las funciones del Sepam serie 80.

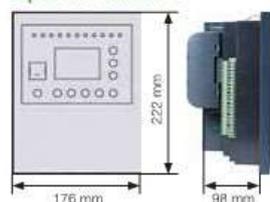
64G	Defecto a tierra estator 100%
64REF	Defecto a tierra restringida
66	Aranques por hora
67	Defecto de fase direccional
67N/67NC	Defecto a tierra direccional
68	Discriminación lógica / enclavamiento selectivo por zona
74	Supervisión de conexión de circuito
78PS	Deslizamiento de p/olos
79	Reenganche (4 ciclos)
81H	Máxima frecuencia
81L	Mínima frecuencia
81R	Derivada de frecuencia
86	Enclavamiento al cierre
87M	Diferencial de máquina
87T	Diferencial de transformador
94/69	Control del interruptor



Construya su propia solución

- Unidad base:**
 - > Interfase avanzada hombre-máquina (IHM) integrada o remota.
 - > O IHM basada en mimico (Sepam serie 80).
- Módulos adicionales de entrada/salida para la integración con equipos de control.
- Disponibilidad de conexión a puerto serial RS485 (2 o 4 hilos) o red de comunicación de fibra óptica. Opciones de protocolos de comunicación incluyen Modbus, IEC 60870-5 103, DNP 3 e IEC 61850.
- Módulo para supervisar hasta ocho mediciones de temperatura via sondas tipo RTD (Pt100, Ni100 o Ni120), para proteger transformadores, motores y generadores.
- Salida analógica a niveles (0-10, 4-20, 0-20 mA) para transmisión de mediciones como tensiones, corrientes o potencias en forma analógica.
- Módulo para verificar sincronización entre dos voltajes (Sepam serie 80).
- Software:
 - > Configuración de parámetros relé de protección Sepam, configuración de protección y personalización de funciones de control.
 - > Operación local o remota de la instalación.
 - > Visualización y análisis de la información de osciloperturbografía.

Compacto y ligero, Sepam se integra a cualquier tipo de tablero



Sepam serie 40

Tabla de selección

Sepam series 20 y 40

Protección	Código ANSI	Subestación								Transformador				Motor	Generador
		S40	S50	S41	S51	S42	S52	S43	S53	T40	T50	T42	T52	M41	G40
Defecto de fase	50/51	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Bloqueo/recuperación de carga fría de defecto de fase	CLPU 50/51	4		4		4		4		4		4			
Sobrecorriente de tensión restringida	50V/51V														1
Defecto a tierra/defecto a tierra sensible	50N/51N 50G/51G	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Bloqueo/recuperación de carga fría de defecto a tierra	CLPU 50/51N	4		4		4		4		4		4			
Defecto de disyuntor	50BF	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Desbalance	46	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Defecto de fase direccional	67					2	2					2	2		
Defecto a tierra direccional	67N/67NC			2	2	2	2	2	2			2	2		
Máxima potencia activa direccional	32P			1	1	1	1	1	1					1	1
Máxima potencia reactiva direccional	32Q/40													1	1
Imagen térmica	49RMS									2	2	2	2	2	2
Mínima intensidad	37														1
Arranque largo, bloqueo rotor	48/51LRV14														1
Arranques por hora	66														1
Mínima tensión directa	27D														2
Mínima tensión remanente	27R														1
Mínima tensión (1)	27/27S	2	2	2	2	2	2			2	2	2	2	2	2
Máxima tensión (1)	59	2	2	2	2	2	2			2	2	2	2	2	2
Máxima tensión residual	59N	2	2	2	2	2	2			2	2	2	2	2	2
Máxima tensión directa	47	1	1	1	1	1	1			1	1	1	1	1	1
Máxima frecuencia	81H	2	2	2	2	2	2			2	2	2	2	2	2
Mínima frecuencia	81L	4	4	4	4	4	4			4	4	4	4	4	4
Reenganchador (4 ciclos)	79	*	*	*	*	*	*	*	*						
Vigilancia de la temperatura (8 o 16 sondas)	38/48T									*	*	*	*	*	*
Termostato/Buchholz	26/63									*		*			
Conductor roto	46BC			1		1		1		1		1		1	
Medida															
Corriente de fase I1, I2, I3 RMS, corriente residual I0		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Corriente de demanda I1, I2, I3, corriente de demanda pico IM1, IM2, IM3		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Tensión U21, U32, U13, V1, V2, V3, tensión residual V0		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Tensión de secuencia positiva Vd/sentido de rotación		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Tensión de secuencia negativa Vi		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Frecuencia		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Potencia activa, reactiva y aparente P, Q, S		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Potencia de demanda pico PM, QM, factor de potencia		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Energía activa y reactiva calculada (±Wh, ±var/h)		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Energía activa y reactiva por recuento de impulso (±Wh, ±var/h)		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Temperatura		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Diagnóstico de red y máquinas															
Contexto de disparo		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Corriente de disparo TripI1, TripI2, TripI3, TripI0		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Índice de desequilibrio/corriente de secuencia negativa I3		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Desplazamiento de fase φ0, φ1, φ2, φ3		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Oscilografía		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Capacidad térmica utilizada		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Duración de funcionamiento antes del disparo por sobrecarga		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Tiempo de espera después del disparo por sobrecarga		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Contador horario/tiempo de funcionamiento		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Corriente y duración del arranque		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Detección de fallo de arco de cable		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Localizador de fallos		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Duración de la inhibición de arranque, número de arranques antes de la inhibición		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Diagnóstico de aparatos															
Total de corriente cortada		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Vigilancia del circuito de disparo		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Núm. de operaciones, tiempo de funcionamiento, tiempo de carga		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Supervisión de TVTT	60FL	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

