



DISEÑO DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA



PROYECTO FINAL DE GRADO - INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

Emiliano Favre

AGRADECIMIENTOS

Quiero aprovechar estas palabras para agradecerle a todas aquellas personas que hicieron que hoy, esto sea posible. El camino transitado hasta llegar hasta aquí fue largo y lleno de emociones y momentos (buenos y malos), y ellos siempre estuvieron ahí.

Gracias familia por darme la oportunidad de estudiar y poder formarme como profesional. Gracias a mi compañera que, incansablemente, siempre está acompañándome.

Gracias al equipo docente de la Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Paraná, quienes contribuyeron a mi formación como profesional. Me llevo lo mejor de cada uno.

Y gracias a mis compañeros y amigos. Fueron muchas las horas de estudio, de charlas, de mates, de comidas que hoy recuerdo. Gracias a ustedes el camino se allanó.

RESUMEN

En el presente contexto energético y medio ambiental mundial, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y/o sustancias contaminantes, más allá, incluso, del protocolo de Kioto, se ha convertido en un objetivo primordial para la humanidad. La creciente explotación de fuentes de energías renovables, y la menor dependencia de los combustibles fósiles (condenados a agotarse) forman parte de la solución.

El sol es sin duda una fuente de energía renovable con un enorme potencial y es posible utilizarlo teniendo un gran respeto hacia el medio ambiente. Basta con solo pensar que a cada instante la superficie del hemisferio terrestre expuesto al sol recibe una potencia de más de 50000 TW; es decir, la cantidad de energía solar que llega a la corteza terrestre viene a ser 10000 veces mayor que la energía utilizada en todo el mundo.

A nivel mundial, la energía solar fotovoltaica generada está aumentando enormemente gracias a las políticas de tarifas reguladas, un mecanismo para financiar al sector solar fotovoltaico por medio de incentivos concedidos por los gobiernos, y así, promover la energía eléctrica producida por plantas solares conectadas a la red.

En nuestro país, la matriz energética es fuertemente dependiente de los combustibles fósiles (más del 50% de la generación total de energía eléctrica). Los usuarios del sistema eléctrico dependen de las grandes centrales de generación (hidráulicas, térmicas, nucleares, etc.), desde las cuales, por medio de redes de transmisión y distribución, se transforma, transporta y distribuye la energía eléctrica hasta los puntos de consumo. Este proceso se caracteriza por la existencia de importantes pérdidas energéticas.

La incorporación de generación distribuida permite el aprovechamiento de fuentes renovables (solar, eólica, hidráulica, biomasa, entre otras), para generar energía eléctrica destinada al autoconsumo y, a su vez, almacenar o inyectar a la red de distribución el excedente.

Por su parte, Santa Fe es una provincia privilegiada en cuanto a recursos energéticos renovables. Estudios recientes arrojan valores de irradiación solar promedio de 4.5 kWh/m²/día. Por otra parte, la matriz energética de generación propia cuenta con un recurso de biomasa sumamente importante debido a sus características ambientales y a las actividades agro-productivas radicadas en el territorio.

El presente informe, forma parte del proyecto final de grado de la carrera de Ingeniería Electromecánica dictada en la Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Paraná.

El proyecto consta del cálculo y diseño de una planta solar fotovoltaica de 403 kWp para la empresa Tadeo Czerweny S.A., fabricante de transformadores eléctricos, ubicada en la ciudad de Gálvez, provincia de Santa Fe, con el fin de cumplir con los requisitos de consumo de energía renovable establecidos por la ley argentina N°27191 **“Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”**.

El total de energía generada será inyectada a la red eléctrica de media tensión (33 kV) por medio del programa ERA “Energía Renovable para el Ambiente” desarrollado en la provincia con el fin de fomentar el abastecimiento de energía eléctrica proveniente de energías renovables. El mismo, cuenta en la actualidad con 218 usuarios generadores y una potencia total de generación aproximada de 500 kW.

AGRADECIMIENTOS	2
RESUMEN.....	3
ÍNDICE	5
ÍNDICE DE FIGURAS	8
ÍNDICE DE TABLAS	12
INTRODUCCIÓN	13
DESTINATARIO DEL PROYECTO	13
Tadeo Czerweny S.A.	13
Tadeo Czerweny como actor del SADI	14
OBJETIVOS Y ALCANCE DEL PROYECTO	16
CONCEPTOS BÁSICOS.....	17
ENERGÍAS RENOVABLES	17
Energía eólica	18
Biomasa	18
Energía hidroeléctrica	20
Energía geotérmica	21
Energía solar	22
GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	27
La célula fotovoltaica.....	27
El efecto fotoeléctrico	28
Paneles solares	30
Tipos de paneles solares	32
INVERSOR	35
TIPOS DE PLANTAS SOLARES	38
Plantas aisladas	38
Plantas conectadas a la red.....	39
MÉTODOS DE INSTALACIÓN DE PLANTAS SOLARES	41
Integración arquitectónica.....	41
Disposición del campo solar	44
MARCO LEGAL	48
LEY N°27191	48
DECRETO N°1098	51

Esquema del balance neto de facturación	51
REQUISITOS TÉCNICOS DE LA EPESF (PRO-103-101)	53
Requisitos de conexión	53
Esquema unifilar para generación en paralelo > 300 kW	56
Requisitos de operación en paralelo	57
Operación bajo contingencia de la red	58
DISEÑO DE LA PLANTA SOLAR	60
POTENCIA DE LA INSTALACIÓN	60
Consumo histórico de energía eléctrica en Tadeo Czerweny	60
Orientación de los paneles solares	60
Ubicación de los paneles solares	63
Factores que intervienen en la generación de energía eléctrica	65
Energía eléctrica a generar	68
DEFINICIÓN Y SELECCIÓN DE LOS PANALES E INVERSORES	83
Selección del panel solar	83
Selección del inversor	85
SIMULACIÓN EN PVsyst	91
SIMULACIÓN EN SketchUp	96
DIAGRAMA UNIFILAR	98
Cálculo de las impedancias equivalentes	98
Cálculos de corrientes de cortocircuito	101
DEFINICIÓN Y SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR	102
DEFINICIÓN Y SELECCIÓN DE CONDUCTORES Y PROTECCIONES	106
Tipos de conductores	106
Sección transversal y capacidad de conducir corriente	106
Selección de conductores y protecciones	107
DEFINICIÓN Y SELECCIÓN DE LA PAT Y LOS SPD	122
Puesta a tierra	122
Protecciones contra sobretensiones	123
DISEÑO DE LA ESTRUCTURA SOPORTE DE LOS PANELES SOLARES	136
Material de la estructura	137
Bulonería utilizada	138
Resistencia mecánica de la estructura frente a vientos (CIRSOC 102)	140
ANÁLISIS ECONÓMICO	153

FLUJOS DE CAJA DEL PROYECTO.....	153
Viabilidad y rentabilidad económica.....	155
Repago del proyecto (payback)	155
VAN (Valor Actual Neto).....	155
TIR (Tasa Interna de Retorno).....	156
ANÁLISIS Y CONCLUSIÓN	157
Análisis de la inversión.....	157
Análisis de los indicadores	157
Conclusión	158
BIBLIOGRAFÍA.....	159
ANEXOS.....	162

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA N°1: Imagen aérea de la planta industrial de Tadeo Czerweny S.A.	13
FIGURA N°2: Imagen satelital de la ciudad de Gálvez, Santa Fe.....	14
FIGURA N°3: Cuadro tarifario mensual al 1 de agosto de 2023.....	15
FIGURA N°4: Energías renovables.	17
FIGURA N°5: Aerogeneradores.	18
FIGURA N°6: Fuentes diferentes de biomasa.	19
FIGURA N°7: Principio de funcionamiento de un biodigestor.	20
FIGURA N°8: Principio de funcionamiento de una central hidroeléctrica.	21
FIGURA N°9: Principio de funcionamiento de una central geotérmica.....	22
FIGURA N°10: Valor de la irradiancia solar extra atmosférica a lo largo del año.	22
FIGURA N°11: Órbita elíptica de la tierra alrededor del sol.....	23
FIGURA N°12: Flujo energético entre el sol, la atmosfera y la tierra.	23
FIGURA N°13: Componentes de la radiación solar.	24
FIGURA N°14: Atlas solar.	25
FIGURA N°15: Energía solar fotovoltaica y térmica.	26
FIGURA N°16: Célula fotovoltaica.....	27
FIGURA N°17: Principio de funcionamiento de una célula fotovoltaica.....	28
FIGURA N°18: Efecto fotoeléctrico.....	29
FIGURA N°19: Generador fotovoltaico.	30
FIGURA N°20: Partes de un módulo fotovoltaico.	32
FIGURA N°21: Tipos de paneles solares.	33
FIGURA N°22: Principio de funcionamiento de un inversor monofásico.	35
FIGURA N°23: Principio de funcionamiento de la tecnología PWM.	35
FIGURA N°24: Punto de potencia máxima (MPP) de un generador fotovoltaico.	36
FIGURA N°25: Principio de funcionamiento de una planta aislada.	38
FIGURA N°26: Principio de funcionamiento de la generación distribuida.....	39
FIGURA N°27: Principio de funcionamiento de una planta conectada a red.....	40
FIGURA N°28: Paneles solares no integrados.	41
FIGURA N°29: Paneles solares parcialmente integrados.....	42
FIGURA N°30: Paneles solares integrados.	43
FIGURA N°31: Esquema de inversor único.	45
FIGURA N°32: Esquema de un inversor por cadena.	46

FIGURA N°33: Esquema de un inversor para varias cadenas.....	47
FIGURA N°34: Precio medio remuneración de contratos en U\$D/MWh.....	49
FIGURA N°35: Esquema unifilar para generación en paralelo > 300 kW.....	56
FIGURA N°36: Posición del sol en diferentes épocas del año.	61
FIGURA N°37: Recorrido del sol a 45° de latitud Norte.	62
FIGURA N°38: Ángulo de inclinación y orientación de un panel.	62
FIGURA N°39: Disco de irradiación solar para la provincia de Santa Fe.....	63
FIGURA N°40: Chapa U45 - Cincalum N°25.....	63
FIGURA N°41: Imagen aérea de naves 11 y 12.	64
FIGURA N°42: Lay out parcial de la planta industrial de Tadeo Czerweny. S.A.	65
FIGURA N°43: Curva I-V a diferentes niveles de irradiancia.	66
FIGURA N°44: Curva I-V a diferentes niveles de temperaturas.....	67
FIGURA N°45: Esquema del diodo de bypass en cadenas de paneles.....	68
FIGURA N°46: Horas pico solar media para el mes de enero.....	70
FIGURA N°47: Horas pico solar media para el mes de febrero.....	71
FIGURA N°48: Horas pico solar media para el mes de marzo.	72
FIGURA N°49: Horas pico solar media para el mes de abril.	73
FIGURA N°50: Horas pico solar media para el mes de mayo.....	74
FIGURA N°51: Horas pico solar media para el mes de junio.	75
FIGURA N°52: Horas pico solar media para el mes de julio.	76
FIGURA N°53: Horas pico solar media para el mes de agosto.	77
FIGURA N°54: Horas pico solar media para el mes de septiembre.....	78
FIGURA N°55: Horas pico solar media para el mes de octubre.	79
FIGURA N°56: Horas pico solar media para el mes de noviembre.	80
FIGURA N°57: Horas pico solar media para el mes de diciembre.	81
FIGURA N°58: Ficha técnica del panel solar seleccionado.	83
FIGURA N°59: Posición de los paneles solares.	84
FIGURA N°60: Eficiencia de un inversor según su porcentaje de carga.	86
FIGURA N°61: Intervalo de tensiones de funcionamiento de un inversor.....	88
FIGURA N°62: Ficha técnica del inversor seleccionado.....	89
FIGURA N°63: Informe PVsyst (1).....	91
FIGURA N°64: Informe PVsyst (2).....	92
FIGURA N°65: Informe PVsyst (3).....	93
FIGURA N°66: Informe PVsyst (4).....	94

FIGURA N°67: Simulación en SketchUp (1).	96
FIGURA N°68: Simulación en SketchUp (2).	97
FIGURA N°69: Transformador de llenado integral.	102
FIGURA N°70: Partes de un transformador de llenado integral.	103
FIGURA N°71: Potencia inyectada a la red en uno de los días más productivos.	104
FIGURA N°72: Esquema de conexión de la planta solar a la red de M.T.	108
FIGURA N°73: Método de conexión de paneles solares Daisy Chain.	108
FIGURA N°74: Ficha técnica del conductor seleccionado.	109
FIGURA N°75: Conductor solar sobre bandejas tipo rejillas.	110
FIGURA N°76: Bandeja tipo rejilla.	110
FIGURA N°77: Separación óptima de conductores solares de diferente polaridad.	111
FIGURA N°78: Separación de conductores solares de diferente polaridad.	112
FIGURA N°79: Ficha técnica de los fusibles seleccionados.	114
FIGURA N°80: Ficha técnica conductor seleccionado (1).	115
FIGURA N°81: Ficha técnica conductor seleccionado (2).	115
FIGURA N°82: Distribuidor 4x630 A.	116
FIGURA N°83: Ficha técnica del interruptor termomagnético seleccionado.	117
FIGURA N°84: Ficha técnica del interruptor termomagnético seleccionado.	119
FIGURA N°85: Ficha técnica del seccionador seleccionado.	121
FIGURA N°86: Cableado incorrecto.	122
FIGURA N°87: Conexiones directas entre módulos (conductor de protección).	122
FIGURA N°88: Cableado correcto.	123
FIGURA N°89: Impacto directo e indirecto de sobretensiones atmosféricas.	124
FIGURA N°90: Ejemplo de una espira de grandes dimensiones.	125
FIGURA N°91: Suma de los efectos del rayo (acoplamiento resistivo e inductivo).	127
FIGURA N°92: Nivel de inmunidad y tensión de impulso de los equipos.	128
FIGURA N°93: Efecto de la presencia de los SPD coordinados.	130
FIGURA N°94: Instalación del SPD.	131
FIGURA N°95: Protecciones contra sobretensiones en instalación fotovoltaica.	132
FIGURA N°96: Ficha técnica del SPD seleccionado.	133
FIGURA N°97: Ficha técnica del SPD seleccionado.	135
FIGURA N°98: Modelado 3D estructura soporte para paneles solares (1).	136
FIGURA N°99: Modelado 3D estructura soporte para paneles solares (2).	136
FIGURA N°100: Tornillo DIN 931/933.	138

FIGURA N°101: Autoperforante IRAM 5484.	139
FIGURA N°102: Mapa de la velocidad básica del viento en Argentina.	141
FIGURA N°103: Fuerza del viento sobre la estructura soporte.....	146
FIGURA N°104: Diagrama de cuerpo libre de la viga.	147
FIGURA N°105: Diagrama de fuerza cortante.	147
FIGURA N°106: Diagrama de momento.....	148
FIGURA N°107: Propiedades de la sección transversal del perfil U.	148
FIGURA N°108: Fuerza del viento sobre un panel.	149
FIGURA N°109: Payback o repago del proyecto.	155
FIGURA N°110: Costos de inversión en U\$/Wp para diferentes tipos de instalaciones. .	157

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA N°1: Ventajas y desventajas de los diferentes tipos de paneles.....	34
TABLA N°2: Tipologías para paneles solares parcialmente integrados.....	42
TABLA N°3: Tipologías para paneles solares integrados.	43
TABLA N°4: Costo de gasoil equivalente.....	50
TABLA N°5: Normativas.	54
TABLA N°6: Valores de ajuste de las protecciones.	55
TABLA N°7: Detalle consumo eléctrico de Tadeo Czerweny S.A. en el 2022.	60
TABLA N°8: Detalle energía eléctrica generada en un año para la zona.....	82
TABLA N°9: Potencia aparente de cortocircuito de la red.....	99
TABLA N°10: Dimensiones generales de un transformador de llenado integral.....	105
TABLA N°11: Conductividad eléctrica del cobre en función de la temperatura.	113
TABLA N°12: Tensión soportada a impulso (1.2/50 μ s) para sistemas BT.....	128
TABLA N°13: Propiedades mecánicas aleación 6060.	137
TABLA N°14: Propiedades mecánicas aleación 6082.	137
TABLA N°15: Propiedades mecánicas de los tornillos en función de la calidad.....	139
TABLA N°16: Propiedades mecánicas de los autoperforantes.	140
TABLA N°17: Factor de direccionalidad.	142
TABLA N°18: Categorías de los edificios y estructuras.	143
TABLA N°19: Factor de importancia.	143
TABLA N°20: Coeficientes de exposición para la presión dinámica, K_h y K_z	144
TABLA N°21: Coeficientes de fuerza para paredes libres llenas y carteles llenos.	145
TABLA N°22: Características geométricas de los tornillos con rosca métrica.	150
TABLA N°23: Par de apriete para tornillos DIN 931 y 933.....	151
TABLA N°24: Coeficiente de fricción según condición del tornillo.....	151
TABLA N°25: Composición del costo de inversión.....	153
TABLA N°26: Detalle de los flujos de caja.....	154

INTRODUCCIÓN

DESTINATARIO DEL PROYECTO

Tadeo Czerweny S.A.

Tadeo Czerweny S.A. es la empresa destinataria de este proyecto. La misma, es una empresa dedicada a la fabricación de transformadores eléctricos de diversos tipos, a saber:

- Rurales.
- Distribución.
- Potencia (tensiones de hasta 132 kV).
- Alta potencia (tensiones de hasta 500 kV).
- Llenado integral.
- Secos encapsulados en resina epoxi.
- Reactores de neutro.
- Centro compactos de transformación (CCT).
- Estaciones transformadoras móviles.

Y es una de las empresas líderes en el rubro a nivel país. La planta industrial (figura N°1) está emplazada en la ciudad de Gálvez, provincia de Santa Fe, República Argentina, y cuenta con más de 20.000 m² cubiertos por distintas naves industriales y con un predio de 100.000 m² pensado para futuras ampliaciones.



FIGURA N°1: Imagen aérea de la planta industrial de Tadeo Czerweny S.A.

La ciudad de Gálvez (mostrada en la imagen satelital de la figura N°2) tiene una población aproximada de 20.000 habitantes y una superficie urbana algo mayor a 680 hectáreas. Se encuentra a una altura de 50 m sobre el nivel del mar y cuenta con todos los servicios esenciales para el desarrollo social, educativo, cultural y económico que los nuevos tiempos requieren.

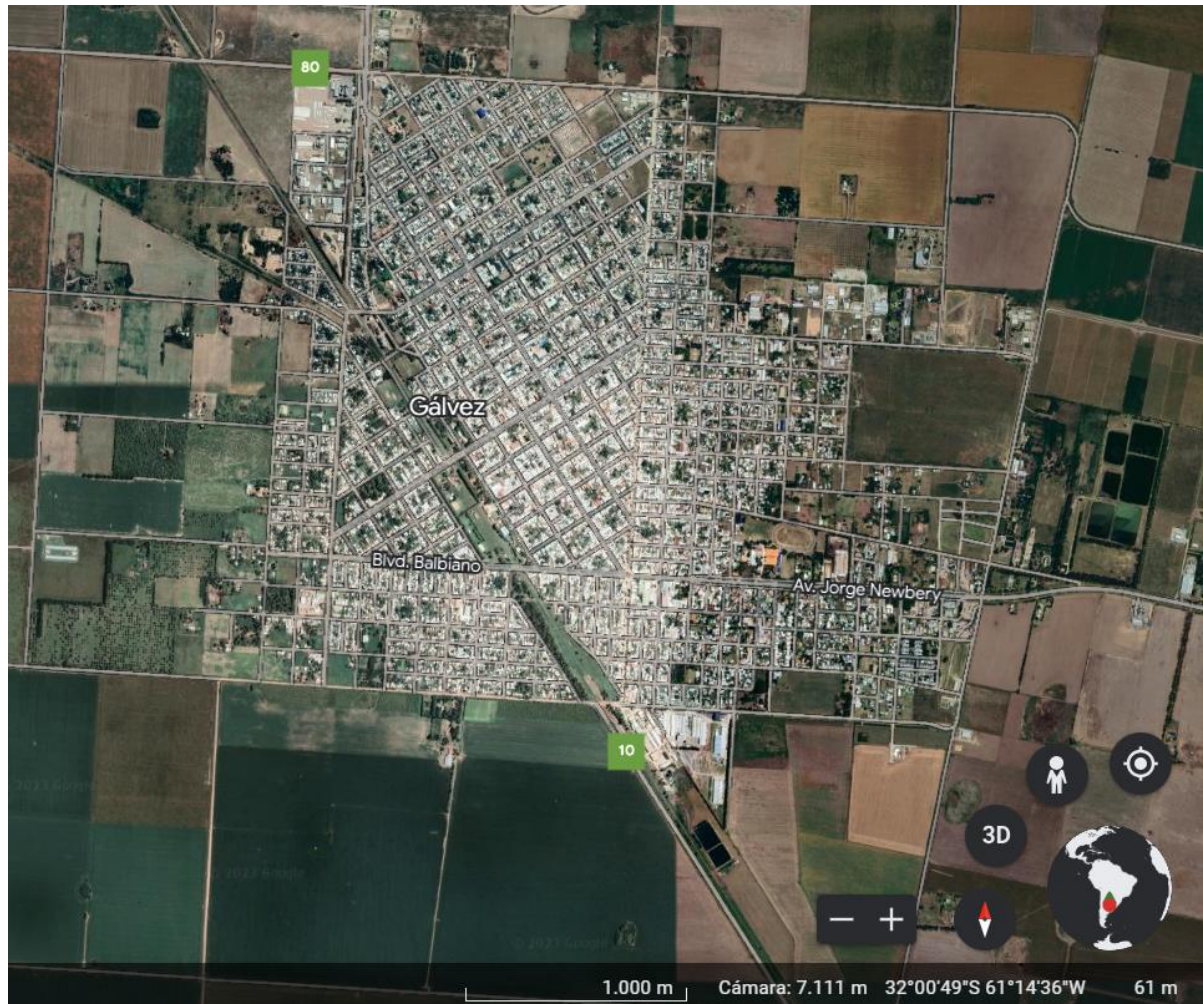


FIGURA N°2: Imagen satelital de la ciudad de Gálvez, Santa Fe.

Tadeo Czerweny como actor del SADI

En el SADI (Sistema Argentino De Interconexión), Tadeo Czerweny es un consumidor de energía eléctrica tipo GUDI (Grandes Usuarios de la Distribuidora) y reúne las siguientes características:

- Es un usuario alcanzado por la resolución SE 1281/06.
- Compra su abastecimiento a través de la distribuidora.
- Potencia mínima demandada: 300 kW.
- Puede contratar con uno o más generadores su demanda total leída a través de la distribuidora (quien formaliza el contrato por cuenta y orden del GUDI).

- En caso de contratar con un generador, no opera en el mercado spot.
- Utiliza medidores y mecanismos de alivio de carga de la distribuidora
- No tiene relación directa con CAMESA.

La empresa encargada de la distribución de energía eléctrica en Gálvez es la Cooperativa Eléctrica de Gálvez, que, a su vez, responde a la EPE (Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe). La tarifa que se le aplica a Tadeo Czerweny como consumidor de energía eléctrica, es la tarifa 2M31 (grandes demandas), que, se observa a modo de ejemplo en la figura N°3 para consumos registrados desde el 1 de agosto de 2023.

Tarifa 2 - GRANDES DEMANDAS		Cargo comercial (\$-mes)	Cargo cap. Pico (\$/kW-mes)	Cargo cap. F. de Pico (\$/kW-mes)	Cargo por pot. adq. (\$/kW-mes)	Cargo energía hs. Pico (\$/kWh)	Cargo energía hs. Resto (\$/kWh)	Cargo energía hs. Valle (\$/kWh)
2 B1	Baja Tensión - Demandas menores a 300 kW	10.471,71	3.451.400	1.538,978	97,254	19,33606	19,26524	19,19560
2 B2	Baja Tensión - Demandas mayores o iguales a 300 kW	10.471,71	3.451.400	1.538,978	97,254	27,59036	27,58210	27,57502
2M11	Media Tensión 13.2 kV - Demandas menores a 300 kW	46.878,96	2.414,533	981,176	91,809	18,37612	18,30881	18,24263
2M12	Media Tensión 13.2 kV - Demandas mayores o iguales a 300 kW	46.878,96	2.414,533	981,176	91,809	26,22063	26,21277	26,20604
2M31	Media Tensión 33 kV - Demandas menores a 300 kW	46.878,96	2.366,307	907,052	91,809	18,37612	18,30881	18,24263
2M32	Media Tensión 33 kV o Capacidad Contratada mayor o igual a 1000 kW - Demandas mayores o iguales a 300 kW	46.878,96	2.366,307	907,052	91,809	26,22063	26,21277	26,20604
2AM1	Bornes de ET AT/MT - Demandas menores a 300 kW	46.878,96	1.413,842	775,057	90,303	18,10870	18,04238	17,97716
2AM2	Bornes de ET AT/MT - Demandas mayores o iguales a 300 kW	46.878,96	1.413,842	775,057	90,303	25,83906	25,83132	25,82469
2 A1	Alta Tensión 132 kV - Demandas menores a 300 kW	51.654,95	346,139	230,520	87,640	17,62187	17,55733	17,49386
2 A2	Alta Tensión 132 kV - Demandas mayores o iguales a 300 kW	51.654,95	346,139	230,520	87,640	25,14441	25,13688	25,13042

FIGURA N°3: Cuadro tarifario mensual al 1 de agosto de 2023.

La planta industrial se encuentra eléctricamente alimentada en media tensión (33 kV) y con una demanda de potencia menor a 300 kW.

OBJETIVOS Y ALCANCE DEL PROYECTO

El objetivo principal de este proyecto es el cálculo y diseño de una planta solar fotovoltaica de 403 kW de potencia pico. La misma estará ubicada dentro de la instalación industrial de la empresa Tadeo Czerweny S.A., y tiene como fin la generación de energía eléctrica para su posterior inyección y venta en la red eléctrica de media tensión. De esta forma, se cumplirá con los requisitos estipulados por la ley argentina N°27191: “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”.

Por lo anteriormente expresado, en primer lugar, se estudiarán los fundamentos de la tecnología solar fotovoltaica, se considerará para la zona de emplazamiento del proyecto la situación legal, estudiando las normativas y regulaciones vigentes al día de la fecha, y se analizará el recurso solar y su potencial aprovechamiento.

Luego, se abordarán los cálculos y cuestiones inherentes al diseño de la instalación de generación de energía conectada a la red eléctrica, como, por ejemplo: la cantidad de energía eléctrica que debemos generar, cantidad y disposición de módulos fotovoltaicos e inversores electrónicos, cableado, sistemas de protección y comando, puesta a tierra del sistema y dispositivo de soporte de los módulos fotovoltaicos. Además, se realizará una simulación con un software de cálculo y diseño de plantas solares fotovoltaicas llamado PVsyst.

Para finalizar, se realizará un análisis económico, mediante un supuesto flujo de capitales que consistirá en la inversión a realizar y la remuneración obtenida producto de la cantidad de energía eléctrica generada e inyectada a la red. Se utilizarán herramientas de análisis como lo son el repago del proyecto (o payback), el VAN (Valor Agregado Neto) y la TIR (Tasa Interna de Retorno).

CONCEPTOS BÁSICOS

ENERGÍAS RENOVABLES

El término energía tiene diversas acepciones y definiciones, relacionadas con la idea de una capacidad para obrar, surgir, transformar o poner en movimiento. En física, particularmente en mecánica, **energía se define como la capacidad para realizar trabajo.**

Las energías renovables son un tipo de energías derivadas de fuentes naturales que llegan a reponerse más rápido de lo que pueden consumirse. Un ejemplo de estas fuentes son aquellas basadas en la utilización del sol, el viento, el agua o la biomasa vegetal o animal (entre otras).

Por el contrario, los combustibles fósiles, como el carbón, el petróleo y el gas, constituyen fuentes de energía no renovables que tardan cientos de millones de años en formarse. Los combustibles fósiles producen la energía al quemarse, lo que provoca emisiones dañinas en forma de gases de efecto invernadero, como el dióxido de carbono.

La generación de energías renovables produce muchas menos emisiones que la quema de combustibles fósiles. Una transición de los combustibles fósiles, los cuales representan en la actualidad la mayor parte de las emisiones, a energías renovables, resulta fundamental para abordar la crisis producida por el cambio climático.

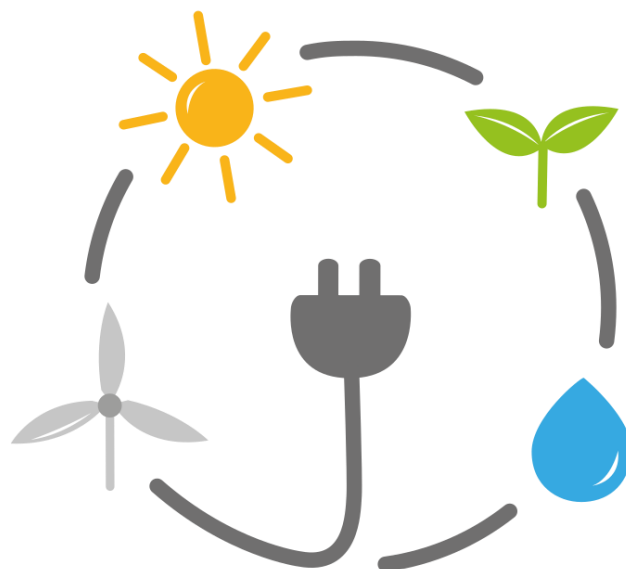


FIGURA N°4: Energías renovables.

Energía eólica

La energía eólica, hace referencia a aquellas tecnologías y aplicaciones en que se aprovecha la energía cinética del viento, convirtiéndola en energía mecánica o eléctrica.

Existen dos tipos principales de máquinas que aprovechan la energía contenida en el viento: los molinos, que se utilizan fundamentalmente para bombeo mecánico de agua (algo muy común en el campo), y los aerogeneradores (figura N°5), equipos especialmente diseñados para producir electricidad.



FIGURA N°5: Aerogeneradores.

Aunque las velocidades eólicas promedio varían marcadamente dependiendo de cada ubicación, el potencial técnico mundial respecto a la energía eólica supera la producción global de energía eléctrica.

Biomasa

Se denomina biomasa a toda porción orgánica proveniente de las plantas, los animales y de diversas actividades humanas, como puede apreciarse en la figura N°6. El término biomasa abarca una variedad de fuentes energéticas: desde la simple combustión de la leña para calefacción, hasta las plantas térmicas para producir electricidad, usando como combustible residuos forestales, agrícolas, ganaderos o incluso “cultivos energéticos”.

La energía creada a partir de la quema de biomasa forma emisiones de gases con efecto invernadero, aunque a niveles más bajos que la combustión de los carburantes fósiles, como pueden ser el carbón, el petróleo o el gas. Es por lo que la bioenergía debe aplicarse únicamente en ciertas circunstancias, puesto que sus impactos potencialmente negativos para

el medioambiente se relacionan con un aumento a gran escala en las plantaciones de bioenergía y bosques, algo que genera una deforestación y un cambio en el uso de las áreas de tierra.

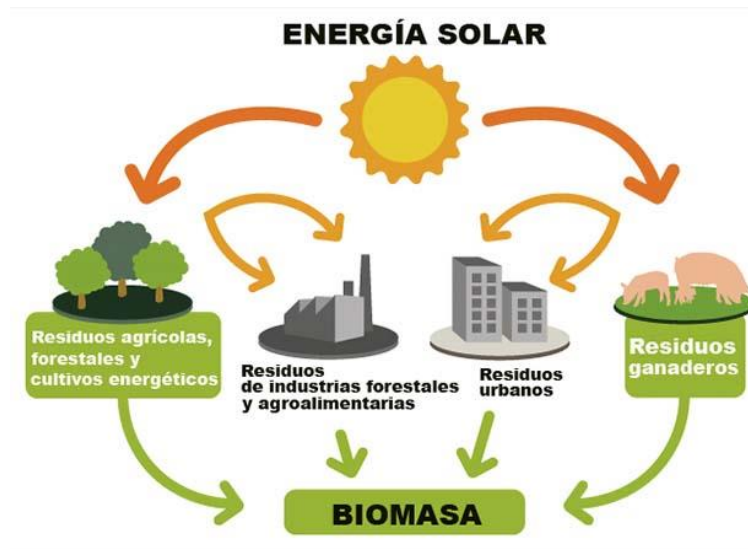


FIGURA N°6: Fuentes diferentes de biomasa.

Dentro de la biomasa, podemos encontrar al biogás, este fluido es el producto gaseoso que se obtiene de la descomposición de la materia orgánica por el proceso biológico de digestión anaeróbica en un medio con carencia de oxígeno y por medio de bacterias específicas.

Este gas refiere en general a la mezcla constituida por metano y dióxido de carbono, con pequeñas proporciones de hidrógeno, nitrógeno y sulfuro de hidrógeno. El porcentaje de metano lo caracteriza como combustible con poder calorífico apto para la combustión en generadores de centrales térmicas que producen energía eléctrica.

Podemos apreciar el principio de funcionamiento de un biodigestor en la figura N°7.

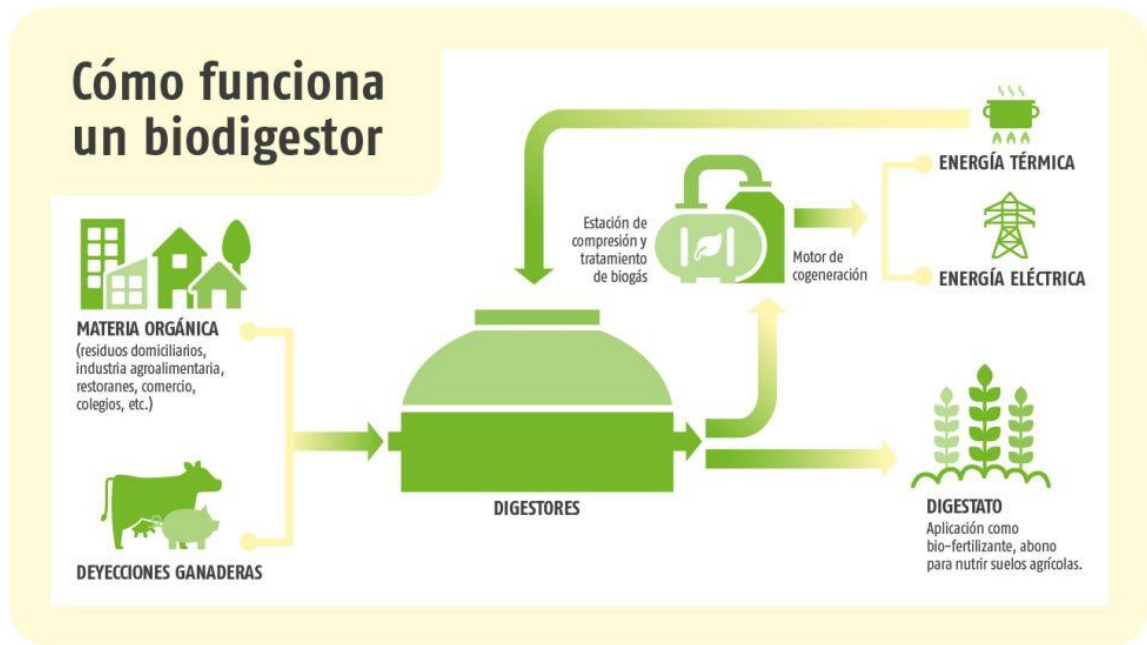


FIGURA N°7: Principio de funcionamiento de un biodigestor.

También, podemos encontrar dentro de la definición de biomasa, a los biocombustibles, derivados de fuentes orgánicas como la biomasa y residuos orgánicos. Constituyen una de las principales soluciones para reducir las emisiones de la movilidad de manera rápida y eficiente en los próximos años. Dentro de estos se encuentran el bioetanol, el biodiesel y hasta el biogás mencionado anteriormente.

Energía hidroeléctrica

La energía hidroeléctrica consiste en la conversión de la energía cinética y potencial gravitatoria del agua, en energía mecánica que finalmente es transformada en energía eléctrica; esto se logra a través de turbinas que se conectan mecánicamente (a través de un eje) con un generador eléctrico. Puede generarse a partir de embalses y ríos. Las plantas hidroeléctricas de los embalses dependen del agua almacenada y estancada, mientras que las plantas hidroeléctricas fluviales utilizan la energía que se produce gracias al flujo de agua en un curso.

Los embalses hidroeléctricos suelen tener además múltiples aplicaciones, como la producción de agua potable y de agua para regadíos, control ante inundaciones y sequías, y servicios de navegación.

Este tipo de energía supone en la actualidad la mayor fuente de energía renovable dentro del sector de la electricidad. Se basa en patrones generalmente estables de pluviosidad

y puede verse negativamente afectada por sequías causadas por el cambio climático, o incluso por los cambios en los ecosistemas.

La infraestructura necesaria para crear “hidroelectricidad” también puede provocar cambios en los ecosistemas de formas muy negativas. Por esa razón, se piensa esta fuente de energía a pequeña escala como opción más respetuosa con el medioambiente y especialmente adecuada para las comunidades situadas en lugares muy remotos.

En la figura N°8 podremos apreciar el principio de funcionamiento de una central hidroeléctrica.

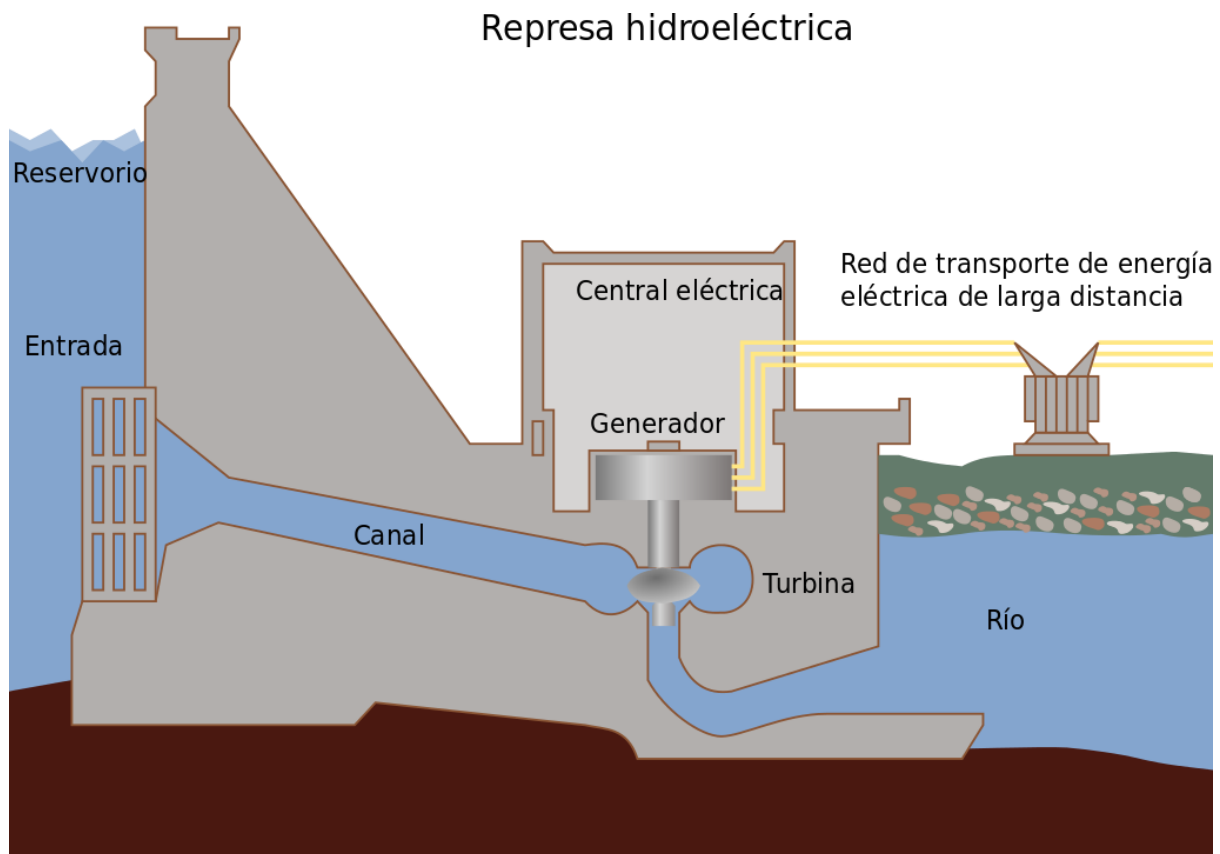


FIGURA N°8: Principio de funcionamiento de una central hidroeléctrica.

Energía geotérmica

Por definición, entendemos por energía geotérmica a aquella que, aprovechando el calor que se puede extraer de la corteza terrestre, se transforma en energía eléctrica o en calor para uso humano o procesos industriales o agrícolas.

La generación de energía eléctrica a partir de la geotermia se basa en el aprovechamiento del vapor generado naturalmente, en turbinas de vapor que alimentan un generador eléctrico (figura N°9).

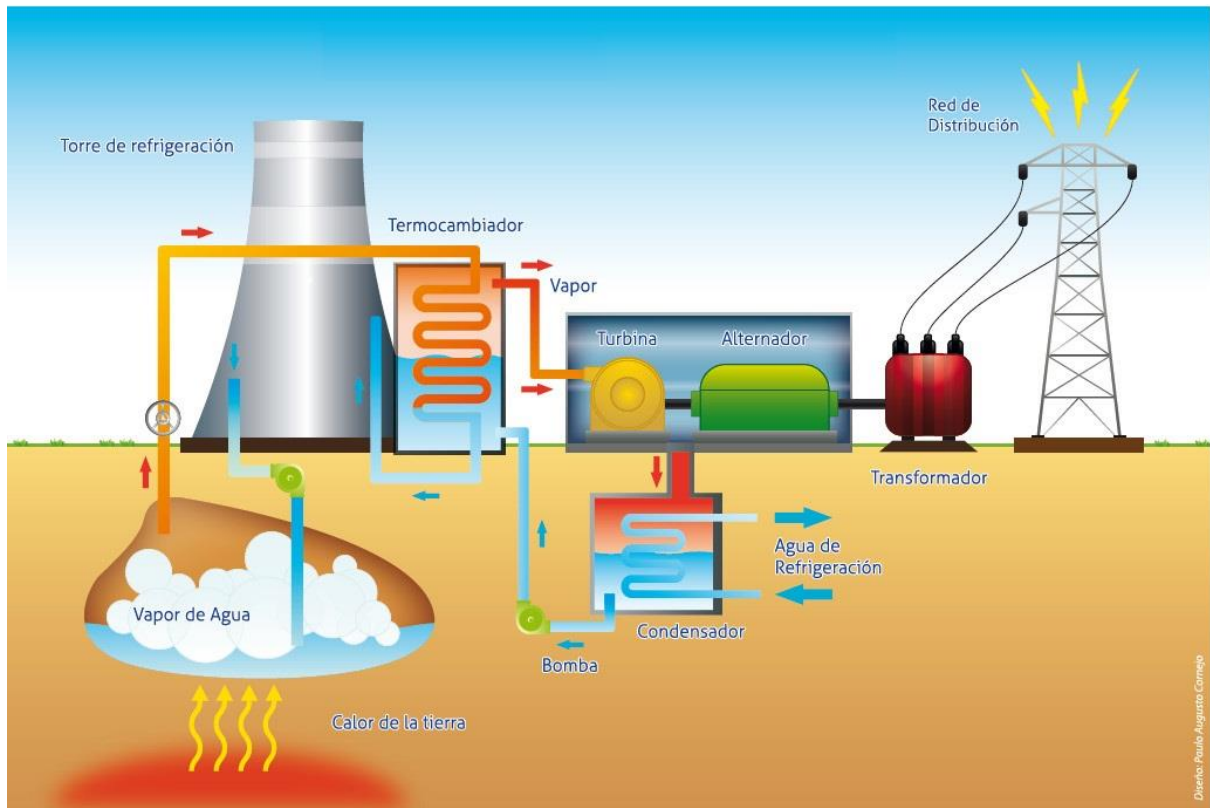


FIGURA N°9: Principio de funcionamiento de una central geotérmica.

Energía solar

En el núcleo del sol se producen constantemente reacciones de fusión a temperaturas de millones de grados que liberan enormes cantidades de energía en forma de radiación electromagnética. Parte de esta energía llega a la capa exterior de la atmósfera terrestre con una irradiancia promedio (constante solar) de alrededor de 1367 W/m^2 ($\pm 3\%$), un valor que varía en función de la distancia entre la tierra y el sol (figura N°10) y de la actividad solar (manchas solares).

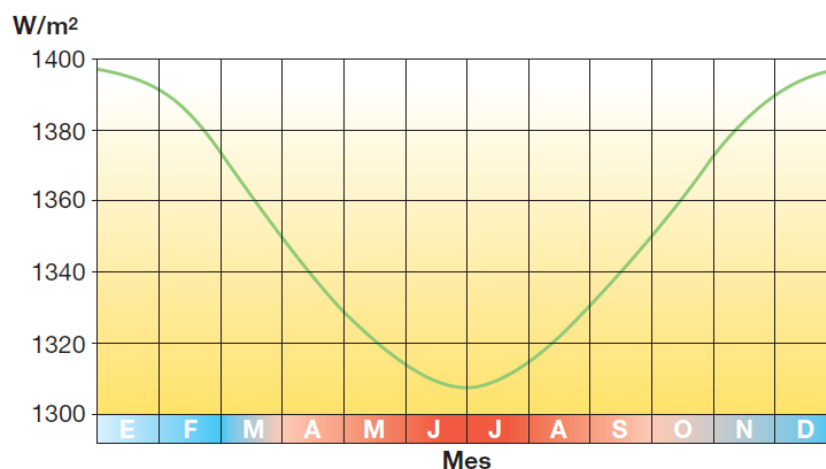


FIGURA N°10: Valor de la irradiancia solar extra atmosférica a lo largo del año.

Debido a su órbita elíptica (figura N°11), la tierra se encuentra a su distancia mínima respecto al sol (perihelio) en diciembre y enero, y a su máxima distancia (afelio) en junio y julio.

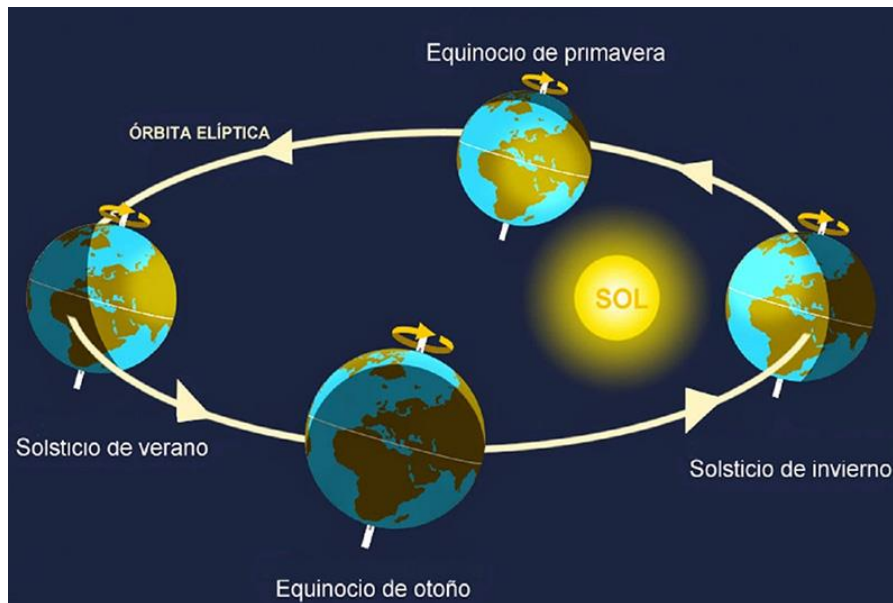


FIGURA N°11: Órbita elíptica de la tierra alrededor del sol.

Al atravesar la atmósfera, la intensidad de la radiación solar decae porque es parcialmente reflejada y absorbida, sobre todo, por el vapor de agua y el resto de los gases atmosféricos. La radiación que logra atravesarla queda parcialmente difusa en el aire y las partículas sólidas en él suspendidas (figura N°12).

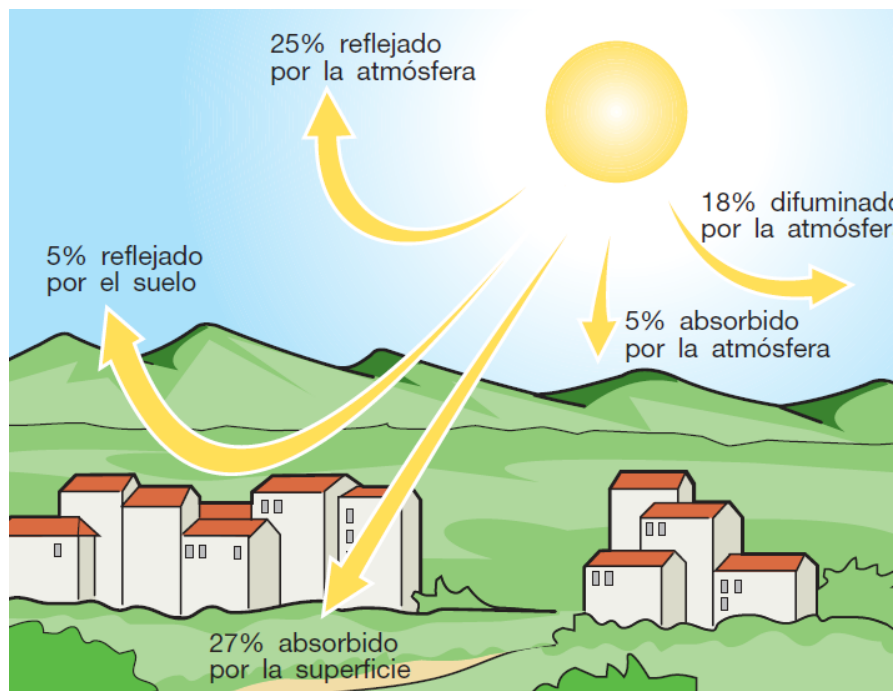


FIGURA N°12: Flujo energético entre el sol, la atmosfera y la tierra.

La irradiación solar es la integral de la irradiancia solar a lo largo de un periodo de tiempo determinado y su unidad es kWh/m^2 . Y, como apreciamos en la imagen anterior, la radiación que incide sobre una superficie horizontal en la tierra está compuesta por radiación directa, relacionada con la irradiancia sobre la superficie, por radiación difusa, que llega a la superficie procedente de todo el espacio y no de una parte específica del mismo, y por radiación reflejada en determinadas superficies del suelo y el entorno próximo (figura N°13). En invierno el cielo está cubierto y la componente difusa es mayor que la directa.

Entonces, a modo de repaso, la radiación solar que llega a nuestro planeta se puede medir de dos formas:

- **Irradiancia:** radiación que incide en un instante sobre una superficie determinada, es decir, potencia (W/m^2).
- **Irradiación:** radiación que incide durante un período de tiempo sobre una superficie determinada, es decir, energía (Wh/m^2).

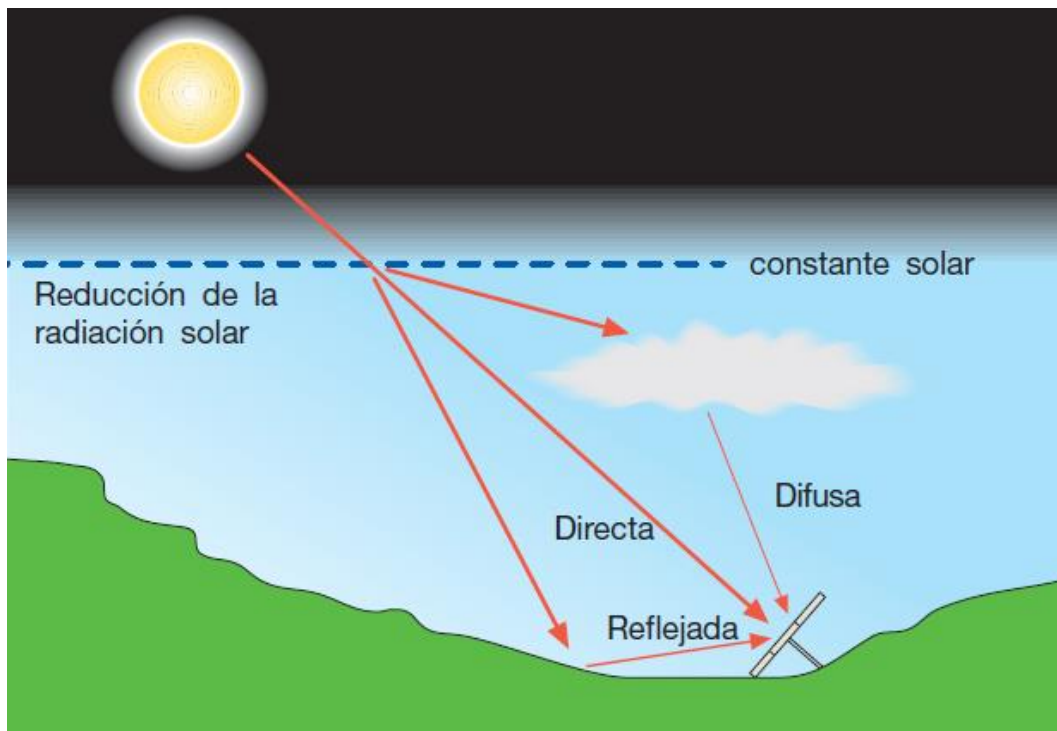


FIGURA N°13: Componentes de la radiación solar.

La figura N°14 muestra el atlas mundial de irradiación solar promedio en un plano inclinado 30° hacia el sur ($\text{kWh/m}^2/\text{día}$).

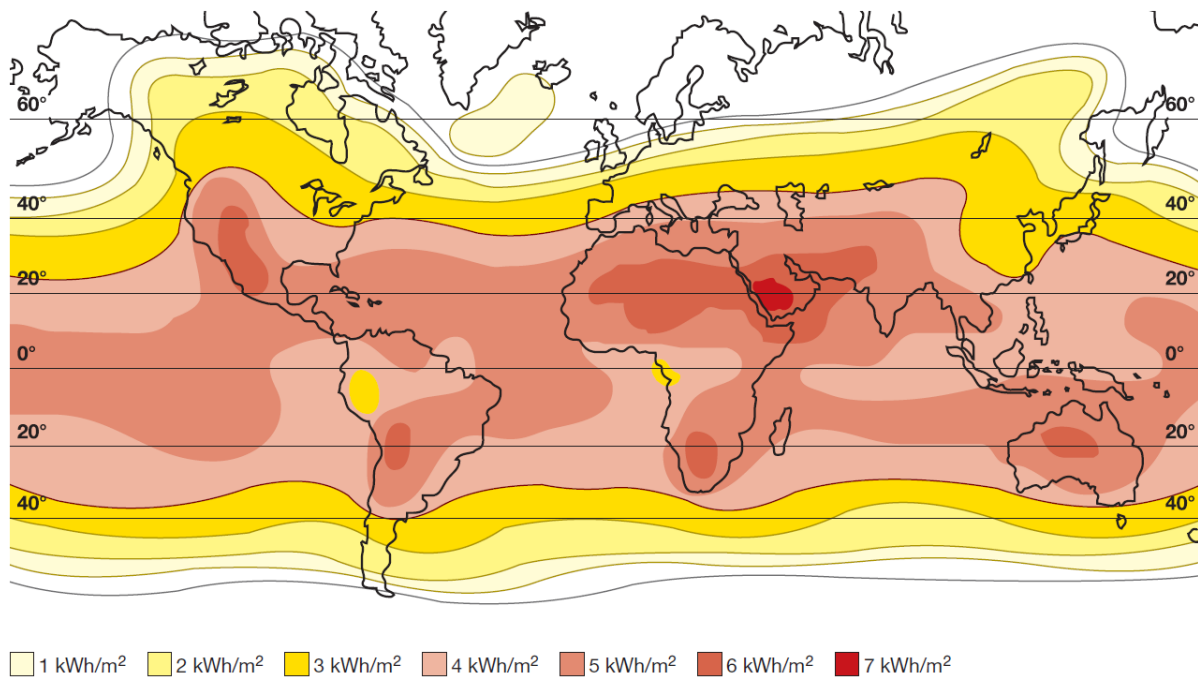


FIGURA N°14: Atlas solar.

Las tecnologías solares pueden producir calor, refrigeración, luz natural, combustibles para multitud de aplicaciones y, también, electricidad. Los dispositivos más comúnmente utilizados para transformar la energía solar son el panel y el colector solar (estos pueden apreciarse en la figura N°15) con la finalidad de generar energía eléctrica o térmica, respectivamente.

- Energía solar térmica: utiliza una parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir calor. La transformación se realiza mediante el empleo de colectores térmicos. Su principal componente es el captador, por el cual circula un fluido que absorbe la energía irradiada por el sol.
- Energía solar fotovoltaica: utiliza la otra parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir electricidad. Basada en el efecto fotoeléctrico, la transformación se realiza por medio de celdas fotovoltaicas, que son semiconductores sensibles a la luz solar los cuales provocan una circulación de corriente eléctrica entre sus dos caras. Un conjunto de celdas conectadas entre sí, componen módulos o paneles solares fotovoltaicos.

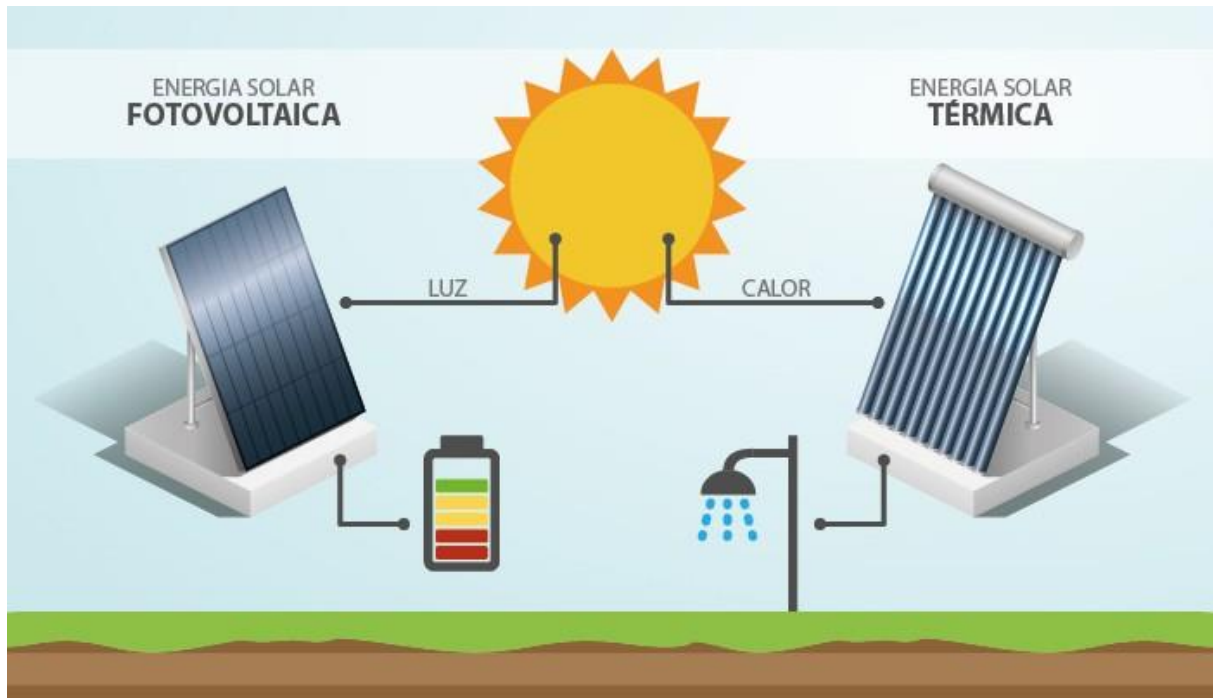


FIGURA N°15: Energía solar fotovoltaica y térmica.

GENERADOR FOTOVOLTAICO

La célula fotovoltaica

El componente elemental de un generador fotovoltaico es la célula fotovoltaica, donde se lleva a cabo la conversión de la radiación solar a corriente eléctrica. La célula está compuesta por una delgada capa de material semiconductor, normalmente silicio tratado, con un grosor de alrededor de 0,3 mm y una superficie de 100 a 225 cm². El silicio, con cuatro electrones de valencia (tetraivalente), se "dopa" con átomos trivalentes (por ejemplo, boro – dopaje positivo) en una capa y cierto número de átomos pentavalentes (por ejemplo, fósforo – dopaje negativo) en la otra. La región tipo P tiene exceso de huecos, mientras que la de tipo N tiene exceso de electrones (figura N°16).

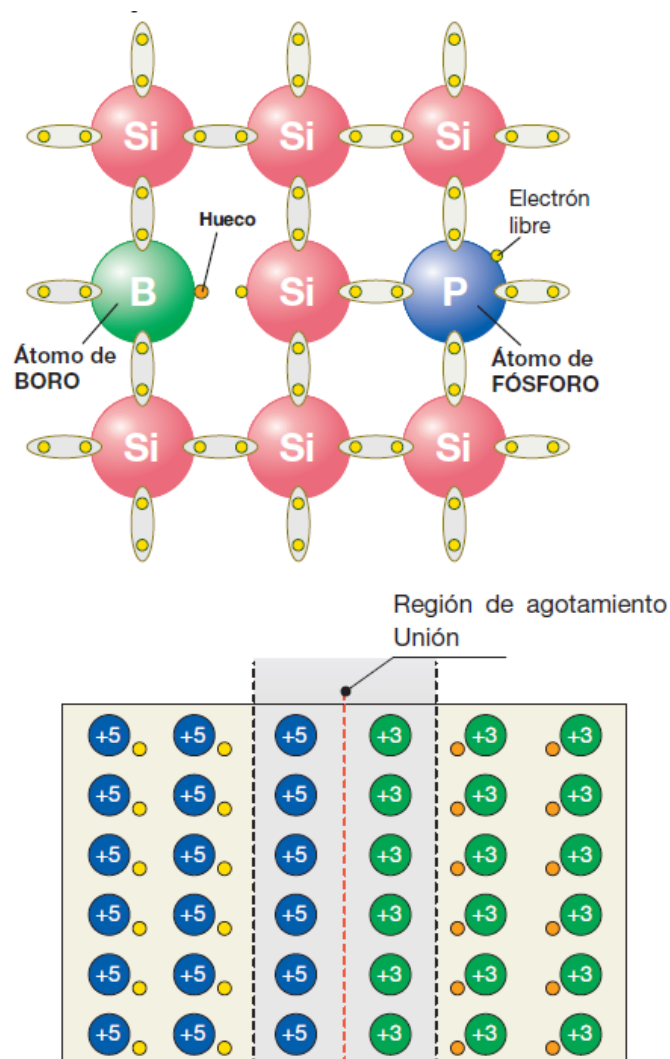


FIGURA N°16: Célula fotovoltaica.

En el área de contacto entre las dos capas con diferente dopaje (unión P-N), los electrones tienden a desplazarse desde la mitad con exceso de electrones (N) hacia la mitad

con déficit de electrones (P), generando así, una acumulación de carga negativa en la región para los huecos de electrones; ocurre un fenómeno equivalente, con acumulación de carga positiva en la región N. De esta forma se crea un campo eléctrico en la unión que se opone a la difusión de cargas eléctricas.

El efecto fotoeléctrico

Cuando se expone la célula a la luz, a causa del efecto fotoeléctrico se crean algunos pares electrón-hueco en la región de agotamiento. El campo eléctrico interno hace que el exceso de electrones (resultado de la absorción de fotones por parte del material) se separe de los huecos y los impulsa en direcciones opuestas. Como consecuencia, una vez que los electrones han superado la región de agotamiento no pueden regresar ya que el campo evita el flujo en la dirección inversa. Al conectar la unión a un conductor externo se obtiene un circuito cerrado, en el que la corriente fluye de la capa P, con un potencial mayor, a la capa N, con un potencial menor, siempre que la célula esté iluminada (figura N°17).

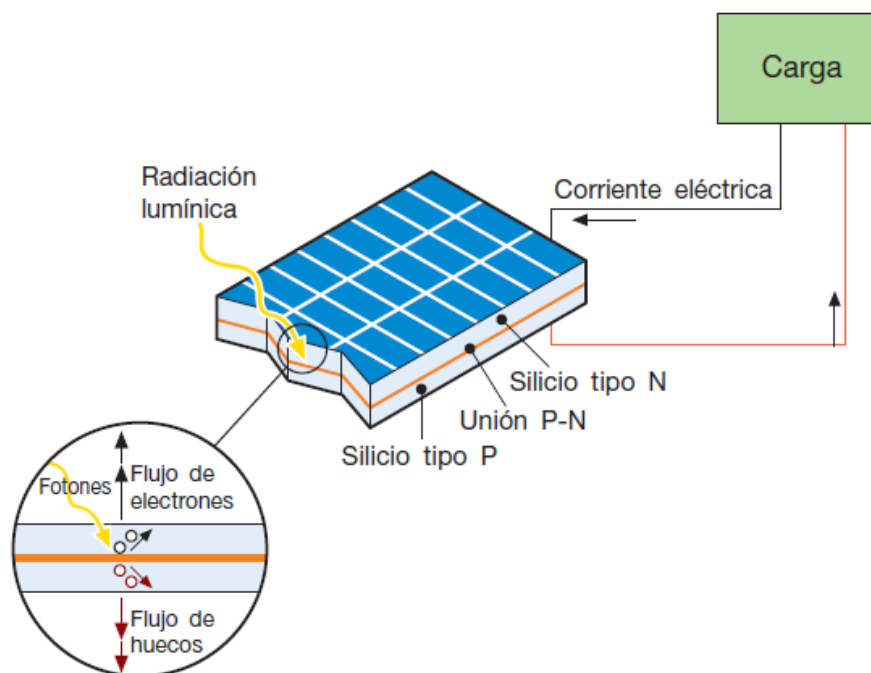


FIGURA N°17: Principio de funcionamiento de una célula fotovoltaica.

El efecto fotoeléctrico tiene lugar cuando un electrón de la banda de valencia de un material (normalmente un semiconductor) es liberado a la banda de conducción al absorber un fotón con la suficiente energía (cuanto de radiación electromagnética) que incide en el material. De hecho, tanto en los materiales semiconductores, como en los aislantes, los electrones no pueden moverse libremente. Sin embargo, al comparar los materiales semiconductores con los aislantes, la banda prohibida de energía entre la banda de valencia y

la de conducción (característica de los materiales conductores) es pequeña, de manera que los electrones pueden alcanzar la banda de conducción fácilmente cuando captan energía del exterior. Esta energía puede ser suministrada por la radiación luminosa, de ahí el nombre de efecto fotoeléctrico.

La región del silicio que interviene en el suministro de corriente es la que rodea la unión P-N; las cargas eléctricas también se forman en las regiones lejanas, pero no está presente el campo eléctrico que provoca su movimiento y por tanto se recombinan. Por ello es importante que la célula fotovoltaica posea una gran superficie: a mayor superficie, mayor es la intensidad generada.

La figura N°18 representa el efecto fotoeléctrico y, más abajo, el balance energético que muestra el porcentaje considerable de energía solar incidente no convertida a energía eléctrica.

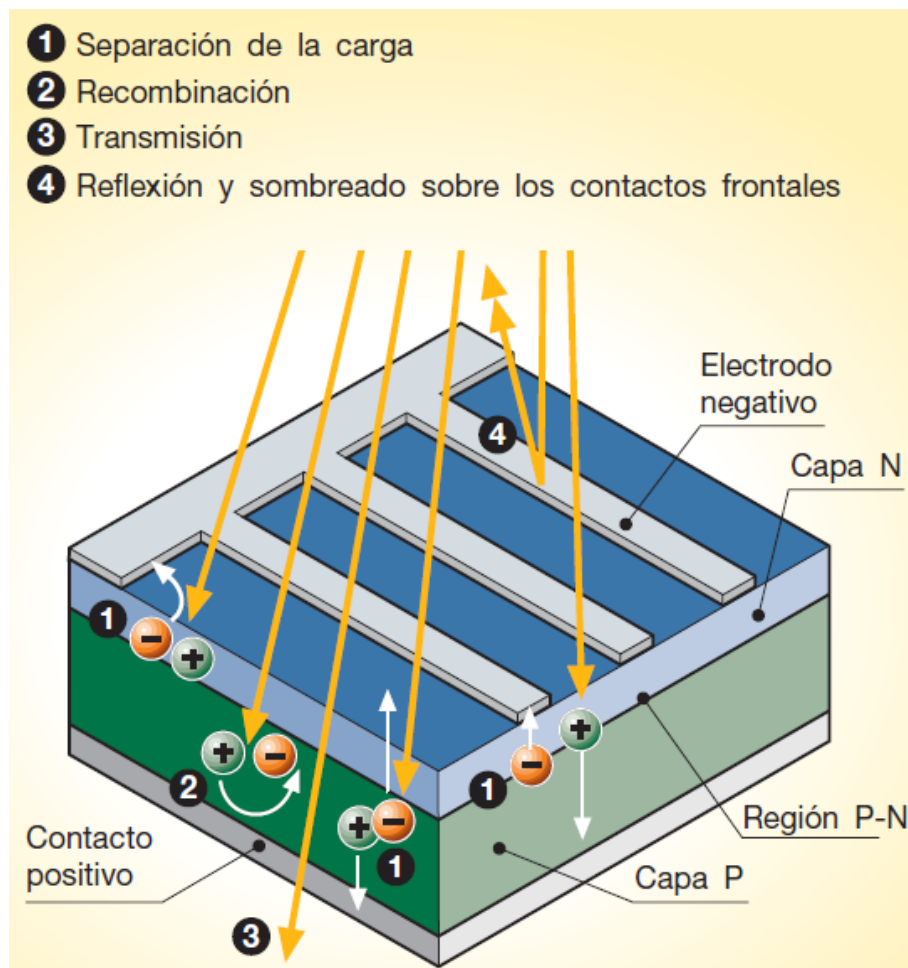


FIGURA N°18: Efecto fotoeléctrico.

Del 100% de la energía solar incidente:

- 3% pérdidas por reflexión y sombreado sobre los contactos frontales.

- 23% fotones con longitudes de onda larga, con una energía insuficiente para liberar electrones; se genera calor.
- 32% fotones con longitud de onda corta, con exceso de energía (transmisión).
- 8,5% recombinación de portadores de carga libres.
- 20% gradiente eléctrico en la célula, sobre todo en las regiones de transición.
- 0,5% resistencia en serie que representa las pérdidas por conducción.
- **13% energía eléctrica utilizable.**

Paneles solares

En las condiciones de funcionamiento estándar (irradiancia de 1 W/m^2 a una temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$) una célula fotovoltaica genera una intensidad de 3 A con una tensión de $0,5 \text{ V}$ y una potencia pico de $1,5$ a $1,7 \text{ Wp}$.

En el mercado se comercializan módulos fotovoltaicos compuestos por un conjunto de células. Los más habituales contienen 36 células en 4 hileras paralelas conectadas en serie, con un área comprendida entre $0,5$ y 1 m^2 . Varios módulos conectados mecánica y eléctricamente componen un panel, entendido como una estructura común que puede fijarse al suelo o a un edificio. Varios paneles conectados eléctricamente en serie componen una cadena, y varias cadenas conectadas en paralelo para generar la potencia necesaria constituyen el generador o huerto fotovoltaico (figura N°19).

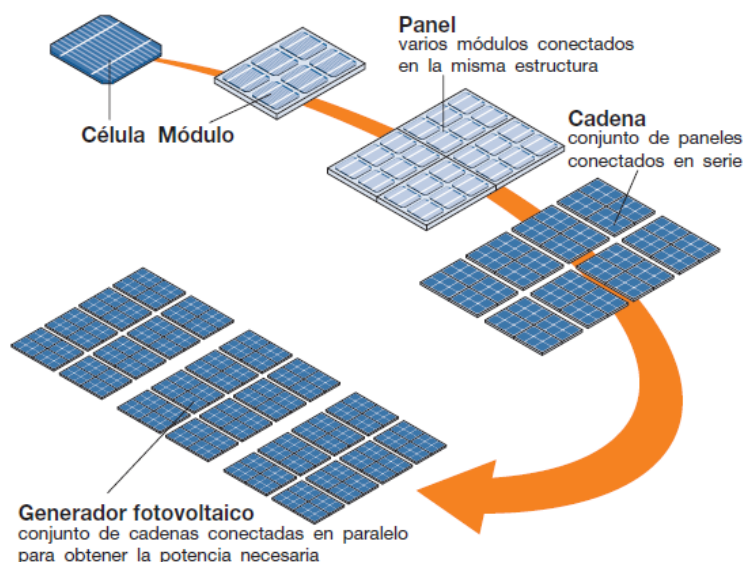


FIGURA N°19: Generador fotovoltaico.

Las células fotovoltaicas de los módulos no son exactamente iguales a causa de desviaciones de fabricación inevitables, por lo tanto, es posible que dos bloques de células conectados en paralelo no posean la misma tensión. A consecuencia de esta diferencia, se genera una corriente que fluye desde el bloque de células de mayor tensión hacia el bloque de

menor tensión. De este modo, parte de la energía generada por el módulo se pierde dentro del mismo módulo (pérdidas por desequilibrio).

La falta de igualdad de las células también puede deberse a una irradiancia solar diferente, por ejemplo, cuando están parcialmente a la sombra o deterioradas. Estas células se comportan como diodos, bloqueando la intensidad generada por las otras células. El diodo depende de la tensión de las otras células y puede provocar la perforación de la unión por sobrecalentamiento local, así como daños al módulo.

Para limitar este tipo de fenómenos, los módulos están equipados con diodos de bypass que cortocircuitan las zonas sombreadas o dañadas del módulo. El fenómeno del desequilibrio también ocurre entre los paneles del campo fotovoltaico a causa de la desigualdad de los módulos, las diferencias en las irradiancias de los paneles, las zonas de sombra y los defectos en algún panel. Para impedir el flujo de corriente inversa entre los paneles se pueden insertar diodos.

Las células que componen el módulo se encapsulan en un sistema de montaje que:

- Aísla eléctricamente las células del exterior.
- Protege las células de los agentes atmosféricos y de los esfuerzos mecánicos.
- Es resistente a los rayos ultravioleta, a las bajas temperaturas, a los cambios bruscos de temperatura y a la abrasión.
- Disipa el calor fácilmente para evitar que el aumento de temperatura reduzca la energía suministrada por el módulo.

Estas propiedades deben mantenerse durante toda la vida útil prevista para el módulo. La figura N°20 muestra la sección de un módulo estándar de silicio cristalino compuesto de:

- Una lámina protectora en la parte superior expuesta a la luz, caracterizada por una elevada transparencia (el material más común es vidrio templado).
- Un material encapsulante que evita el contacto directo entre el vidrio y la célula fotovoltaica y que elimina los intersticios originados por las imperfecciones superficiales de las mismas y a su vez la aísla eléctricamente del resto del panel; en procesos que requieren laminación suele utilizarse etileno vinilo acetato (EVA).
- Un sustrato de soporte (vidrio, metal, plástico) en la parte posterior.
- Un bastidor metálico, normalmente de aluminio.

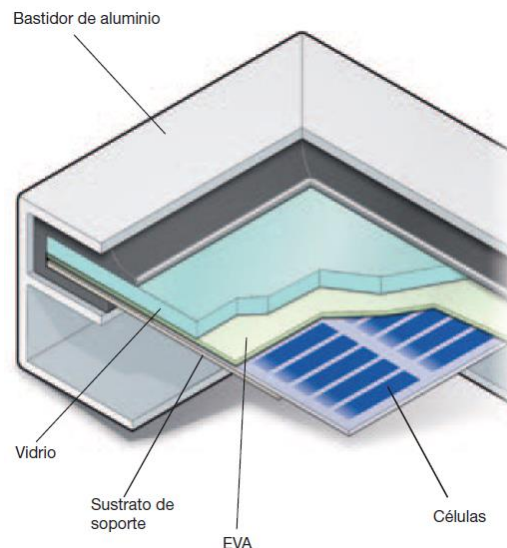


FIGURA N°20: Partes de un módulo fotovoltaico.

Tipos de paneles solares

Paneles monocristalinos

Los paneles monocristalinos (figura N°21) están hechos de silicio cristalino de alta pureza. El lingote de silicio monocristalino es cilíndrico, con un diámetro de 13 a 20 cm y una longitud de 200 cm. Se obtiene a partir del crecimiento de un cristal filiforme en rotación lenta. Posteriormente, este cilindro se corta en obleas de 200-250 μm de grosor cuya superficie se trata para obtener "microsurcos" destinados a minimizar las pérdidas por reflexión.

Las principales ventajas de estas células son la eficiencia (14 a 17%), junto con la larga duración (mantenimiento de las propiedades a lo largo del tiempo). El coste de estos módulos es de alrededor de 3,2 a 3,5 €/W y los paneles realizados a partir de esta tecnología normalmente se caracterizan por un color azul oscuro homogéneo.

Paneles policristalinos

Los paneles policristalinos (figura N°21), son aquellos en los que los cristales que componen las células se agregan adoptando formas y direcciones diferentes. De hecho, las iridiscencias características de las células de silicio policristalino están causadas por las diferentes direcciones de los cristales, comportándose de forma distinta frente a la luz. El lingote de silicio policristalino se obtiene a partir de la fusión y el colado del silicio en un molde con forma de paralelepípedo. Las obleas así obtenidas son cuadradas y presentan unas estrías típicas de 1800-300 μm de grosor.

Su eficiencia es menor que la del silicio monocristalino (12 a 14%), pero su costo también lo es: de 2,8 a 3,3 €/W. Aun así, su duración es larga (respecto a la del silicio

monocristalino) y buena parte del rendimiento se mantiene a lo largo del tiempo (85% de la eficiencia inicial tras 20 años). Las células fabricadas mediante esta tecnología pueden reconocerse por su superficie, donde son claramente visibles los granos cristalinos.



FIGURA N°21: Tipos de paneles solares.

Paneles de capa fina

Los paneles de capa fina (figura N°21) en donde las células están compuestas por material semiconductor depositado, normalmente como mezclas gaseosas, en soportes tales como vidrio, polímeros o aluminio, que le dan una consistencia física a la mezcla. La película semiconductor tiene un grosor de unas pocas micras, mientras que las células de silicio cristalino poseen un grosor de varios cientos de micras. En consecuencia, el ahorro de material es notable y la posibilidad de disponer de un soporte flexible aumenta el campo de aplicación de este tipo de células.

Los materiales usados son:

- Silicio amorfo.
- CdTeS (teluro de cadmio - sulfuro de cadmio).
- GaAs (arseniuro de galio).
- CIS, CIGS y CIGSS (aleaciones de di seleniuro de indio cobre).

La cuota de mercado de las tecnologías de capa fina es todavía muy limitada (aproximadamente 7%). Al depositar la capa fina directamente a gran escala (más de 5 m²), los desechos resultantes del corte de obleas de silicio cristalino pueden evitarse. Las técnicas de depósito son procesos de bajo consumo energético y por lo tanto el tiempo de amortización es corto, entendido como el tiempo que debe estar funcionando una planta fotovoltaica antes

de que la energía consumida en su construcción se haya generado (alrededor de un año en el caso de capas finas de silicio amorfo frente a los dos años para el silicio cristalino). Comparados con los módulos de silicio cristalino, los de capa fina presentan una menor dependencia de la eficiencia respecto a la temperatura de funcionamiento y una buena respuesta también ante casos en los que la componente difusa de la luz es más marcada y los niveles de radiación son bajos, sobre todo en días nublados.

	Silicio monocristalino	Silicio policristalino	Capa fina (silicio amorfo)
η célula	14% - 17%	12% - 14%	monocristal 4-6% tándem 7-10%
Ventajas	η elevada η constante	menor coste producción más simple	menor coste influencia de la temperatura reducida
	tecnología fiable	dimensionamiento óptimo	mayor salida energética con radiación difusa
Desventajas	mayor energía cantidad necesaria para producción	sensibilidad a impurezas del proceso de fabricación	mayores dimensiones coste de estructura y tiempo de montaje

TABLA N°1: Ventajas y desventajas de los diferentes tipos de paneles.

INVERSOR

El sistema de acondicionamiento y control energético está formado por un inversor que transforma la corriente continua en alterna y controla la calidad de la energía destinada a la red mediante un filtro L-C, montado en el interior del propio inversor. La figura N°22 muestra el esquema de conexión de un inversor. Los transistores, utilizados como conmutadores estáticos, se controlan mediante una señal de apertura-cierre que en su forma más simple proporcionaría una onda de salida cuadrada.

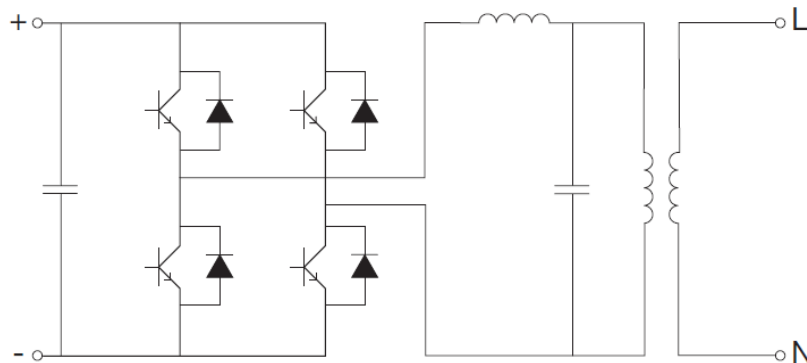


FIGURA N°22: Principio de funcionamiento de un inversor monofásico.

Para que la onda sea lo más sinusoidal posible se utiliza una técnica más sofisticada: modulación del ancho del pulso (PWM o Pulse Width Modulation). Esta técnica permite regular la frecuencia y el valor RMS de la forma de onda de salida (figura N°23).

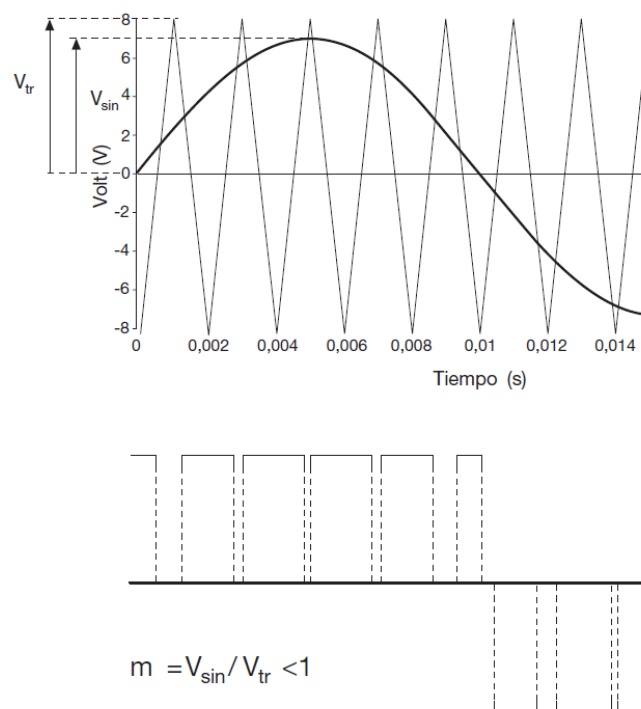


FIGURA N°23: Principio de funcionamiento de la tecnología PWM.

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

Con este objetivo, dentro del inversor se utiliza un chopper (interruptor electrónico que se usa para interrumpir una señal bajo el control de otra) llamado seguidor del punto de potencia máxima o MPPT (Maximum Power Point Tracking). El MPPT calcula el valor instantáneo de la curva I-V (intensidad-tensión) del generador al cual se produce la máxima potencia disponible. Tomando la curva I-V del generador fotovoltaico, por ejemplo, la que podemos observar en la figura N°24:

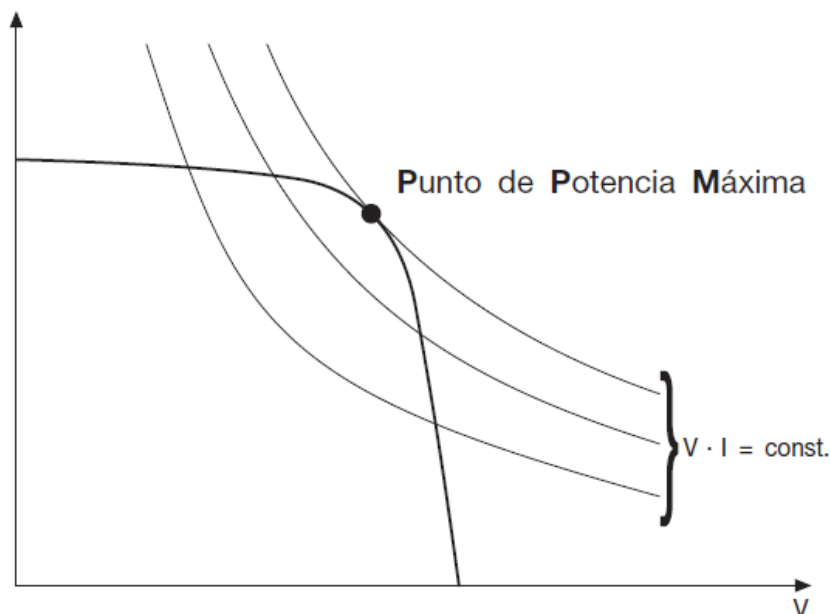


FIGURA N°24: Punto de potencia máxima (MPP) de un generador fotovoltaico.

El punto máximo de la transferencia de potencia corresponde al punto tangente entre la curva I-V para un valor dado de la radiación solar y la hipérbola descrita por la ecuación:

$$V * I = \text{CONSTANTE}$$

El sistema MPPT de uso comercial, identifica el punto de potencia máxima de la curva característica del generador, induciendo, a intervalos regulares, pequeñas variaciones de la carga que determinan las desviaciones de los valores intensidad-tensión y evaluando si el producto resultante I-V es mayor o menor que el anterior. En caso de aumento de carga, se mantiene la variación de las condiciones de carga en la dirección elegida. De lo contrario, se modifican las condiciones en el sentido opuesto.

Debido a las características de los rendimientos necesarios, los inversores para plantas aisladas y para plantas conectadas a la red tienen necesidades distintas:

- En las plantas aisladas, los inversores deben ser capaces de proporcionar una tensión en el lado CA lo más constante posible dentro de la variabilidad de la producción del generador y de la demanda de carga.
- En las plantas conectadas a la red, los inversores deben reproducir, lo más fielmente posible, la tensión de red y al mismo tiempo deben intentar optimizar y maximizar la energía de salida de los paneles solares.

TIPOS DE PLANTAS SOLARES

Plantas aisladas

Las plantas aisladas, son aquellas que no están conectadas a la red y consisten en paneles solares y un sistema de almacenamiento de energía (figura N°25) que garantiza el suministro en el momento que se considere necesario. La corriente suministrada por el generador fotovoltaico es continua, por lo que si el usuario de la planta necesita corriente alterna, se requiere un inversor.

Estas plantas son ventajosas desde el punto de vista tanto técnico como económico, cuando no hay red eléctrica disponible o ésta resulta de difícil acceso, ya que pueden utilizarse en lugar de grupos electrógenos. Además, en una configuración aislada, el campo fotovoltaico está sobredimensionado de forma que, durante las horas de insolación, tanto el suministro de carga como la recarga de las baterías de almacenamiento se puedan garantizar con un cierto margen de seguridad que tiene en cuenta los días con poca insolación.

Entre las aplicaciones actuales más frecuentes se encuentra el suministro a:

- Equipos de bombeo de agua.
- Radios repetidores, estaciones de observación climatológica o sísmica y de transmisión de datos.
- Sistemas de iluminación.
- Sistemas de señalización vial, portuaria y aeroportuaria.
- Campings y zonas de servicio para motor home.
- Instalaciones publicitarias.
- Refugios a gran altitud.

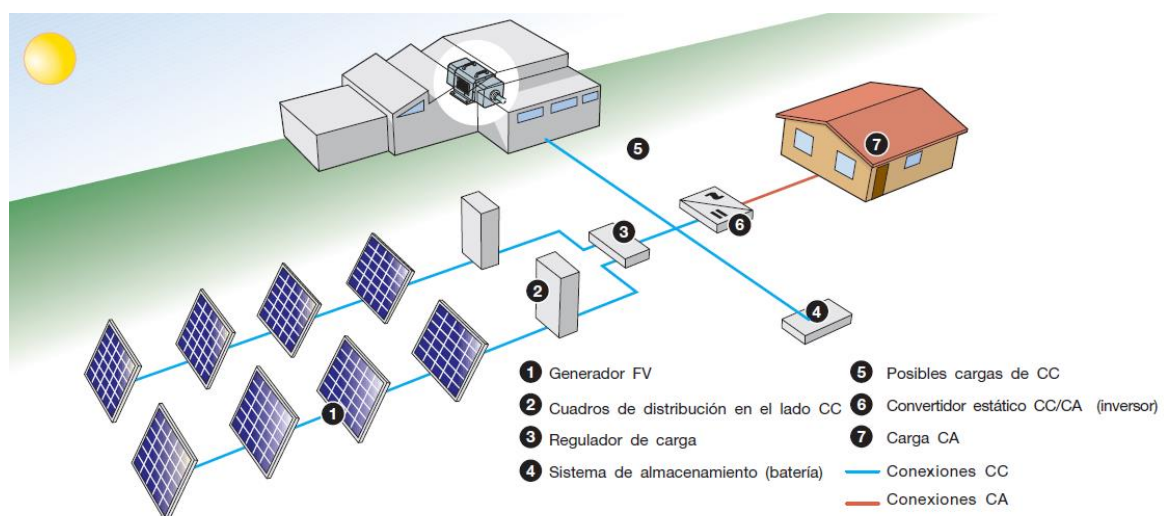


FIGURA N°25: Principio de funcionamiento de una planta aislada.

Plantas conectadas a la red

Las plantas con conexión permanente a la red toman energía de ésta en las horas en las que el generador fotovoltaico no puede producir suficiente energía para satisfacer las necesidades del consumidor. Por el contrario, si el sistema fotovoltaico produce un exceso de energía eléctrica, el excedente se inyecta a la red, funcionando así, como un acumulador de grandes dimensiones. En consecuencia, los sistemas conectados a la red no requieren bancos de acumuladores.

Estas plantas (figura N°26 y 27) ofrecen la ventaja de una generación distribuida en lugar de centralizada: de hecho, la energía producida cerca del área de consumo tiene un valor mayor que la producida en las grandes centrales tradicionales, al limitarse las pérdidas por transmisión y reducirse los costos en concepto de transporte y puesta en marcha de los sistemas eléctricos. Además, la producción energética en las horas de insolación permite que se reduzca los requisitos de la red durante el día, es decir, cuando la demanda es mayor.

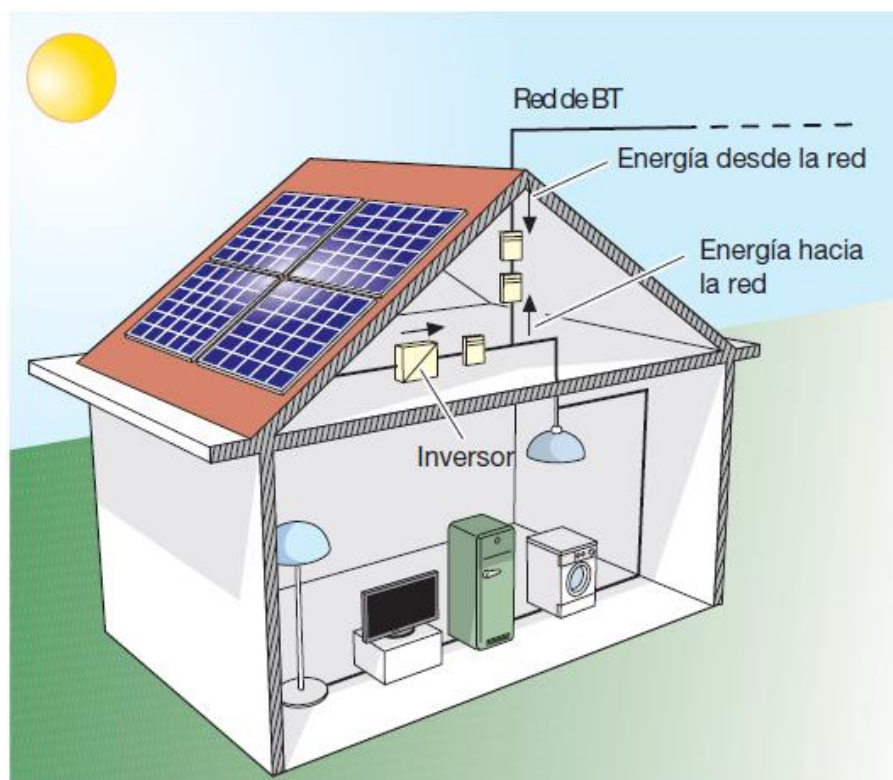


FIGURA N°26: Principio de funcionamiento de la generación distribuida.

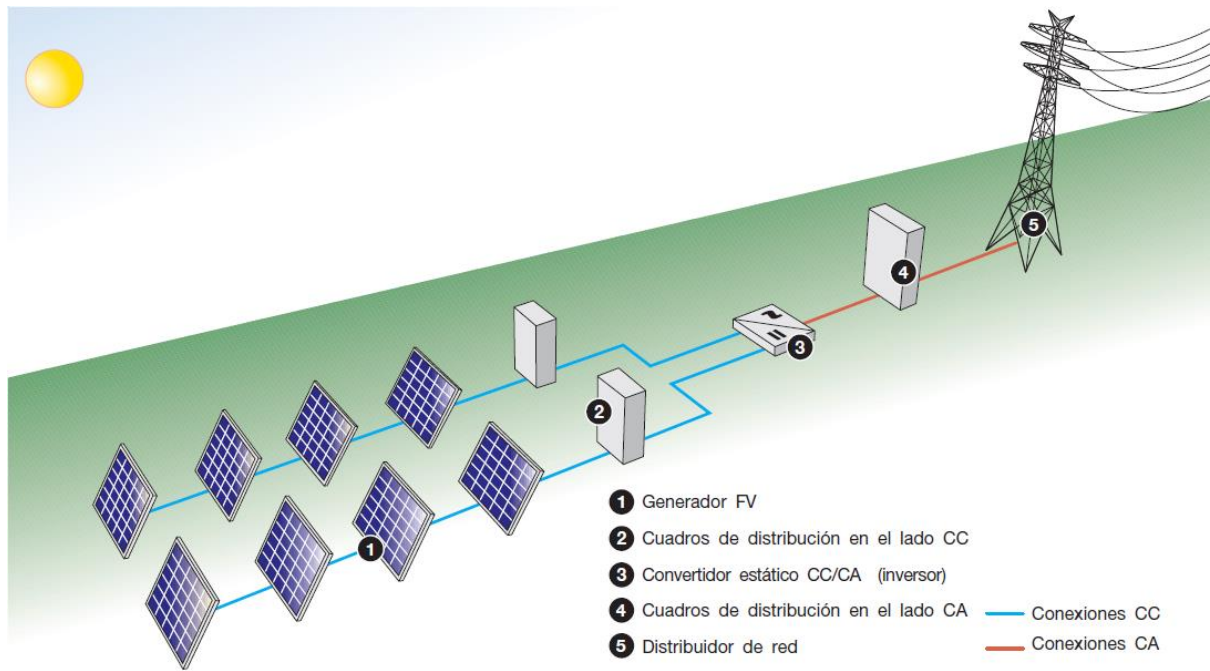


FIGURA N°27: Principio de funcionamiento de una planta conectada a red.

MÉTODOS DE INSTALACIÓN DE PLANTAS SOLARES

Integración arquitectónica

En los últimos años, la integración arquitectónica de los paneles en las estructuras de los edificios ha hecho grandes avances gracias a que pueden sustituir completamente algunos componentes gracias a sus dimensiones y características.

Se pueden definir tres tipologías de integración arquitectónica de instalaciones fotovoltaicas:

1. Plantas no integradas.
2. Plantas parcialmente integradas.
3. Plantas integradas.

Plantas no integradas

Son aquellas con módulos montados sobre el terreno, es decir, con los módulos posicionados en el mobiliario urbano, en superficies exteriores del cerramiento de los edificios, o en edificios y estructuras con cualquier función y finalidad no recogida en las tipologías 2 y 3 (figura N°28).



FIGURA N°28: Paneles solares no integrados.

Plantas parcialmente integradas

Son las instalaciones en las que los módulos se colocan conforme a las tipologías enumeradas en la tabla N°2, sobre elementos del mobiliario urbano, sobre superficies

exteriores de cerramientos de edificios, o sobre edificios y estructuras con cualquier función y finalidad sin sustituir los materiales de fabricación de tales estructuras (figura N°29).

Tipología específica 1	Módulos FV instalados sobre tejados planos y azoteas de inmuebles y edificios. Cuando existe una barandilla en el perímetro, la dimensión máxima relativa al eje medio de los módulos FV no debe superar la altura mínima de la barandilla.
Tipología específica 2	Módulos FV instalados sobre tejados, cubiertas, fachadas, barandillas o parapetos de inmuebles y edificios coplanarios a la superficie de soporte sin que exista sustitución de los materiales que constituyen las superficies de soporte.
Tipología específica 3	Módulos FV instalados sobre elementos del mobiliario urbano, aislamientos acústicos, marquesinas, pérgolas o techados coplanarios a la superficie de soporte sin que exista sustitución de los materiales que constituyen las superficies de soporte.

TABLA N°2: Tipologías para paneles solares parcialmente integrados.