* Estándar, * Según parametrage y opciones de los módulos de entradas/salidas MES114/MES114E/MES114F o MET148-2.
 (†) Elección exclusiva, tensión fase a neutro o tensión fase a fase para cada uno de los 2 relés.

Sepam serie 40

Tabla de selección (continuación)
 Sepam series 20 y 40

Control y supervisión	Código ANSI	Subestación								Transformador				Motor	Generador
		S40	S50	S41	S51	S42	S52	S43	S53	T40	T50	T42	T52	M41	G40
Control de disyuntor/contactador ⁽¹⁾	94/69	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Enganche/acuse de recibo	86	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Selectividad lógica	68	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Bascamiento del grupo de ajustes		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Señalizaciones	30	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Editor de ecuaciones lógicas		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Módulos complementarios															
8 entradas de sensor de temperatura - Módulo MET148-2 ⁽²⁾										*	*	*	*	*	*
1 salida analógica de bajo nivel - Módulo MSA141		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Entradas/salidas lógicas - Módulo MES114/MES114E/MES114F (10/40)		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Interface de comunicación - ACE949-2, ACE959, ACE937, ACE969TP-2, ACE969FO-2 o ECI850		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

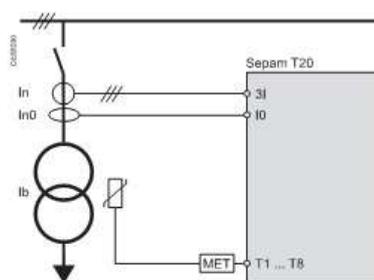
* Estándar, * Según parametrage y opciones de los módulos de entradas/salidas MES114/MES114E/MES114F o MET148-2,
 (2) Para bobina de disparo de emisión o bobina de falta de tensión,
 (3) 2 módulos posibles,

Funciones

Entradas de sensor

Sepam series 20 y 40

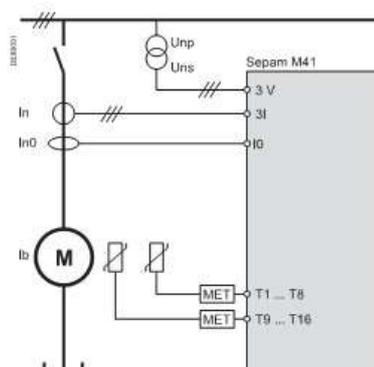
Cada Sepam serie 20 o Sepam serie 40 incluye entradas analógicas que se conectan a los sensores de medición necesarios para la aplicación.