FIGURA N°29: Paneles solares parcialmente integrados.

Plantas integradas

Son aquellas en las que los módulos se colocan conforme a las tipologías enumeradas en la tabla N°3 y sustituyen total o parcialmente la función de los elementos constructivos (soporte, aislamiento acústico y térmico, iluminación, sombreado), como se puede observar en la figura N°30.

Tipología específica 1	Sustitución de los materiales de revestimiento de techados, cubiertas y fachadas de edificios por módulos FV con la misma inclinación y funcionalidad arquitectónica que la superficie revestida.
Tipología específica 2	Marquesinas, pérgolas y techados en los que la estructura de recubrimiento está compuesta por los módulos FV y sus sistemas de soporte pertinentes.
Tipología específica 3	Partes del recubrimiento del tejado de edificios en los que los módulos FV sustituyen los materiales transparentes o semitransparentes adecuados para permitir la iluminación de una o más salas.
Tipología específica 4	Aislamientos acústicos en los que parte de los paneles insonorizados están constituidos por módulos FV.
Tipología específica 5	Elementos de iluminación en los que la superficie de los elementos reflectantes expuesta a la radiación solar está formada por módulos FV.
Tipología específica 6	Parasoles cuyos elementos estructurales están formados por módulos FV y sus sistemas de soporte pertinentes.
Tipología específica 7	Barandillas y parapetos en los que los módulos FV sustituyen los elementos de revestimiento y cubierta.
Tipología específica 8	Ventanas en las que los módulos FV sustituyen o se integran en las superficies acristaladas.
Tipología específica 9	Persianas en las que los módulos FV constituyen los elementos estructurales de las mismas.
Tipología específica 10	Cualquier superficie de las descritas en las tipologías anteriores que esté revestida o cubierta por módulos fotovoltaicos.

TABLA N°3: Tipologías para paneles solares integrados.



FIGURA N°30: Paneles solares integrados.

Disposición del campo solar

La conexión de las cadenas que componen el campo solar de la planta fotovoltaica es posible si se cumple alguna de las siguientes configuraciones:

1. Un solo inversor para toda la planta (inversor único o central), figura N°31.
2. Un inversor por cadena (figura N°32).
3. Un inversor para varias cadenas (planta con varios inversores), figura N°33.

Un solo inversor para toda la planta

Esta disposición se utiliza en centrales pequeñas y con módulos del mismo tipo que tengan la misma exposición.

Existen ventajas económicas derivadas de la existencia de un solo inversor, en términos de reducción de la inversión inicial y de los costos de mantenimiento. Sin embargo, el fallo del inversor único provoca el paro de la producción de toda la planta. Además, esta solución no es la más indicada para aumentar el tamaño (y por lo tanto el pico de potencia) de la planta fotovoltaica dado que aumentan los problemas de protección contra sobreintensidades y los problemas derivados de un sombreado diferente, es decir, cuando la exposición de los paneles no es la misma en toda la instalación.

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

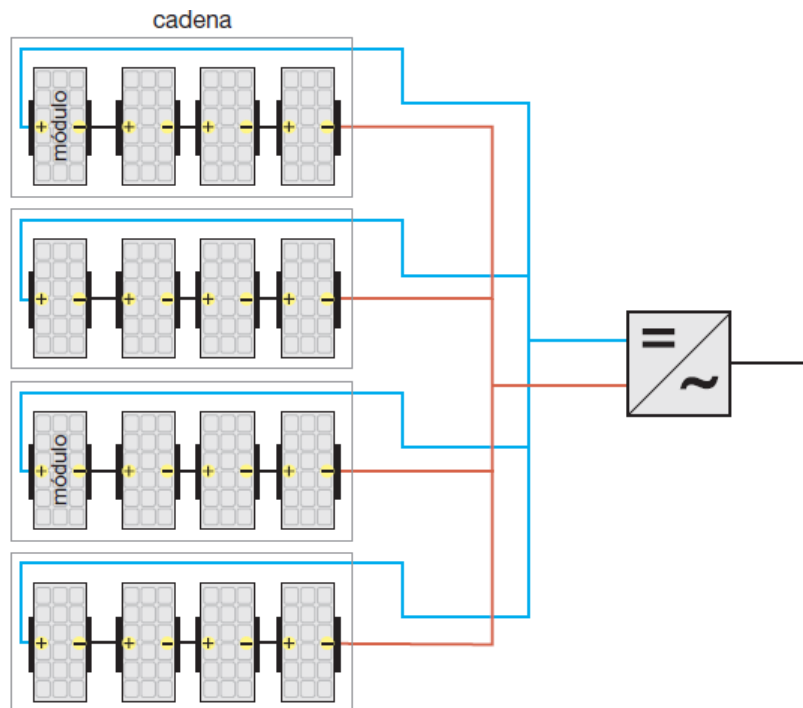


FIGURA N°31: Esquema de inversor único.

Un inversor por cadena

En plantas de tamaño medio, cada cadena puede conectarse a su propio inversor y así funcionar conforme a su propio punto de potencia máxima.

Con esta disposición, el diodo de bloqueo (que evita que la dirección de la fuente se invierta) viene incluido normalmente en el inversor, que realiza directamente el diagnóstico de la producción, proporcionando además la protección contra sobrecargas y sobretensiones de origen atmosférico en el lado CC.

Además, disponer de un inversor en cada cadena limita los problemas de acoplamiento entre módulos e inversores y la reducción de rendimientos como consecuencia del sombreado o la exposición no uniforme. Por otra parte, es posible utilizar módulos con características diferentes en distintas cadenas para aumentar la eficiencia y fiabilidad de toda la planta.

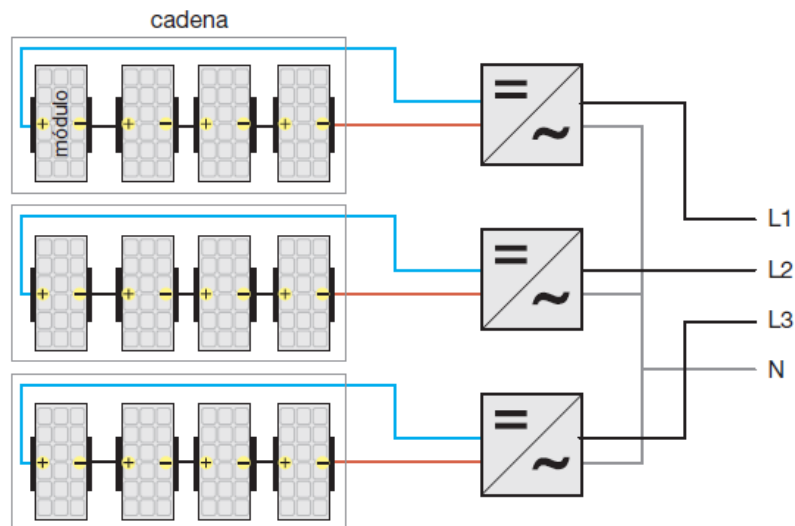


FIGURA N°32: Esquema de un inversor por cadena.

Un inversor para varias cadenas

En centrales de gran tamaño, generalmente se divide el campo fotovoltaico en dos o más partes (subcampos), cada uno de ellos provisto de un inversor propio al que se conectan las distintas cadenas en paralelo. Comparada con la disposición antes descrita, esta hace un uso de un número menor de inversores, con la consiguiente reducción de los costes de inversión y mantenimiento. Sin embargo, se mantiene la ventaja de la reducción de los problemas causados por el sombreado y la exposición desigual de las cadenas, así como los debidos al uso de módulos diferentes, siempre que las cadenas de los subcampos con módulos idénticos y con la misma exposición se conecten al mismo inversor.

Además, el fallo de un inversor no implica la pérdida de producción de toda la planta (como era el caso de la planta con un solo inversor), sino, únicamente del subcampo afectado. Se recomienda que cada cadena se desconecte por separado para que se puedan efectuar las operaciones de mantenimiento y verificación sin dejar fuera de servicio todo el generador fotovoltaico.

Al instalar cuadros de distribución para la conexión en paralelo en el lado CC, es necesario asegurarse de insertar en cada cadena un dispositivo para la protección contra sobrecargas y corrientes inversas que impida la alimentación de cadenas bajo sombra o defectos por parte de las cadenas conectadas en paralelo. Se puede obtener protección contra sobrecargas mediante un interruptor automático magnetotérmico o un fusible, mientras que la protección contra corriente inversa se obtiene utilizando diodos de bloqueo.

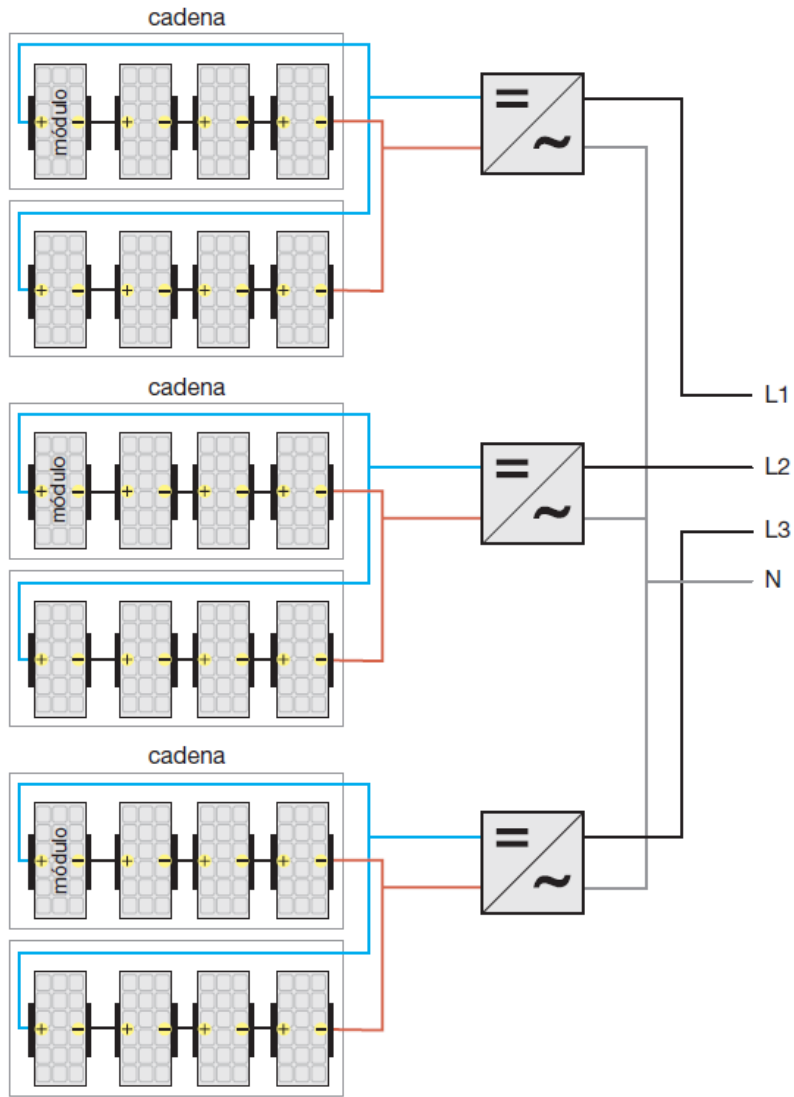


FIGURA N°33: Esquema de un inversor para varias cadenas.

MARCO LEGAL

LEY N°27191

La ley N°27191, que introduce modificaciones a la ley N°26190, “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”, sancionada el 23 de septiembre de 2015, establece como objetivo principal, lograr una contribución de las fuentes de energías renovables en la matriz de generación de energía eléctrica nacional hasta alcanzar el ocho por ciento (8%) del consumo, al 31 de diciembre de 2017.

En una segunda etapa, la misma, establece como nuevo objetivo lograr una contribución de las fuentes renovables de energía en la matriz de generación eléctrica nacional hasta alcanzar el veinte por ciento (20%) del consumo, al 31 de diciembre de 2025.

Planteando una serie de beneficios para aquellos sujetos que reúnan los requisitos exigidos en tiempo y forma según la ley.

Los grandes usuarios del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) o las grandes demandas de potencia que igualen o superen los 300 kW, deberán cumplir efectiva e individualmente con los objetivos indiciados por la ley en el artículo 8. A saber:

- 1. Al 31 de diciembre de 2017, deberán alcanzar como mínimo el ocho por ciento (8%) del total del consumo propio de energía eléctrica.**
- 2. Al 31 de diciembre de 2019, deberán alcanzar como mínimo el doce por ciento (12%) del total del consumo propio de energía eléctrica.**
- 3. Al 31 de diciembre de 2021, deberán alcanzar como mínimo el dieciséis por ciento (16%) del total del consumo propio de energía eléctrica.**
- 4. Al 31 de diciembre de 2023, deberán alcanzar como mínimo el dieciocho por ciento (18%) del total del consumo propio de energía eléctrica.**
- 5. Al 31 de diciembre de 2025, deberán alcanzar como mínimo el veinte por ciento (20%) del total del consumo propio de energía eléctrica.**

A tales efectos, dichos usuarios podrán autogenerar o contratar la compra de energía proveniente de diferentes fuentes renovables de generación. La compra podrá efectuarse al propio generador, a través de una distribuidora que la adquiera en su nombre a un generador, de un comercializador o comprarla directamente a CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima) bajo la resolución E 281/2017 (régimen del mercado a término de energía eléctrica de fuente renovable).

En la siguiente imagen (figura N°34), podemos ver la evolución del precio medio de remuneración de contratos de compra de energía eléctrica de fuentes renovables desde el 2018 hasta la actualidad.

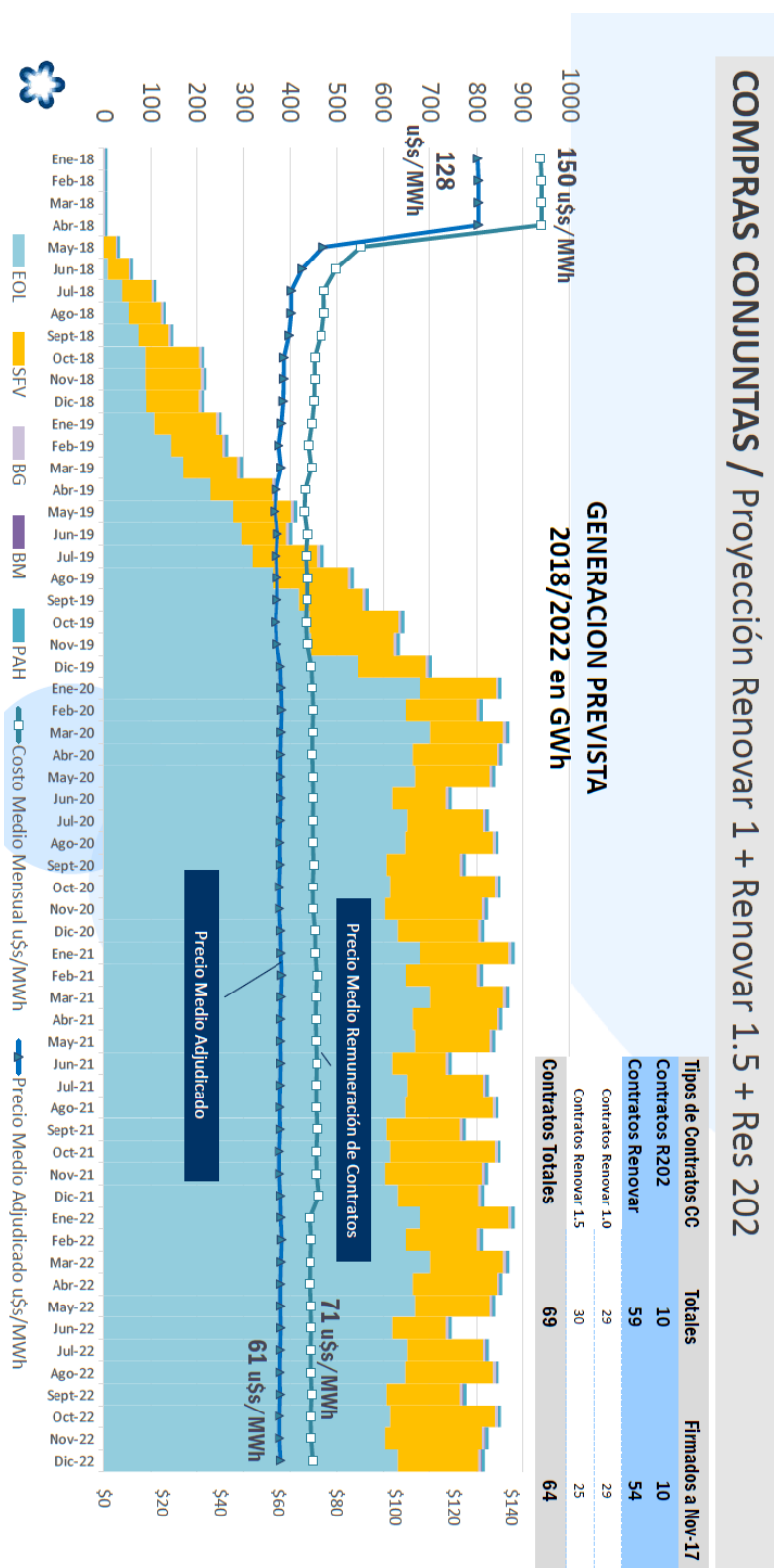


FIGURA N°34: Precio medio remuneración de contratos en U\$D/MWh.

Por los incumplimientos en las obligaciones de consumo de la porción de energía eléctrica renovable mencionados anteriormente, los grandes usuarios o grandes demandas, deberán abonar (en dólares estadounidenses) sus faltantes **a un precio equivalente al costo variable de producción de energía eléctrica correspondiente a la generación cuya fuente de combustible sea gasoil de origen importado, calculado como el promedio ponderado de los 12 meses del año calendario anterior a la fecha de incumplimiento.**

A modo de referencia, en la tabla N°4, podemos observar el costo equivalente del gasoil (U\$/MWh) para el año 2015, 2016 y 2017. Y la fórmula para su determinación que es la siguiente:

$$CGOEQ = \frac{PMGOI * CEM}{PC} + COyM$$

Concepto			AÑO		
			2015	2016	2017 (*)
Volúmen de GO		Miles de m3	2236	2377	1266
Precio Medio de Gasoil Importado	PMGOI	u\$/m3	596	441	404
Consumo Específico Medio	CEM	Kcal/KWh	1902	1938	1922
Poder Calorífico	PC	kcal/m3	8580	8580	8580
Costo de Operación y Mantenimiento	COyM	u\$/Mwh	8.8	7.9	8.0
Costo de Gasoil Equivalente	CGOEQ	u\$/Mwh	141	108	98

TABLA N°4: Costo de gasoil equivalente.

DECRETO N°1098

El decreto N°1098, sancionado por el poder ejecutivo de la provincia de Santa Fe, el 16 de octubre de 2020, da origen al programa ERA (Energía Renovable para el Ambiente), el cual busca 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.

Por medio del programa el usuario-generador, compensa en la facturación, los costos evitados de la energía eléctrica auto consumida y obtiene un reconocimiento económico por la energía eléctrica inyectada a la red de distribución.

Esquema del balance neto de facturación

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.

Llamamos tarifa de servicio de red al 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 (Valor Agregado de Distribución)**, más impuestos.

El precio mayorista de energía es el precio al cual los distribuidores compran la energía eléctrica en el MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) para su posterior distribución al usuario final. El mismo 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 CAMESA, costos impositivos y pérdidas asociadas a cada tipo de usuario)**.

Por otro lado, el VAD es el costo 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.

La energía eléctrica generada por el usuario-generador que es inyectada a la red de distribución 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 N°11 de la ley provincial N°12692.

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.

Las instalaciones deberán cumplir con el procedimiento técnico aprobado por resolución N°290/19 de EPESF o el que lo sustituya en el futuro.

Se permitirá por 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.

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

REQUISITOS TÉCNICOS DE LA EPESF (PRO-103-101)

En primera instancia y de forma obligatoria, se requerirá a los nuevos usuarios generadores, la provisión e instalación de equipos de medición de tipo inteligente, de acuerdo con el punto 11 del decreto 1098/2020.

Requisitos de conexión

1. Para sistemas de generación distribuida de potencia mayor a 300 kW (caso del proyecto en cuestión), necesariamente el suministro deberá ser en media o alta tensión. En estos casos, a criterio de la empresa distribuidora, podrá exigirse la presentación de estudios eléctricos que permitan verificar que la incorporación de dicho sistema no producirá efectos adversos sobre la red eléctrica existente.

Los estudios que podrán requerirse son:

- Flujos de carga.
- Cortocircuito.
- Estabilidad transitoria, con modelos estándares para los equipos a instalar.
- Coordinación y ajuste de protecciones. Automatismos.
- Requerimientos del transporte. (distribuidores, alimentadores, estaciones transformadoras y/o líneas o cables de alta tensión).
- Control V-Q.

2. La puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red.

Para los niveles de generación en media o alta tensión, las instalaciones de generación del usuario tendrán una referencia rígida a tierra independientemente de la del sistema de la empresa distribuidora, debiendo disponer, según el caso, de un transformador elevador, de un reactor de neutro o del generador de media tensión con conexión estrella rígida a tierra.

3. El inversor deberá disponer de una separación galvánica por medio de un transformador de aislación o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones.

Para cada requisito (de seguridad eléctrica, compatibilidad electromagnética y de interconexión con la red), deberán cumplir con al menos una de las siguientes normativas o las que las reemplacen:

Seguridad Eléctrica	Compatibilidad EM	Interconexión Red
IEC 62109-1 y 62109-2	IEC 61000-3-2, 61000-3-3, 61000-3-11 y 61000-3-12	IEC 62116
UL 1741	VDE-AR-N-4105	IEEE 1547
IEEE 1547	IEEE 929	VDE-AR-N-4105
	EN/IEEE 61000-3-1, 61000-3-2, 61000-3-3 y 61000-3-4	IEEE 929
	IRAM 210013-21	VDE-0126-1-1
		EN 50438
		AS 4777-3
		RD 1699
		IEC 61727
		G 83
		IRAM 210013-21

TABLA N°5: Normativas.

4. El sistema de maniobra y protección se deberá ubicar en un tablero o gabinete independiente, aguas abajo o arriba de la medición comercial del suministro, según el tipo de suministro (baja o media tensión respectivamente), debiendo contener los siguientes componentes:

➤ Interruptor general de acoplamiento del sistema de generación distribuida con capacidad de maniobra bajo corrientes de carga y cortocircuito, que produzca la desconexión automática de las instalaciones ante anomalías detectas por el sistema de protecciones asociadas a este. Características:

- Ser manualmente operable.
- Contar con un indicador visible de la posición “abierto - cerrado”.
- Contar con la posibilidad de ser enclavado mecánicamente en posición abierto por medio de un candado o mecanismo de seguridad.
- Ser operable sin exponer al personal con partes energizadas.
- Estar claramente identificado como el interruptor de desconexión del sistema de generación.

➤ Un sistema de protecciones que actuará sobre el interruptor general del sistema de generación distribuida para su desconexión, cuando se presentan valores inadmisibles en cualquiera de las variables de protecciones que se establezcan para cada caso.

Para usuarios en media o alta tensión con potencia mayor a 300 kW se deberá contar con maniobra y protección del lado de la empresa distribuidora y del lado del usuario (redundante), compuesta por las siguientes protecciones mínimas:

- Sobrecargas y cortocircuitos de fase y tierra (ANSI 50/51), ajustada a la potencia de la instalación de generación.
- Máxima y mínima frecuencia (ANSI 81m-M).
- Máxima y mínima tensión (ANSI 59 y 27).
- Protección anti-isla (ANSI 78), de manera que, ante la falta de tensión, transitoria o no, en una o más fases de la red, el generador deje de energizar y aportar a la red.
- De sincronización (ANSI 25) para puesta en paralelo automático.

En la siguiente tabla podemos ver los valores de ajuste de las protecciones mínimas dispuestas por la EPESF:

Parámetro	Umbral de protección	Tiempo máximo de actuación
Sobretensión ANSI 59	Un + 15%	0,2 s
Tensión mínima ANSI 27	Un - 15%	1,5 s
Frecuencia máxima ANSI 81	50,5 Hz	0,5 s
Frecuencia mínima ANSI 81	47Hz	0,5 s
Protección anti-isla ANSI 78		200 ms

TABLA N°6: Valores de ajuste de las protecciones.

A criterio de la empresa distribuidora se podrá exigir el monitoreo del sistema de generación con comunicaciones.

Sin perjuicio de las protecciones de mínima que se requieren, por las particularidades que pueda presentar el sistema de generación o por las condiciones de la red en el posible punto de conexión y suministro, podrán solicitarse protecciones ANSI adicionales, a saber:

- 59N protección por desplazamiento de neutro.
- 67/67N direccional de sobre corriente.
- 51V sobre corriente con restricción de tensión.
- 46 secuencia negativa.
- 40 pérdida de excitación.
- 32 potencia inversa.
- 47 secuencia negativa de tensión.

Esquema unifilar para generación en paralelo > 300 kW

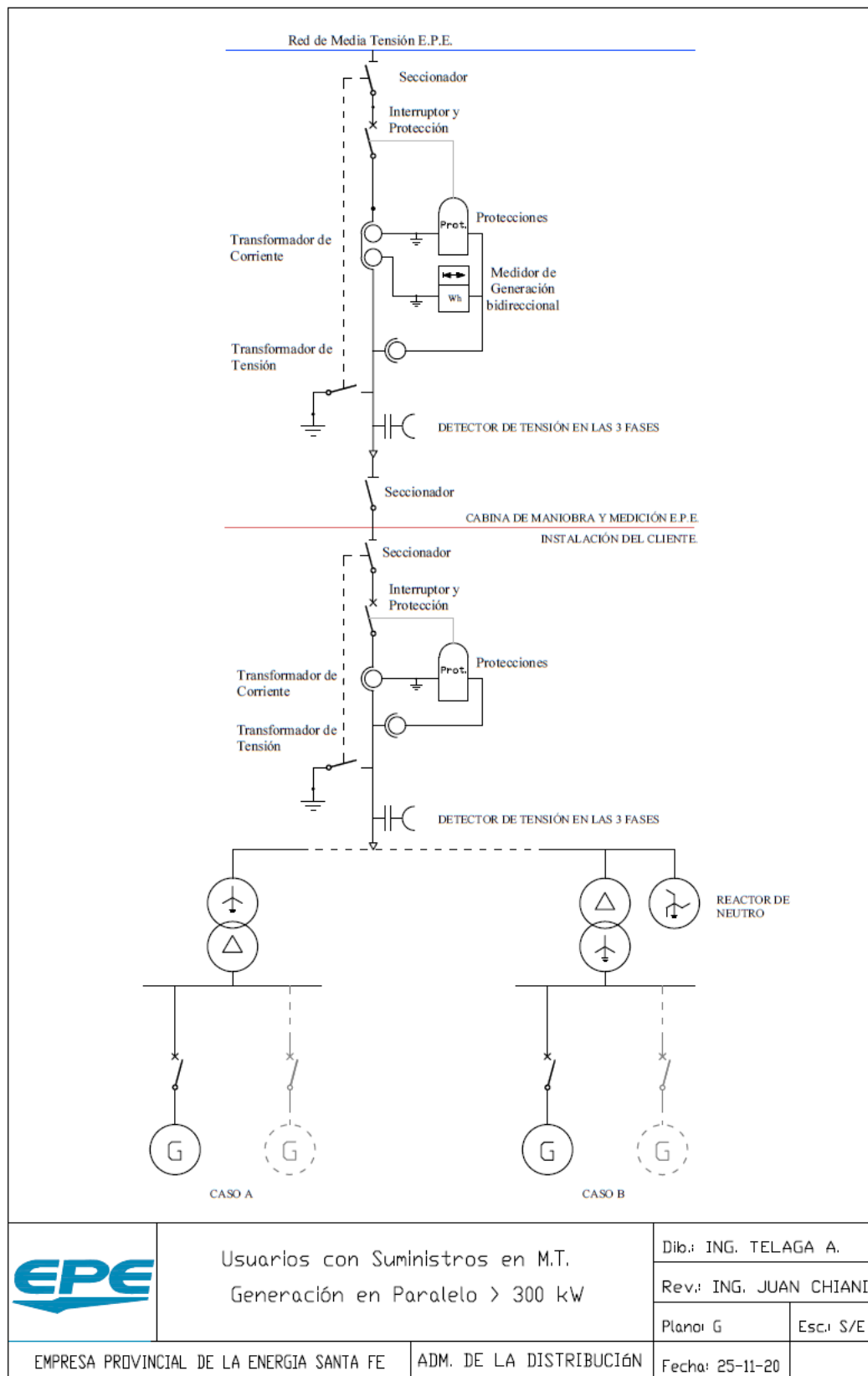


FIGURA N°35: Esquema unifilar para generación en paralelo > 300 kW.

Requisitos de operación en paralelo

El funcionamiento del sistema de generación no deberá provocar:

- Averías en la red.
- Disminución de las condiciones de seguridad (evitando condiciones peligrosas de trabajo para el personal propio como para terceros).
- Alteraciones de variables (tensión, frecuencia, factor de potencia, etc.) superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable durante el funcionamiento del sistema de generación en paralelo a la red.

Además, se deberán cumplir con las condiciones enumeradas a continuación:

1. Con el propósito de mantener las características simétricas de una red trifásica, en los sistemas de generación trifásicos con inversores electrónicos, la potencia debe ser suministrada a la red en forma balanceada por cada fase. Se admitirá un desbalance máximo de 5 kVA entre fases.

2. El esquema de puesta a tierra de los sistemas de generación no deberá provocar sobretensiones que excedan el rango admisible del equipamiento conectado a la red de la empresa distribuidora, a fin de evitar algún grado de afectación en el proceso de coordinación de la aislación. Asimismo, no deberá afectar la coordinación de la protección de sobre corriente de tierra dentro del sistema de la empresa distribuidora de la energía.

3. Debido a la operación de un sistema de generación distribuida, la corriente de cortocircuito de la red de baja tensión se ve incrementada por la corriente de cortocircuito del sistema de generación.

Para sistemas de generadores con inversores electrónicos la corriente de cortocircuito se ve incrementada en 1.2 vez la corriente nominal.

4. Las variaciones de tensión en el punto de conexión a la red atribuibles al sistema de generación no superarán un valor del 3% positivo o negativo en comparación con la tensión sin sistema de generación presente.

Para un valor del 3%, su frecuencia de ocurrencia no excederá un evento cada 10 minutos.

Dependiendo de la potencia de cortocircuito de la red de distribución (S_{kV}) en el punto de conexión a la red, la potencia máxima aparente ($S_{Emáx}$) del sistema de generación y la relación de corriente inicial (I_a) respecto de la corriente nominal del sistema de generación (I_{rE}), la variación de tensión en el punto de conexión a la red puede ser estimada por:

$$\Delta U_{máx} = k i_{máx} * \frac{S_{Emáx}}{S_{kV}} * 100\% = \frac{I_a}{I_{rE}} * \frac{S_{Emáx}}{S_{kV}} * 100\%$$

5. Los niveles admisibles de flicker resultantes en el punto de conexión a la red, producto del sistema de generación, no deben superar los límites establecidos en la resolución del ENRE 0099/1997.

6. La distorsión armónica de tensión admisible al sistema de generación no superará los valores permitidos por la resolución del ENRE 184/2000.

7. La inyección de corriente continua a la red, medida en el punto de conexión a la red, debe ser menor que 0.5% respecto de la corriente nominal.

8. El sistema de generación debe trabajar con un factor de potencia mayor o igual a 0.95, a partir de 25% de la potencia nominal.

Como primera etapa, esta normativa no contempla la posibilidad de intercambio de energía reactiva entre el generador y la red eléctrica. Sin embargo, en común acuerdo con la empresa distribuidora, el generador podrá a distinto factor de potencia, regular energía reactiva.

9. Los equipos constituyentes de la instalación no deberán producir ningún tipo de interferencia en instalaciones y/o equipos de instalaciones eléctricas vecinas conectadas al mismo punto o puntos cercanos de acoplamiento.

10. Si el sistema de generación es sensible a las caídas de tensión de corta duración o interrupción de suministro, el usuario deberá tomar las medidas para asegurar el sistema y su operación.

Operación bajo contingencia de la red

La empresa distribuidora de la energía establecerá al usuario las protecciones necesarias, como así también los valores de regulación y ajuste de estas a partir de las cuales deberá producirse la desconexión del generador de la red.

En caso de falta de una o más fases en el punto de conexión con la red, el interruptor del sistema de generación deberá desconectarse de la red en un tiempo que fijará la empresa distribuidora.

Ante la ocurrencia de interrupciones de la red, permanentes o transitorias (recierres), el interruptor del sistema de generación deberá desconectarse en un tiempo tal que no comprometa la maniobra del equipamiento asociado al alimentador. Dicho tiempo será suministrado por la empresa distribuidora.

La empresa distribuidora de la energía establecerá los valores de sub-tensión, sobretensión, sub-frecuencia y sobre frecuencia a partir de los cuales deberá producirse la desconexión del generador.

En caso de que, por actuación de cualquiera de las protecciones, el sistema de generación distribuida se desacople de la red, éste podrá volver a conectarse solamente cuando el servicio eléctrico a cargo de la empresa distribuidora, en el punto de conexión, esté normalizado.

En los sistemas de generación monitoreados desde los CCO (Centros de Control Operativo de la EP) o los CCD (Centros de Control de Distribución de la EPE); la reconexión solamente podrá realizarse con la autorización explícita del CCO o CCD.

DISEÑO DE LA PLANTA SOLAR

POTENCIA DE LA INSTALACIÓN

Para el dimensionamiento de la potencia pico de la planta solar fotovoltaica, en primer lugar, debemos tener en cuenta que el objetivo primordial de este proyecto es, generar e inyectar a la red al menos el 20% de la energía eléctrica consumida por la empresa Tadeo Czerweny S.A, y también recordar que:

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

Consumo histórico de energía eléctrica en Tadeo Czerweny

El consumo histórico de energía eléctrica de Tadeo Czerweny para el año 2022 puede verse en detalle en la tabla N°7.

Mes-año	Consumo mensual total [kWh]
enero-22	211.976
febrero-22	215.980
marzo-22	222.287
abril-22	238.785
mayo-22	237.380
junio-22	232.224
julio-22	226.355
agosto-22	242.252
septiembre-22	206.294
octubre-22	209.710
noviembre-22	240.312
diciembre-22	215.920
Total anual	2.699.475
Promedio mensual	224.956

TABLA N°7: Detalle consumo eléctrico de Tadeo Czerweny S.A. en el 2022.

El 20% del consumo total anual del año 2022 es entonces:

$$2699475 [kWh] * 0.2 = 539895 [kWh]$$

Y mayorando este valor un 10% para consideración de futuras ampliaciones de la planta industrial:

$$539895 [kWh] * 1.1 = 593885 [kWh]$$

El cuál es el valor de energía a generar anualmente en la planta a diseñar y calcular.

Orientación de los paneles solares

La eficiencia máxima de un panel solar se obtendría si el ángulo de incidencia de los rayos solares fuera siempre de 90°. En la práctica, la incidencia de la radiación solar varía tanto en función de la latitud como de la declinación solar durante el año. De hecho, dado que el eje de rotación terrestre está inclinado unos 23,45° respecto al plano de la órbita terrestre

alrededor del sol, a una latitud definida, la altura del sol en el horizonte cambia diariamente. El sol está posicionado en un ángulo de incidencia de 90° respecto a la superficie terrestre (cénit) en el ecuador los dos días de equinoccio y en los trópicos durante los solsticios (figura N°36).

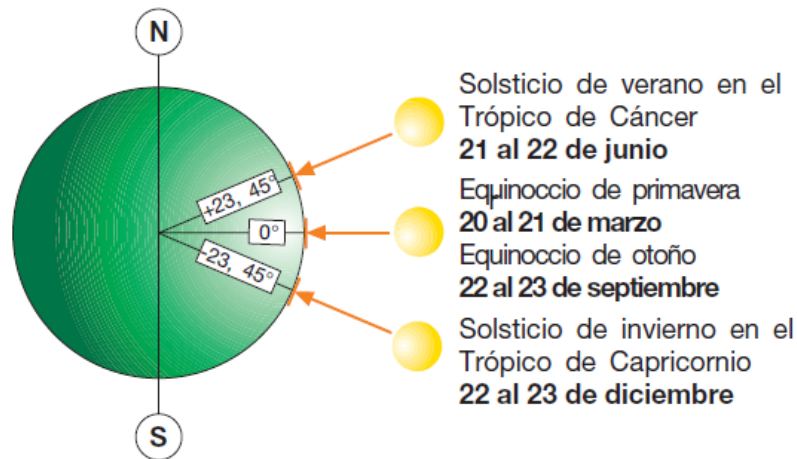


FIGURA N°36: Posición del sol en diferentes épocas del año.

Fuera de la latitud tropical, el sol no puede alcanzar el cénit sobre la superficie terrestre, pero alcanzará su punto más alto (dependiendo de la latitud) en el solsticio de verano en el hemisferio norte y en el solsticio de invierno en el hemisferio sur. Por tanto, si se desea inclinar los paneles de forma que reciban los rayos solares perpendicularmente al mediodía del día más largo del año, es necesario conocer la altura máxima (en grados) que alcanza el sol sobre el horizonte en ese instante; altura que se obtiene a partir de la fórmula siguiente:

$$\alpha = 90^\circ - lat + \delta$$

Donde:

- lat: es el valor (en grados) de la latitud del lugar de instalación de los paneles.
- δ : es el ángulo de la declinación solar ($23,45^\circ$).

Al hallar el ángulo complementario de α ($90^\circ - \alpha$) se puede obtener el ángulo de inclinación β de los paneles respecto al plano horizontal para el que los rayos solares inciden perpendicularmente en los paneles en el momento adecuado.

Sin embargo, no basta conocer el ángulo α para determinar la orientación óptima de los paneles. Es necesario considerar también la trayectoria solar por el cielo en las diferentes épocas del año, por lo que el ángulo de inclinación debería calcularse teniendo en cuenta todos los días del año (figura N°37). Esto permitiría obtener una radiación total anual capturada por los paneles (y por lo tanto una producción energética anual) mayor que la obtenida bajo la condición anterior de incidencia de los rayos solares perpendicular a los paneles durante el solsticio.

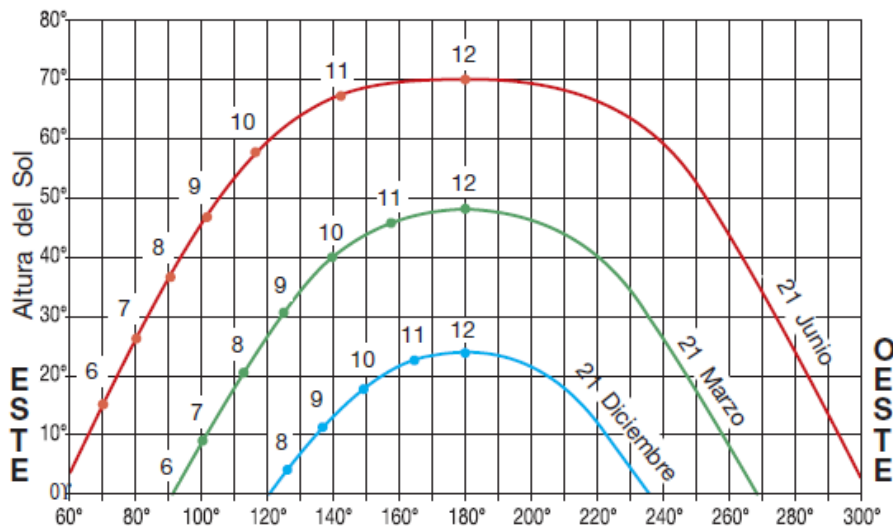


FIGURA N°37: Recorrido del sol a 45° de latitud Norte.

La orientación de los paneles puede indicarse con el ángulo azimut (γ) de desviación respecto a la dirección óptima hacia el sur (para localizaciones en el hemisferio norte) o hacia el norte (para enclaves en el hemisferio sur).

Los valores positivos de los ángulos azimut muestran una orientación hacia el oeste, mientras que los negativos indican que la orientación es hacia el este.

Cuando se trata de paneles montados a ras de suelo, la combinación de la inclinación y la orientación determinará la exposición de los propios paneles (figura N°38). Por el contrario, cuando los paneles se integran en edificios, la exposición dependerá de la inclinación y orientación de la azotea o tejado.

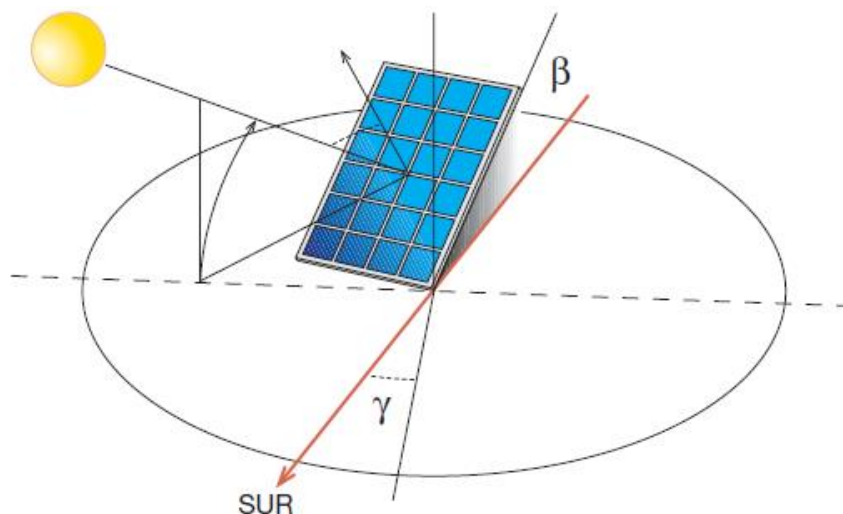


FIGURA N°38: Ángulo de inclinación y orientación de un panel.

Para definir los ángulos mencionados con anterioridad para la ubicación y orientación de los paneles solares de este proyecto, utilizaremos una guía de recurso solar elaborada por la subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética de la Nación.

En la siguiente imagen (figura N°39) observamos un disco de irradiación solar elaborado para la provincia de Santa Fe.

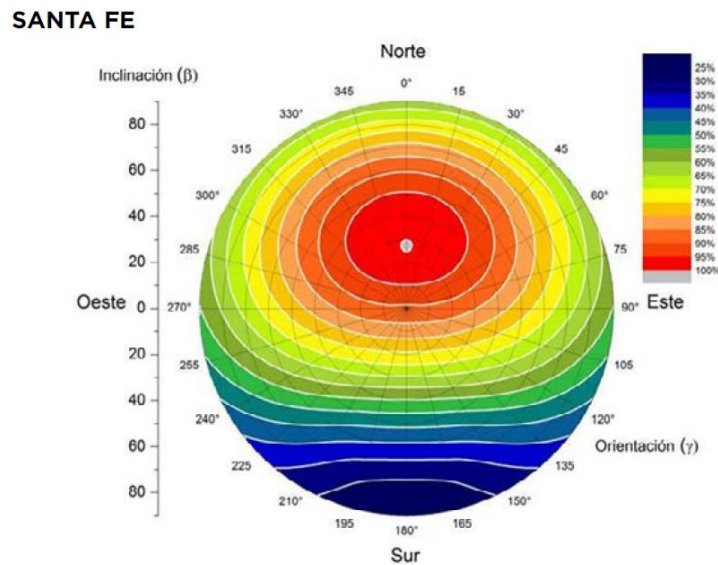


FIGURA N°39: Disco de irradiación solar para la provincia de Santa Fe.

Del cual podemos deducir que la posición óptima de los paneles fotovoltaicos será con un acimut de 0° y una inclinación sobre la horizontal de 30° , aproximadamente.

Ubicación de los paneles solares

En cuanto a la ubicación de la planta solar fotovoltaica, se define, mediante un estudio de los potenciales lugares dentro del área industrial de la empresa, que el lugar óptimo para realizar el montaje de la planta fotovoltaica es sobre el techo de las naves N°11 y 12. En estas, la cobertura del techo está hecha con chapa U-45 - cincalum N°25 (figura N°40) y, además, son de las naves industriales más altas y de las que mayor superficie ocupan (en conjunto, un total de aproximadamente 4535 m^2) dentro de la empresa, como puede observarse en la imagen aérea de la figura N°41.

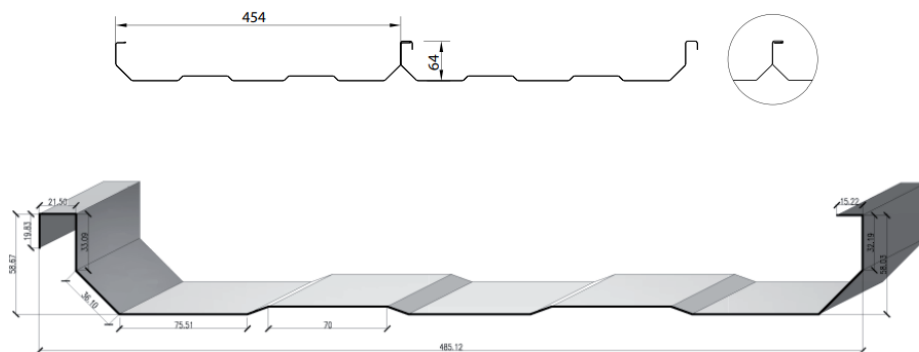


FIGURA N°40: Chapa U45 - Cincalum N°25.



FIGURA N°41: Imagen aérea de naves 11 y 12.

Podemos observar en más detalle, las dimensiones de éstas en el siguiente lay out parcial de la planta industrial que se observa en la figura N°42. Dentro de la nave 11, se desempeñan los sectores de bobinado y montaje de alta potencia. En la nave 12, se encuentra uno de los depósitos más grandes de la empresa, y, en la parte final, se desarrolla el sector de preparación de aislaciones.

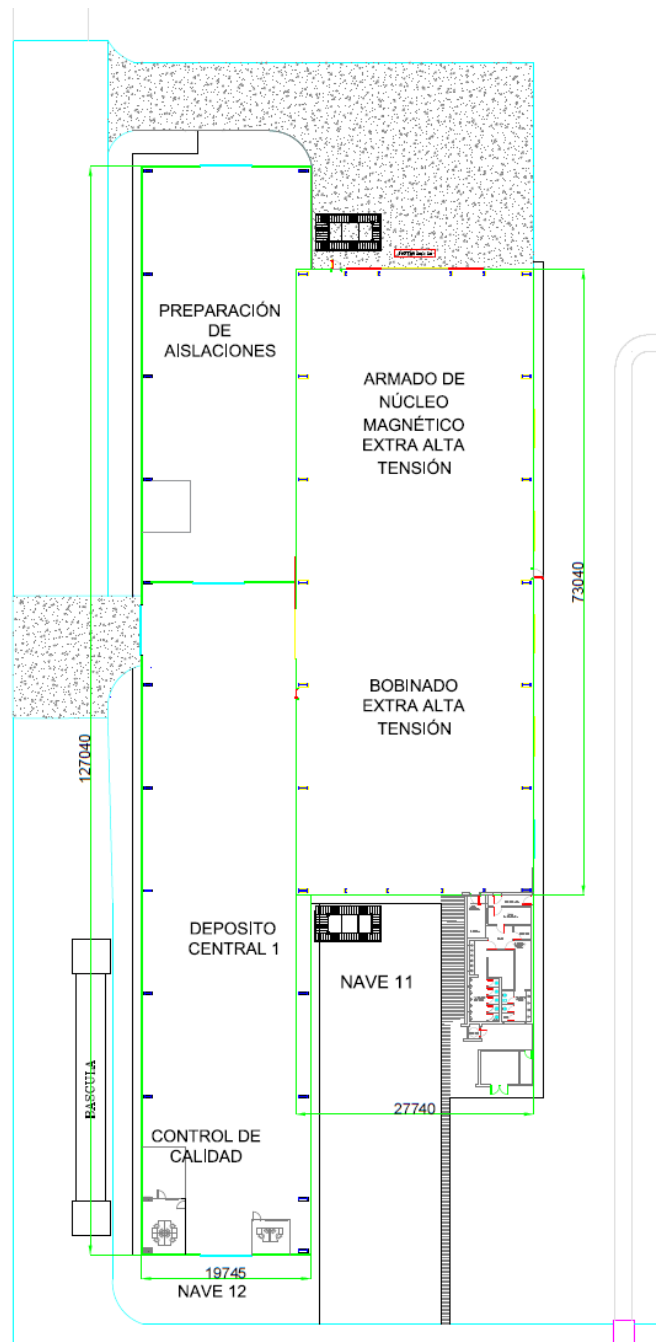


FIGURA N°42: Lay out parcial de la planta industrial de Tadeo Czerweny. S.A.

Factores que intervienen en la generación de energía eléctrica

Los principales factores que afectan a la generación de energía eléctrica en una planta solar fotovoltaica son:

1. Irradiancia

En la figura N°43 se muestra el cambio de la curva característica V-I de células fotovoltaicas a diferentes niveles de irradiancia incidente.

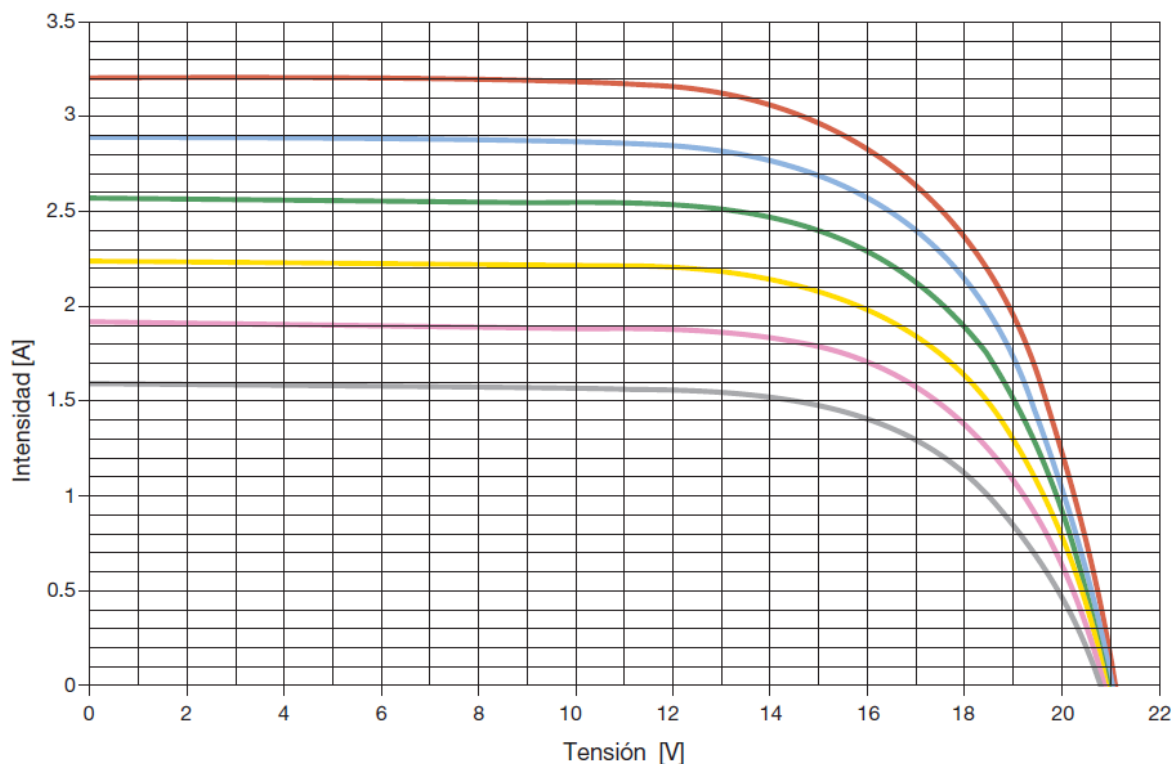


FIGURA N°43: Curva I-V a diferentes niveles de irradiancia.

Cuando la irradiancia desciende, la corriente generada disminuye proporcionalmente, mientras que la variación de la tensión sin carga es mínima.

En realidad, la eficiencia de conversión de energía no se ve afectada por la variación de la irradiancia dentro del intervalo de operación estándar de las células, lo que significa que la eficiencia de conversión es la misma en un día claro y en otro nublado.

Así pues, la reducción en la energía generada con un cielo nublado se debe, no a una caída de la eficiencia, sino a una generación reducida de la intensidad a causa de la menor irradiancia solar.

2. Temperatura de los módulos

Contrariamente a lo que ocurre en el caso anterior, cuando la temperatura de los módulos aumenta, la intensidad producida permanece prácticamente inalterada, mientras que la tensión disminuye, y con ello, se produce una reducción en los rendimientos de los paneles en términos de electricidad producida (figura N°44).

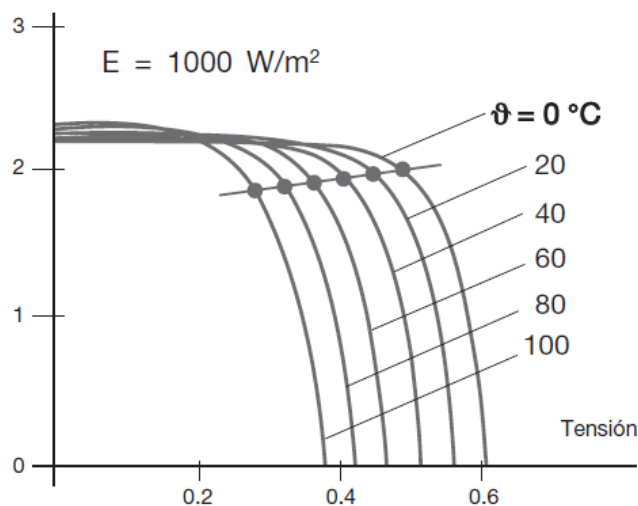


FIGURA N°44: Curva I-V a diferentes niveles de temperaturas.

La variación de la tensión sin carga (V_{oc}) de un módulo fotovoltaico, respecto a las condiciones estándar ($V_{oc,STC}$), en función de la temperatura de funcionamiento de las células (T_{cel}), viene expresada mediante la siguiente fórmula:

$$V_{oc} = V_{oc,STC} - \beta * (25 - T_{cel})$$

Donde:

➤ β : coeficiente de variación de la tensión con la temperatura y depende de la tipología del módulo fotovoltaico.

Por tanto, para evitar una reducción excesiva del rendimiento, conviene tener bajo control la temperatura de funcionamiento manteniendo los paneles bien ventilados para limitar las variaciones de temperatura en los mismos.

3. Sombreado

Considerando el área ocupada por los módulos de una planta solar fotovoltaica, es posible que sobre parte de ellos (una o varias células) se proyecte la sombra de árboles, hojas caídas, chimeneas, nubes o paneles fotovoltaicos instalados cerca.

A la sombra, una célula fotovoltaica constituida por una unión P-N deja de producir energía y se convierte en una carga pasiva. La célula se comporta como un diodo que bloquea la intensidad producida por el resto de las células conectadas en serie, poniendo en peligro toda la producción del módulo. Además, el diodo depende de la tensión del resto de células y esto puede causar la perforación de la unión por un sobrecalentamiento localizado (punto caliente) y daños al módulo.

Para evitar que el sombreado en una o varias células ponga en peligro la producción de toda una cadena, se insertan en el módulo algunos diodos de bypass, que conectan las partes del módulo dañadas o en sombra. De esta forma se garantiza el funcionamiento del

módulo, aunque se reduzca su eficiencia. En teoría, sería necesario insertar un diodo de bypass en paralelo con cada célula individual, pero esto tendría un claro impacto negativo en la relación costo/beneficio. Por ello, normalmente se instalan de 2 a 4 diodos en cada módulo (figura N°45).

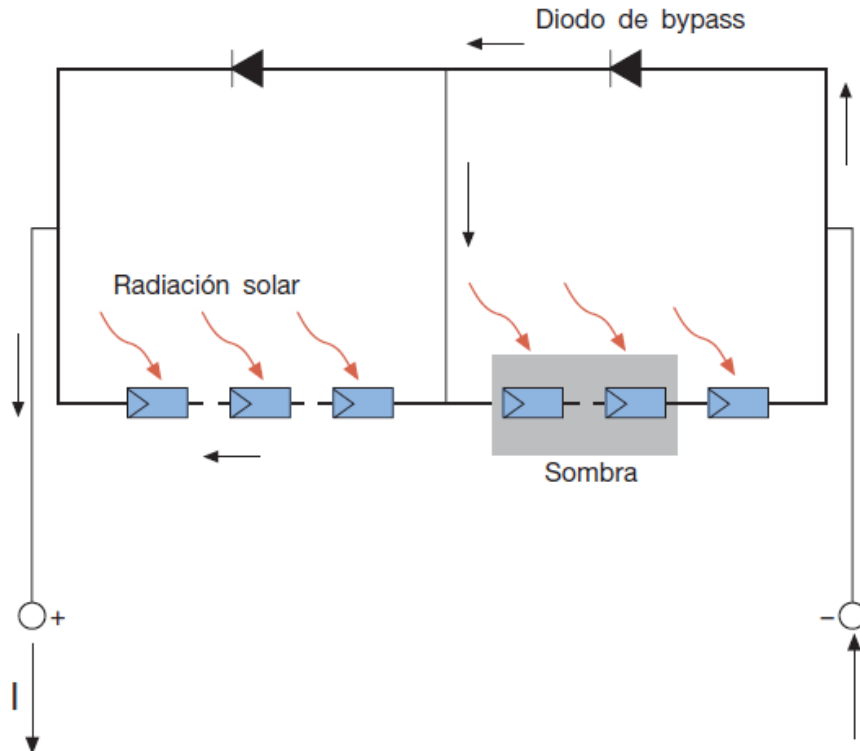


FIGURA N°45: Esquema del diodo de bypass en cadenas de paneles.

Energía eléctrica a generar

Partimos del conocimiento de energía eléctrica que debemos generar en un año (dicho dato es 593885 kWh). A continuación, realizaremos el cálculo de potencia pico que debería tener la planta para cumplimentar con la generación de energía planteada, para las condiciones del recurso solar disponible en la zona de emplazamiento del proyecto. Para eso, utilizaremos la ecuación mostrada a continuación y los mapas solares elaborados por Hugo Grossi Gallegos y Raúl Righini (atlas de radiación solar de la República Argentina).

$$E_p = P_{Ptotal (STC)} * \overline{HPS}_{(STC)} * PR * n_i$$

Donde:

- $P_{Ptotal(STC)}$: potencia pico de la suma de todos los paneles.
- PR: rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”. Los parques fotovoltaicos con buenas condiciones de eficiencia pueden tener un PR de entre 0,73 y 0,83.
- n_i : cantidad de días en análisis.
- $HPS_{(STC)}$: horas pico solar media por mes.

En base a una serie de iteraciones realizada en la ecuación presentada anteriormente, concluimos que la potencia pico de la planta solar fotovoltaica debería ser de 330 kWp.

El dato de las horas pico solar media por mes, para la zona de Santa Fe, lo obtendremos de los mencionados mapas solares de Hugo Grossi Gallegos y Raúl Righini, para los diferentes meses del año, mostrados mes a mes, a continuación:

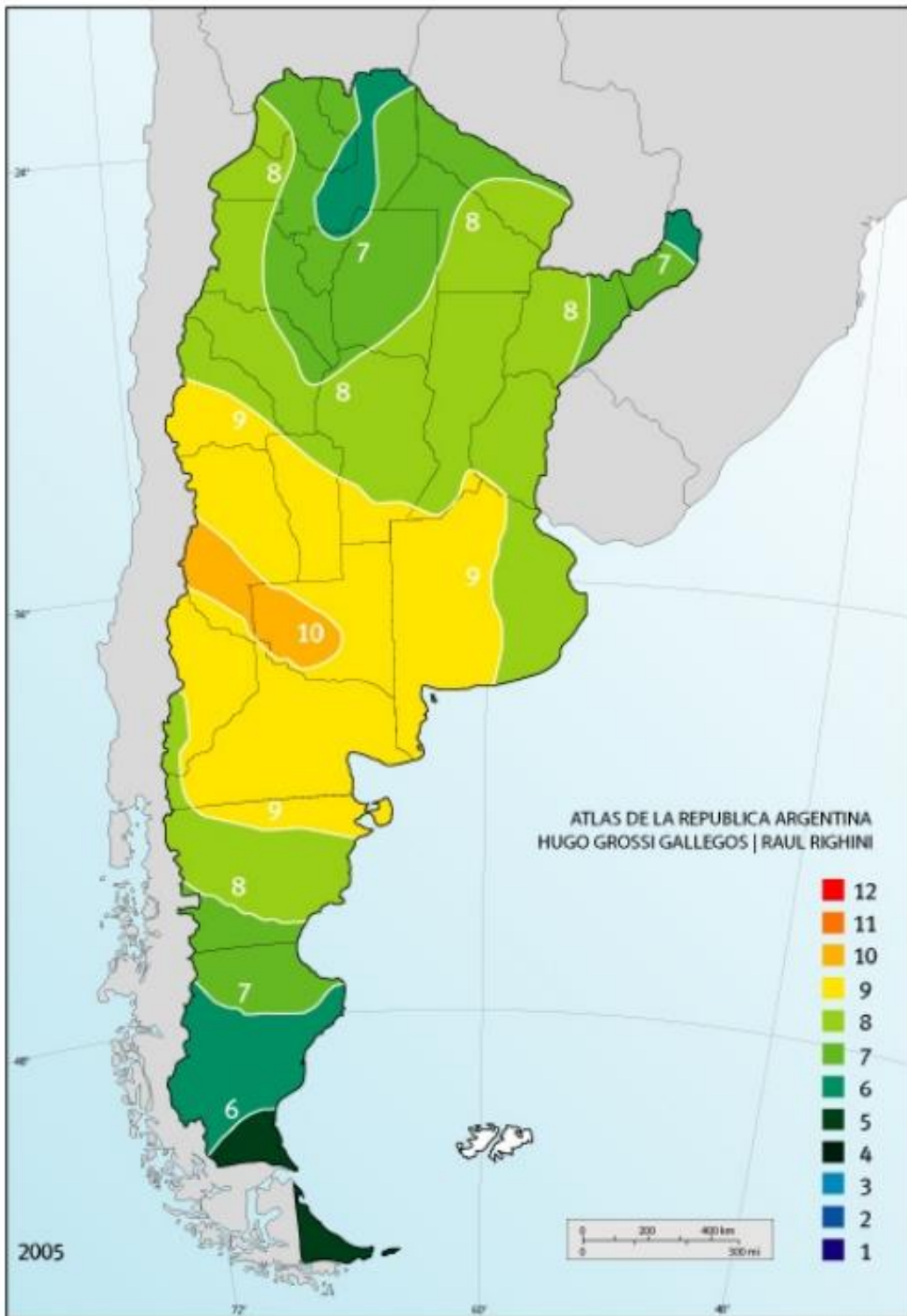


FIGURA N°46: Horas pico solar media para el mes de enero.

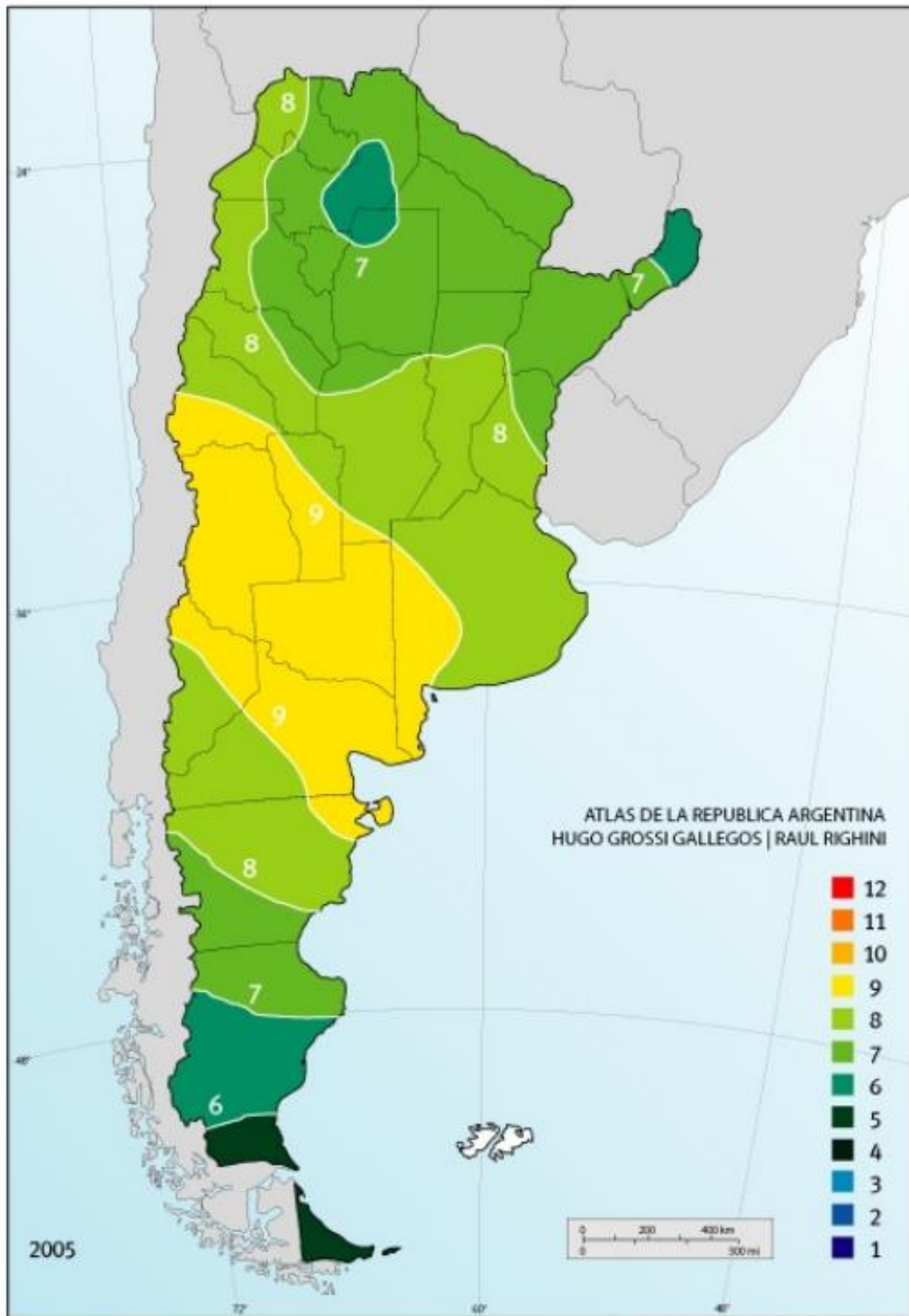


FIGURA N°47: Horas pico solar media para el mes de febrero.

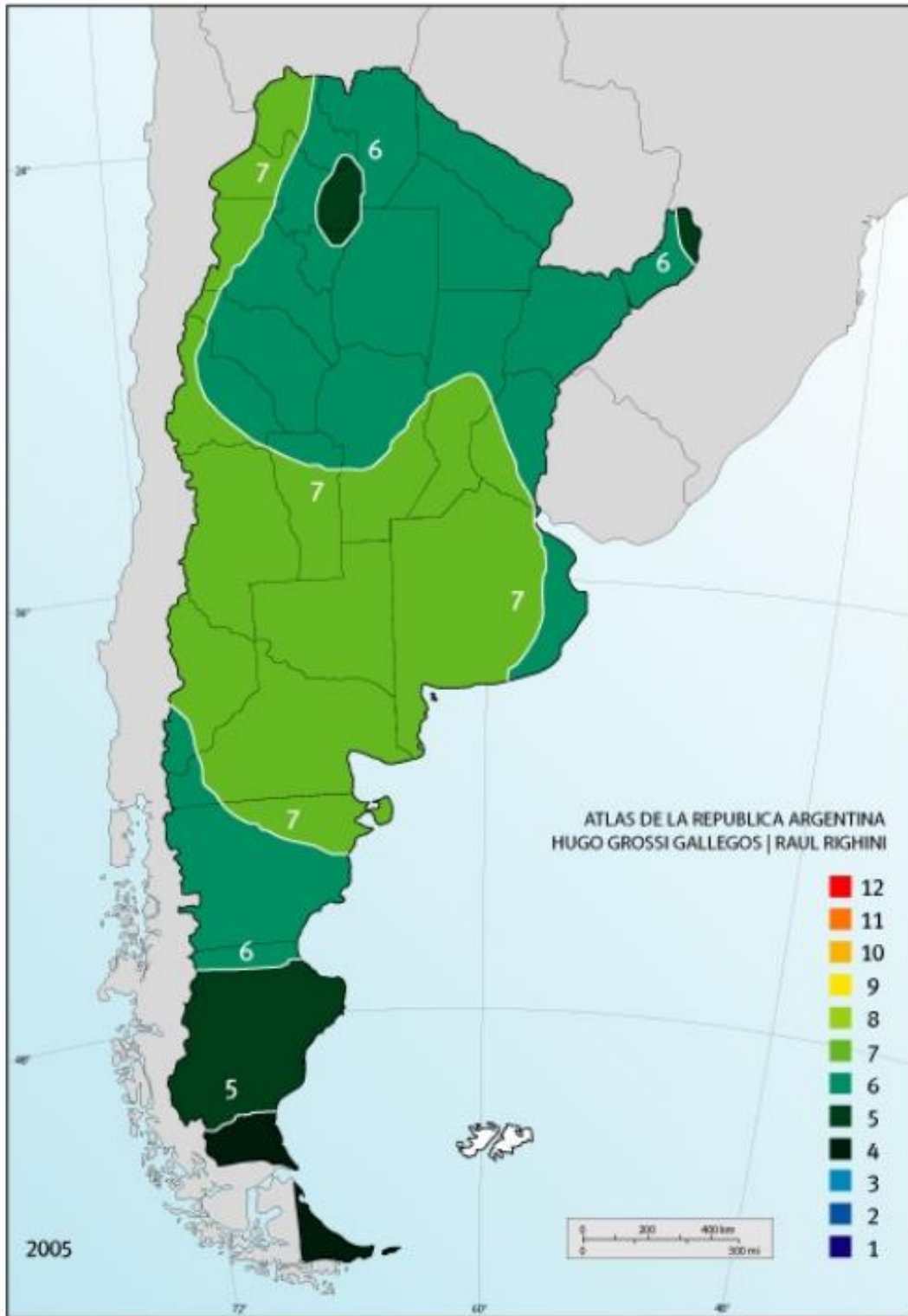


FIGURA N°48: Horas pico solar media para el mes de marzo.

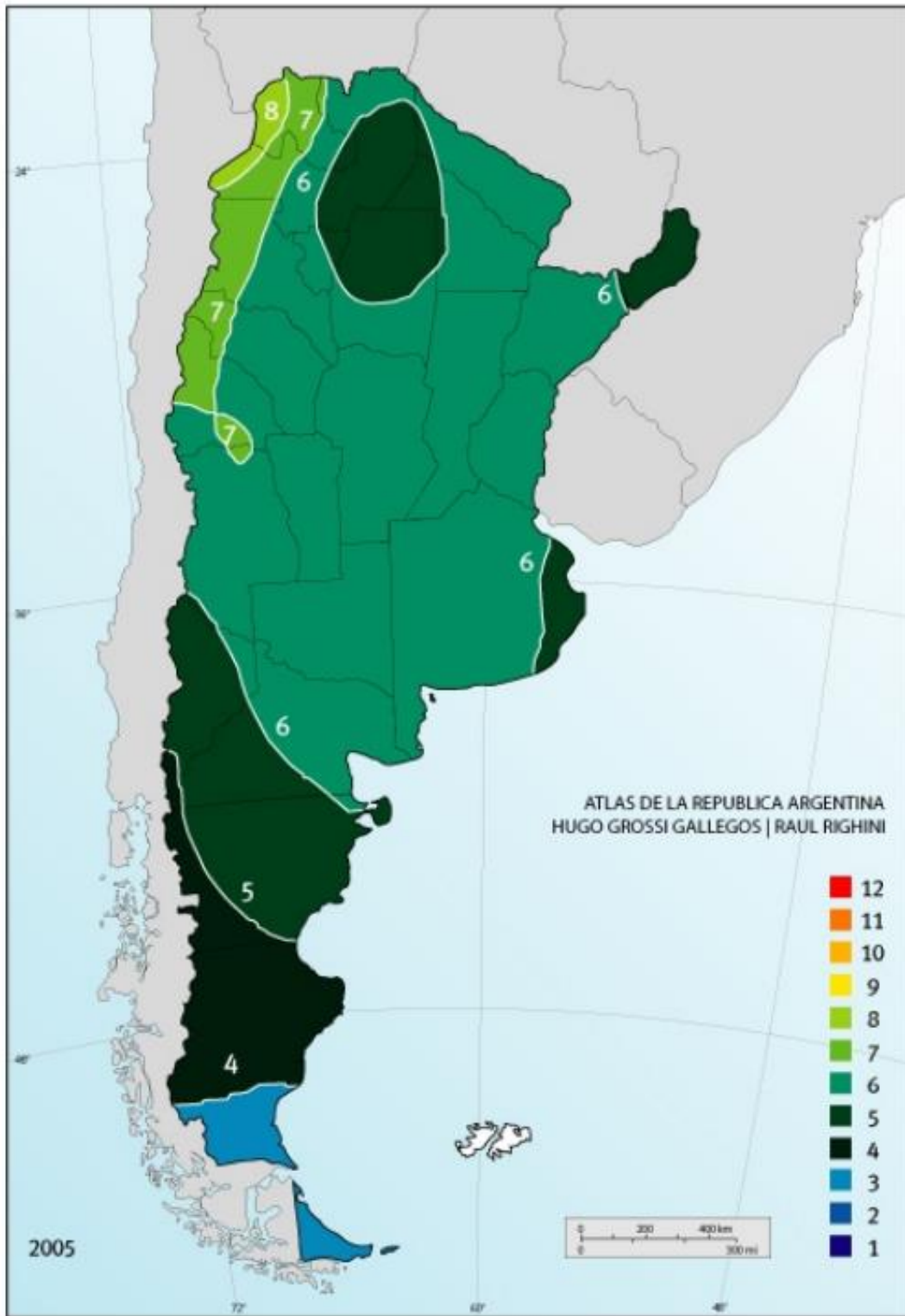


FIGURA N°49: Horas pico solar media para el mes de abril.

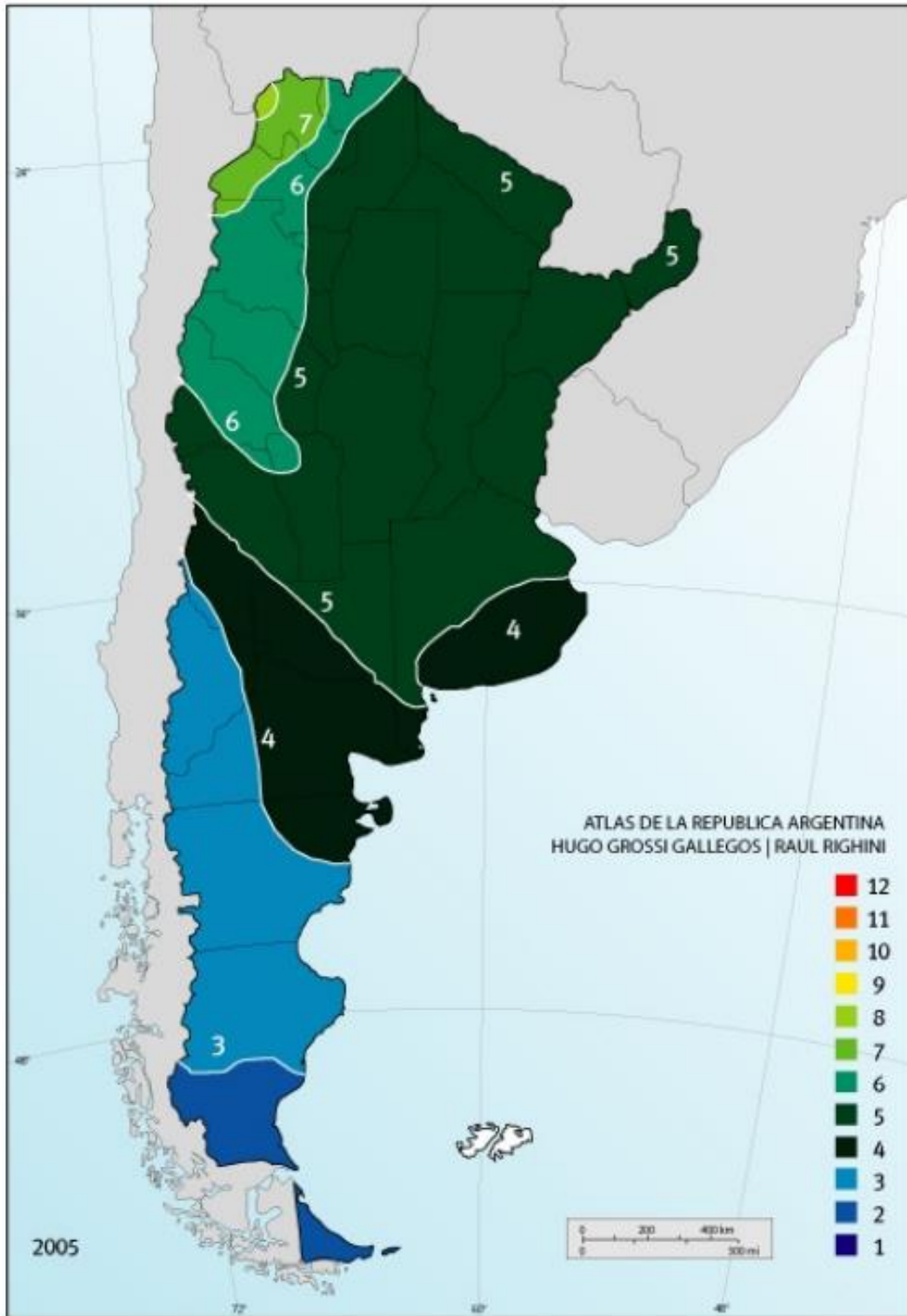


FIGURA N°50: Horas pico solar media para el mes de mayo.

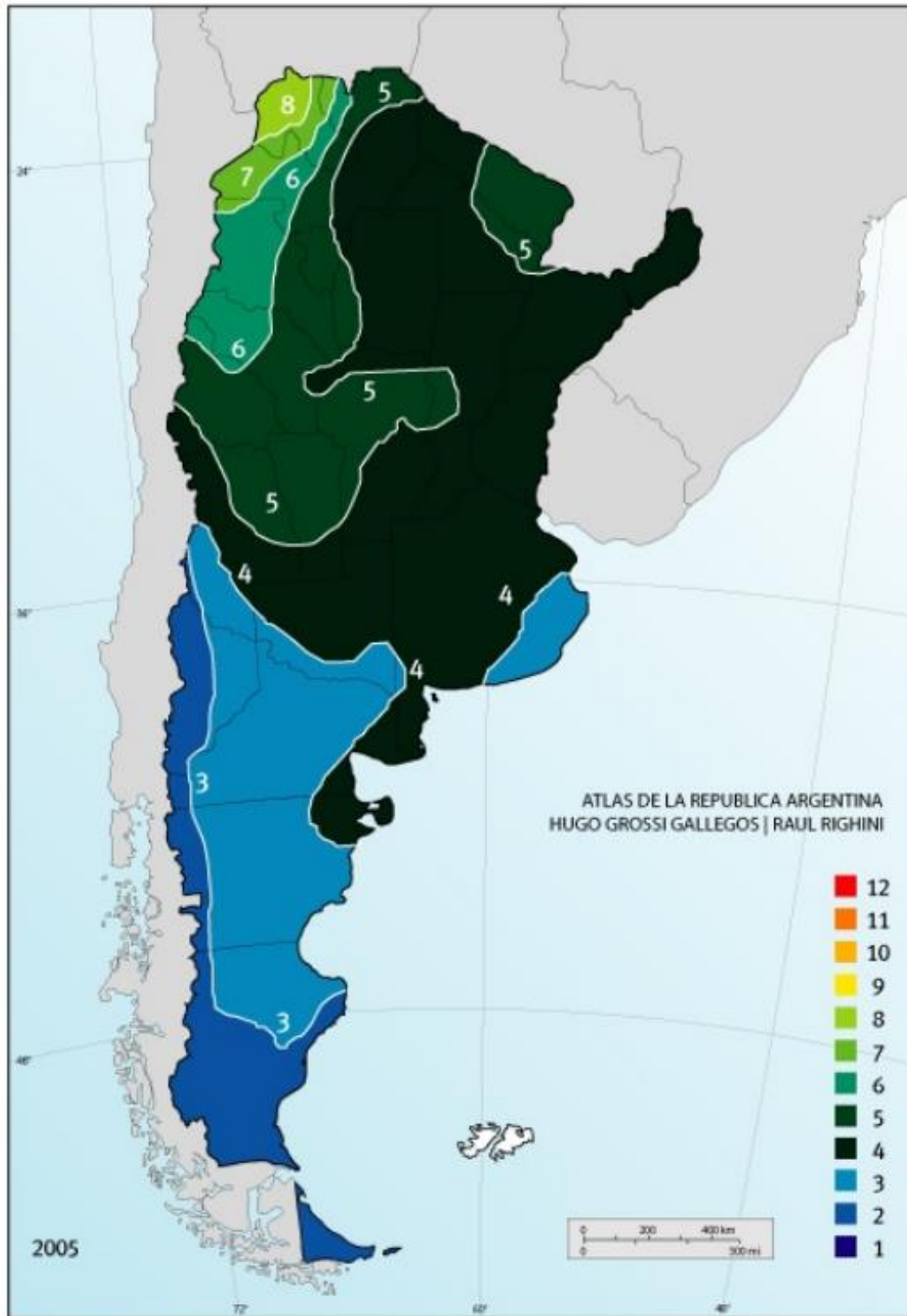


FIGURA N°51: Horas pico solar media para el mes de junio.

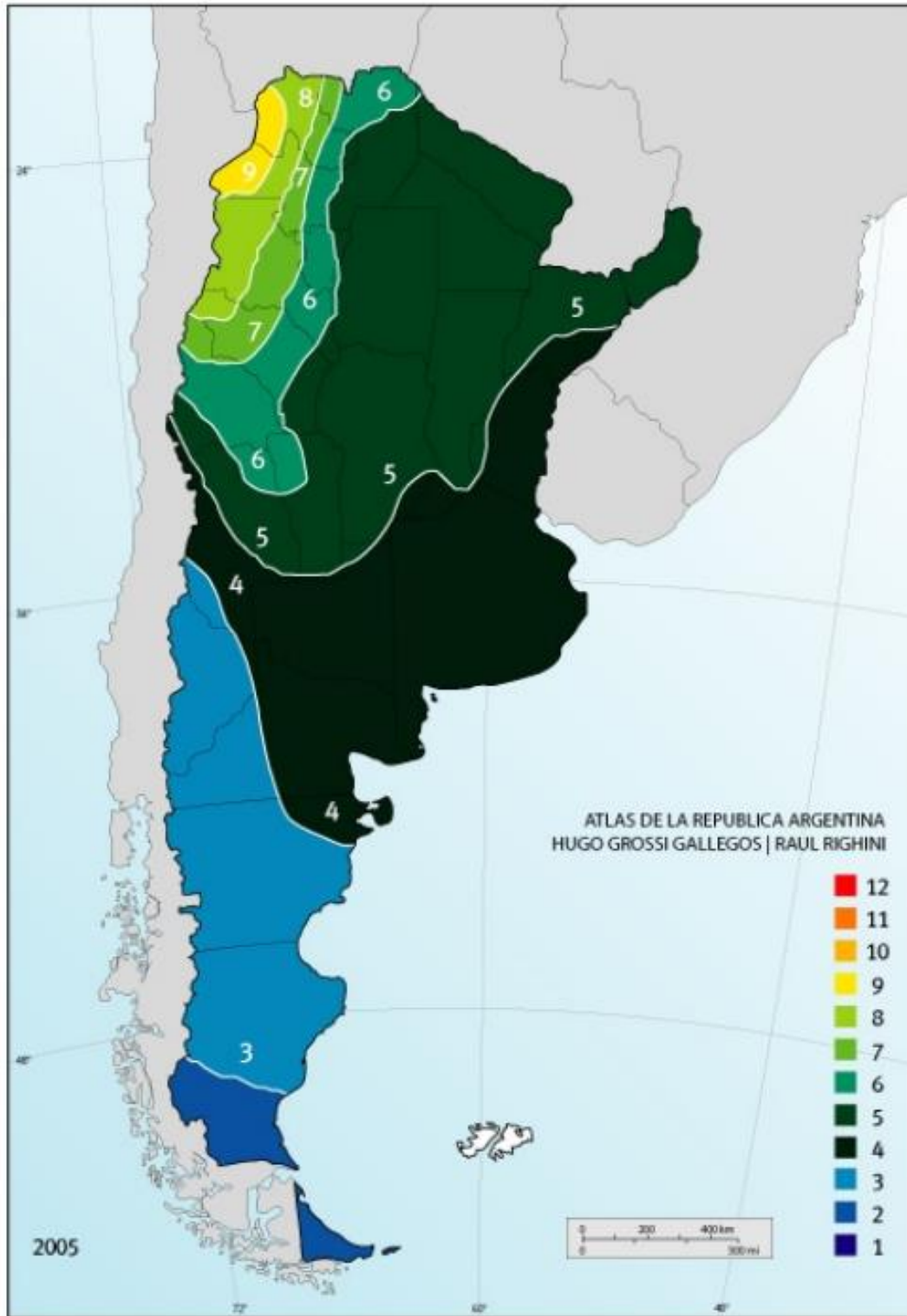


FIGURA N°52: Horas pico solar media para el mes de julio.

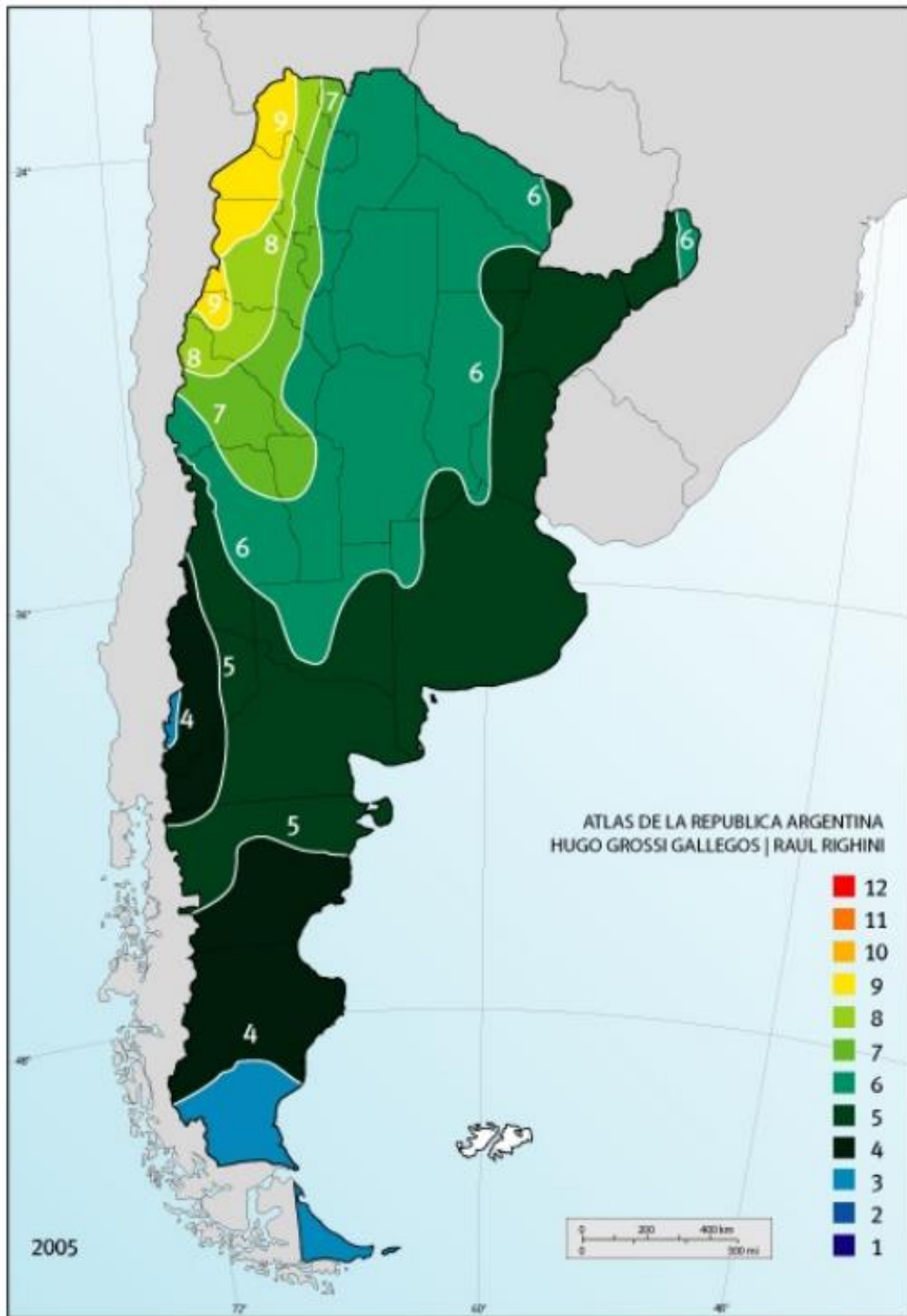


FIGURA N°53: Horas pico solar media para el mes de agosto.

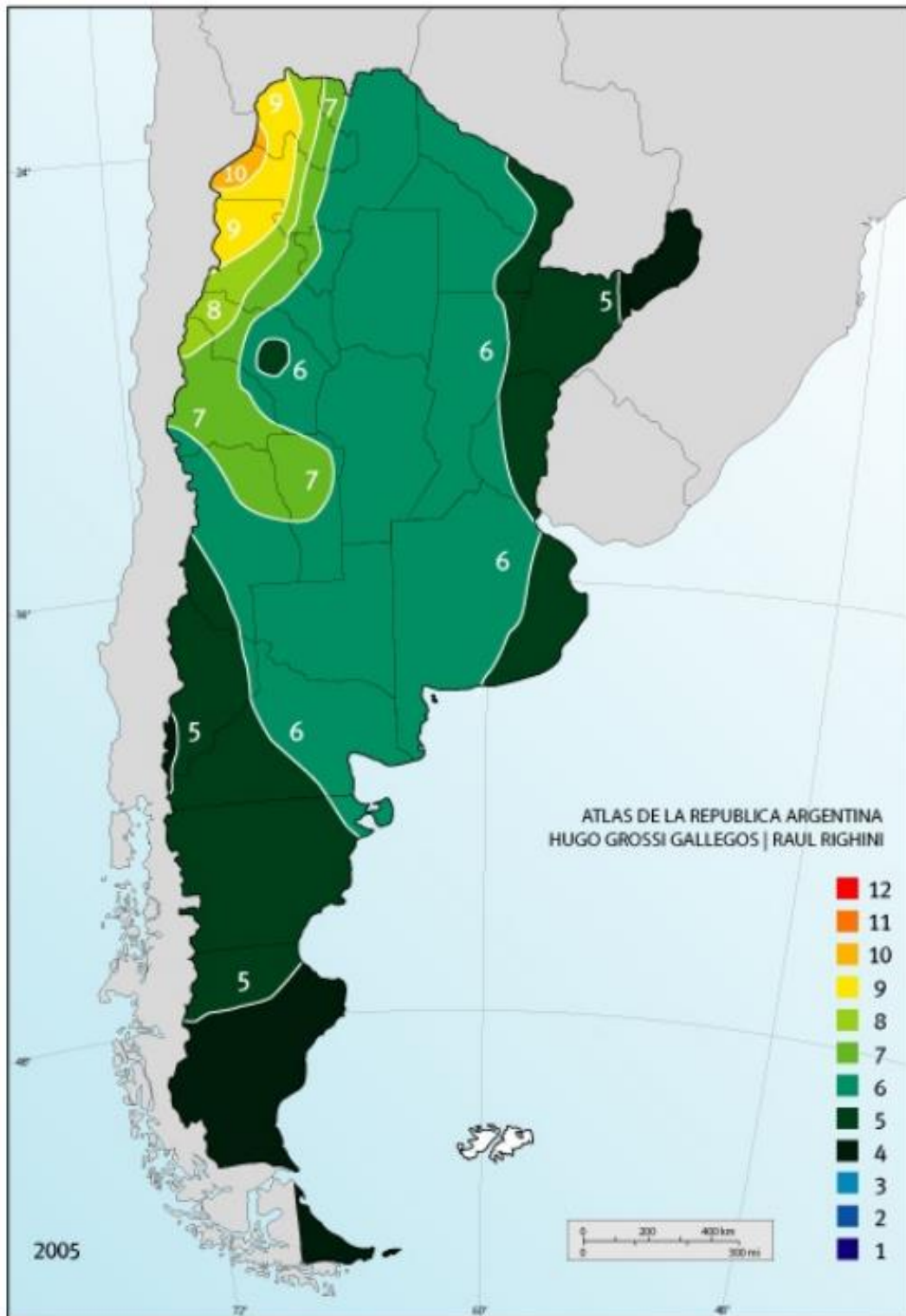


FIGURA N°54: Horas pico solar media para el mes de septiembre.

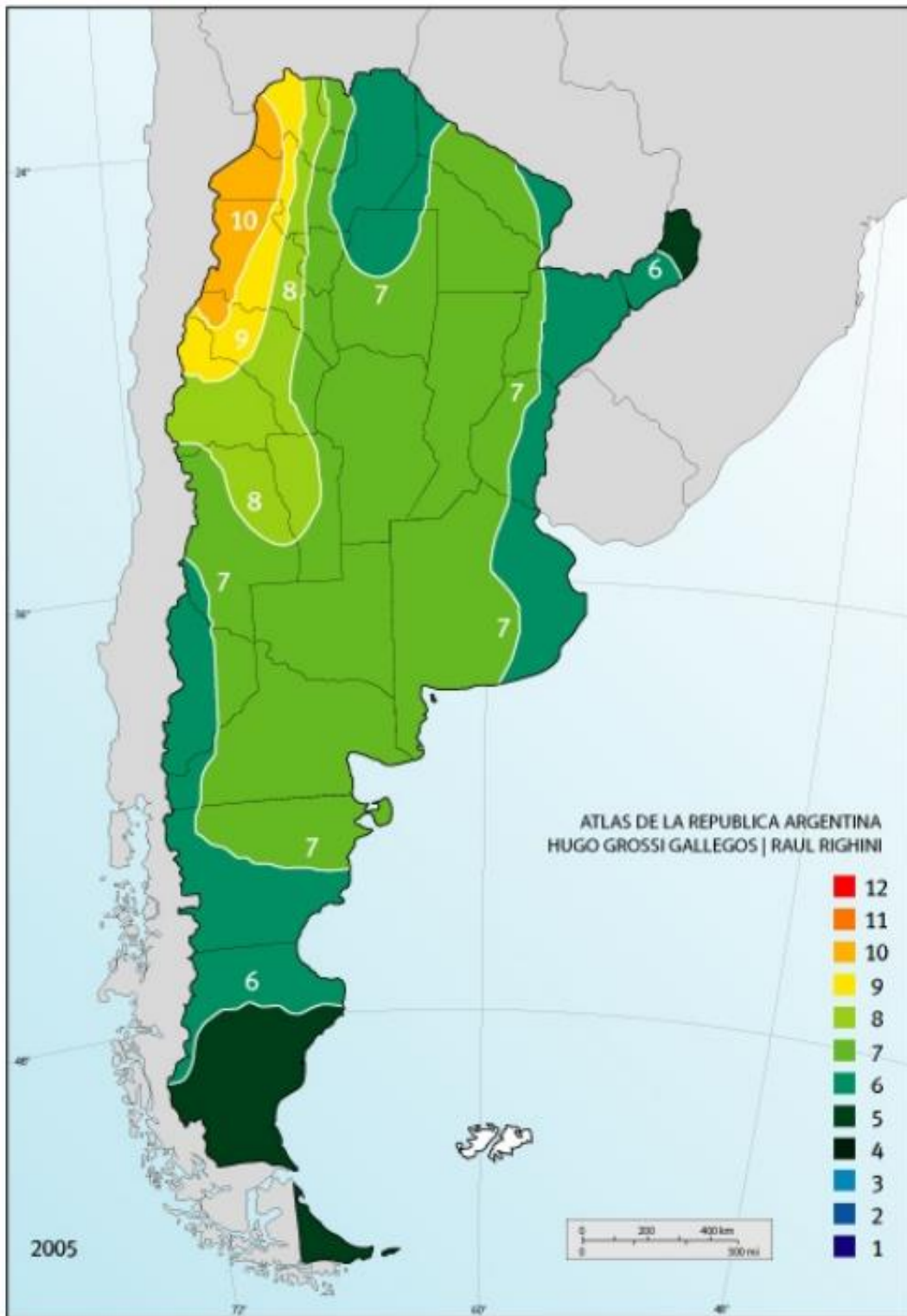


FIGURA N°55: Horas pico solar media para el mes de octubre.