Entradas de sensores Sepam T20.

Entradas de sensores Sepam serie 20

	S20, S24	T20, T24, M20	B21, B22
Entradas de corriente de fase	3	3	0
Entrada de corriente residual	1	1	0
Entradas de tensión de fase	0	0	3
Entrada de tensión residual	0	0	1
Entradas de temperatura (en módulo MET148-2)	0	8	0



Entradas de sensores Sepam M41.

Entradas de sensores Sepam serie 40

	S40, S41, S42, S43	T40, T42, M41, G40
Entradas de corriente de fase	3	3
Entrada de corriente residual	1	1
Entradas de tensión de fase	2	3
Entrada de tensión residual	1	0
Entradas de temperatura (en módulo MET148-2)	0	2 x 8

Funciones

Parámetros generales

Sepam series 20 y 40

Los parámetros generales definen las características de los sensores de medición conectados a Sepam y determinan el rendimiento de las funciones de medición y protección utilizadas. Se accede a ellas a través del software de configuración SFT2841, en las pestañas "Características generales", "Sensores TI-TT" y "Características particulares".

Parámetros generales		Selección	Sepam serie 20	Sepam serie 40
I_n	Corriente de fase nominal (corriente principal de sensor)	2 o 3 TI 1 A/5 A 3 LPTIs	1 A a 6,250 A 25 A a 3,150 A ⁽¹⁾	1 A a 6,250 A 25 A a 3,150 A ⁽¹⁾
I_b	Corriente base, según la potencia nominal del equipo		0,4 a 1,3 I_n	0,2 a 1,3 I_n
I_{n0}	Corriente residual nominal	Suma de 3 corrientes de fase Toroidal CSH120 o CSH-200 TI de 1 A/5 A + toroidal CSH-30 1 A/5 A TI + Toroidal CSH-30 Sensibilidad $\times 10$ Toroidal + ACE990 (relación del toroidal 1/n debe ser tal que $50 \leq n \leq 1500$)	Ver corriente de fase nominal I_n Especificación de 2 A o 20 A 1 A a 6,250 A -	Ver corriente de fase nominal I_n Especificación de 2 A, 5 A o 20 A. 1 A a 6,250 A ($I_{n0} = I_n$) 1 A a 6,250 A ($I_{n0} = I_n/10$)
U_{np}	Tensión compuesta nominal primaria (V _{np} : tensión fase a tierra primaria nominal $V_{np} = U_{np}/\sqrt{3}$)		220 V a 250 kV	220 V a 250 kV
U_{ns}	Tensión fase a fase secundaria nominal	3 TTs: V1, V2, V3 2 TTs: U21, U32 1 TT: V1	90 V a 230 V en intervalos de 1 V 90 V a 120 V en intervalos de 1 V 90 V a 120 V en intervalos de 1 V	90 V a 230 V en intervalos de 1 V 90 V a 120 V en intervalos de 1 V 90 V a 120 V en intervalos de 1 V
U_{ns0}	Tensión de secuencia cero secundaria para tensión de secuencia cero primaria $U_{np}/\sqrt{3}$		$U_{ns}/3$ o $U_{ns}/\sqrt{3}$	$U_{ns}/3$ o $U_{ns}/\sqrt{3}$
	Frecuencia nominal		50 Hz o 60 Hz	50 Hz o 60 Hz
	Periodo de integración (para corriente de demanda y corriente de demanda pico y potencia)		5, 10, 15, 30, 60 mn	5, 10, 15, 30, 60 mn
	Medidor de energía acumulada de tipo pulso	Aumenta la energía activa Aumenta la energía reactiva	- -	0,1 kWh a 5 MWh 0,1 kvarh a 5 Mvarh

(1) En valores para LPTI, en Ampos: 25, 50, 100, 125, 133, 200, 250, 320, 400, 500, 630, 666, 1,000, 1,600, 2,000, 3,150.