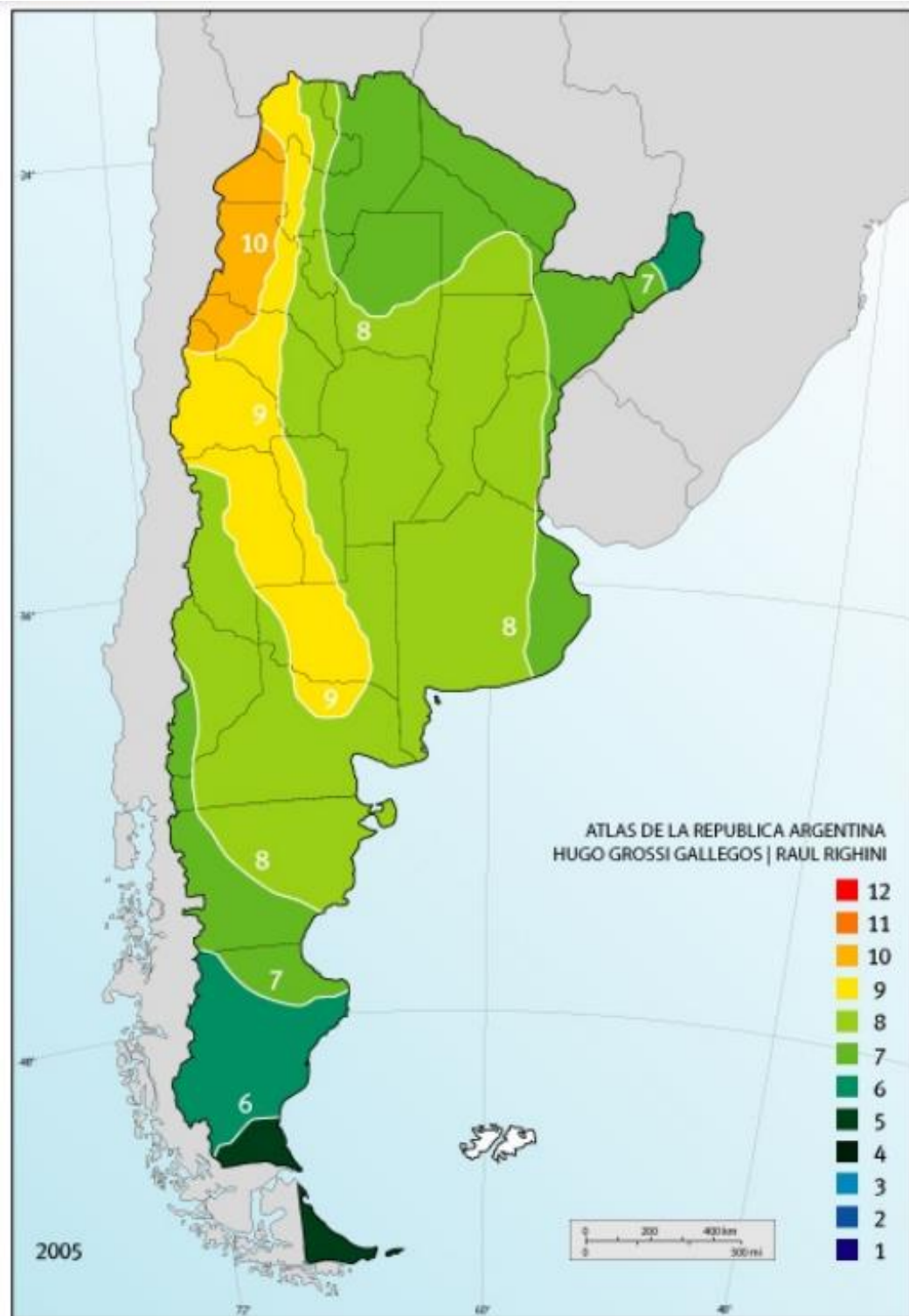


FIGURA N°56: Horas pico solar media para el mes de noviembre.

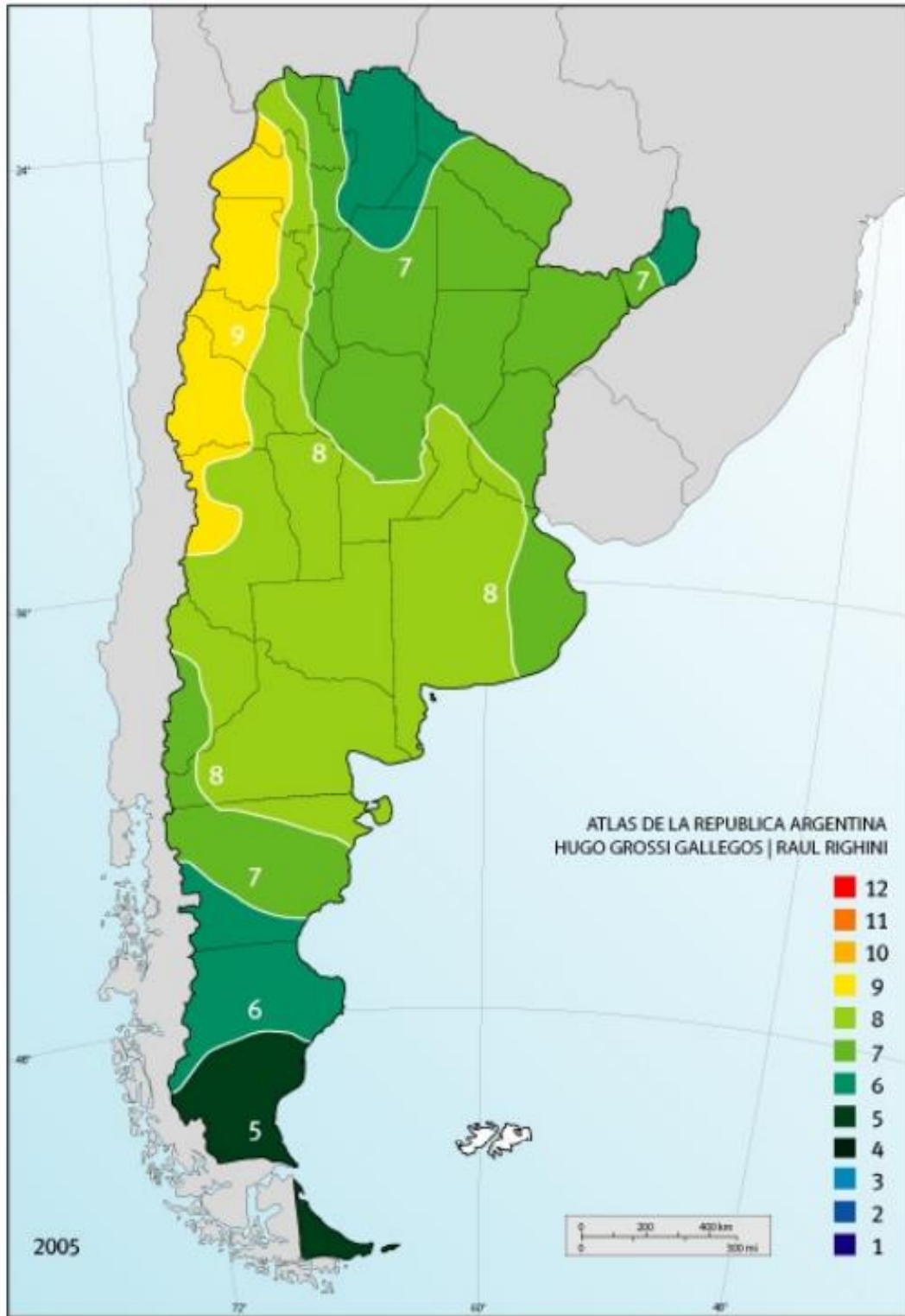


FIGURA N°57: Horas pico solar media para el mes de diciembre.

A modo de resumen, en la tabla N°8 se pueden observar los valores de energía eléctrica generada calculados para cada mes del año y, también, la sumatoria de estos, que es la energía generada anualmente, y que es igual a 625680 kWh para una planta solar de 330 kWp.

Mes del año	Potencia pico [kWp]	BD Grossi Gallegos - Raul Righini [kWh/m2]	Tablas transposición	HSP/día	Número de días/mes	PR	Energía generada [kWh/mes]
Enero	330	6,5	0,91	8	31	0,8	65.472
Febrero	330	5,5	0,97	8	28	0,8	59.136
Marzo	330	5	1,06	7	31	0,8	57.288
Abril	330	3,5	1,18	6	30	0,8	47.520
Mayo	330	2,5	1,34	5	31	0,8	40.920
Junio	330	2	1,41	4	30	0,8	31.680
Julio	330	2	1,38	5	31	0,8	40.920
Agosto	330	3	1,24	6	31	0,8	49.104
Septiembre	330	4	1,10	6	30	0,8	47.520
Octubre	330	5,5	0,99	7	31	0,8	57.288
Noviembre	330	6	0,93	8	30	0,8	63.360
Diciembre	330	6,5	0,90	8	31	0,8	65.472
Total Anual [kWh]							625.680

TABLA N°8: Detalle energía eléctrica generada en un año para la zona.

DEFINICIÓN Y SELECCIÓN DE LOS PANALES E INVERSORES

Selección del panel solar

El tipo de panel solar a utilizar fue seleccionado de la marca “Astronergy”, y será un panel de tipo monocristalino, modelo AS-6M144-HC, de 450 W de potencia máxima con una eficiencia del 20.7 % y dimensiones de 2094x1038x35 mm. A continuación, en la figura N°58 se muestra la ficha técnica del mismo.

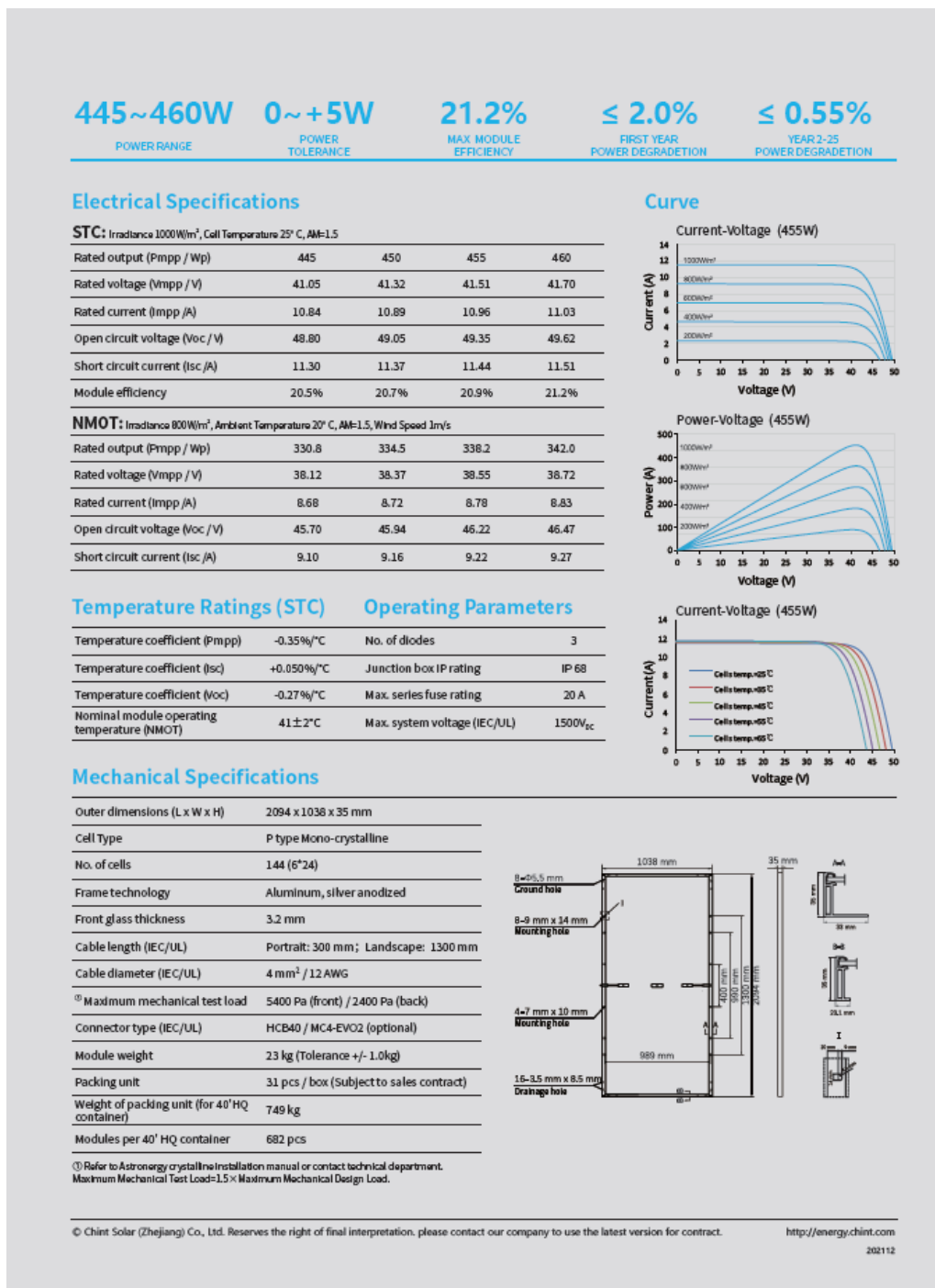


FIGURA N°58: Ficha técnica del panel solar seleccionado.

La cantidad de paneles necesarios la obtenemos a partir de la siguiente fórmula:

$$\text{cantidad de paneles} = \frac{P_{Ptotal(STC)}}{P_{m\acute{a}x}}$$

Donde:

- $P_{m\acute{a}x}$: potencia máxima de cada panel.

Entonces:

$$\text{cantidad de paneles} = \frac{330000 [Wp]}{450 [W]} = 733.33 [\text{paneles}]$$

De los cuales cada uno ocupa un área total de:

$$A_p = 2094 [mm] * 1038 [mm] = 2173572 [mm^2] \equiv 2.17 [m^2]$$

Teniendo en cuenta que irán montados sobre una estructura metálica, con una inclinación de 30° sobre la horizontal (techo de chapa), como, de forma esquemática, puede observarse en la figura N°59.

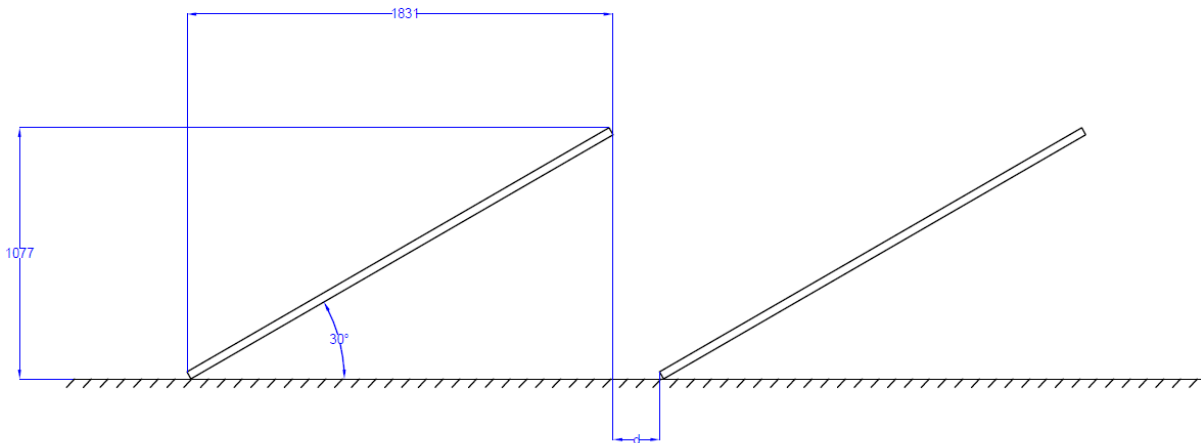


FIGURA N°59: Posición de los paneles solares.

La proyección del área del panel solar sobre la horizontal es, como se puede apreciar en la imagen anterior, 1831 mm, y sobre la vertical es 1077 mm. La distancia entre cadenas de paneles (“d” en la figura N°59), la cual debemos respetar para evitar el sombreado entre paneles y así tener un aprovechamiento óptimo de la irradiación solar, se puede determinar con la siguiente fórmula:

$$d = \frac{h}{\tan (61 - \text{latitud})}$$

Donde:

- h: proyección sobre la vertical del panel solar.

Para nuestro caso:

$$d = \frac{1077 [mm]}{\tan (61^\circ - 32^\circ)} = 1942.96 [mm]$$

Luego, para el panel seleccionado, suponiendo unas temperaturas máximas y mínimas de funcionamiento de -10 y 70 °C, siendo 0.13 V/°C el coeficiente de variación de la tensión con la temperatura, y, teniendo en cuenta que la temperatura relevante para las condiciones de prueba estándar es de alrededor de 25 °C, la variación de la tensión sin carga para la temperatura de funcionamiento mínima:

$$U_{OC} = 49.05 [V] + 0.13 \left[\frac{V}{^{\circ}C} \right] * (25 + 10)[^{\circ}C] = 53.60 [V]$$

Y las tensiones máximas y mínimas de MPP para la temperatura de funcionamiento mínima y máxima respectivamente serán:

$$U_{MPPmáx} = 41.32 [V] + 0.13 \left[\frac{V}{^{\circ}C} \right] * (25 + 10)[^{\circ}C] = 45.87 [V]$$

$$U_{MPPmín} = 41.32 [V] + 0.13 \left[\frac{V}{^{\circ}C} \right] * (25 - 70)[^{\circ}C] = 35.47 [V]$$

El arreglo de paneles estará compuesto de 2 cadenas en paralelo (conectadas a un MPPT) de 16 paneles conectados en serie cada una. Cada cadena tendrá las siguientes características:

$$U_{MPP} = 16 * 41.32 [V] = 661.12 [V]$$

$$I_{MPP} = 10.89 [A]$$

$$I_{SCmáx} = 1.25 * 10.89 [A] = 13.61 [A]$$

$$U_{OCmáx} = 16 * 53.60 [V] = 857.60 [V]$$

$$U_{MPPmáx} = 16 * 45.87 [V] = 733.92 [V]$$

$$U_{MPPmín} = 16 * 35.47 [V] = 567.52 [V]$$

Con este arreglo de paneles, tendremos un total de 768 paneles, con una potencia pico de la planta de 345 kWp aproximadamente, cumpliendo y superando la potencia pico de la planta solar planteada en el cálculo de energía generada anualmente realizado con anterioridad (330 kWp).

El área total aproximada que ocupará el total de paneles solares, teniendo en cuenta la separación entre cadenas de estos, es de:

$$A_T = (16 * 1038 [mm]) * ((48 * 1831 [mm]) + ((48 - 1) * 1945 [mm])) = 2977864224 [mm^2]$$

$$A_T = 2977.86 [m^2]$$

Selección del inversor

Entre los criterios más importantes para un dimensionado correcto del inversor, deben considerarse los siguientes items:

- Lado CC:
 - Potencia nominal y potencia máxima.
 - Tensión nominal y tensión máxima admisible.

- Campo de variación de la tensión MPPT en condiciones de funcionamiento estándar.
- Lado CA:
- Potencia nominal y potencia máxima que el grupo de conversión puede suministrar de manera continua, así como el campo de temperatura ambiente al que puede suministrarse esa potencia.
 - Intensidad nominal entregada.
 - Intensidad suministrada máxima que permite el cálculo de la contribución de la planta fotovoltaica a la intensidad de cortocircuito.
 - Tensión máxima y distorsión del factor de potencia.
 - Eficiencia de conversión máxima.
 - Eficiencia con una carga parcial y al 100% de la potencia nominal (mediante la "eficiencia europea" o el diagrama de eficiencia, figura N°60).

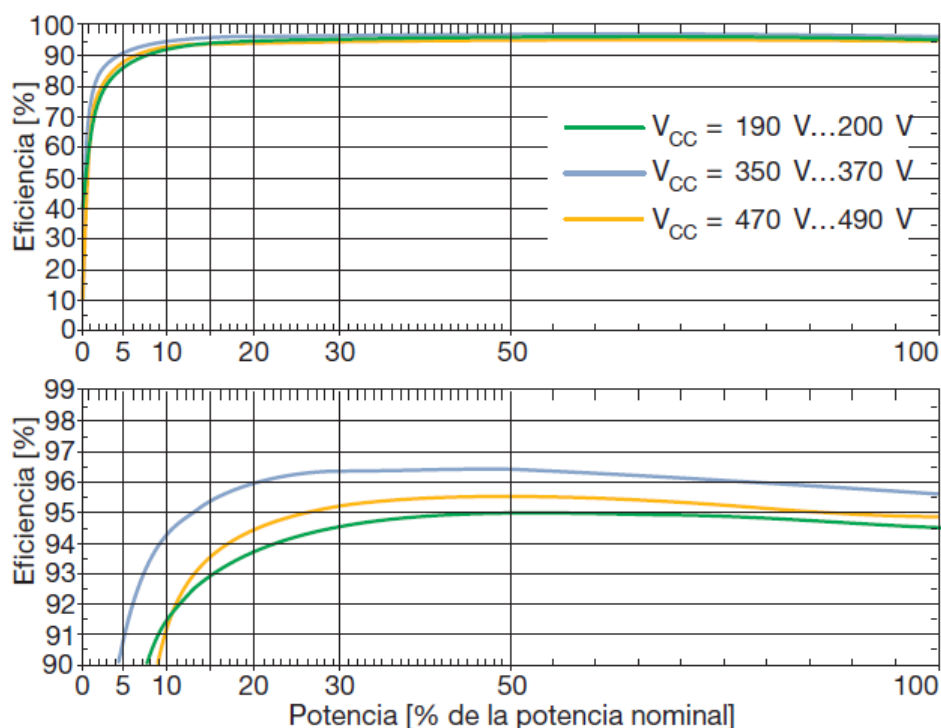


FIGURA N°60: Eficiencia de un inversor según su porcentaje de carga.

Además, es necesario evaluar los valores asignados de tensión y frecuencia en la salida y de la tensión a la entrada del inversor.

Los valores de tensión y frecuencia a la salida para plantas conectadas a la red de distribución pública los impone la red, con tolerancias definidas por la empresa distribuidora de la energía.

En lo referente a la tensión a la entrada, deben evaluarse las condiciones extremas de funcionamiento del generador fotovoltaico para garantizar un empleo seguro y productivo del inversor.

Primero, es necesario verificar que la tensión sin carga U_{oc} en la salida de las cadenas, a la temperatura mínima prevista (-10 °C), es menor que la tensión máxima que el inversor puede soportar, es decir:

$$U_{ocm\acute{a}x} \leq U_{m\acute{a}x}$$

En algunos modelos de inversores existe un banco de condensadores a la entrada, de modo que la inserción en el campo fotovoltaico genera una corriente de arranque de valor igual a la suma de las corrientes de cortocircuito de todas las cadenas conectadas. Esta corriente no debe provocar el disparo de ninguna protección interna (en caso de que exista).

Cada inversor se caracteriza por un intervalo de funcionamiento normal de tensiones a la entrada. Dado que la tensión a la salida de los paneles fotovoltaicos es función de la temperatura, es necesario verificar que bajo las condiciones de servicio previstas (de -10 °C a 70 °C), el inversor funciona dentro del rango de tensiones declarado por el fabricante. En consecuencia, deben verificarse simultáneamente las inecuaciones:

$$U_{m\acute{i}n} \geq U_{MPPTm\acute{i}n}$$

Es decir, la tensión mínima (a 70 °C) a la potencia máxima, correspondiente a la salida de la cadena en condiciones de radiación solar estándar, será mayor que la tensión de funcionamiento mínima para el MPPT del inversor. La tensión mínima del MPPT es la tensión que mantiene la lógica de control activa y permite un suministro de potencia adecuado a la red de distribución. Además, se debe cumplir:

$$U_{m\acute{a}x} \leq U_{MPPTm\acute{a}x}$$

Es decir, la tensión mínima (a -10 °C), a la potencia máxima, correspondiente a la salida de la cadena en condiciones de radiación solar estándar, será menor o igual que la tensión de funcionamiento máxima del MPPT del inversor.

La figura N°61 muestra un diagrama de acoplamiento entre el campo fotovoltaico y el inversor considerando las tres inecuaciones mencionadas.

Adicionalmente al cumplimiento de las tres condiciones mencionadas referentes a la tensión, es necesario verificar que la intensidad máxima del generador fotovoltaico funcionando en el punto de potencia máxima es menor que la intensidad máxima admitida por el inversor a la entrada.

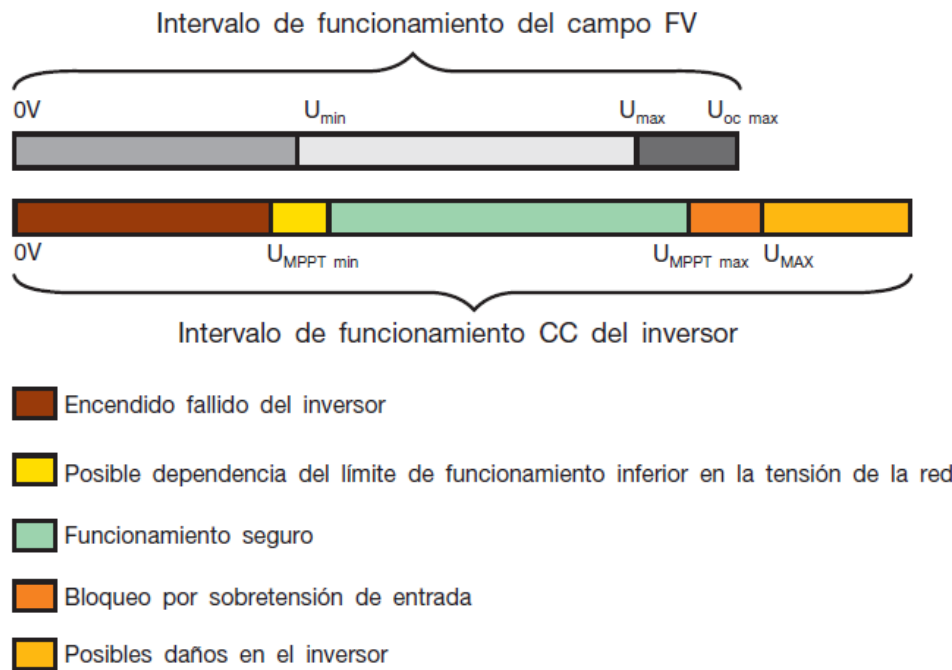


FIGURA N°61: Intervalo de tensiones de funcionamiento de un inversor.

Dónde:

- U_{\min} : tensión en el punto de potencia máxima (MPP) del campo fotovoltaico, en correspondencia con la temperatura de funcionamiento máxima esperada para los módulos en el lugar de la instalación.
- U_{\max} : tensión en el punto de potencia máxima (MPP) del campo fotovoltaico, en correspondencia con la temperatura de funcionamiento mínima esperada para los módulos en el lugar de la instalación.
- $U_{oc\max}$: tensión sin carga del campo fotovoltaico, en correspondencia con la temperatura de funcionamiento mínima esperada para los módulos en el lugar de la instalación.
- $U_{MPPT\min}$: tensión de entrada mínima admitida por el inversor.
- $U_{MPPT\max}$: tensión de entrada máxima admitida por el inversor.
- U_{MAX} : tensión de entrada máxima soportada por el inversor.

El inversor seleccionado es de la marca “GoodWe”, modelo GW50KBF-MT, potencia de salida de 50000 W y posee cuatro rastreadores MPPT. A continuación, en la figura N°62, se puede observar la ficha técnica del mismo.



Ficha técnica de Serie MT

Ficha técnica	GW50K-MT	GW60K-MT	GW50KN-MT	GW60KN-MT	GW50KBF-MT	GW60KBF-MT	
Datos de entrada de cadena FV							
Potencia máx. de entrada CD (W)	65000	80000	65000	80000	65000	80000	
Tensión máx. de entrada CD (V)	1000	1000	1100	1100	1100	1100	
Rango de tensión MPPT (V)	200~850	200~850	200~1000	200~1000	200~1000	200~1000	
Tensión de arranque (V)	200	200	200	200	200	200	
Tensión nominal de entrada CD (V)	620	620	620	620	620	620	
Corriente máx. de entrada (A)	30/30/20/20	30/30/30/30	33/33/22/22	33/33/33/33	30/30/30/30	44/44/44/44	
Corriente máx. de cortocircuito (A)	38/38/25/25	38/38/38/38	41.5/41.5/27.5/27.5	41.5/41.5/41.5/41.5	37.5/37.5/37.5/37.5	55/55/55/55	
No. de rastreadores MPPT	4	4	4	4	4	4	
No. de cadenas por rastreador MPPT	3/3/2/2	3/3/3/3	3/3/2/2	3/3/3/3	2/2/2/2	3/3/3/3	
Datos de salida CA							
Potencia nominal de salida (W)	50000	60000	50000	60000	50000	60000	
Máx. potencia de salida (W)	55000;57500 @415Vac	66000;69000 @415Vac	55000;57500 @415Vac	66000;69000 @415Vac	55000;57500 @415Vac	66000;69000 @415Vac	
Potencia máx. aparente de salida (VA)	55000;57500 @415Vac	66000;69000 @415Vac	55000;57500 @415Vac	66000;69000 @415Vac	55000;57500 @415Vac	66000;69000 @415Vac	
Tensión nominal de salida (V)	400, 3L/N/PE ó 3L/PE						
Frecuencia nominal de salida (Hz)	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	
Corriente máx. de salida (A)	80	96	80	96	80	96	
Factor de potencia de salida	~1 (Ajustable desde 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo)						
THDi de salida (salida nominal)	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	
Eficiencia							
Eficiencia máx.	98.7%	98.8%	98.7%	98.8%	98.8%	98.8%	
Euro eficiencia	98.3%	98.5%	98.3%	98.5%	98.3%	98.3%	
Protección							
Monitorización de Corriente de Cadena FV	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	
Protección anti-isla	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	
Protección de polaridad inversa de entrada	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	
Monitorización de aislamiento	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	
Fusible CC	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	
Función Anti-PID para Módulo	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	
Protección sobreintensidad de salida CC	Integrado (Tipo II)						
Protección sobreintensidad de salida CA	Integrado (Tipo II)						
Unidad de Monitorización de Corriente Residual	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	
Protección de sobreintensidad de corriente CA	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	
Protección contra cortocircuito CA	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	
Protección de sobretensión CA	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	
Monitorización de humedad	NA	NA	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	
Datos generales							
Rango temp. operativa (°C)	-30~-60	-30~-60	-30~-60	-30~-60	-30~-60	-30~-60	
Humedad relativa	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%	
Altitud operativa (m)	≤4000	≤4000	≤4000	≤4000	≤4000	≤4000	
Enfriamiento	Enfriamiento por ventilador						
Interfaz del usuario	LCD ó WiFi+APP			LED, WiFi+APP			
Comunicación	RS485 ó WiFi	RS485 ó WiFi		RS485 ó WiFi ó PLC			
Peso (kg)	59	64	59	64	60	65	
Tamaño (ancho*alto*largo mm)	586*788*264	586*788*264	586*788*264	586*788*264	586*788*264	586*788*264	
Grado de protección	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	
Autoconsumo nocturno (W)	<1	<1	<1	<1	<1	<1	
Topología	Sin transformador						
Certificados y normativas							
Normativas de conexión a red	IEC61727, IEC62116, IEC60068, IEC61683, EN50530, EN50438+, VDE0126-1-1/A1, VDE-AR-N 4105 RD1699, RD661, RD413, UNE, AS/NZS 4777.2, DRRG/ DEWA, NRS 097, G99	IEC61727, IEC6211 6, VDE4105, VDE012 6, RD1699, RD413, R D661, EN50438, AS/ NRS 4777.2, NRS 097, CEI 0-21, ERDF- NOI-RES_13E	IEC61727, IEC6211 6, VDE4105, VDE012 6, RD1699, RD413, R D661, EN50438, AS/ NRS 4777.2, NRS 097, CEI 0-21, ERDF- NOI-RES_13E	IEC61727, IEC6211 6, VDE4105, VDE012 6, RD1699, RD413, R D661, EN50438, AS/ NRS 4777.2, NRS 097, CEI 0-21, ERDF- NOI-RES_13E, MEA, PEA	IEC61727, IEC62116 VDE4105, VDE0126 RD1699, RD413, RD 661, EN50438	IEC61727, IEC62116, VDE4105, VDE0126 RD1699, RD413, RD661, EN50438	IEC61727, IEC62116, VDE4105, VDE0126 RD1699, RD413, RD661, EN50438
Normas de seguridad	IEC62109-1&2						
EMC	EN6100-6-4:2007+A1:2011, EN61000-6-2:2005, EN61000-3-11:2000, EN61000-3-12:2011+AC:2013						

FIGURA N°62: Ficha técnica del inversor seleccionado.

Como mencionamos, se debe cumplir para el inversor seleccionado que:

- La tensión sin carga máxima en los extremos de las cadenas sea menor que la tensión de entrada máxima soportada por el inversor:

$$857.6 [V] < 1100 [V]$$

- La tensión mínima MPP de la cadena no debe ser menor que la tensión mínima MPPT del inversor:

$$567.52 [V] > 200 [V]$$

- La tensión máxima MPP de la cadena no debe ser superior a la tensión máxima MPPT del inversor:

$$733.92 [V] < 1000 [V]$$

- La intensidad de cortocircuito máxima total de las dos cadenas en paralelo no debe ser superior a la corriente de cortocircuito máxima soportada por el inversor por cada seguidor MPPT:

$$2 * 13.61 [A] = 27.22 [A] < 37.5 [A]$$

Vemos que se verifican todos los puntos.

SIMULACIÓN EN PVsyst

En una segunda instancia del cálculo de la planta, para una mayor precisión, se realizó una simulación en un software de diseño de plantas solares fotovoltaicas con base de datos de la NASA. El informe completo con los resultados se encuentra en la sección de anexos, y, en las siguientes imágenes, podremos observar un resumen de los resultados:

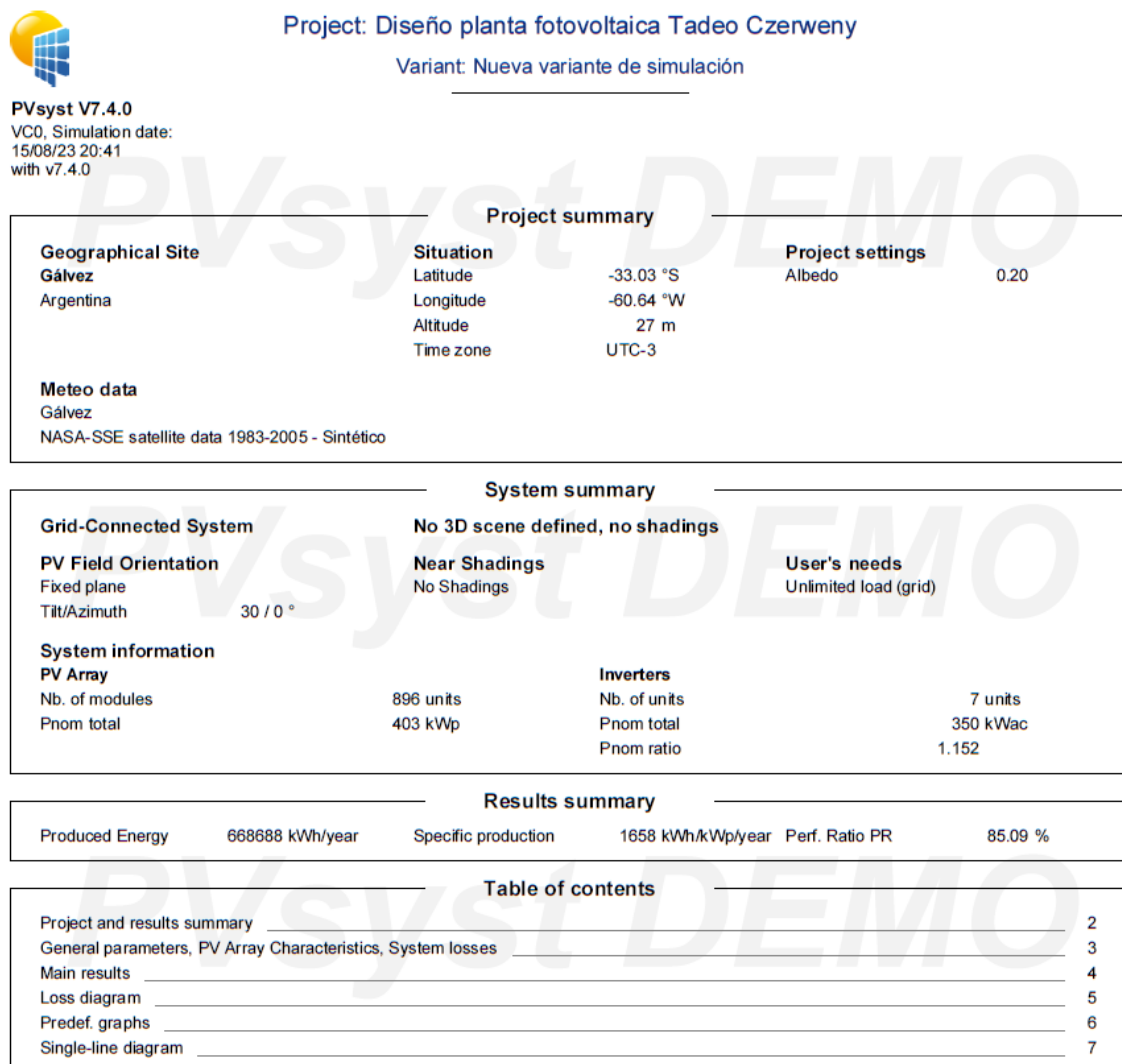


FIGURA N°63: Informe PVsyst (1).

En esta primera hoja del informe (figura N°63) podemos ver algunos de los datos de entrada ingresados, como, por ejemplo, la ubicación geográfica del lugar en donde se instalará la planta solar y, además, un pequeño resumen del sistema final calculado; el cual consta de 896 unidades de paneles solares (marca y modelo ya mencionados) de 450 W, sumando un total de potencia pico de 403 kWp. También, el sistema cuenta con 7 unidades de inversores

(marca y modelo ya mencionados) de 50 kW, sumando una potencia nominal total de 350 kW en CA.



Project: Diseño planta fotovoltaica Tadeo Czerweny

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.4.0
 VCO, Simulation date:
 15/08/23 20:41
 with v7.4.0

General parameters			
Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		No 3D scene defined	
Fixed plane		Models used	
Tilt/Azimuth	30 / 0 °	Transposition	Perez
		Diffuse	Perez, Meteonom
		Circumsolar	separate
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		No Shadings	
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Astronergy	Manufacturer	Goodwe
Model	CHSM72M-HC-450	Model	GW50KBF-MT
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	450 Wp	Unit Nom. Power	50.0 kWac
Number of PV modules	896 units	Number of inverters	28 * MPPT 25% 7 units
Nominal (STC)	403 kWp	Total power	350 kWac
Modules	56 Strings x 16 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	368 kWp	Max. power (=>30°C)	55.0 kWac
U mpp	603 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.15
I mpp	610 A	No power sharing between MPPTs	
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	403 kWp	Total power	350 kWac
Total	896 modules	Number of inverters	7 units
Module area	1979 m²	Pnom ratio	1.15

Array losses								
Thermal Loss factor		DC wiring losses						
Module temperature according to irradiance		Global array res.	16 mΩ					
Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC					
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s							
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss						
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.2 %					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

FIGURA N°64: Informe PVsyst (2).

En esta nueva hoja del informe (figura N°64) podemos observar detalles característicos de los componentes del sistema (paneles e inversores) y, además, las características o conformación del arreglo de paneles, que es de 16 paneles solares conectados en serie con un total de 56 cadenas en paralelo.

Las condiciones de operación del sistema, a una temperatura de alrededor de 50 °C son:

$$U_{MPP} = 603 [V]$$

$$I_{MPP} = 610 [A]$$

$$P_{MPP} = 368 [kWp]$$



Project: Diseño planta fotovoltaica Tadeo Czerweny

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.4.0

VCO, Simulation date:

15/08/23 20:41

with v7.4.0

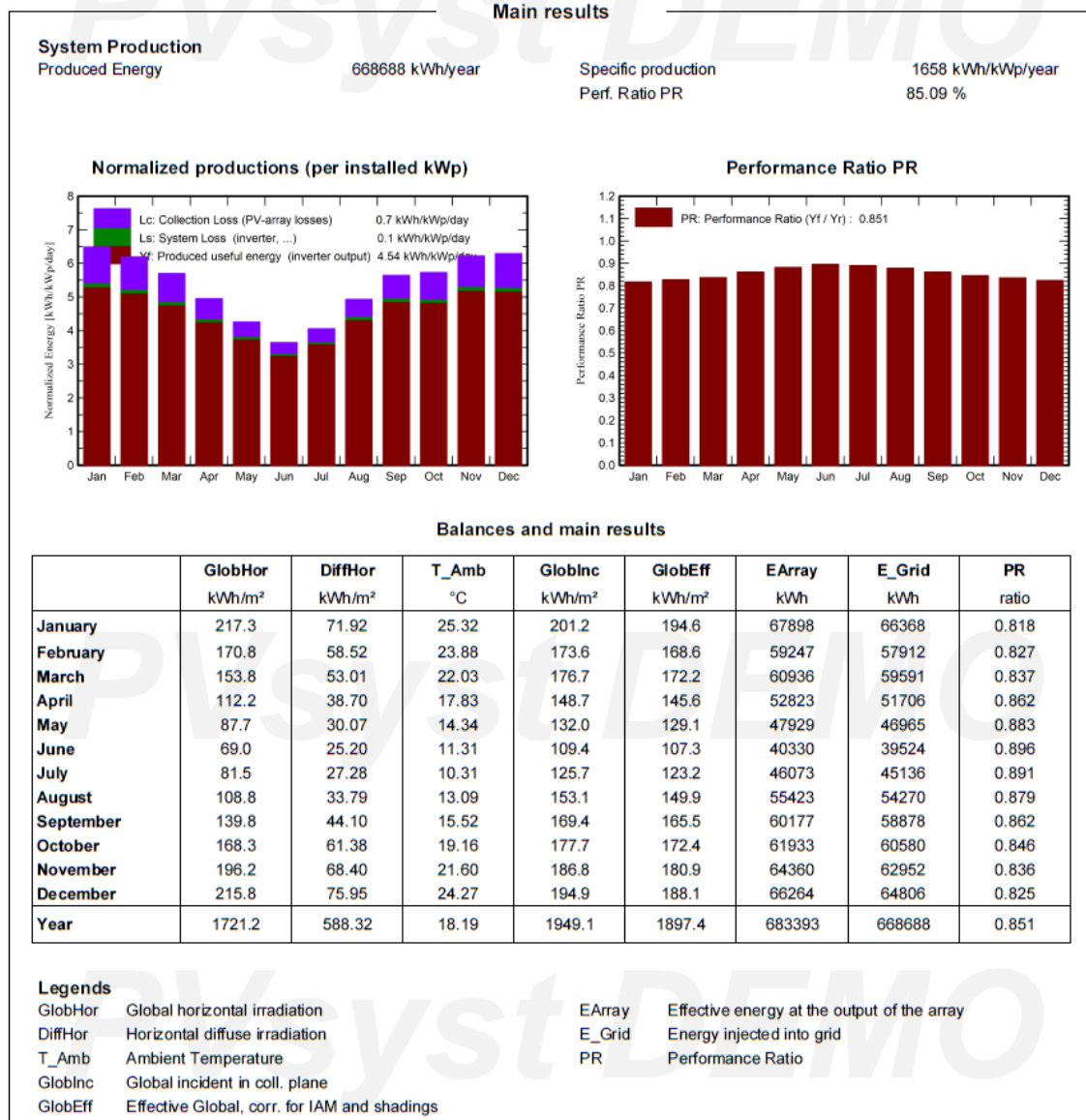


FIGURA N°65: Informe PVsyst (3).

Como podemos observar en esta hoja del informe (figura N°65), la tabla allí plasmada, detalla los distintos valores de energía eléctrica generada y energía eléctrica

inyectada a la red, para cada mes del año, y, también, el total anual que es de 668688 kWh con un performance ratio promedio del sistema de aproximadamente 85%. Además de otros parámetros interesantes como la irradiación incidente sobre un plano horizontal, la temperatura ambiente promedio, el performance ratio, etc., para cada mes del año.

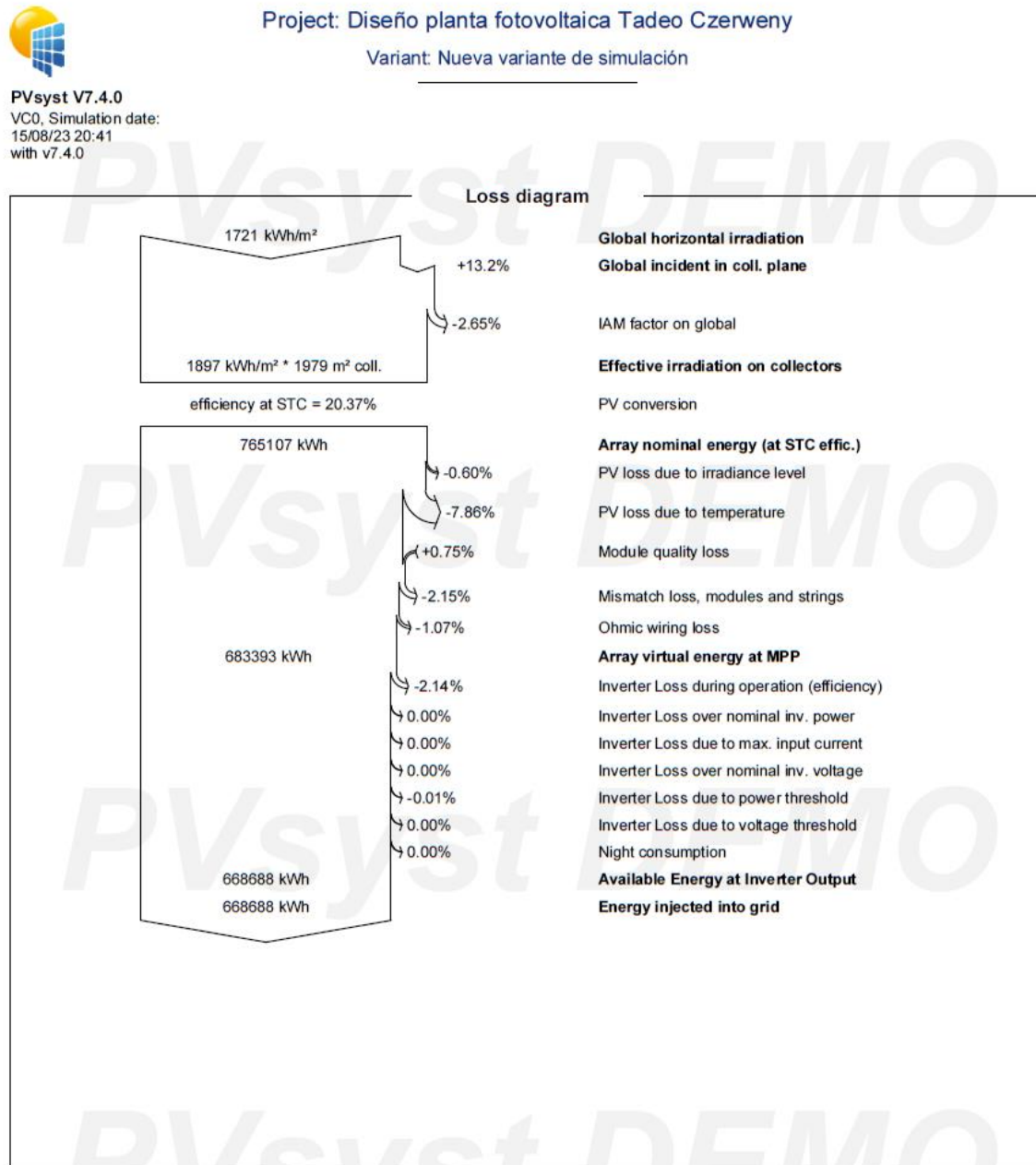


FIGURA N°66: Informe PVsyst (4).

Para finalizar, en una de las últimas hojas (figura N°66), podemos encontrar el balance energético del sistema, partiendo desde la irradiación horizontal incidente sobre la superficie del panel solar hasta llegar a la energía eléctrica inyectada a la red de media tensión.

Párrafo aparte para mencionar que existen diversos valores que difieren de nuestro cálculo anterior, cálculo que fue de aproximación, y que cuenta con menor precisión que la lograda con este software de cálculo, por lo que se tomarán como valores finales los aquí obtenidos.

SIMULACIÓN EN SketchUp

Con el objetivo de tener una mayor precisión sobre el sombreado entre paneles, se realizó una simulación en un software de modelado en 3D (SketchUp), y en esta, podemos apreciar la estructura edilicia de las naves industriales 11 y 12, como así también, la totalidad de los paneles solares fotovoltaicos montados sobre sus respectivos techos (figuras N°67 y 68). Además, la función de “sombras activas” que posee este software nos da una perspectiva de las sombras generadas entre cadenas de paneles debidas a la luz solar incidente.

El día con las sombras más largas suele ser el día del solsticio de invierno; En el hemisferio sur, esto ocurre alrededor del 21 de junio. Esto es porque durante el solsticio de invierno, el sol está en su punto “más bajo en el cielo”, lo que hace que las sombras sean más largas debido al ángulo en el que los rayos solares inciden sobre la tierra.

Por lo desarrollado en el párrafo anterior, la simulación con la función “sombras activas” se realiza para el día 21 de junio a las 10:00 a.m. aproximadamente. La distancia entre cadenas de paneles es la calculada anteriormente (1945 mm) y la cantidad de paneles por cadena es de 16. Se obtienen los resultados mostrados a continuación:

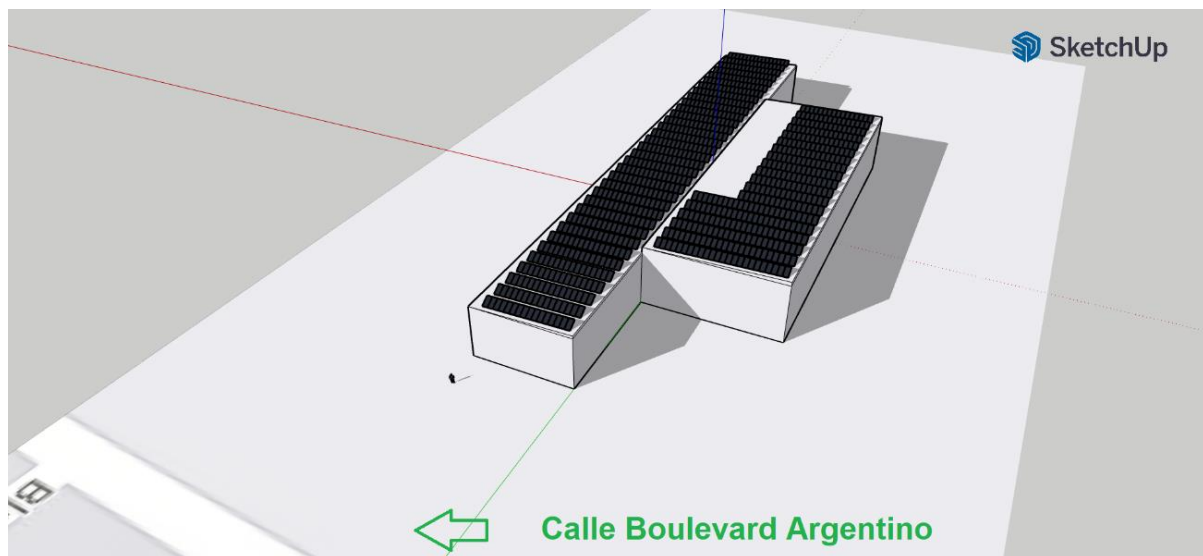


FIGURA N°67: Simulación en SketchUp (1).

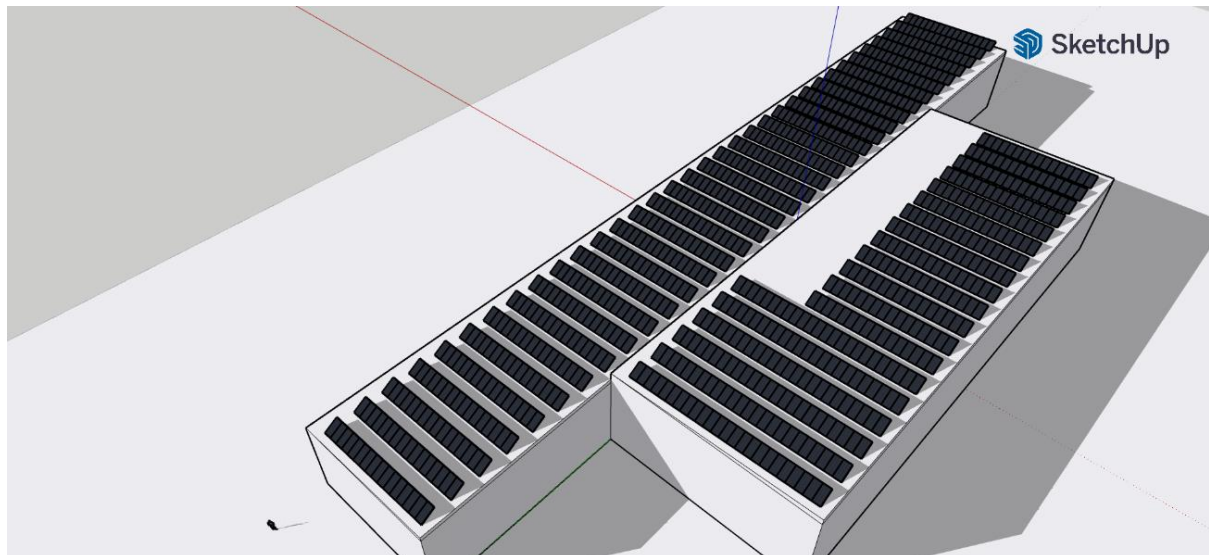


FIGURA N°68: Simulación en SketchUp (2).

Podemos concluir en que, con esta distancia, no existirá sombreado entre cadenas de paneles.

DIAGRAMA UNIFILAR

El diagrama unifilar de la planta solar fotovoltaica se encuentra en la sección de anexos.

Cálculo de las impedancias equivalentes

Red de M.T.

Para los cálculos de la corriente de cortocircuito en instalaciones de baja/media tensión, se puede despreciar la componente resistiva de la impedancia de cortocircuito de la red, por lo que la impedancia de esta será:

$$\overline{Z}_R = R_R + jX_R \cong jX_R$$

Donde:

- Z_R : impedancia de la red.
- R_R : componente resistiva de la impedancia.
- X_R : componente inductiva de la impedancia.

Y, la componente inductiva la obtenemos a partir de:

$$X_R = \frac{U_{nR}^2}{S_{KR}''}$$

Donde:

- U_{nR} : valor eficaz de la tensión nominal de la línea.
- S_{KR}'' : potencia de cortocircuito de la red de M.T.

Según **norma IEC 60076-5 “Power transformers - Part 5: Ability to withstand short circuit”**, para una tensión de la red de 33 kV, como es nuestro caso, la potencia aparente de cortocircuito de la red es de aproximadamente 1000 MVA, como podemos observar en la tabla N°9.

Highest voltage for equipment, U_m kV	Short-circuit apparent power	
	MVA	
	Current European practice	Current North American practice
7,2; 12; 17,5 and 24	500	500
36	1 000	1 500
52 and 72,5	3 000	5 000
100 and 123	6 000	15 000
145 and 170	10 000	15 000
245	20 000	25 000
300	30 000	30 000
362	35 000	35 000
420	40 000	40 000
525	60 000	60 000
765	83 500	83 500

NOTE If not specified, a value between 1 and 3 should be considered for the ratio of zero-sequence to positive-sequence impedance of the system.

TABLA N°9: Potencia aparente de cortocircuito de la red.

Entonces, el valor de la componente inductiva es:

$$X_R = \frac{U_{nR}^2}{S_{kR}''} = \frac{(33 [kV])^2}{1000000 \text{ kVA}} = 0.0011 [\Omega]$$

Transformador

La impedancia de cortocircuito de los transformadores de potencia de dos arrollamientos se determina a partir de la tensión o impedancia de cortocircuito en %, obtenida del ensayo de cortocircuito del transformador a corriente nominal.

$$Z_T = \frac{u_{kT}}{100} * \frac{U_n^2}{S_n} = \sqrt{R_T^2 + X_T^2}$$

Donde:

- Z_T : valor absoluto de la impedancia del transformador.
- S_n : potencia nominal aparente del transformador.
- u_{kT} : tensión o impedancia de cortocircuito en %.
- U_n : valor eficaz de la tensión nominal.

Según **norma IRAM 2250 “Transformadores de distribución – Características y accesorios normalizados”**, para transformadores de potencia aparente menor a 630 kVA, la tensión de cortocircuito es de 4%. Por lo que:

$$Z_T = \frac{u_{kT}}{100} * \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{4\%}{100} * \frac{(380 [V])^2}{400000 [VA]} = 0.014 [\Omega]$$

La componente resistiva de la impedancia del transformador se calcula a partir de las pérdidas en el cobre de este y de la corriente nominal, como:

$$R_T = \frac{P_{cu}}{3 * I_n^2}$$

Donde:

- P_{cu} : pérdidas en el cobre del transformador.
- I_n : valor eficaz de la corriente nominal.

A su vez, el valor eficaz de la corriente nominal se determina con la siguiente ecuación:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n}$$

Entonces, para nuestro caso, la corriente nominal es:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{400 [kVA]}{\sqrt{3} * 0.4 [kV]} = 577.35 [A]$$

Y, según norma IRAM 2250, las pérdidas en el cobre para transformadores de distribución son de aproximadamente 5000 W. Entonces, la componente resistiva es:

$$R_T = \frac{P_{cu}}{3 * I_n^2} = \frac{5000 [W]}{3 * (577.35 [A])^2} = 0.005 [\Omega]$$

Y la componente inductiva de la impedancia se determina de la siguiente manera:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{(0.014 [\Omega])^2 - (0.005 [\Omega])^2} = 0.013 [\Omega]$$

Conductor

Los valores absolutos de las reactancias y resistencias de los conductores dependen de las técnicas y de las normas de fabricación, y se determinan a partir de los valores por unidad obtenidos de los manuales o de los datos de los fabricantes. El valor absoluto de la impedancia será:

$$\bar{Z}_L = (r_L + jx_L) * L$$

Donde:

- r_L : componente resistiva de la impedancia por unidad de longitud.
- x_L : componente inductiva de la impedancia por unidad de longitud.
- L : longitud del conductor.

La componente resistiva no es más que:

$$r_L = \frac{\rho}{S}$$

Donde:

- ρ : resistividad del conductor.
- S : sección del conductor.

Y podemos decir que, el valor de cortocircuito máximo se da para el menor valor de resistencia, es decir, cuando el conductor tiene una temperatura baja.

La resistividad del cobre a 20°C es:

$$\rho(20^{\circ}\text{C}) = 0.018 \left[\frac{\Omega * \text{mm}^2}{\text{m}} \right]$$

Y para nuestro caso, con aproximadamente 80 m de conductor multipolar de 240 mm², la componente resistiva por unidad de longitud resulta:

$$r_L = \frac{\rho}{S} = \frac{0.018 \left[\frac{\Omega * \text{mm}^2}{\text{m}} \right]}{240 [\text{mm}^2]} = 0.000075 \left[\frac{\Omega}{\text{m}} \right]$$

Y multiplicándola por la longitud del conductor tenemos:

$$R_L = 0.000075 \left[\frac{\Omega}{\text{m}} \right] * 80 [\text{m}] = 0.006 [\Omega]$$

Valores típicos de reactancias por unidad de longitud para conductores multipolares son de aproximadamente:

$$x_L = 0.00021 \left[\frac{\Omega}{\text{m}} \right]$$

Y multiplicándolo por la longitud del conductor tenemos:

$$X_L = 0.00021 \left[\frac{\Omega}{\text{m}} \right] * 80 [\text{m}] = 0.017 [\Omega]$$

Cálculos de corrientes de cortocircuito

Punto 1

La impedancia equivalente corresponde a la suma de las impedancias de la red y la del transformador. Sumando sus componentes resistivas e inductivas individualmente:

$$\overline{Z}_{eq1} = R_{eq1} + X_{eq1} = (0 + 0.005) [\Omega] + (0.001 + 0.013) [\Omega] = 0.005 [\Omega] + 0.014 [\Omega]$$

El valor absoluto será:

$$Z_{eq1} = \sqrt{R_{eq1}^2 + X_{eq1}^2} = \sqrt{(0.005 [\Omega])^2 + (0.014 [\Omega])^2} = 0.015 [\Omega]$$

Y el valor eficaz de la corriente de cortocircuito trifásica es:

$$I_{k3}'' = \frac{U_n}{\sqrt{3} * Z_{eq1}} = \frac{400 [\text{V}]}{\sqrt{3} * 0.015 [\Omega]} = 15396 [\text{A}]$$

Punto 2

La impedancia equivalente corresponde a la suma de las impedancias de la red, el transformador y el cableado. Sumando sus componentes resistivas e inductivas individualmente:

$$\overline{Z}_{eq2} = R_{eq2} + X_{eq2} = (0 + 0.005 + 0.006) [\Omega] + (0.001 + 0.013 + 0.017) [\Omega] = 0.011 [\Omega] + 0.031 [\Omega]$$

El valor absoluto será:

$$Z_{eq2} = \sqrt{R_{eq2}^2 + X_{eq2}^2} = \sqrt{(0.011 [\Omega])^2 + (0.031 [\Omega])^2} = 0.033 [\Omega]$$

Y el valor eficaz de la corriente de cortocircuito trifásica es:

$$I_{k3}'' = \frac{U_n}{\sqrt{3} * Z_{eq2}} = \frac{400 [\text{V}]}{\sqrt{3} * 0.033 [\Omega]} = 6998.19 [\text{A}]$$

DEFINICIÓN Y SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR

La selección del transformador se basa en la ya mencionada **norma IRAM 2250 “Transformadores de distribución – Características y accesorios normalizados”**. Dicha norma, establece las especificaciones y requisitos técnicos que deben cumplir los transformadores de distribución utilizados en sistemas eléctricos.

El transformador seleccionado deberá tener las siguientes características:

- Relación de transformación 0.38/34.65 kV (transformador elevador con conmutador operable sin tensión).
- Grupo de conexión Dyn11 (alta tensión en triángulo, baja/media tensión en estrella con neutro accesible).
- De tipo: llenado integral (figura N°69 y figura N°70).

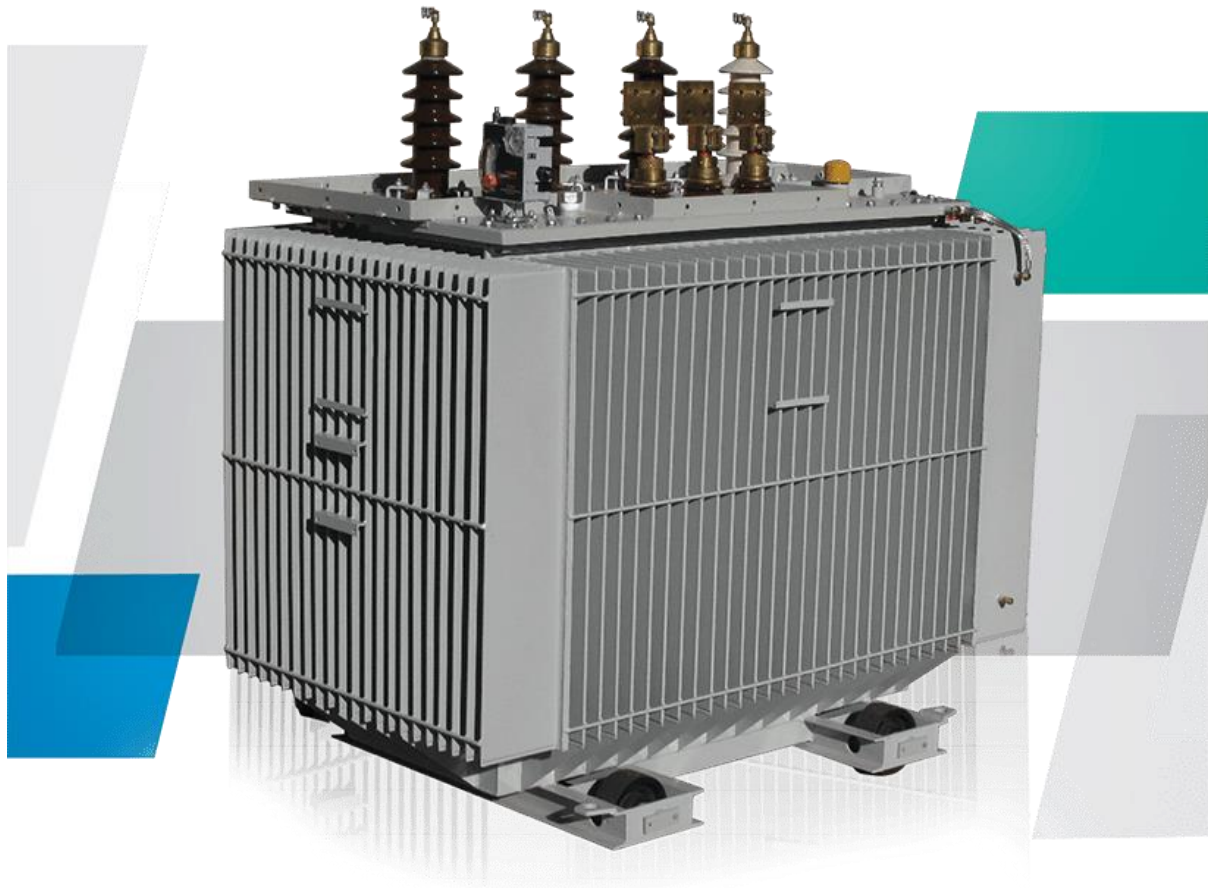


FIGURA N°69: Transformador de llenado integral.

Medidas en milímetros

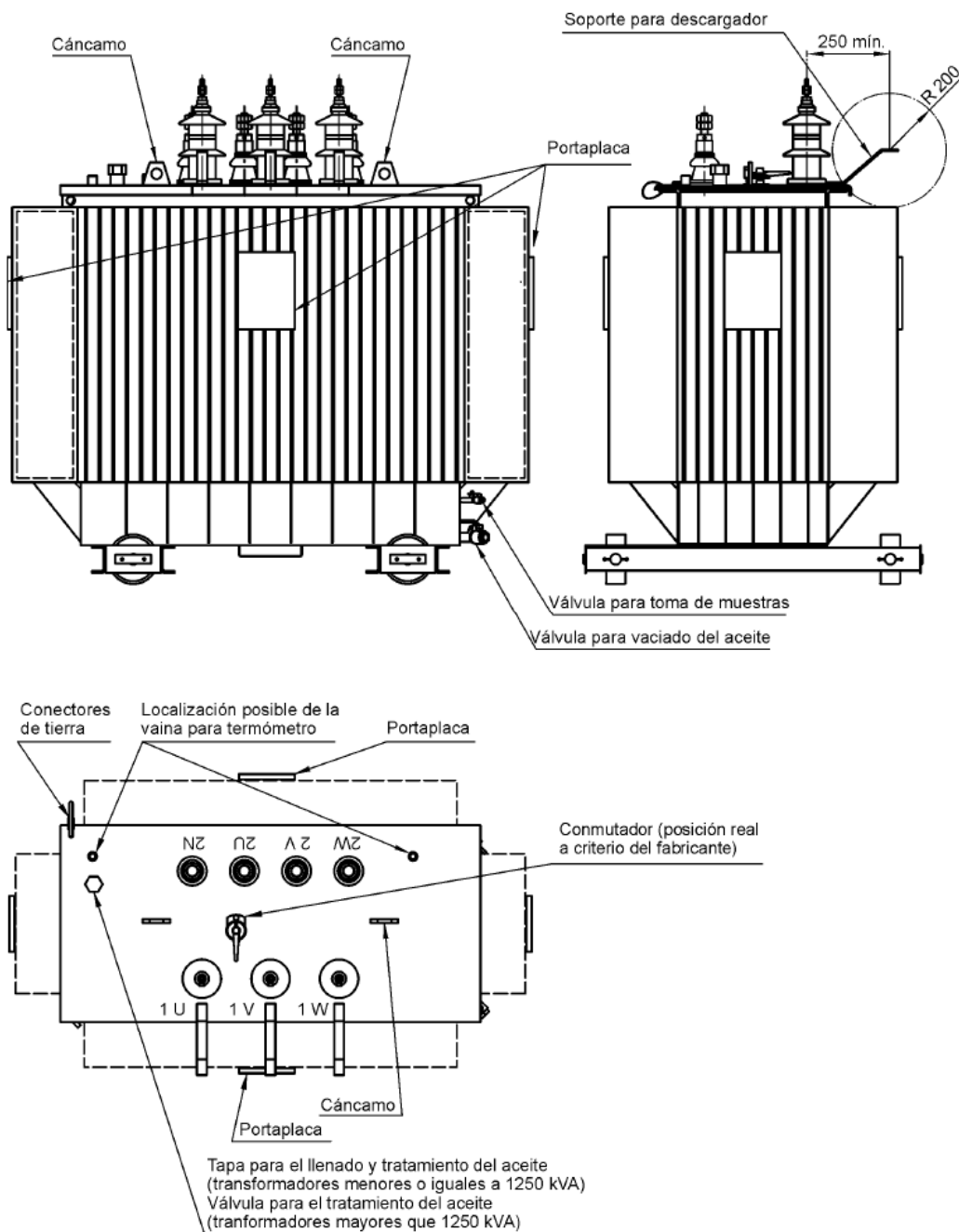


FIGURA N°70: Partes de un transformador de llenado integral.

- Potencia aparente de 400 kVA.

Para el cálculo de la potencia aparente del transformador, se tiene en cuenta que, al estar el secundario conectado a la red de distribución, este deberá operar con factores de potencia que imponga la misma. Por esto, se toma un factor de potencia promedio de 0.975

(siendo 0.95 el factor de potencia mínimo impuesto por la empresa distribuidora de la energía en Santa Fe) y se calcula la potencia aparente de la siguiente manera:

$$S = \frac{P}{\cos\varphi} = \frac{403 \text{ kWp}}{0.975} = 413.33 \text{ kVA}$$

Donde:

- P: potencia activa entregada por la planta fotovoltaica.
- $\cos\varphi$: factor de potencia de inyección a red.

Como se puede observar, la potencia aparente del transformador es mayor que la potencia activa pico que podría entregar la planta solar fotovoltaica. A continuación, en la siguiente imagen (figura N°71), Pvsyst muestra la curva de potencia inyectada a la red en función del tiempo para uno de los días más productivos del año (corresponde al mes de marzo). El área bajo esta curva corresponde a la energía inyectada en un día.

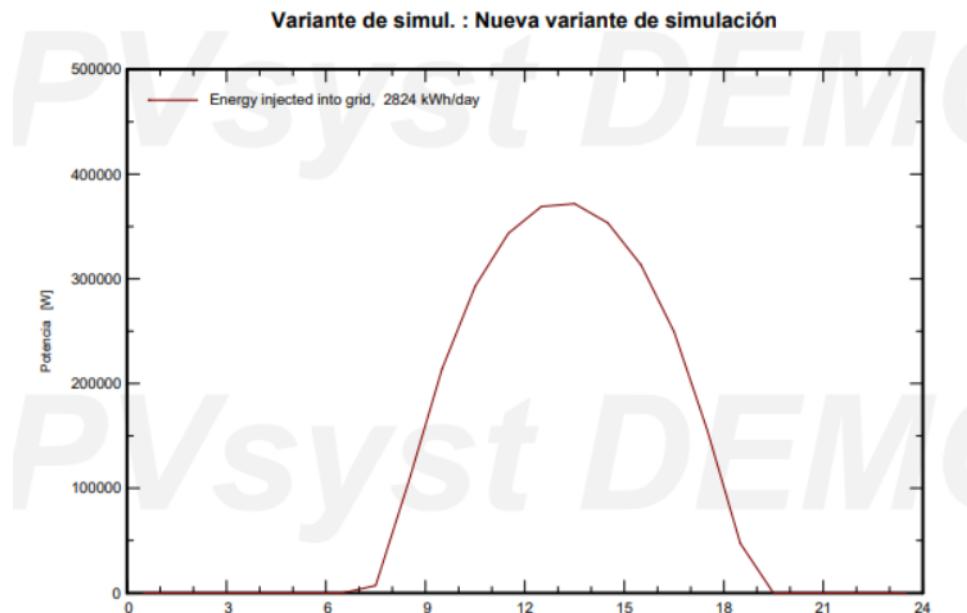


FIGURA N°71: Potencia inyectada a la red en uno de los días más productivos.

En esta gráfica podemos ver que la potencia máxima de inyección a la red es de, aproximadamente, 375 kW. También podemos observar que dicha potencia máxima se logra solamente en unos pocos minutos al día.

$$S_{m\acute{a}x} = \frac{375 \text{ kWp}}{0.975} = 384.62 \text{ kVA}$$

Por lo que, podemos concluir que el máximo régimen de trabajo de la planta solar no induciría al transformador a perder tiempo de vida útil debido a ciclos de sobrecalentamientos de sus principales componentes (aceite y aislaciones de las bobinas).

- Dimensiones generales.

Transformador	Potencia S_r (kVA)	Largo (mm)	Ancho (mm)	Alto (mm)
Con tanque de expansión	$S_r \leq 315$	1 850	1 250	2 250
	400	2 000	1 250	2 300
	500	2 000	1 400	2 300
	630	2 150	1 450	2 400
	800	2 200	1 600	2 450
	1 000	2 350	1 650	2 500
	1 250	2 500	2 000	2 600
	1 600	2 700	2 400	2 750
	2 000	2 900	2 600	2 900
2 500	3 100	2 800	3 100	
De llenado integral	$S_r \leq 315$	1 800	1 100	1 800
	400	1 800	1 250	1 900
	500	1 800	1 300	1 900
	630	1 900	1 300	2 000
	800	2 000	1 300	2 000
	1 000	2 100	1 400	2 100
	1 250	2 500	1 500	2 100
	1 600	2 700	1 600	2 200

TABLA N°10: Dimensiones generales de un transformador de llenado integral.

- Accesorios estándares
 - Aisladores de porcelana.
 - Conmutador de accionamiento sin tensión de cinco posiciones.
 - Válvula para extracción de muestra de aceite.
 - Válvula para desagote de aceite.
 - Tapa de llenado.
 - Placa de características.
 - Cáncamos de izaje completo del transformador, de decubaje y de amarre para transporte.
 - Terminal de puesta a tierra.
 - Ruedas bidireccionales (trocha 850 +/- 5 mm).
 - Explosores de dos etapas en alta tensión.
- Accesorios opcionales:
 - Terminales tipo bandera.
 - Termómetro de aceite (con o sin contactos de alarma y disparo).
 - Descargadores de óxido de cinc.
 - Válvula de sobrepresión (con o sin contactos de alarma y disparo).
 - Brida para cubre bornes.
 - Cubre bornes.
 - Instrumento de protección integral (usualmente denominados DGPT).

DEFINICIÓN Y SELECCIÓN DE CONDUCTORES Y PROTECCIONES

Los conductores utilizados en una planta solar fotovoltaica deben ser capaces de soportar durante todo el ciclo de vida de la central (de 20 a 25 años), condiciones medioambientales duras en cuanto a: temperatura, precipitaciones atmosféricas y radiaciones ultravioleta.

Tipos de conductores

Los conductores del lado CC de la planta solar deben tener aislamiento doble o reforzado (clase II) para minimizar el riesgo de defecto a tierra y de cortocircuito. Estos se dividen en:

- Conductores solares (o conductores de cadena), que conectan los módulos y la cadena del cuadro de distribución del primer subcampo o directamente el inversor.
- Conductores no solares, que se utilizan en el lado de carga del primer cuadro de distribución.

Los conductores que conectan los módulos se fijan por la parte posterior de estos, donde la temperatura puede alcanzar de 70 a 80 °C. Por esta razón, estos conductores deben ser capaces de soportar, como ya se mencionó, temperaturas elevadas y rayos ultravioleta cuando se instalan a la vista. Por lo tanto, se utilizan conductores especiales, por lo general conductores unipolares con envoltura de goma y con aislamiento, con una tensión nominal de 0,6/1 kV, una temperatura máxima de funcionamiento no inferior a 90 °C y alta resistencia a la radiación UV.

Los conductores no solares del lado de carga del primer cuadro de distribución se encuentran a una temperatura ambiente que no supera los 30° a 40 °C, ya que están alejados de los módulos. Estos conductores no pueden soportar la radiación UV, por lo que para uso exterior deben protegerse de la radiación solar, además de por su envoltura, mediante conductos o canalizaciones. Por el contrario, si se distribuyen dentro de los edificios, tendrán validez las normas comúnmente aplicables a centrales eléctricas.

Para los conductores instalados en el lado CA aguas abajo del inversor es aplicable lo mencionado para conductores no solares dispuestos en el lado CC.

Sección transversal y capacidad de conducir corriente

La sección de un conductor debe ser tal que:

- Su capacidad de transporte de corriente (I_z) no sea menor que la corriente de diseño (I_b).
- La caída de tensión en sus extremos este dentro de los límites fijados.

En condiciones de servicio normales, cada módulo suministra una intensidad cercana a la de cortocircuito, de manera que la intensidad de servicio para el circuito de la cadena se supone igual a:

$$I_b = 1,25 \cdot I_{sc}$$

Donde:

- I_{sc} : intensidad de cortocircuito en condiciones de prueba estándar y el 25% de aumento toma en consideración valores de radiación por encima de 1 kW/m².

La capacidad de transporte de corriente de los conductores normalmente viene dada por el fabricante a 30 °C al aire libre. Si se tienen también en cuenta los métodos de instalación y las condiciones de temperatura, debe reducirse la capacidad de transporte de corriente mediante un factor de corrección (cuando el fabricante no lo indique explícitamente):

- $k_1 = 0,58 * 0,9 = 0,52$ (para conductores solares)
- $k_2 = 0,58 * 0,91 = 0,53$ (para conductores no solares)

El factor de corrección 0,58 tiene en cuenta la instalación en la parte posterior de los paneles (donde la temperatura ambiente alcanza 70 °C); el factor 0,9 la instalación de los conductores solares en conductos o un sistema de canalización; y el factor 0,91 tiene en cuenta la instalación de conductores no solares en conductos expuestos al sol.

En las plantas solares, la caída de tensión aceptada es de 1 a 2% (en lugar del 4% habitual de las plantas de consumidores), de manera que se minimice la pérdida de energía producida debida al efecto Joule en los conductores.

Selección de conductores y protecciones

A continuación, en la figura N°72 se muestra la conexión eléctrica de la planta solar fotovoltaica a la red de media tensión de 33 kV.

Podemos observar en esta imagen satelital, el área designada para la instalación de los paneles fotovoltaicos sobre el techo de las naves industriales, contigua a esta, pero a nivel del suelo, el área de colocación de los inversores y del tablero de protecciones. Luego, mediante una conexión de conductores de CA se llega con la energía eléctrica al tablero principal, donde se encuentran el resto de las protecciones y elementos de maniobra solicitados por la empresa provincial de la energía de Santa Fe. Es en este punto donde se realiza la conexión a la red de M.T.

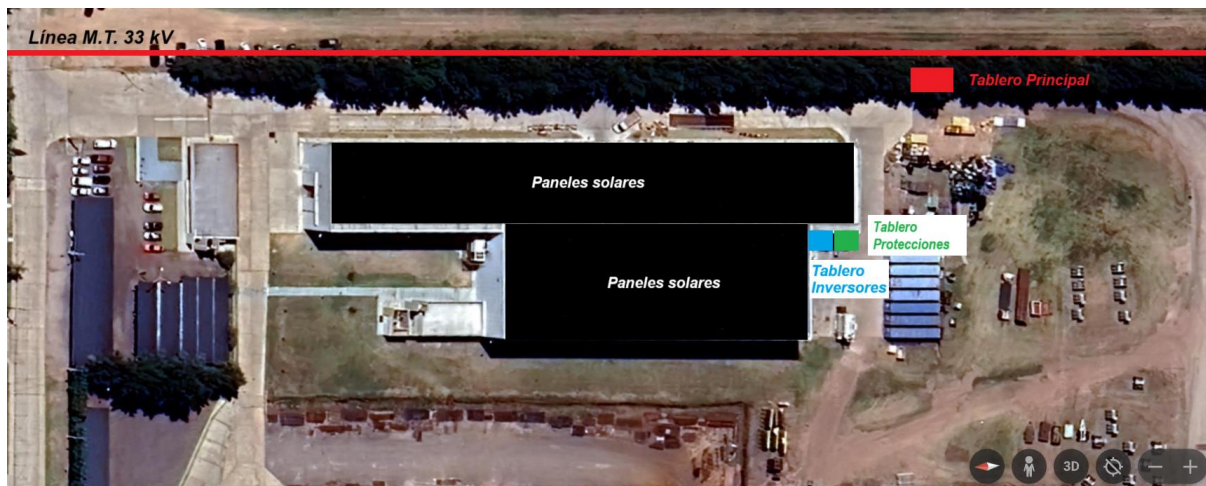


FIGURA N°72: Esquema de conexión de la planta solar a la red de M.T.

Tramo paneles solares – inversores

Los paneles se conectan en serie mediante el método estándar Daisy Chain, esquematizado en la figura N°73.

CONEXIÓN ESTÁNDAR DE MÓDULOS SOLARES EN CADENA (DAISY CHAIN)

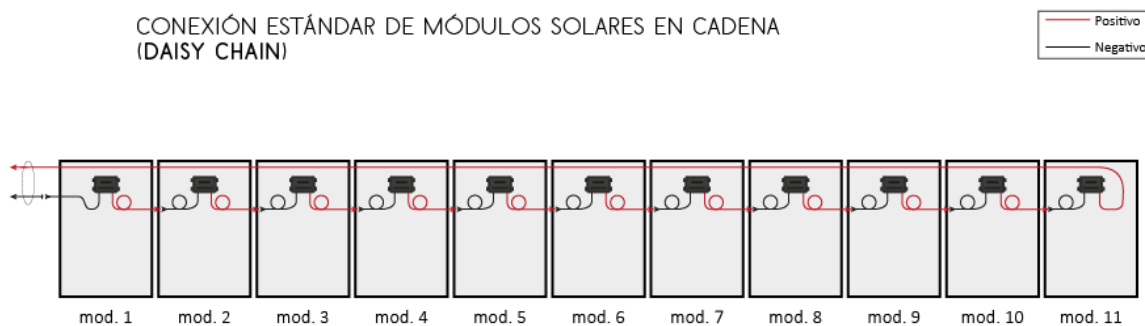


FIGURA N°73: Método de conexión de paneles solares Daisy Chain.

El largo total de conductor para cada cadena será de, aproximadamente, 18.5 m. Este conexionado se realizará con conductor solar “Soltix” de $1 \times 10 \text{ mm}^2$. Algunas de sus principales características son:

- Sección transversal: 10 mm^2 .
- Rango de tensiones (U_0/U): 1.5/1.5 kV (CC); 1/1 kV (CA).
- Temperatura de servicio: $-40 \text{ }^\circ\text{C}$ hasta $90 \text{ }^\circ\text{C}$.
- Capacidad de transporte al aire libre: 98 A.
- Temperatura máxima del conductor en caso de sobrecarga: $120 \text{ }^\circ\text{C}$.

Observaremos a continuación en la figura N°74 la ficha técnica del conductor seleccionado.

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 (U_o/U): 1,5/1,5kVCC ; 1/1 kVCA

DISEÑO CONSTRUCTIVO

Norma de construcción y ensayo	IEC 62930
Conductor	según IEC 60228 Clase 5. (Opcional Cu estañado)
Aislación	Polímero reticulado libre de halógenos resistente al fuego
Cubierta	Polímero reticulado libre de halógenos resistente al fuego
	Cinta Separadora entre conductor y aislante. (Opcional)
	Cinta separadora entre aislación y cubierta. (Opcional)
Colores de aislación / envoltura	Natural / Negro o Rojo *Otros colores y diseños, bajo pedido.

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



I.M.S.A.

Av. Pres. J. D. Perón 26399
B1722CXD, Merlo, Buenos Aires,
Argentina

T. + 54 (0220) 483 3903
www.imsa.com.ar

FIGURA N°74: Ficha técnica del conductor seleccionado.

Luego, los conductores salientes de cada cadena (positivo y negativo) serán tendidos por separado como se muestra en la figura N°75, sobre bandejas tipo rejillas (figura N°76), con el fin de que si, por defecto de aislamiento, se produjera un contacto entre conductores, la diferencia de potencial será prácticamente nula y las consecuencias del fallo serán muy inferiores a si el contacto es positivo-negativo. Por otra parte, no hay inconveniente con esta disposición al tratarse de corriente continua, dado que no habrá problemas de inducciones entre conductores homopolares que, como sabemos, se producen por las variaciones de corriente, fenómeno propio de sistemas de corriente alterna.



FIGURA N°75: Conductor solar sobre bandejas tipo rejillas.



FIGURA N°76: Bandeja tipo rejilla.

Las bandejas tipo rejillas tienen algunas de las siguientes ventajas:

- Gran resistencia y elasticidad, adaptable a cada instalación proporcionando un ahorro de espacios en el montaje.
- Borde de seguridad redondeado que evita el daño sobre los conductores y el instalador.
- Resistencia al fuego E90 (90 minutos, 1000 °C) según DIN 4102-12.
- Altura del ala de 100 mm y anchos disponibles de 100, 150, 200, 300, 400, 500 y 600 mm.

La capacidad de transporte de corriente de los conductores solares agrupados en un conducto a la temperatura de servicio de 70 °C resulta igual a:

$$I_z = 0.58 * 0.9 * I_o$$

Donde:

- I_o : Capacidad de transporte de corriente del conductor al aire libre.

Entonces, para nuestro caso:

$$I_z = 0.58 * 0.9 * 98 [A] = 51.16 [A]$$

Y podemos decir que la capacidad de transporte de corriente es mayor que la corriente de cortocircuito máxima de la cadena. Se cumple la desigualdad:

$$I_z > I_b$$

$$51.16 [A] > 17.01 [A]$$

A su vez, debemos lograr una separación tal entre grupos de conductores con diferentes polaridades, para no tener que afectar por otro factor (factor de agrupamiento) la capacidad de transporte de corriente obtenida. Esta separación, para conductores adyacentes trasladados horizontalmente, debe ser superior al doble de su diámetro total, como se observa esquemáticamente en la siguiente imagen.

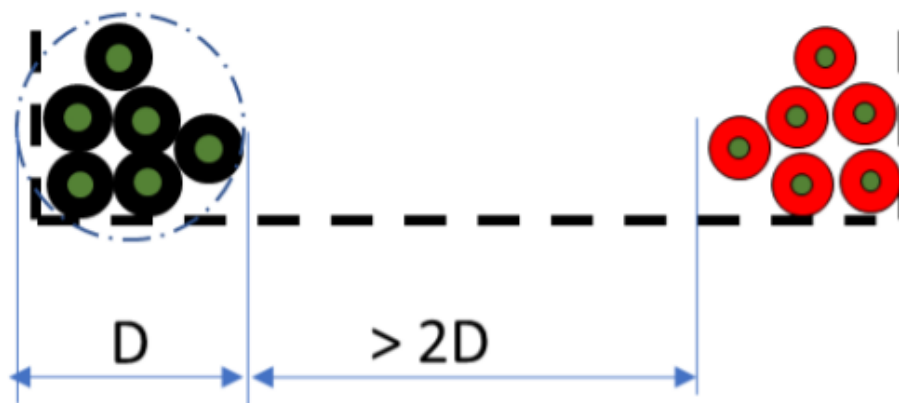


FIGURA N°77: Separación óptima de conductores solares de diferente polaridad.

En nuestro caso, tendremos 56 conductores (uno por cadena), trasladados por una bandeja, y contigua a esta, se encontrará otra bandeja con 56 conductores de diferente polaridad, con una separación mínima de 182 mm, como puede apreciarse en la figura N°78.

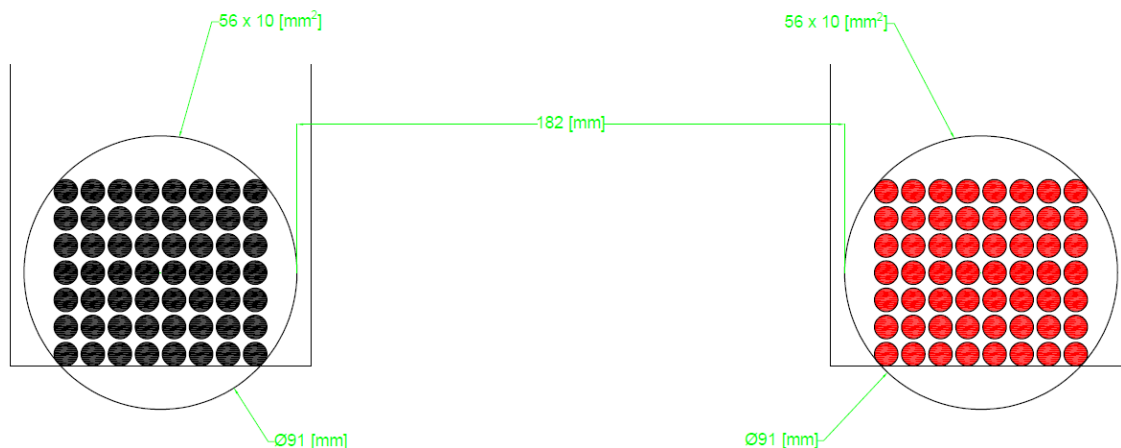


FIGURA N°78: Separación de conductores solares de diferente polaridad.

El cableado de los paneles será dirigido hasta planta baja, con el fin de colocar los inversores en un gabinete de chapa de acero inoxidable abierto (para así poder lograr temperaturas óptimas de trabajo de los inversores, ya que pierden rendimiento con el aumento de la temperatura), lo que permitirá tener un fácil acceso a estos, tanto para hacer mantenimientos o configuraciones, como para la obtención de datos.

Teniendo en cuenta que el conductor más largo (peor condición), tendrá alrededor de 145 m, debemos chequear que la caída de tensión máxima sea menor al 2% de la tensión nominal de trabajo. La siguiente ecuación nos permitirá estimarla:

$$\Delta U\% = \frac{2 * l * I_b}{\gamma * S * U} * 100$$

Donde:

- l: largo del tramo del conductor en cuestión.
- γ : conductividad del cobre (variable con la temperatura).
- S: sección del conductor.
- U: tensión nominal de trabajo del conductor.
- $\Delta U\%$: caída porcentual de la tensión.

El valor de la conductividad depende de la temperatura del conductor. En ausencia de datos concretos o de cálculo de esta, se debe utilizar el valor más desfavorable posible por

cuestiones de seguridad. Tal valor coincide con el de máxima temperatura del conductor, como puede apreciarse en la tabla N°11:

	Temperatura del conductor		
	20 °C	Termoplásticos 70 °C	Termoestables 90 °C
Cu	58,00	48,47	45,49
Al	35,71	29,67	27,8

TABLA N°11: Conductividad eléctrica del cobre en función de la temperatura.

Entonces, la caída de tensión será:

$$\Delta U\% = \frac{2 * 145 [m] * 17.01 [A]}{45.5 \left[m * \frac{\Omega}{mm^2} \right] * 10 [mm^2] * 603 [V]} * 100 = 1.8 \%$$

El cual es un valor aceptable.

Antes del inversor, se colocará un fusible de protección contra sobre corrientes, de clase gPV. El mismo deberá cumplir con los siguientes requerimientos:

- Los módulos y fusibles deben soportar continuamente la corriente residual en dirección directa, sin elevación excesiva de su temperatura.
- Las corrientes que el fusible puede verse llamado a interrumpir son: la corriente inversa causada por los fallos de algunos módulos, la corriente de doble falla a tierra y la que se debe a errores de conexión.
- En lo que concierne a corriente nominal del fusible, ésta debe ser mayor a la corriente de cortocircuito del módulo o cadena en al menos 40 %, esto es $I_n \geq 1,4 I_{scm\acute{a}x}$, con el objeto de evitar la operación indeseada del fusible bajo condiciones normales de operación, y en el caso de una falla en una de las otras cadenas en paralelo.

$$I_n \geq 19.05 [A]$$

Podemos observar en la siguiente imagen (figura N°79) la ficha técnica de los fusibles seleccionados. Estos son clase gPV, de la marca “Reproel”, y en base al cálculo anteriormente realizado, se selecciona un fusible de $I_n = 20$ A con una tensión de corriente continua de hasta 1100 V.

Estos fusibles serán colocados en bases portafusibles (o tabacaleras) que también pueden apreciarse en la figura N°79.



gPV	Componentes para aplicaciones Fotovoltaicas
Protección	Celdas Fotovoltaicas
Normas	IEC 60269-6/2010

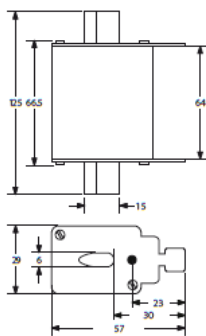
Fusibles con contactos a cuchillas y cilíndricos, de aspecto similar al fusible tipo NH o al cilíndrico tradicional, respondiendo a la norma IEC 60269-6/2010, con clase de operación gPV, siendo capaz de interrumpir corrientes desde valores tan bajos como 1,45 In hasta su capacidad de interrupción (30 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.



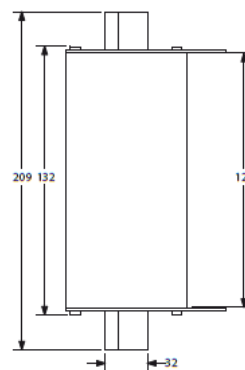
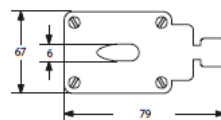
Tipo NH -0 gPV

Código	Amp
FOPV110001	1
FOPV110002	2
FOPV110004	4
FOPV110006	6
FOPV110010	10
FOPV110016	16
FOPV110020	20
FOPV110025	25
FOPV110032	32
FOPV110036	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

FIGURA N°79: Ficha técnica de los fusibles seleccionados.

Tramo inversor - distribuidor

La conexión de cada uno de los inversores (en paralelo) al cuadro de distribución se realiza mediante un conductor tetra polar (fases RST y N) de 16 mm² completamente

enterrado cuya corriente admisible por calentamiento es de 135 A; mientras que la corriente máxima por fase de salida en corriente alterna de cada inversor es de 80 A, por lo que:

$$I_z = 135 [A]$$

$$I_{m\acute{a}x} = 80 [A]$$

$$I_z > I_{m\acute{a}x}$$

$$135 [A] > 80 [A]$$

El conductor seleccionado para este tramo es un conductor de la marca “IMS A”, modelo payton XLPE. A continuación, en las figura N°80 y figura N°81 la ficha técnica de este.

Payton XLPE 1,1 kV *Superflex*

I.M.S.A.



Cables de energía uni, tri, tetra y pentapolares subterráneos extraflexibles, en cobre hasta 300 mm² para los unipolares y hasta 35 mm² para los multipolares. Aislación de XLPE y vaina de PVC Noflamex® ecológico.

Usos: Instalación fija, ya sea a la intemperie, bandejas portacables, electroductos o directamente enterrados; tanto en ambientes húmedos como secos.

Normas: IRAM 2178, IEC 60502-1, NBR 6251, 7288.
Rango de fabricación: 1,5 a 300 mm² unipolar y multipolar.



FIGURA N°80: Ficha técnica conductor seleccionado (1).

Payton XLPE 1,1 kV *Superflex* (Continuación)

I.M.S.A.

Características eléctricas cables de cobre						
Sección nominal	Corriente adm, aire unipolares	Corriente adm, aire multipolares	Corriente adm, enterrados unipolares	Corriente adm, enterrados multipolares	Caída de tensión unipolares	Caída de tensión multipolares
mm ²	A	A	A	A	V/A km	V/A km
4	–	45	56	60	8,4	8,3
6	–	57	70	76	5,6	5,6
10	–	78	94	102	3,4	3,3
16	–	105	121	135	2,2	2,1
25	166	136	157	175	1,45	1,37
35	206	168	189	210	1,09	1,01
50	250	205	231	251	0,84	0,76
70	321	263	280	307	0,63	0,55
95	391	320	327	369	0,49	0,42
120	455	373	379	420	0,42	0,35
150	525	430	424	472	0,37	0,29
185	602	493	473	535	0,32	0,25
240	711	583	555	623	0,28	0,21
300	821	674	624	704	0,25	0,18
240	535	374	488	519	0,27	0,21
300	617	432	553	587	0,25	0,18

FIGURA N°81: Ficha técnica conductor seleccionado (2).

Este tramo será de unos pocos metros, ya que, en las inmediaciones de la instalación del tablero de inversores, se colocará un tablero secundario con un cuadro de distribución de 4x630 A (el mismo puede observarse en la figura N°82), al cual acometerán todos los inversores.



FIGURA N°82: Distribuidor 4x630 A.

Por lo mencionado en el párrafo anterior, no verificaremos la caída de tensión para este pequeño tramo.

Antes de acometer al distribuidor, y en el mismo tablero que este, se colocará una protección termomagnética para cada una de las ramas de los inversores, con el fin de proteger los circuitos contra cortocircuitos y fallas de sobre corriente. Para la selección de estas, tendremos en cuenta los siguientes criterios de selección:

$$\begin{aligned}V_n &\geq U \\ I_b &\leq I_n \leq I_z \\ I_{cc} &\leq I_{cn}\end{aligned}$$

Donde:

- V_n : tensión nominal del interruptor termomagnético.
- U : tensión nominal de la red.
- I_n : corriente nominal de corte del interruptor termomagnético.
- I_b : corriente máxima que circulará por el interruptor termomagnético en situaciones normales de trabajo.
- I_z : corriente admisible que circula por el conductor.
- I_{cn} : corriente de cortocircuito que puede soportar el interruptor termomagnético-
- I_{cc} : corriente de cortocircuito de la instalación.