Product data sheet
 Characteristics

METSECT5CC020
 current transformer tropicalised DIN mount 200 5
 for cables d. 21



Main

Range	PowerLogic
Product name	CT
Product or component type	Current transformer
Secondary current	5 A
Accuracy class	Class 0.5 at 4 VA Class 3 at 6 VA Class 1 at 5.5 VA
[In] rated current	200 A

Complementary

Current transformer type	Tropicalised for cable
Current transformer ratio	200/5
[Ith] conventional free air thermal current	12 kA
Dynamic withstand current	2.5 Ith
Maximum safety factor	5
[Ue] rated operational voltage	< 720 V AC 50/60 Hz
[Ui] rated insulation voltage	3 kV
Mounting mode	Clip-on By screws
Mounting support	DIN rail Mounting plate
Width	44 mm outside:
Height	65 mm outside:
Depth	30 mm frame: 37 mm total:
Diameter	21 mm
Net weight	0.175 kg
[Uimp] rated impulse withstand voltage	3 kV
Electrical insulation class	Class B
Cable outer diameter	21 mm
Sealing	With

Disclaimer: This documentation is not intended as a substitute for and is not to be used for determining suitability or reliability of these products for specific user applications.

May 10, 2021




1

Environment

Standards	IEC 61869-2 VDE 0414
Product certifications	CE EAC
IP degree of protection	IP20
Relative humidity	0...95 %
Ambient air temperature for operation	-25...60 °C

Packing Units

Unit Type of Package 1	PCE
Number of Units in Package 1	1
Package 1 Weight	177 g
Package 1 Height	5.5 cm
Package 1 width	5.5 cm
Package 1 Length	8.2 cm
Unit Type of Package 2	S03
Number of Units in Package 2	90
Package 2 Weight	16.417 kg
Package 2 Height	30 cm
Package 2 width	30 cm
Package 2 Length	40 cm

Offer Sustainability

EU RoHS Directive	Compliant EU RoHS Declaration
China RoHS Regulation	China RoHS declaration Product out of China RoHS scope. Substance declaration for your information
Environmental Disclosure	Product Environmental Profile
Circularity Profile	End of Life information
WEEE	The product must be disposed on European Union markets following specific waste collection and never end up in rubbish bins

PSC3-5/1000 PV

77738377



Protección contra el rayo y las sobretensiones



Protector contra sobretensiones transitorias Tipo 1+2, 5kA limp (10/350), Y PV, 1000Vdc, Fotovoltaico, 3 Polos, Desenchufable, 3 Módulos

[Link a la página de producto](#)

Datos técnicos	Valor	Unidades
Datos mercantiles		
Código	77738377	
Descripción	PSC3-5/1000 PV	
Estado	Disponible	
EAN	8435297863960	
Partida arancelaria	8536.30.90	
Dimensiones		
Altura producto	90	[mm]
Anchura producto	54	[mm]
Profundidad producto	70	[mm]
Peso producto	344	[gr]
Datos generales		
Configuración interna	Y	
Nº polos	3	
Nº módulos DIN	3	
Instalación	(L+/L-)	
Formato	Desenchufable	
Configuración de red	PV	
Normas Producto	EN 50539-11	
Certificaciones	CE; UL(US+C) 1449 4th Edition	
Clasificación según EN 50539-11	PV Tipo 1+2	
Material aislante y clase	PA66 CT1; V-0	
Grado de protección del envoltente	IP 20	
Rango temperatura	-40 °C ... +85 °C	

PSC3-5/1000 PV 77738377
[Link a la página de producto](#)

Características técnicas

Tensión de red		1000 [Vdc]	
Tensión máxima de servicio CC	Ucpv	1060	[V]
Corriente de impulso tipo rayo (10/350) (L-L)	Iimp (L-L)	5	[kA]
Corriente máxima de descarga (8/20) (L-L)	I _{max} (L-L)	40	[kA]
Corriente nominal de descarga (8/20) (L-L)	I _n (L-L)	20	[kA]
Corriente nominal de descarga (8/20)	I _n	20	[kA]
Nivel de protección en tensión (L-L) a I _n	U _p (L-L)	4	[kV]
Capacidad de cortocircuito	I _{scrr}	25	[kA]
Capacidad de cortocircuito	I _{scpv}	10000	[A]
Tiempo de respuesta (L-L)	t _A (L-L)	25	[ns]
Indicación remota		No	
Indicación visual final de vida		Si	
Desconexión dinámica térmica (L-L)		Si	