Para nuestro caso:

$$U = 380 [V]$$

$$I_b = 80 [A]$$

$$I_z = 135 [A]$$

$$I_{cc} \cong 7000 [A]$$

Se selecciona un interruptor termomagnético de la marca “Schneider”, del que a continuación, podemos observar su ficha técnica (figura N°83):

Ficha técnica del producto

Especificaciones



Green Premium™

Interruptor termomagnético Acti9 C120N 3P 80A curva B

A9N18353

Principal	
Gama de producto	C120
Gama	Acti 9
Nombre del Producto	C120
Tipo de Producto o Componente	Disyuntor en miniatura
Nombre Corto del Dispositivo	C120N
Aplicación del Dispositivo	Distribución Eléctrica Residencial y Comercial
Número de Polos	4P
Número de polos protegidos	4
Corriente nominal	80 A a 30 °C
Tipo de red	CA
Tipo de unidad de control	Térmico-magnético
Código de curva de disparo ins	B
Poder de corte	10000 A Icn a 230...400 V CA 50/60 Hz conforme a EN / IEC 60898-1 6 kA Icu a 440 V CA 50/60 Hz conforme a EN/IEC 60947-2 20 kA Icu a 220...240 V CA 50/60 Hz conforme a EN/IEC 60947-2 10 kA Icu a 380...415 V CA 50/60 Hz conforme a EN/IEC 60947-2 10 kA Icu a <= 500 V CC conforme a EN/IEC 60947-2
Idoneidad para el seccionamiento	Sí conforme a IEC 60947-2

FIGURA N°83: Ficha técnica del interruptor termomagnético seleccionado.

De la ficha técnica anterior podemos obtener los siguientes datos:

$$V_n = 400 [V]$$

$$I_n = 80 [A]$$

$$I_{cn} = 10000 [A]$$

Los cuales cumplen los criterios de selección anteriormente mencionados.

Tramo distribuidor – tablero general

Desde el distribuidor, nos dirigiremos al tablero principal, con un conductor de 300 mm² y 80 m de largo, aproximadamente. El mismo será completamente enterrado y transportará una corriente total que será igual a la suma de las corrientes de los 7 inversores. Es decir, aproximadamente, 560 A. Por lo que:

$$I_z = 587 [A]$$

$$I_{m\acute{a}x} = 560 [A]$$

$$I_z > I_{m\acute{a}x}$$

$$587 [A] > 560 [A]$$

Y la caída de tensión en este tramo, sin considerar la reactancia del conductor es:

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} * l * I_{m\acute{a}x} * \cos \varphi}{\gamma * S * U} * 100$$

Donde:

- $\cos \varphi$: factor de potencia de la instalación.

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} * 80 [m] * 560 [A] * 0.975}{45.5 \left[m * \frac{\Omega}{mm^2} \right] * 300 [mm^2] * 380 [V]} * 100 = 1.46 \%$$

La cual es menor que el 5% admisible para instalaciones eléctricas industriales.

El conductor seleccionado para este tramo es un conductor de la marca “TMSA”, modelo payton XLPE, como el que se muestra en las figuras N°80 y figura N°81.

En el tablero general, además de las protecciones solicitadas por la empresa distribuidora de energía de la provincia (sub-sobre tensión, sub-sobre frecuencia, secuencia de fase, falta de fase), se seleccionará un interruptor termomagnético general. Para este caso, la tensión nominal, la corriente nominal, la corriente admisible que circula por el conductor y la corriente de cortocircuito, son:

$$U = 380 [V]$$

$$I_b = 630 [A]$$

$$I_z = 587 [A]$$

$$I_{cc} \cong 15400 [A]$$

En la siguiente imagen (figura N°84), se muestra la ficha técnica del interruptor escogido.

Ficha técnica del producto

Especificaciones



**Interruptor Compact Nsx630F 36
 Ka A 415 Vca Unidad De Control
 Micrologic 2.3 630 A 4 Polos 4D**

C63F42D630

Principal

Gama	ComPacT nueva generación
Nombre del Producto	UL Compact
Nombre Corto del Dispositivo	NSX630F
Tipo de Producto o Componente	Disyuntor
Aplicación del Dispositivo	Distribución Eléctrica Residencial y Comercial
Número de Polos	4P
Descripción polos protegidos	4D 3d + N / 2 3D
Posición de polo de neutro	Izquierda
Corriente nominal	630 A a 40 °C
Tensión asignada de empleo	690 V CA 50/60 Hz
Tipo de red	CA
Frecuencia de Red	50/60 Hz
Idoneidad para el seccionamiento	Sí conforme a EN/IEC 60947-2
Categoría de empleo	A
[Icu] rated ultimate short-circuit breaking capacity	40 kA Icu a "220/240 V" CA 50/60 Hz conforme a IEC 60947-2 36 kA Icu a 380/415 V CA 50/60 Hz conforme a IEC 60947-2 30 kA Icu a 440 V CA 50/60 Hz conforme a IEC 60947-2 25 kA Icu a 500 V CA 50/60 Hz conforme a IEC 60947-2 20 kA Icu a 525 V CA 50/60 Hz conforme a IEC 60947-2 10 kA Icu a "660/690 V" CA 50/60 Hz conforme a IEC 60947-2 20 kA a 600 V CA 50/60 Hz conforme a UL 508
Performance level	F 36 kA 415 V CA
Unidad de control	Micrologic 2.3
Tipo de unidad de control	Electrónico
Funciones de protección de unidad de disparo	LSol
Tipo de Control	Palanca de conmutación
Circuit breaker mounting mode	Fijo

FIGURA N°84: Ficha técnica del interruptor termomagnético seleccionado.

De la ficha técnica anterior podemos obtener los siguientes datos:

$$V_n = 415 [V]$$

$$I_n = 630 [A]$$

$$I_{cn} = 36000 [A]$$

Y estos cumplen los criterios de selección anteriormente mencionados.

Además del interruptor general, se colocará un seccionador que se utilizará para controlar y aislar los circuitos de distribución eléctrica. Este dispositivo deberá ser una versión extraíble y también deberá funcionar manualmente según especificaciones técnicas de la empresa distribuidora de energía.

A continuación, en la figura N°85, se muestra la ficha técnica del producto seleccionado.

Ficha técnica del producto

Especificaciones



Base Seccionador Ns 630 Na 4P Extraible

33431

Principal

Nombre del Producto	Compact NS
Nombre Corto del Dispositivo	Compact NS630b NA
Tipo de Producto o Componente	Interruptor seccionador
Aplicación del Dispositivo	Distribución Eléctrica Residencial y Comercial
Tipo de oferta	C4
Número de Polos	4P
Tipo de red	CA
Performance level	DE
Idoneidad para el seccionamiento	Sí conforme a IEC 60947-3

Complementario

Frecuencia de Red	50/60 Hz
Tipo de Control	Palanca de conmutación
Tipo de montaje	Extraible
Soporte de montaje	Chasis
Intensidad asignada de empleo (Ie)	AC-23A: 630 A CA 50/60 Hz "220/240 V" AC-23A: 630 A CA 50/60 Hz 380/415 V AC-23A: 630 A CA 50/60 Hz 440/480 V AC-23A: 630 A CA 50/60 Hz 500/525 V AC-23A: 630 A CA 50/60 Hz "660/690 V"
Tensión asignada de aislamiento	800 V CA 50/60 Hz conforme a IEC 60947-3
[Uimp] Tensión asignada de resistencia a los choques	8 kV conforme a IEC 60947-3
[Ith] Intensidad térmica convencional	630 A a 60 °C
[Icw] Intensidad de corta curación admisible	25 kA durante 0,5 s conforme a IEC 60947-3 4 kA durante 20 s conforme a IEC 60947-3
[Icm] Poder de dierre de cortocircuito	52 kA 690 V CA a 50/60 Hz
Tensión asignada de empleo	690 V CA 50/60 Hz conforme a IEC 60947-3
Indicación de contacto positivo	Sí

FIGURA N°85: Ficha técnica del seccionador seleccionado.

DEFINICIÓN Y SELECCIÓN DE LA PAT Y LOS SPD

Puesta a tierra

Para minimizar las tensiones inducidas debidas a los rayos, la superficie de todos los bucles debe ser lo más pequeña posible, en particular para el cableado de las cadenas fotovoltaicas. Los conductores de corriente continua y el conductor equipotencial deberían ir uno al lado del otro.

Es decir, deben evitar grandes bucles en los circuitos como en la figura N°86. En caso de caída de un rayo, la tensión inducida será mayor cuanto mayor sea el área “abrazada” por los conductores.

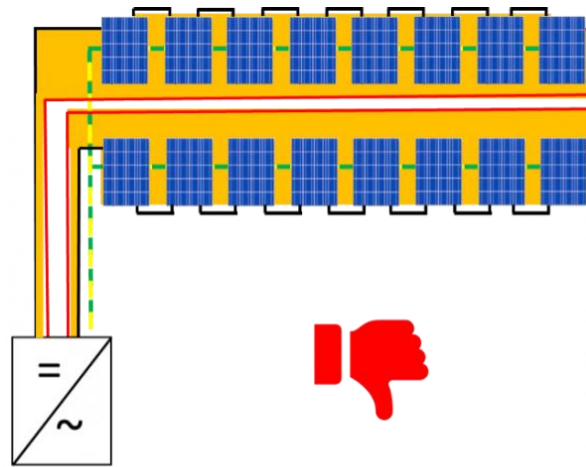


FIGURA N°86: Cableado incorrecto.

Asimismo, no se deben realizar solo conexiones directas entre módulos con el conductor de protección, como se ve en la figura N°87.

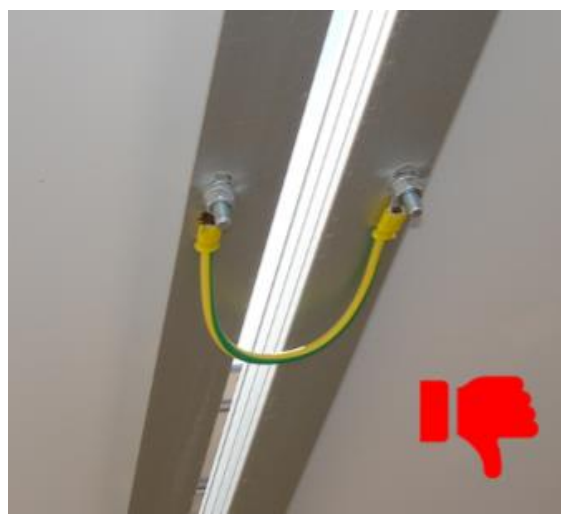


FIGURA N°87: Conexiones directas entre módulos (conductor de protección).

Ya que si por mantenimiento, avería, etc., se debe desinstalar un módulo, habrá un conjunto de estos que quedará desconectado de tierra. Lo adecuado es conectar módulo a módulo a un conductor “bus” de tierra como se puede observar en la figura N°88.

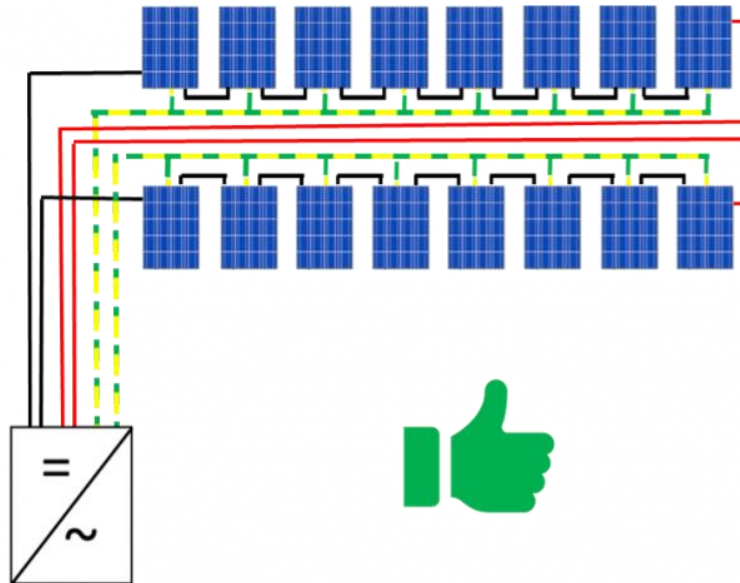


FIGURA N°88: Cableado correcto.

Los bastidores de los paneles y la estructura portante de cada cadena estarán puestos a tierra mediante un conductor de 4 mm² de sección color amarillo y verde.

Protecciones contra sobretensiones

En los últimos años, las protecciones contra las sobretensiones se están convirtiendo en una necesidad debido al uso cada vez más difundido de componentes electrónicos, que, “por naturaleza”, son muy sensibles a las sobretensiones.

En el pasado, las instalaciones eléctricas contaban con productos electromecánicos, como motores, transformadores, etc., que de por sí, eran muy resistentes a estos fenómenos de sobretensión.

Las sobretensiones en un sistema eléctrico pueden ser endógenas o exógenas: las primeras se refieren a las sobretensiones de maniobra, sobretensiones que existen normalmente en la red eléctrica y que surgen durante el funcionamiento normal de la instalación. Las segundas, en cambio, identifican las sobretensiones de origen atmosférico.

Sobretensiones de maniobra

Surgen durante el funcionamiento normal de las líneas eléctricas, por ejemplo, de la maniobra de interruptores (apertura o cierre), variaciones bruscas de carga (inserción de cargas grandes), arranque o paro de motores, o bien por variaciones repentinas en la red,

como cortocircuitos. El desarrollo de la sobretensión es oscilatorio amortiguado, con tensiones transitorias muy empinadas cuya duración puede ser del orden de μs .

Sobretensiones de origen atmosférico

Surgen cuando se genera un rayo durante una tormenta. El rayo se genera debido a la acumulación de cargas negativas en la nube y cargas positivas en la tierra, entre las cuales se establece un campo eléctrico mayor que la rigidez dieléctrica del aire y que permite la descarga. Por lo general, después del primer rayo se producen 3 o 4 descargas sucesivas.

Las sobretensiones pueden ser “conducidas”, cuando los rayos impactan directamente en una línea eléctrica, o bien “inducidas”, cuando los rayos impactan cerca de un edificio o de una línea. El campo eléctrico generado por el rayo alcanza los conductores y crea sobretensiones dañinas para los equipos conectados a estos.

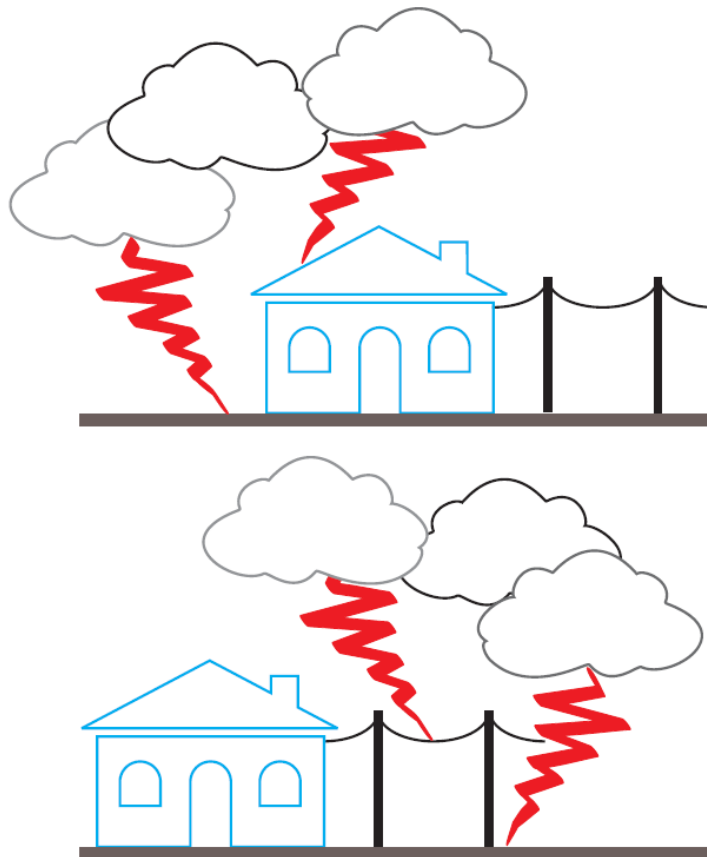


FIGURA N°89: Impacto directo e indirecto de sobretensiones atmosféricas.

Sobretensiones inducidas

Como sabemos, un campo magnético variable induce una corriente en un circuito. Cuando se produce un rayo, existe un gran campo electromagnético fuertemente variable, el cual crea efectos desastrosos si se concatena a una espira de gran diámetro. Imaginar la existencia de una espira grande no es difícil; basta pensar en la línea de alimentación de un

ordenador y la línea del teléfono que se conecta al módem, conectado a su vez al ordenador (figura N°90). En caso de impacto directo en la estructura, la corriente del rayo descargada a tierra a través de la bajada y genera, por acoplamiento inductivo, en la espira antes descrita una sobretensión inducida de:

$$U = L_m * \frac{di}{dt}$$

Donde:

- L_m : inductancia mutua de la espira.
- di/dt : pendiente de la forma de onda.

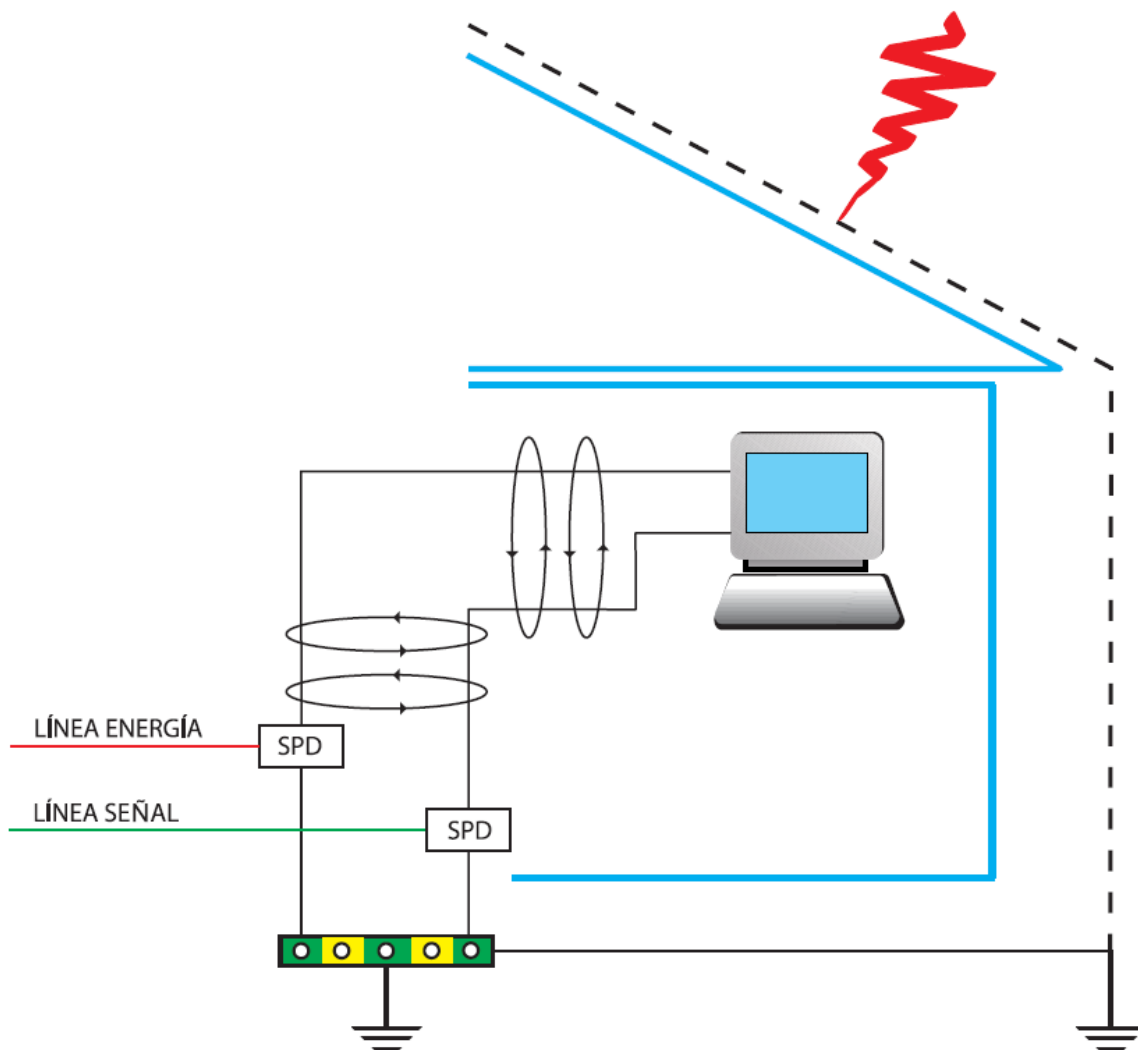


FIGURA N°90: Ejemplo de una espira de grandes dimensiones.

Selección del SPD (Surge Protection Device)

De acuerdo con el papel que deben desempeñar, los SPD se clasifican de la siguiente manera:

- Clase I, si están destinados a limitar sobretensiones asociadas a toda o una parte de la corriente de rayo.
- Clase II, si están destinados a proteger los equipos contra sobretensiones inducidas.
- Clase III, si desempeñan un papel de terminación, imponiendo una baja “tensión residual” (nivel de protección) soportada por los equipos electrónicos finales.

Para establecer qué medidas de protección contra los rayos se necesitan, hay que llevar a cabo la “evaluación del riesgo” de la estructura que se quiere proteger. Los riesgos que se deben considerar son:

- R1: pérdida de vidas humanas.
- R2: pérdida del servicio público (internet, agua, gas, electricidad, etc.).
- R3: pérdida de patrimonio cultural (ejemplo: museos).
- R4: pérdida económicas (falta de producción de energía eléctrica, etc.).

De esta evaluación se deduce el riesgo de impacto directo e indirecto de la instalación que se quiere proteger; se habla de impacto directo si un rayo impacta directamente en una estructura y de impacto indirecto si este cae cerca de la misma.

Antes de comenzar a diseñar un sistema de protección contra sobretensiones para una instalación fotovoltaica, hay que evaluar, sobre todo, el riesgo relativo a la pérdida de vidas humanas (R1). Cabe recordar que el único sistema para proteger una estructura contra impactos directos es la jaula de Faraday o un pararrayos LPS (Lightning Protection System).

En segundo lugar, hay que evaluar el punto de vista económico (R4): ¿es necesario proteger el inversor y los paneles contra las sobretensiones? ¿Cuánto cuesta en asistencia una parada de producción (además de la pérdida de producción)? Para obtener la máxima seguridad, ¿instalo también un pararrayos?

En lo que respecta al LPS, no suele ser conveniente proteger una instalación fotovoltaica con un LPS, ya que los gastos son tan altos que la relación gasto-beneficio no los justifica. Además, hay que considerar que el LPS se realiza con varillas captadoras y conductores suspendidos que crean sombras del campo y, por tanto, disminuyen el rendimiento. Por consiguiente, el LPS se instala solamente cuando es estrictamente necesario, al contrario de los SPD, que siempre constituyen el sistema de protección más económico y eficiente posible.

Los impactos indirectos pueden dar lugar a sobretensiones y descargas peligrosas por acoplamiento inductivo y acoplamiento resistivo (figura N°91), respectivamente.

El acoplamiento resistivo se produce cuando un rayo cae sobre una línea eléctrica y la corriente, propagándose en la línea, entra en el edificio. Si los valores de la sobretensión son elevados y superan la tensión soportada a impulso de los aislantes de los componentes afectados (dispositivos electrónicos, conductores, etc.), se pueden producir incendios.

Las sobretensiones que nacen por acoplamiento inductivo son generadas por el campo electromagnético que, al ser fuertemente variable, alcanza los conductores de la instalación fotovoltaica y genera sobretensiones. Estas sobretensiones no son capaces de causar incendios, pero sí de destruir los equipos.

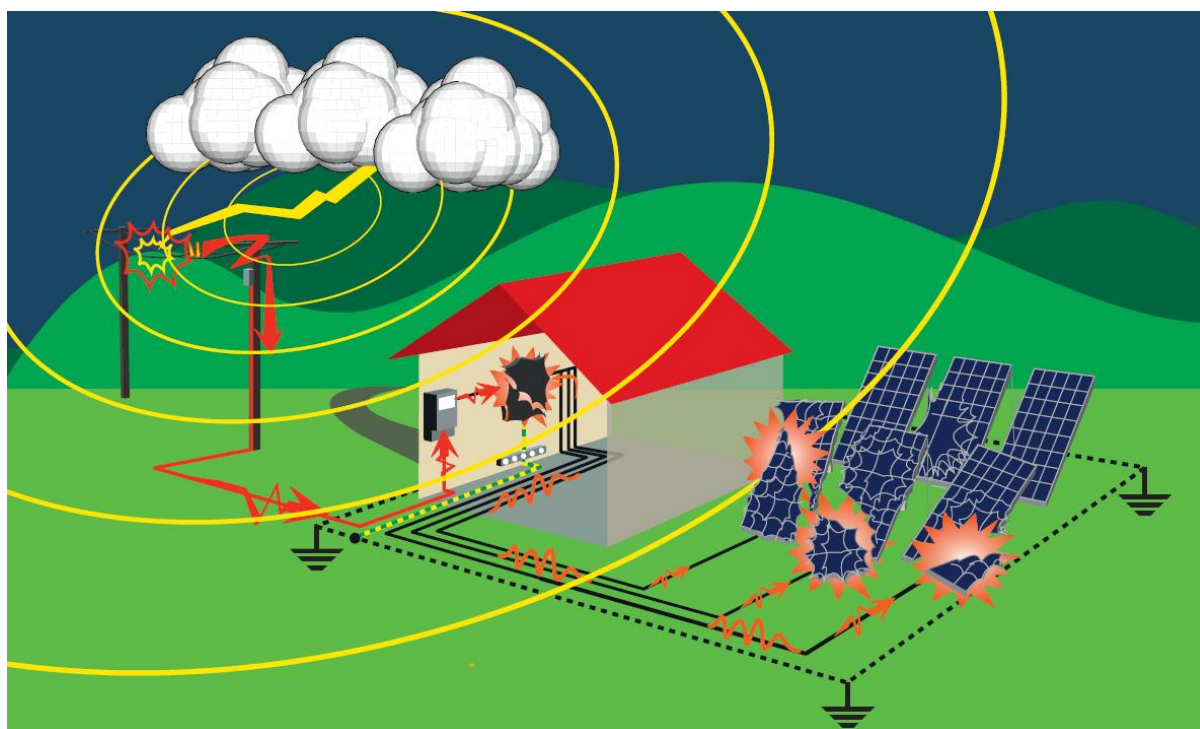


FIGURA N°91: Suma de los efectos del rayo (acoplamiento resistivo e inductivo).

Para realizar un buen sistema de protección de un equipo, hay que hacer referencia a la tensión soportada a impulso del dispositivo y no al nivel de inmunidad (estos datos los provee el fabricante). Todos los equipos eléctricos y electrónicos se caracterizan por un valor de tensión que indica el nivel de inmunidad a las sobretensiones: mientras la sobretensión se mantenga por debajo del nivel de inmunidad del equipo, no hay problema. Si la sobretensión supera ligeramente este valor, puede llevar a un mal funcionamiento del equipo; para valores superiores o repetitivos, los aislantes de los componentes se someten a fatigas excesivas y se reduce su vida útil. Con un nivel de sobretensión muy alto, se puede producir un fallo permanente. La tensión soportada a impulso es el valor máximo de tensión que un equipo puede soportar y si se supera, puede causar daños irreversibles. Esto puede observarse en la figura N°92.

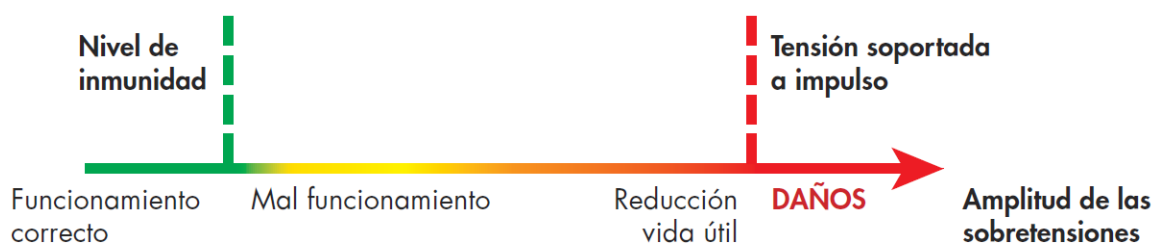


FIGURA N°92: Nivel de inmunidad y tensión de impulso de los equipos.

En la tabla N°12, se muestran algunos valores generalizados de tensiones de impulso soportadas en sistemas de BT.

Tensión del sistema		Tensión soportada a impulso [V]			
[V]		Categoría de sobretensión			
AC	DC	I	II	III	IV
50	71	330	500	800	1500
100	141	500	800	1500	2500
150	213	800	1500	2500	4000
300	424	1500	2500	4000	6000
600	849	2500	4000	6000	8000
1000	1500	4000	6000	8000	12000

TABLA N°12: Tensión soportada a impulso (1.2/50 μ s) para sistemas BT.

- Categoría de sobretensión I: pertenecen a esta categoría los equipos que son muy sensibles a las sobretensiones, como los equipos electrónicos (TV, módem, PC, PLC, etc.). Para estos dispositivos, el fabricante debe garantizar una tensión soportada a impulso de 1.5 kV.
- Categoría de sobretensión II: pertenecen a esta categoría los equipos con una tensión soportada a impulso de 2.5 kV, como las herramientas portátiles o los electrodomésticos.
- Categoría de sobretensión III: relativa a los equipos que forman parte de la instalación, como interruptores, enchufes, cuadros, etc., cuya tensión soportada a impulso corresponde a 4 kV.
- Categoría de sobretensión IV: pertenecen a esta categoría los dispositivos que se instalan aguas arriba del cuadro de distribución como, por ejemplo, los contadores. La tensión soportada a impulso corresponde a 6 kV.

Si analizamos un inversor, este tiene 2 conexiones con el exterior: lado CC para conectarse con los paneles y lado AC para conectarse con la red eléctrica; esto significa que debe protegerse mediante un SPD en ambos lados. El mismo, debe protegerse tanto de las

sobretensiones inducidas como de las sobretensiones conducidas por la línea eléctrica debido a impactos directos e indirectos.

El inversor podría estar provisto de un transformador de aislamiento, que constituye de por sí un excelente filtro para las sobretensiones; en este caso, el SPD protege al transformador. Si no hay un transformador, o bien si no se sabe si el transformador está provisto de un apantallamiento conectado a tierra, es necesario instalar uno o varios SPD en la acometida eléctrica.

Clase I se caracteriza por:

- $I_{imp} \geq 10 [kA]$
- Para los sistemas TN y TT: $U_c \geq 1.1 * U_o$
- Para los sistemas IT: $U_c \geq \sqrt{3} * U_o$
- Capacidad de extinguir la corriente de cortocircuito a 50 Hz con o sin fusible, superior a la corriente de cortocircuito en el punto de instalación.
- Nivel de protección real: $U_{p/f} \leq k * U_{winverter}$.

Donde:

- I_{imp} : corriente de impulso.
- U_c : tensión máxima de servicio.
- U_o : tensión con respecto a tierra.
- k : coeficiente de seguridad que toma en cuenta el envejecimiento del SPD (se puede tomar $k = 0.9$).
- $U_{winverter}$: valor de tensión soportada a impulso del inversor.
- $U_{p/f}$: nivel de protección.

Considerando una caída ΔU de 1 kV/m causada por las inductancias parasitarias de los conductores, $U_{p/f}$ debe calcularse adecuadamente según los SPD utilizados:

$$U_{p/f} = U_c + \Delta U$$

Para SPD de limitación (varistores).

$$U_{p/f} = \text{Máximo}(U_c ; \Delta U)$$

Es decir, el valor máximo entre los dos, para SPD de conmutación (descargadores de chispas).

Clase II deben tener las siguientes características:

- $I_n \geq 5 [kA]$
- Para los sistemas TN y TT: $U_c \geq 1.1 * U_o$
- Para los sistemas IT: $U_c \geq \sqrt{3} * U_o$

- Capacidad de extinguir la corriente de cortocircuito a 50 Hz con o sin fusible, superior a la corriente de cortocircuito en el punto de instalación.

Donde:

- I_n : corriente nominal.

El lado CC de una instalación fotovoltaica está expuesto a las sobretensiones inducidas por los rayos al caer cerca de este.

Hay que anticipar que en corriente continua no se pueden instalar descargadores de chispas a menos que estén en serie con los varistores; esto se debe a que la corriente continua nunca pasa por el cero y, por tanto, una vez cebado el arco en el descargador de chispas, este no se apaga sin la ayuda de los varistores que, al terminar la sobretensión, regresan a elevados valores de resistencia, limitando la corriente y permitiendo la extinción del arco en el descargador de chispas.

La protección completa en el lado CC se obtiene instalando SPD de Clase II en los extremos de la línea, es decir, muy cerca del inversor y de los módulos fotovoltaicos. Para optimizar la obra, los conductores deben introducirse en conductos de metal.

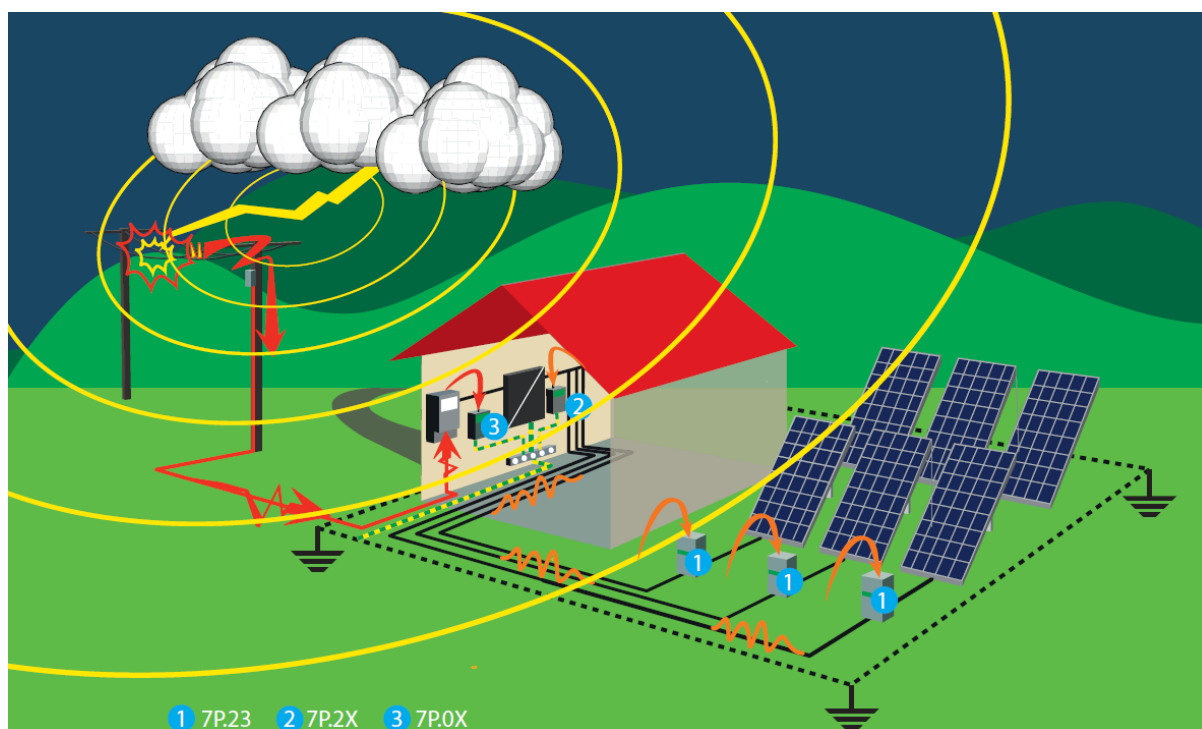


FIGURA N°93: Efecto de la presencia de los SPD coordinados.

Los valores mínimos que deben tener los SPD utilizados para proteger inversores y paneles son los siguientes:

- Clase II.
- $U_c \geq 1.2 * N * U_{ocstc}$

- $U_p < k * U_w$
- $I_{m\acute{a}x} = 5 [kA]$ (valor mínimo aceptable)
- Capacidad de extinguir la corriente de cortocircuito en el punto de instalación con o sin fusibles.

Donde:

- 1.2: coeficiente de seguridad que toma en cuenta las variaciones de tensión de los paneles debido a las variaciones de temperatura.
- N: número de paneles que componen la cadena o string.
- U_{ocste} : valor de la tensión en vació del panel en condiciones estándar.
- k: es un coeficiente de seguridad que toma en cuenta el envejecimiento del SPD (se puede tomar $k = 0.9$).
- U_w : valor de tensión soportada a impulso del inversor.
- $I_{m\acute{a}x}$: intensidad máxima de descarga.

La distancia a la que debe colocarse el SPD, con respecto al inversor, depende de U_w , de U_p , del área de la espira de los conductores fotovoltaicos y del recorrido seguido por el conductor de protección. Se recomienda colocar siempre el SPD lo más cerca posible del inversor.

El SPD debe instalarse aguas arriba del interruptor de sección y maniobra (figura N94) porque, si este se abre, se protege el inversor, pero no se protegen los módulos.

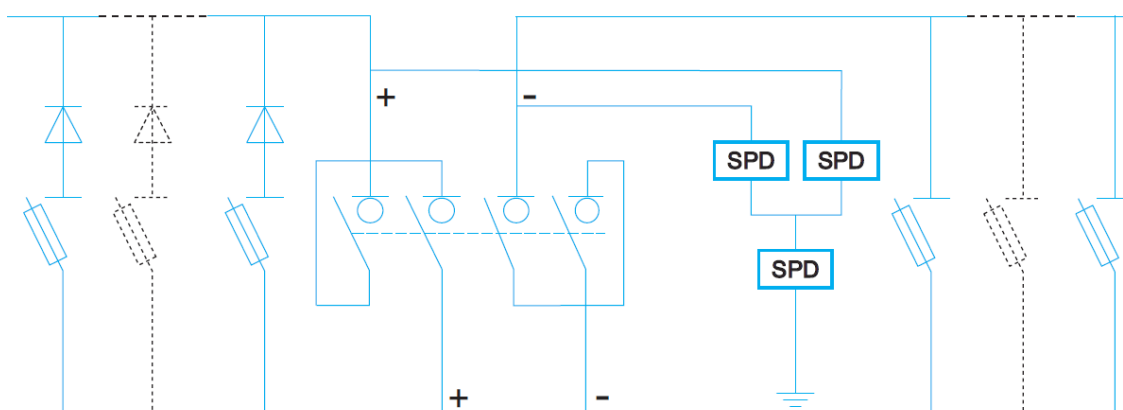


FIGURA N94: Instalación del SPD.

Considerando nuestro caso, instalación similar a la mostrada en la figura N95, sabemos que el inversor cuenta con dispositivos integrados de protección contra sobretensiones de tipo II, tanto del lado CC como del lado CA, por lo que, seleccionaremos solamente dos SPD más. Uno de ellos sera para el lado CC e ira instalado contiguo a los paneles solares y, el otro, para el lado CA y se instalará dentro del tablero general de la planta

solar.

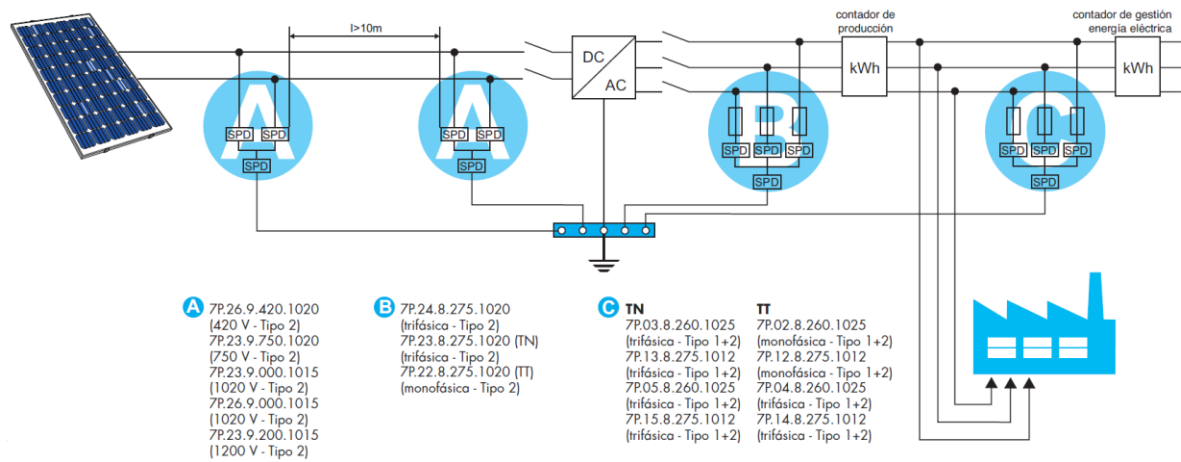


FIGURA N°95: Protecciones contra sobretensiones en instalación fotovoltaica.

La protección del lado CC deberá tener las siguientes características:

- Clase II.
- $U_c \geq 942$ [V]
- $U_p < 2250$ [V]
- $I_{m\acute{a}x} = 5$ [kA] (valor mínimo aceptable)
- Capacidad de extinguir la corriente de cortocircuito en el punto de instalación con o sin fusibles.

Seleccionamos entonces, un SPD de la marca “finder”, serie 7P, modelo 7P.23.9.000.x015 el cual cumple con los requisitos planteados.

A continuación, en la figura N°96, la ficha técnica del producto seleccionado.

SERIE 7P
Protectores contra sobretensiones (SPD)



SPD Protectores contra sobretensiones Tipo 1+2 y Tipo 2 - Aplicaciones fotovoltaicas

- Protectores contra sobretensiones para aplicaciones fotovoltaicas en el lado de DC (hasta 1020 V)
- Protección de dispositivos y equipos contra sobretensiones directas (Tipo 1+2 solo) e inducidas (Tipo 1+2 y Tipo 2)
- **7P.23.9.000.x015**, $U_{CPV} = 1020\text{ V DC}$ (Tipo 2)
- **7P.03.9.000.1012**, $U_{CPV} = 1000\text{ V DC}$ (Tipo 1+2)
- Indicador Visual del estado del Varistor: Bueno/Cambiar
- Contacto para señal Remota del estado del Varistor. Conector (07P.01) incluido en el embalaje (según variante)
- Módulos reemplazables
- Conforme a la prEN 50539-11:2012
- Montaje en carril de 35 mm (EN 60715)

7P.23.9.000.x015



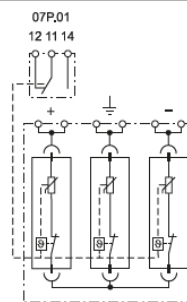
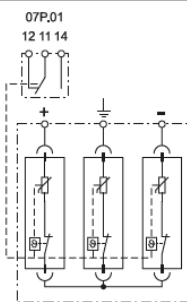
- SPD Tipo 2 (3 varistores) para sistemas fotovoltaicos de 1020 V DC
- Módulos reemplazables
- Disponible con contacto para la señalización remota del estado del varistor

7P.03.9.000.1012



- SPD Tipo 1+2 (3 varistores) para sistemas fotovoltaicos de 1000 V DC
- Módulos reemplazables
- Indicación visual y remota del estado del varistor

7P.23.9/7P.03
Bornes de jaula



Dimensiones: ver página 23

Datos técnicos SPD

		Módulo varistor	Módulo varistor
Tensión máxima de servicio (U_{CPV})	V DC	1020	1000
Tensión máxima de servicio/por módulo (U_{CPV})	V DC	510	500
Corriente impulsiva de descarga (10/350 μ s)/por módulo (I_{mp})	kA	—	12.5
Corriente nominal de descarga (8/20 μ s)/por módulo (I_n)	kA	15	30
Corriente máxima de descarga (8/20 μ s)/por módulo (I_{ma})	kA	40	60
Nivel de tensión de protección/por módulo (U_p)	kV	2	1.8
Nivel de tensión de protección del sistema $U_p (+ \rightarrow -)/(+/- \rightarrow PE)$	kV	4/4	3.6/3.6
Corriente residual (+ \rightarrow -)/(+/- \rightarrow PE)	μ A	< 5	< 5
Tiempo de respuesta (t_a)	ns	25	25
Corriente de cortocircuito I_{SCP}	A	1000	1000
Código módulo de sustitución		7P20.9.500.0015	7P00.9.500.0012

Otros datos

Temperatura ambiente	$^{\circ}$ C	-40...+80	
Grado de protección		IP 20	
Capacidad de conexión de los bornes	mm ²	hilo flexible 1 x 1...1 x 25	hilo rígido 1 x 2.5...1 x 50
	AWG	1 x 17...1 x 4	hilo flexible 1 x 2.5...1 x 2
Longitud de pelado del cable	mm	14	9
Par de apriete	Nm	3	4

Datos del contacto de señal remota

Configuración de contactos		1 contacto conmutado	1 contacto conmutado
Corriente nominal	A AC/DC	0.5/0.1	0.5/0.1
Tensión nominal	V AC/DC	250/30	250/30
Capacidad de conexión de los bornes (07P.01)	mm ²	hilo rígido 1.5	hilo flexible 1.5
	AWG	16	16

Homologaciones (según los tipos)



IV-2023, www.findernet.com

FIGURA N°96: Ficha técnica del SPD seleccionado.

El SPD para el lado de CA, debe tener las siguientes características:

- Clase I.
- $I_{imp} \geq 10 [kA]$
- Para los sistemas TN y TT: $U_c \geq 242 [V]$
- Capacidad de extinguir la corriente de cortocircuito a 50 Hz con o sin fusible, superior a la corriente de cortocircuito en el punto de instalación.
- Nivel de protección real: $U_{p/ff} \leq 1125 [V]$

Seleccionamos entonces un SPD, marca “finder”, modelo 7P.04.8.260.1025, el cual cumple con los requisitos planteados, excepto por el nivel de protección, que es de 1500 [V]. Debido a esto, se debe colocar un SPD de Clase II, después del inversor (protección integrada del inversor en CA).

A continuación, en la figura N°97, la ficha técnica del producto seleccionado.

SERIE
7P

SERIE 7P
Protectores contra sobretensiones (SPD)



SPD Protectores contra sobretensiones Tipo 1+2 de alta capacidad de descarga y sin corriente consecutiva - Instalaciones trifásicas (230/400 V)

- SPD de protección de sistemas de baja tensión contra sobretensiones provocadas por descargas directas, sobretensiones inducidas y de conmutaciones
- Instalación en la intersección de las zonas LPZ 0 y LPZ 1
- Combinación de varistor y vía de chispas a gas (GDT) de altas prestaciones que aseguran:
 - altas corrientes de descarga
 - alta resistencia de aislamiento que elimina la corriente de dispersión
 - ausencia de corriente consecutiva
- Tensión residual extremadamente baja
- Módulos reemplazables
- Tecnología "Upside down mounting" (gracias al doble marcaje de los bornes y al nuevo sistema de retención del módulo extraíble que permite el giro del mismo)
- Indicador Visual del estado del Varistor: Bueno/Cambiar
- Doble borne a tornillo
- Contacto para señal Remota del estado del Varistor: presente, funcionando, sustituir. Conector (07P.01) incluido en el embalaje
- Conforme a la EN 61 643-11
- Montaje en carril de 35 mm (EN 60715), 36 mm por polo

7P.03.8.260.1025 SPD Tipo 1+2 para sistemas trifásicos sin Neutro (conductor PEN), protección varistor + GDT entre L1, L2, L3, PEN

7P.04.8.260.1025 SPD Tipo 1+2 para sistemas trifásicos TT y TN-S con Neutro. Protección varistor + GDT entre L1, L2, L3-N y protección GDT entre N-PE

7P.05.8.260.1025 SPD Tipo 1+2 para sistemas TN-S trifásicos con Neutro. Protección varistor + GDT entre L1, L2, L3-PE y entre N-PE

Dimensiones: ver página 20, 22

Datos técnicos SPD

		L-PEN	L-N	N-PE	L, N-PE
Tensión nominal (U_N)	V AC	230	230	—	230
Tensión máxima de servicio (U_C)	V AC	260	260	255	260
Corriente de choque del rayo (10/350 μ s) (I_{imp})	kA	25	25	100	25
Corriente nominal de descarga (8/20 μ s) (I_n)	kA	30	30	100	30
Corriente máxima de descarga (8/20 μ s) (I_{max})	kA	60	60	100	60
Corriente total de descarga (10/350 μ s) (I_{total})	kA	75	100	100	100
Nivel de protección (U_p)	kV	1.5	1.5	1.5	1.5
Capacidad de ruptura de la corriente consecutiva (I_p)	A	Sin corriente consecutiva	Sin corriente consecutiva	100	Sin corriente consecutiva
I_{PE}	uA	< 4	< 4	< 4	< 4
TOV 120 min L-N	V AC	440	440	—	440
TOV 5 s L-N	V AC	335	335	—	335
TOV 200 ms N-PE	V AC	—	—	1200	—
Tiempo de respuesta (t_a)	ns	100	100	100	100
Corriente soportada de cortocircuito con protección máx. de sobrecorriente - I_{SSCR}	kA _{rms}	50	50	—	50
Protección máxima de sobrecorriente (fusible gL/gG)	A	250	250	—	250
Protección máxima para conexión en serie, gL/gG	A	125	125	—	125
Código módulo de sustitución		7P.00.8.260.0025	7P.00.8.260.0025	7P.00.1.000.0100	7P.00.8.260.0025
Otros datos					
Temperatura ambiente	°C	-40...+80			
Grado de protección		IP 20			
Capacidad de conexión de los bornes		hilo rígido		hilo flexible	
	mm ²	1 x 2.5... 1 x 50		1 x 2.5... 1 x 35	
	AWG	1 x 13... 1 x 1		1 x 13... 1 x 2	
Longitud de pelado del cable	mm	11			
Par de apriete	Nm	4			
Datos del contacto de señal remota					
Configuración de contactos		1 contacto conmutado	1 contacto conmutado	1 contacto conmutado	1 contacto conmutado
Corriente nominal	A AC/DC	0.5/0.1	0.5/0.1	0.5/0.1	0.5/0.1
Tensión nominal	V AC/DC	250/30	250/30	250/30	250/30
Capacidad de conexión de los bornes (07P.01)		hilo rígido	hilo flexible	hilo rígido	hilo flexible
	mm ²	1.5	1.5	1.5	1.5
	AWG	16	16	16	16

Homologaciones (según los tipos)



4

IV.2023, www.finder.com

FIGURA N°97: Ficha técnica del SPD seleccionado.