PSM4-40/400 TT

77707806



Protección contra el rayo y las sobretensiones

Protector contra sobretensiones transitorias, tipo 2, 4 polos, Trifásico , 40kA(8/20),230V , para regimenes de neutro TT.



Escanee este código QR y conozca la gama completa



Link a la página de producto

Datos técnicos	Valor	Unidades
Datos mercantiles		
Código	77707806	
Descripción	PSM4-40/400 TT	
Estado	Disponible	
EAN	8435297827221	
Partida arancelaria	8536.30.90	
Dimensiones		
Altura producto	90	[mm]
Anchura producto	72	[mm]
Profundidad producto	70	[mm]
Peso producto	388	[gr]
Datos generales		
Configuración interna	3P+N	
Nº polos	4	
Nº módulos DIN	4	
Instalación	(L1-L2-L3-N-PE)	
Formato	Desenchufable	
Configuración de red	TT, TNS	
Normas Producto	IEC 61643-11; EN 61643-11	
Certificaciones	CE; RCM; UL 1449	
Clasificación según EN 61643-11	Tipo 2	
Clasificación según IEC 61643-11	Clase II	
Material aislante y clase	PA66 CT1; V-0	
Grado de protección del envolvente	IP 20	

PSM4-40/400 TT 77707806
[Link a la página de producto](#)

Rango temperatura **-40 °C ... +85 °C**

Características técnicas

Tensión de red		230 / 400 [V]	
Tensión nominal AC 50-60 Hz (L-N)	Un (L-N)	230	[V]
Tensión nominal AC 50-60 Hz (L-L)	Un (L-L)	400	[V]
Tensión máxima de servicio (L-N)	Uc (L-N)	275	[V]
Tensión máxima de servicio (N-PE)	Uc (N-PE)	265	[V]
Corriente máxima de descarga (8/20) (L-N)	Imax (L-N)	40	[kA]
Corriente nominal de descarga (8/20) (L-N)	In (L-N)	20	[kA]
Corriente nominal de descarga (8/20)	In	20	[kA]
Nivel de protección en tensión (L-N) a In	Up (L-N)	1,3	[kV]
Nivel de protección en tensión (N-PE) a In	Up (N-PE)	1,5	[kV]
Fusible previo máximo		125	A [gG]
Capacidad de cortocircuito	Iscrr	25	[kA]
Tiempo de respuesta (L-N)	tA (L-N)	25	[ns]
Tiempo de respuesta (N-PE)	tA (N-PE)	100	[ns]
Intensidad de seguimiento (N-PE)	Ifi	100	[A]
Indicación remota		No	
Indicación visual final de vida		Si	
Desconexión dinámica térmica (L-N)		Si	

Características técnicas UL

File UL		E360120	
Tipo SPD UL		2CA	
Sistema de distribución de energía		3Y	
Tensión máxima de servicio continuo (L-N)	MCOV (L-N)	275	[V]
Tensión máxima de servicio continuo (L-L)	MCOV (L-L)	550	[V]
Tensión máxima de servicio continuo (L-G)	MCOV (L-G)	275	[V]
Tensión máxima de servicio continuo (N-G)	MCOV (N-G)	277	[V]
Corriente nominal de descarga (UL)	In	20	[kA]
Nivel de protección en tensión (L-N) a In	VPR (L-N)	900	[V]
Nivel de protección en tensión (L-L) a In	VPR (L-L)	1800	[V]
Nivel de protección en tensión (L-G) a In	VPR (L-G)	1500	[V]
Nivel de protección en tensión (N-G) a In	VPR (N-G)	700	[V]
Corriente de corto-circuito máxima	SCCR	85	[kA]

Dirección



Barcelona