DISEÑO DE LA ESTRUCTURA SOPORTE DE LOS PANELES SOLARES

El diseño de la estructura soporte de los paneles solares fue desarrollado en el software de diseño CAD 3D Autodesk Inventor. A continuación, en la figura N°98 y figura N°99 podemos apreciar una imagen del conjunto soporte-paneles.

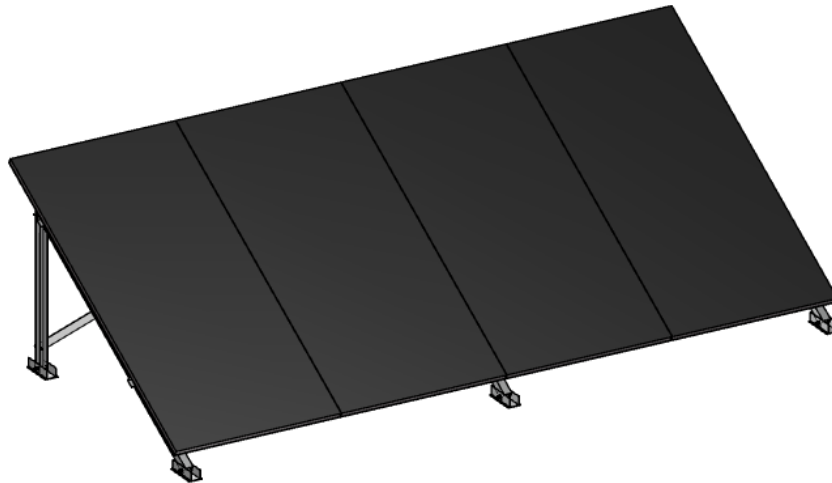


FIGURA N°98: Modelado 3D estructura soporte para paneles solares (1).

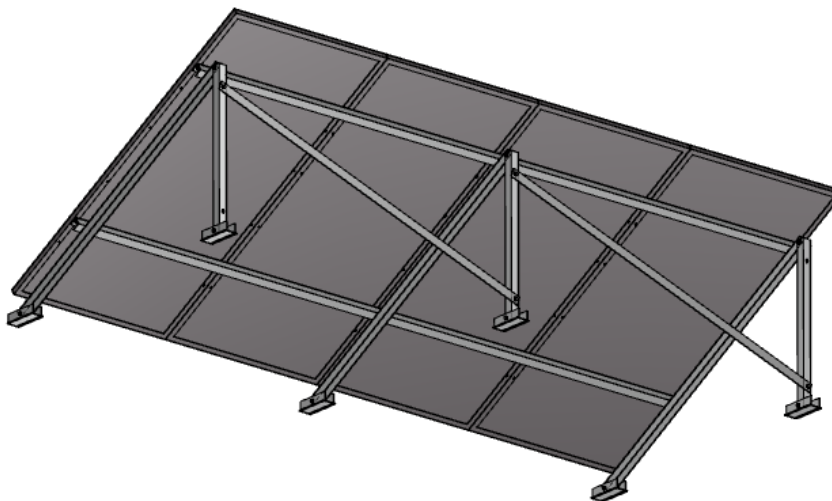


FIGURA N°99: Modelado 3D estructura soporte para paneles solares (2).

Cada una de estas estructuras soportes contendrán 4 paneles solares e irán vinculadas a las cubiertas de las naves industriales 11 y 12.

Los planos con detalles para fabricación de cada pieza se encuentran en la sección de anexos.

Material de la estructura

El material de las piezas que componen la estructura soporte es aluminio, más precisamente, perfilera U de aluminio 6060 T66 o 6082 T6. Este material fue seleccionado porque posee las siguientes ventajas:

- **Peso:** la densidad del aluminio es de $2,7 \text{ g/cm}^3$, que supone aproximadamente un tercio de la densidad del acero.
- **Resistencia mecánica:** las aleaciones de aluminio poseen una resistencia a la tracción que va de los 60 hasta los 600 MPa. A diferencia de la mayoría de los tipos de acero, el aluminio no solo no se vuelve quebradizo a bajas temperaturas, sino que aumenta su resistencia.

A continuación, en la tabla N°13 y tabla N°14, se pueden observar algunas de las propiedades mecánicas de las aleaciones de aluminio mencionadas anteriormente.

Aleación	Estado de Tratamiento	Medidas e (mm)	Rm (MPa)		Rp 0,2 (MPa)		A%	A% 50 mm
			Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín	Mín
6060	T5	<5	160	-	120	-	8	6
		5	140		100		7	5
	T6	<3	190		150		8	6
		3	170		140		8	6
	T66	<3	215		160		8	6
		3	195		150		8	6

TABLA N°13: Propiedades mecánicas aleación 6060.

Aleación	Estado de Tratamiento	Medidas e (mm)	Rm (MPa)		Rp 0,2 (MPa)		A%	A% 50 mm
			Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín	Mín
6082	T5	Todas	270	-	230		8	6
	T6	<5	290	-	250	-	8	6
		5	300	-	260	-	10	8

TABLA N°14: Propiedades mecánicas aleación 6082.

- **Dilatación lineal:** en comparación con otros metales, el aluminio posee un coeficiente de dilatación lineal relativamente alto, en torno a $24 \mu\text{m/mK}$.
- **Maleabilidad:** posee una excelente maleabilidad, lo que permite su aprovechamiento en todo tipo de procesos de transformación, tanto de extrusión como de laminación o de conformado en frío o en caliente.

- **Mecanizado:** el aluminio en general es fácil de transformar con la mayoría de los procesos de mecanizado tales como corte, fresado, taladrado, troquelado, etc. La energía requerida para el mecanizado es relativamente baja.
- **Conductividad:** el aluminio es un excelente conductor de calor y electricidad.
- **Reflectancia:** el aluminio es un buen reflector tanto de la luz como del calor.
- **Resistencia a la corrosión:** el aluminio es un material autopasivante. Esto significa que la capa de óxido, que se forma al reaccionar con el oxígeno del ambiente, impide que se siga desarrollando dicha reacción de corrosión. Además, esta capa de óxido puede aumentarse artificialmente por medio del proceso de anodizado.
- **Reciclabilidad:** el aluminio es un material con una gran facilidad para su reciclaje. No solo por la poca energía que requiere sino por la facilidad con la que obtener la misma calidad en el material resultante con respecto al reciclado.

Bulonería utilizada

La bulonería utilizada para el anclaje de los paneles con la estructura soporte serán tornillos RM8 – DIN 933 de calidad 8.8 y con un acabado superficial especial (cincado).

Para la conexión interna de los distintos perfiles de la estructura soporte de los paneles solares se utilizarán tornillo RM10 – DIN 931 de calidad 8.8 con una terminación superficial especial (cincado).

A continuación, en la figura N°100, se muestra una imagen donde puede observarse un tornillo con las características de los descriptos con anterioridad.



FIGURA N°100: Tornillo DIN 931/933.

En la tabla N°15 podemos ver algunas de las propiedades mecánicas de los tornillos en función de su calidad.

Características mecánicas		Clases de calidad											
		3.6	4.6	4.8	5.6	5.8	6.8	8.8 ¹⁾		9.8 ³⁾	10.9	12.9	
								d < 16 mm.	d > 16 mm. ²⁾				
Resistencia a la tracción $R_m^{4)}$ N/mm ²	nom.	300	400	400	500	500	600	800	800	900	1000	1200	
	mín.	330	400	420	500	520	600	800	830	900	1040	1220	
Dureza Vickers HV F ≥ 98N	mín.	95	120	130	155	160	190	250	255	290	320	385	
	máx.	250	250	250	250	250	250	320	335	360	380	435	
Dureza Brinell HB F = 30 D ²	mín.	90	114	124	147	152	181	238	242	276	304	366	
	máx.	238	238	238	238	238	238	304	318	342	361	414	
Dureza Rockwell	mín.	HRB	52	67	71	79	82	89	-	-	-	-	-
		HRC	-	-	-	-	-	-	22	23	28	32	39
HR	máx.	HRB	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	99,5	-	-	-	-	-
		HRC	-	-	-	-	-	-	32	34	37	39	44
Dureza superf. HV 0,3	máx.	-	-	-	-	-	-	5)	5)	5)	5)	5)	
Límite inferior de fluencia $R_{eL}^{6)}$ N/mm ²	nom.	180	240	320	300	400	480	-	-	-	-	-	
	mín.	190	240	340	300	420	480	-	-	-	-	-	
Límite convencional de elasticidad $R_p 0,2$ N/mm ²	nom.	-	-	-	-	-	-	640	640	720	900	1080	
	mín.	-	-	-	-	-	-	640	660	720	940	1100	
Esfuerzo bajo carga de prueba S_p	S_p/R_{eL} o $S_p/R_p 0,2$	0,94	0,94	0,91	0,93	0,90	0,92	0,91	0,91	0,90	0,88	0,88	
	N/mm ²	180	225	310	280	380	440	580	600	650	830	970	
Alargamiento después de la ruptura A5%	mín.	25	22	14	20	10	8	12	12	10	9	8	
Resistencia a la tracción bajo carga de cuña	mín.	Los valores para tornillos y bulones enteros (no los espárragos) deben ser iguales a los valores mínimos de resistencia a la tracción indicados anteriormente.											
Resiliencia		-	-	-	25	-	-	30	30	25	20	15	
Solidez de la cabeza		No hay rotura											
Altura mínima de la zona de rosca no descaburada, E		-	-	-	-	-	-	1/2H ₁	1/2H ₁	1/2H ₁	2/3H ₁	3/4H ₁	
Profundidad máx. de descaburación, G		-	-	-	-	-	-	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	

TABLA N°15: Propiedades mecánicas de los tornillos en función de la calidad.

Y, finalmente, para la vinculación de la estructura soporte con las cubiertas de las naves, se utilizarán autoperforantes 14 x 1 ½ - IRAM 5484 con terminación superficial especia (cincado).



FIGURA N°101: Autoperforante IRAM 5484.

En la tabla N°16, se pueden observar algunas propiedades mecánicas de los autoperforantes mencionados.

TAMAÑO TORNILLO DIAMETRO	HILOS X PULG.	mm.	RESISTENCIA AL TORQUE MINIMA (KgM)	RESISTENCIA A LA TRACCION MINIMA (Kg.)	RESISTENCIA AL CORTE MINIMA (Kg.)
6	20	3,5	0,28	476	380
8	18	4,2	0,45	659	527
10	16	4,8	0,65	980	712
12	14	5,5	1,00	1205	964
14	14	6,2	1,40	1673	1338

TABLA N°16: Propiedades mecánicas de los autoperforantes.

Resistencia mecánica de la estructura frente a vientos (CIRSOC 102)

El cálculo de la resistencia mecánica de la estructura soporte de los paneles solares frente a la acción de vientos en la zona de emplazamiento del proyecto, se realizará siguiendo los lineamientos planteados por el reglamento del **Centro de Investigación de los Reglamentos Nacionales de Seguridad para las Obras Civiles (CIRSOC) 102: “Reglamento Argentino de acción del viento sobre las construcciones”**.

Un edificio u otra estructura cuya carga de diseño se determina de acuerdo con este capítulo debe reunir las siguientes condiciones:

- El edificio u otra estructura es de forma regular (edificio u otra estructura que no contiene irregularidades geométricas en forma espacial).
- El edificio u otra estructura no posee características de respuesta que den lugar a cargas transversales de viento, desprendimientos de vórtices, inestabilidad debida a galope o flameo. Por su ubicación, tampoco deben merecer consideración especial los efectos de canalización o golpeteo en la estela debido a las obstrucciones a barlovento.

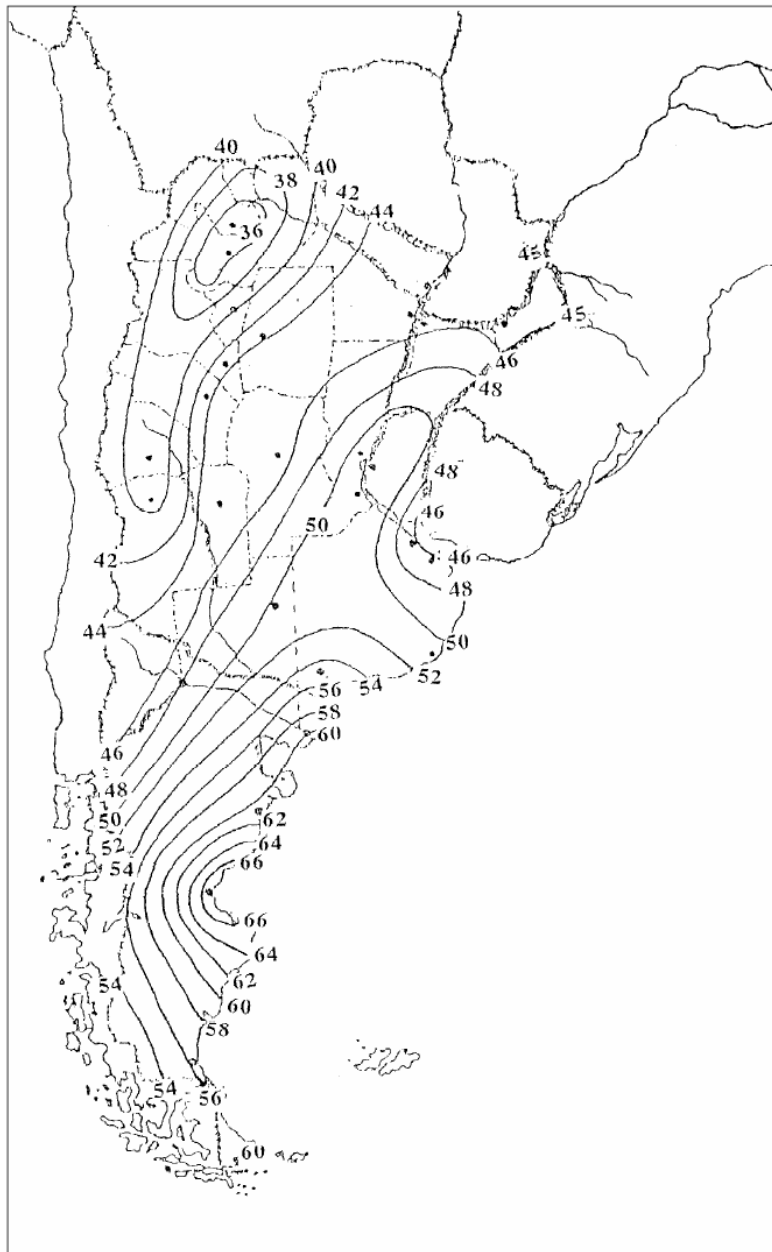
El procedimiento de cálculo es el siguiente:

1. Se determina la velocidad básica del viento (V) y el factor de direccionalidad (K_d).

La velocidad básica del viento que se utiliza en la determinación de las cargas de viento de diseño sobre edificios y otras estructuras, se debe obtener del mapa de la figura N°102.

Para la provincia de Santa Fe, dicha velocidad es de, aproximadamente:

$$V = 51 \left[\frac{m}{s} \right]$$



Notas:

1. Los valores se refieren a velocidad de ráfaga de 3 segundos en m/s a 10 m. sobre el terreno para Categoría de Exposición C y están asociadas con una probabilidad anual de 0,02.
2. Es aplicable la interpolación lineal entre contornos de velocidades del viento.
3. Islas y áreas costeras fuera del último contorno se deben usar este último contorno de velocidad del viento del área costera.
4. Los terrenos montañosos, quebradas, promontorios marinos y regiones especiales de viento se deben examinar para condiciones inusuales de viento.

FIGURA N°102: Mapa de la velocidad básica del viento en Argentina.

El factor de direccionalidad del viento se debe obtener de la tabla N°17 para estructuras de tipo “carteles abiertos y estructura reticulada”. Dicho factor es igual a:

$$K_d = 0.85$$

Tipo de estructura	Factor de direccionalidad K_d *
Edificios	
Sistema principal resistente a la fuerza de viento	0,85
Componentes y revestimientos	0,85
Cubiertas abovedadas	0,85
Chimeneas, tanques y estructuras similares	
Cuadradas	0,90
Hexagonales	0,95
Redondas	0,95
Carteles llenos	0,85
Carteles abiertos y estructura reticulada	0,85
Torres reticuladas	
Triangular, cuadrada, rectangular	0,85
Toda otra sección transversal	0,95

* El factor de direccionalidad K_d se ha calibrado con las combinaciones de carga especificadas en el Apéndice B. Este factor se debe aplicar solo cuando se use conjuntamente con las combinaciones de carga especificadas en B.3 o en los respectivos reglamentos de aplicación.

TABLA N°17: Factor de direccionalidad.

2. Se determina un factor de importancia (I).

El factor de importancia para un edificio u otra estructura se obtiene de la tabla N°19, en base a las categorías de edificios y otras estructuras previamente seleccionada de la tabla N°18.

Se determina para nuestro caso de estudio que la categoría de edificios y estructuras es la categoría II, lo que implica un factor de importancia igual a:

$$I = 1$$

Naturaleza de la Ocupación	Categoría
<p>Edificios y otras estructuras que representan un bajo riesgo para la vida humana en caso de falla incluyendo, pero no limitado a:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Instalaciones Agrícolas. ▪ Ciertas instalaciones temporarias. ▪ Instalaciones menores para almacenamiento. 	I
<p>Todos los edificios y otras estructuras excepto aquellos listados en Categorías I, III y IV.</p>	II
<p>Edificios y otras estructuras que representan un peligro substancial para la vida humana en caso de falla incluyendo, pero no limitado a:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Edificios y otras estructuras donde se reúnen más de 300 personas en un área. ▪ Edificios y otras estructuras para guarderías, escuelas primarias y secundarias con capacidad mayor que 150 personas. ▪ Edificios y otras estructuras con instalaciones para el cuidado diurno con capacidad mayor que 150 personas. ▪ Edificios y otras estructuras con una capacidad mayor que 500 personas para universidades o instalaciones para educación de adultos. ▪ Instalaciones para el cuidado de la salud con una capacidad de 50 o más pacientes residentes pero sin instalaciones para cirugía o tratamientos de emergencia. ▪ Instalaciones para cárceles y detenciones. ▪ Estaciones de generación de energía y otras instalaciones de utilidad pública no incluidas en la Categoría IV. <p>Edificios y otras estructuras que contienen suficientes cantidades de sustancias tóxicas o explosivas como para ser peligrosas al público si se liberan, incluyendo, pero no limitado, a:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Instalaciones petroquímicas. ▪ Instalaciones para almacenamiento de combustibles. ▪ Plantas de fabricación o almacenamiento de productos químicos peligrosos. ▪ Plantas de fabricación o almacenamiento de explosivos. <p>Edificios y otras estructuras equipados con contención secundaria de sustancias tóxicas, explosivas u otras peligrosas (incluyendo, pero no limitado a, tanques de doble pared, receptáculos de tamaño suficiente para contener un derrame u otros medios de contención de derrames o explosiones dentro de los límites de la instalación y prevenir la liberación de cantidades de contaminantes nocivos para el aire, el suelo, el agua freática o superficial) deben clasificarse como estructuras de Categoría II.</p>	III
<p>Edificios y otras estructuras diseñadas como instalaciones esenciales, incluyendo, pero no limitados a:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Hospitales y otras instalaciones para el cuidado de la salud que tienen instalaciones para cirugía o tratamientos de emergencia. ▪ Cuarteles de bomberos, centros de rescate, estaciones de policía y garajes para vehículos de emergencia. ▪ Refugios diseñados contra sismos, huracanes y otras emergencias. ▪ Centros de comunicaciones y otras instalaciones necesarias para respuestas a emergencias. ▪ Estaciones generadoras de energía y otras instalaciones de utilidad pública necesarias en una emergencia. ▪ Estructuras auxiliares necesarias para la operación de aquellas de Categoría IV durante una emergencia (incluyendo pero no limitado a torres de comunicación, tanques de almacenamiento de combustible, torres de refrigeración, estructuras de sub-estaciones de electricidad, tanques de agua para incendio u otras estructuras de alojamiento o soporte de agua, otros materiales o equipamiento para combatir el fuego). ▪ Torres de control de aviación, centros de control de tráfico aéreo y hangares de emergencia. ▪ Instalaciones de almacenamiento de agua y estructuras de bombeo requeridas para mantener la presión de agua para combatir incendios. ▪ Edificios y otras estructuras con funciones críticas de defensa nacional. 	IV

TABLA N°18: Categorías de los edificios y estructuras.

Categoría	<i>I</i>
I	0,87
II	1,00
III	1,15
IV	1,15

TABLA N°19: Factor de importancia.

3. Se determinan para cada dirección de viento una categoría o categorías de exposición y los coeficientes de exposición para presión dinámica (K_z o K_h , según corresponda). Se determina que nuestro caso, se corresponde con la categoría de exposición C (terrenos abiertos con obstrucciones dispersas, con alturas generalmente menores que 10 m. Esta categoría incluye campo abierto plano y terrenos agrícolas) y se sabe que la altura de montaje de la estructura sobre el nivel del terreno es de aproximadamente 15 m.

Según tabla N°20, el coeficiente de exposición para presión dinámica es igual a:

$$K_z = 1.09$$

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
12,50	0,68	0,48	0,77	0,77	1,05	1,23
15	0,68	0,51	0,81	0,81	1,09	1,27
17,50	0,68	0,55	0,84	0,84	1,13	1,30
20	0,68	0,57	0,88	0,88	1,16	1,33
22,50	0,68	0,60	0,91	0,91	1,19	1,36
25	0,68	0,63	0,93	0,93	1,21	1,38
30	0,68	0,68	0,98	0,98	1,26	1,43
35	0,72	0,72	1,03	1,03	1,30	1,47
40	0,76	0,76	1,07	1,07	1,34	1,50
45	0,80	0,80	1,10	1,10	1,37	1,53
50	0,83	0,83	1,14	1,14	1,40	1,56
55	0,86	0,86	1,17	1,17	1,43	1,59
60	0,89	0,89	1,20	1,20	1,46	1,61
75	0,98	0,98	1,28	1,28	1,53	1,68
90	1,05	1,05	1,35	1,35	1,59	1,73
105	1,12	1,12	1,41	1,41	1,64	1,78
120	1,18	1,18	1,46	1,46	1,69	1,82
135	1,23	1,23	1,51	1,51	1,73	1,86
150	1,29	1,29	1,56	1,56	1,77	1,89

TABLA N°20: Coeficientes de exposición para la presión dinámica, K_h y K_z .

4. Se determina un factor topográfico (K_{zt}).

La finalidad de este factor es amplificar la velocidad del viento sobre lomas, escarpas y colinas. Como las naves industriales donde se montarán las estructuras soporte de paneles solares en estudio no se encuentran sobre terrenos con cambios abruptos en la topografía, definimos:

$$K_{zt} = 1$$

5. Se determina un factor de efecto de ráfaga (G o G_f , según corresponda).

Para estructuras rígidas (un edificio u otra estructura cuya frecuencia natural es mayor o igual que 1 Hz), como es en nuestro caso, el factor de efecto de ráfaga se debe adoptar igual a:

$$G = 0.85$$

6. Se determinan los coeficientes de presión externa (C_p o GC_{pf}), o los coeficientes de fuerza (C_f), según corresponda.

Los coeficientes de fuerza están dados en la tabla N°21 para paredes libres llenas y carteles llenos.

Dado que la estructura estará montada a unos metros sobre el nivel del terreno, debemos sacar la relación M/N para obtener el coeficiente de fuerza.

$$\frac{M}{N}$$

Donde:

- M: mayor dimensión del cartel.
- N: menor dimensión del cartel.

Por lo que:

$$\frac{1038 [mm] * 4}{2094 [mm]} \cong 2$$

Y, según la tabla N°21, el coeficiente de fuerza será:

$$C_f = 1.2$$

A nivel del terreno		Sobre el nivel del terreno	
v	C_f	M/N	C_f
≤ 3	1,2	≤ 6	1,2
5	1,3	10	1,3
8	1,4	16	1,4
10	1,5	20	1,5
20	1,75	40	1,75
30	1,85	60	1,85
≥ 40	2,0	≥ 80	2,0

TABLA N°21: Coeficientes de fuerza para paredes libres llenas y carteles llenos.

7. Se determina la presión dinámica (q_z o q_h , según corresponda).

La presión dinámica (q_z), evaluada a una determinada altura (z), se debe calcular mediante la siguiente expresión:

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

En la cual intervienen los factores anteriormente hallados. Por lo que, la presión dinámica será:

$$q_z = 0.613 * 1.09 * 1 * 0.85 * 51^2 * 1 = 1477.22 \left[\frac{N}{m^2} \right]$$

8. Se determina la carga de viento de diseño (p o F_{viento} , según corresponda).

La fuerza de viento de diseño para edificios abiertos y otras estructuras se debe determinar mediante la siguiente expresión:

$$F_{viento} = q_z * G * C_f * A_f$$

Donde:

- A_f : área proyectada normal al viento.

El área total ocupada por los paneles montados (4) en una estructura soporte es igual:

$$A = (1038 [mm] * 4) * 2094 [mm] = 8694288 [mm^2] = 8.7 [m^2]$$

Y su proyección normal al viento será:

$$A_f = A * \sin \theta = 8.7 [m^2] * \sin 30^\circ = 4.35 [m^2]$$

Entonces, la fuerza del viento:

$$F_{viento} = 1477.22 \left[\frac{N}{m^2} \right] * 0.85 * 1.2 * 4.35 [m^2] = 6555.3 [N]$$

Y esta fuerza estará ubicada en el centroide del conjunto de 4 paneles, como se puede ver en la figura N°103.

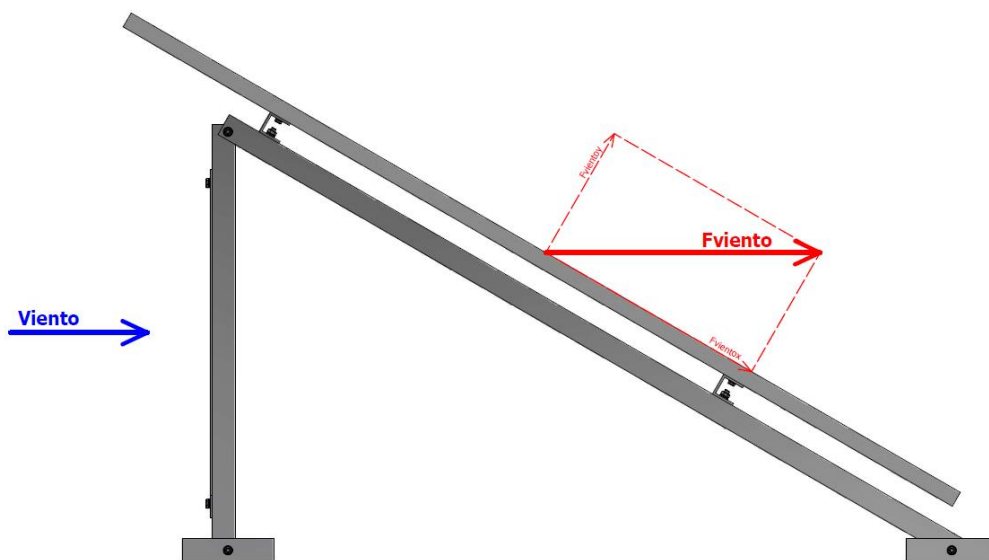


FIGURA N°103: Fuerza del viento sobre la estructura soporte.

Para realizar un análisis de la resistencia mecánica de los perfiles largueros en los cuales se vinculan los cuatros paneles, a través de la buloneria, consideramos que la situación

más desfavorable de carga se produce con la F_{viento} actuando, ya que, el momento de inercia de los perfiles en esa posición es el menor.

Considerando a la F_{viento} como una carga distribuida a lo largo de cada uno de los perfiles mencionados, su valor será:

$$q = \frac{F_{viento}}{2 * l} = \frac{6555 [N] * \sin 30^\circ}{1038 [mm] * 4 * 2} = 0.4 \left[\frac{N}{mm} \right] \equiv 0.4 \left[\frac{kN}{m} \right]$$

Si ahora realizamos un diagrama de cuerpo libre para una viga de 2 m de largo (ya que esta es la distancia entre piernas de la estructura soporte) simplemente apoyada (un apoyo fijo y uno móvil) en sus extremos, con una carga linealmente distribuida de magnitud 0.8 kN/m, las reacciones en sus apoyos pueden observarse en la figura N°104.

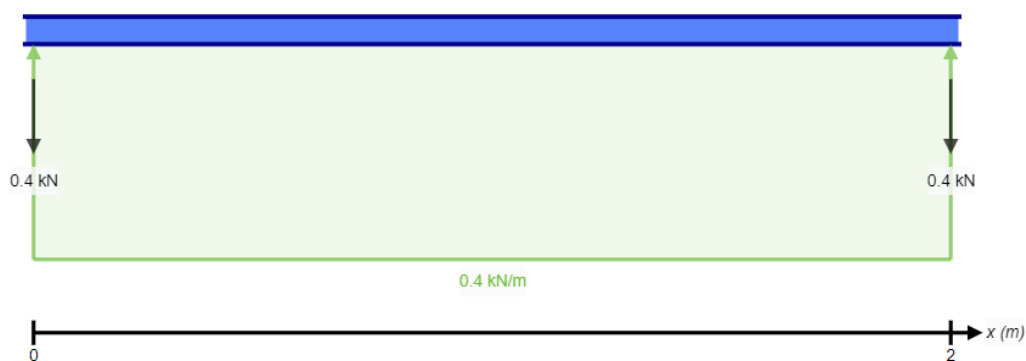


FIGURA N°104: Diagrama de cuerpo libre de la viga.

El diagrama de fuerza cortante de la viga se puede ver en figura N°105.

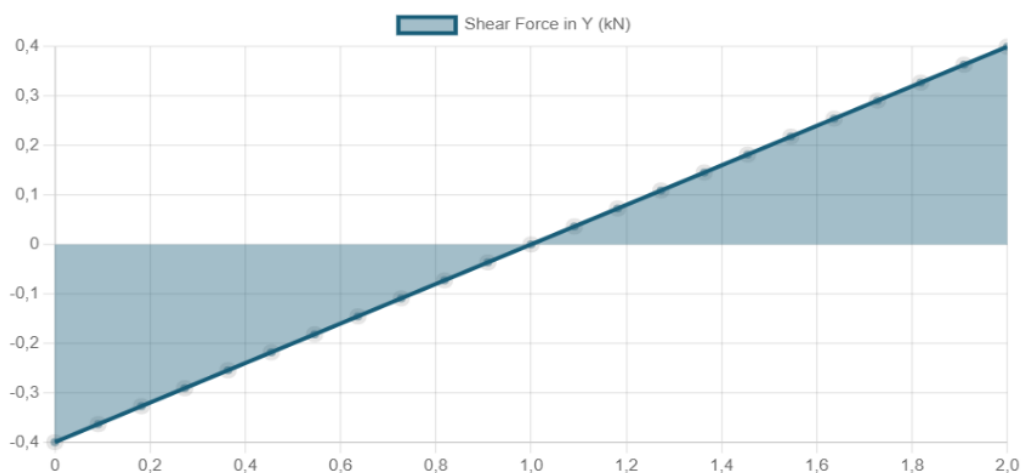


FIGURA N°105: Diagrama de fuerza cortante.

Y en la figura N°106 se puede apreciar el diagrama de momento.

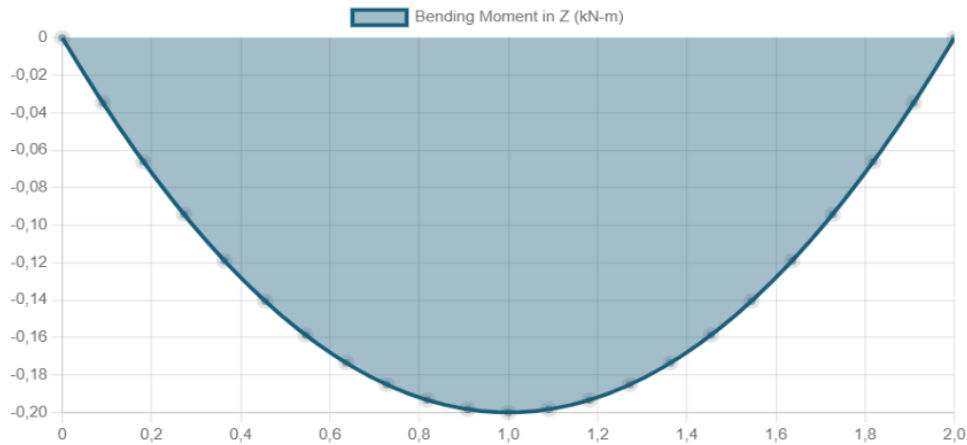


FIGURA N°106: Diagrama de momento.

Teniendo en cuenta que el perfil al cual se vinculan los paneles solares es un perfil “U” de aluminio, posicionado de la manera en que se muestra en la figura N°107.

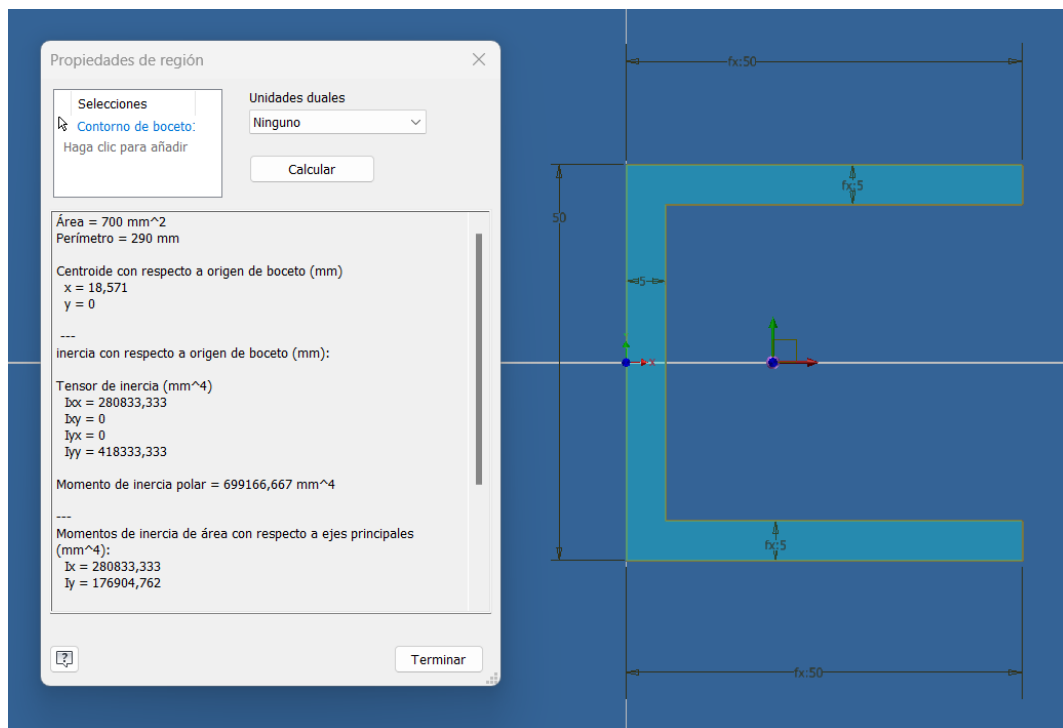


FIGURA N°107: Propiedades de la sección transversal del perfil U.

Podemos observar de la figura N°107 que el momento de inercia del área con respecto al eje vertical es:

$$I \cong 176905 \text{ [mm}^4\text{]}$$

Y la flecha de una viga simplemente apoyada con carga uniformemente distribuida es igual a:

$$y_{\text{máx}} = -\frac{5 * q * l^4}{384 * E * I}$$

Donde:

- q: carga uniformemente distribuida.
- l: largo total de la viga.
- E: módulo de elasticidad del material de la viga.
- I: momento de inercia resistente a la deflexión de la viga.

Por lo tanto, la flecha máxima de la viga será:

$$y_{\max} = \frac{5 * 400 \left[\frac{N}{m} \right] * (2 [m])^4}{384 * 70.000.000.000 [Pa] * 1.77 * 10^{-7} [m^4]} = 0.007 [m] \equiv 7 [mm]$$

Observamos entonces que la flecha máxima es 0.35% del largo total de cada perfil. Consideramos que es un valor admisible.

Los paneles se encuentran unidos a estos perfiles por medio de 4 tornillos de RM8, como se mencionó anteriormente. Como sabemos, la fuerza F_{viento} es proporcional al área de los paneles considerados. Si quisiéramos saber cuál es la fuerza del viento actuante en cada panel, basta con dividir esta fuerza por cuatro, como sigue:

$$F_{pviento} = \frac{F_{viento}}{4} = \frac{6555 [N]}{4} \cong 1640 [N]$$

Y esta nueva fuerza estará localizada en el centroide de cada panel. Descomponiendo la misma, obtendremos las componentes $F_{pvientoy}$ y $F_{pvientox}$ (figura N°108). Estas fuerzas generaran esfuerzos normales y cortantes, respectivamente, según las ecuaciones:

$$\sigma_{F_{pvientoy}} = \frac{F_{pvientoy}}{4 * A_s}$$

Y:

$$\tau_{F_{pvientox}} = \frac{F_{pvientox}}{4 * A_s}$$

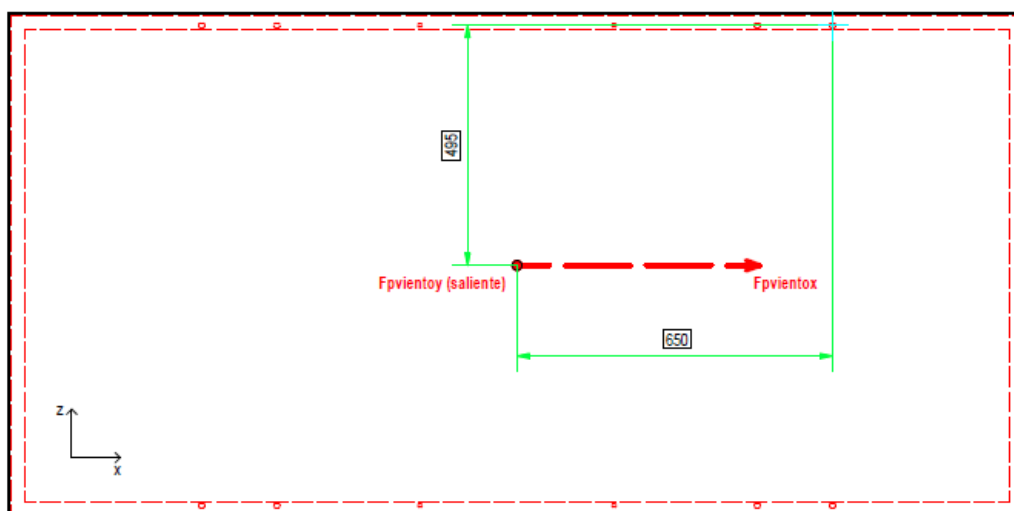


FIGURA N°108: Fuerza del viento sobre un panel.

Donde:

- As: área resistente del tornillo.

El área resistente para un tornillo RM8 puede obtenerse de la tabla N°22.

Designación	Diámetro nominal		Paso		Diámetro Francos d2 (mm)	Diámetro Núcleo d3 (mm)	Area Núcleo A3 (mm ²)	Area Resistente As (mm ²)
	(mm)	(inch)	(mm)	(inch)				
M 1 x 0,25	1	0,04	0,25	0,01	0,839	0,693	0,377	0,461
M 1,1 x 0,25	1,1	0,04	0,25	0,01	0,939	0,793	0,494	0,589
M 1,2 x 0,25	1,2	0,05	0,25	0,01	1,039	0,893	0,626	0,733
M 1,4 x 0,3	1,4	0,06	0,3	0,01	1,206	1,032	0,836	0,983
M 1,6 x 0,35	1,6	0,06	0,35	0,01	1,374	1,171	1,077	1,272
M 1,7 x 0,35	1,7	0,07	0,35	0,01	1,474	1,271	1,269	1,479
M 1,8 x 0,35	1,8	0,07	0,35	0,01	1,574	1,371	1,476	1,703
M 2 x 0,4	2	0,08	0,4	0,02	1,742	1,509	1,788	2,075
M 2,2 x 0,45	2,2	0,09	0,45	0,02	1,91	1,648	2,133	2,486
M 2,3 x 0,4	2,3	0,09	0,4	0,02	2,042	1,809	2,57	2,912
M 2,5 x 0,45	2,5	0,1	0,45	0,02	2,21	1,948	2,98	3,395
M 2,6 x 0,45	2,6	0,1	0,45	0,02	2,31	2,048	3,294	3,729
M 3 x 0,5	3	0,12	0,5	0,02	2,677	2,387	4,475	5,035
M 3,5 x 0,6	3,5	0,14	0,6	0,02	3,113	2,764	6	6,782
M 4 x 0,7	4	0,16	0,7	0,03	3,548	3,141	7,749	8,785
M 4,5 x 0,75	4,5	0,18	0,75	0,03	4,016	3,58	10,066	11,329
M 5 x 0,8	5	0,2	0,8	0,03	4,484	4,019	12,686	14,196
M 5,5 x 0,9	5,5	0,22	0,9	0,04	4,919	4,396	15,178	17,037
M 6 x 1	6	0,24	1	0,04	5,355	4,773	17,893	20,141
M 7 x 1	7	0,28	1	0,04	6,355	5,773	26,175	28,881
M 8 x 1,25	8	0,31	1,25	0,05	7,194	6,466	32,837	36,638

TABLA N°22: Características geométricas de los tornillos con rosca métrica.

Calculando las tensiones obtenemos:

$$\sigma_{F_{pvientoy}} = \frac{164 [kg] * \sin 30^\circ}{4 * 0.37 [cm^2]} = 55.4 \left[\frac{kg}{cm^2} \right]$$

$$\tau_{F_{pvientox}} = \frac{164 [kg] * \cos 30^\circ}{4 * 0.37 [cm^2]} = 96 \left[\frac{kg}{cm^2} \right]$$

Además de las cargas externas, el tornillo contará con una precarga (F_i), fuerza que aparecerá al ajustar la tuerca con la aplicación de un par de apriete. El valor de dicho par de apriete, para tornillos RM8 y calidad 8.8, puede observarse en la tabla N°23.

Tamaño	Grado	Par de apriete M_A en Nm para $\mu_K =$						
		0,08	0,10	0,12	0,14	0,16	0,20	0,24
M4	8.8	2,2	2,5	2,8	3,1	3,3	3,7	4,0
	10.9	3,2	3,7	4,1	4,5	4,9	5,4	5,9
	12.9	3,8	4,3	4,8	5,3	5,7	6,4	6,9
M5	8.8	4,3	4,9	5,5	6,1	6,5	7,3	7,9
	10.9	6,3	7,3	8,1	8,9	9,6	10,7	11,6
	12.9	7,4	8,5	9,5	10,4	11,2	12,5	13,5
M6	8.8	7,4	8,5	9,5	10,4	11,2	12,5	13,5
	10.9	10,9	12,5	14,0	15,5	16,5	18,5	20,0
	12.9	12,5	14,5	16,5	18,0	19,5	21,5	23,5
M7	8.8	12,0	14,0	15,5	17,0	18,5	21,0	22,5
	10.9	17,5	20,5	23,0	25	27	31	33
	12.9	20,5	24,0	27	30	32	36	39
M8	8.8	18	20,5	23	25	27	31	33
	10.9	26	30	34	37	40	45	49
	12.9	31	35	40	43	47	53	57

TABLA N°23: Par de apriete para tornillos DIN 931 y 933.

El coeficiente de fricción (K) para determinar el par de apriete, lo obtendremos de la Tabla N°24 para tornillos galvanizados (0.2).

Condición del perno	K
Sin recubrimiento, acabado negro	0.30
Galvanizado	0.20
Lubricado	0.18
Con recubrimiento de cadmio	0.16
Con Anti-Seize Bowman	0.12
Con tuercas Bowman-Grip	0.09

TABLA N°24: Coeficiente de fricción según condición del tornillo.

El par de apriete será entonces:

$$T = 31 [N * m]$$

Y la fuerza de precarga será igual a:

$$F_i = \frac{T}{K * d}$$

Donde:

- d: diámetro de la sección resistente del tornillo.

El valor de la fuerza es entonces:

$$F_i = \frac{31 [N * m]}{0.2 * 0.0065 [m]} = 23846.15 [N] \equiv 2384.6 [kg]$$

La cual generará una tensión normal dada por la siguiente expresión:

$$\sigma_{F_i} = \frac{F_i}{A_s} = \frac{2384.6 [kg]}{0.37 [cm^2]} = 6444.9 \left[\frac{kg}{cm^2} \right]$$

Aplicando una de las teorías de fallas, por ejemplo, la del esfuerzo cortante octaédrico (Hencky-Mises), obtenemos un esfuerzo equivalente:

$$\sigma_e = \sqrt{\sigma^2 + 3 * \tau^2} = \sqrt{(6444.9 + 55.4)^2 + 3 * 96^2} \left[\frac{kg}{cm^2} \right] = 6502.4 \left[\frac{kg}{cm^2} \right]$$

El cual debemos comparar con el valor de resistencia mínima a la fluencia del tornillo RM8 de calidad 8.8, que es de 6526.2 kg/cm² según la tabla N°15. Lo que nos indica que el factor de seguridad estará rondando el valor de la unidad.

ANÁLISIS ECONÓMICO

FLUJOS DE CAJA DEL PROYECTO

Para realizar el análisis económico de este proyecto, debemos, en primer lugar, definir el costo de inversión inicial. La composición de este se detalla a continuación en la tabla N°25, en dólares estadounidenses (el valor de conversión a pesos argentinos es el valor del dólar oficial tipo vendedor indicado por el Banco de la Nación Argentina):

	Costos unitarios [U\$D]	Cantidad necesaria	Costo total [U\$D]
Paneles solares	340	896	304.640
Inversores	4.900	14	68.600
Transformador	16.000	1	16.000
Perfiles U (estructura soporte)	163	672	109.268
Planchuelas (estructura soporte)	190	224	42.493
Bulonería M10 (estructura soporte)	0,7	4256	2.999
Bulonería M8 (estructura soporte)	0,3	3584	971
Cableado de paneles	5,0	35728	178.640
		Sub total [U\$D]	498.508
		Costos de instalación	149.552
		Total	648.061

TABLA N°25: Composición del costo de inversión.

Como podemos observar, el total de la inversión ronda casi los 650.000 U\$D. En una siguiente instancia, y continuando con el análisis económico, estimamos los flujos de caja (tabla N°26) proyectados a lo largo de 20 años (se estima es la vida útil del proyecto, teniendo en cuenta el recambio de la totalidad de los inversores una vez cumplido los 10 años), y, considerando, desde el momento inicial, el desembolso del costo de inversión estipulado.

El costo total de inversión está compuesto por los siguientes ítems:

- 896 paneles solares.
- 14 inversores, si bien se necesitan 7 en una primera instancia, se tuvo en cuenta el recambio de inversores, debido al menor tiempo de vida útil con respecto a los paneles (20 años).
- 1 transformador elevador para inyección de la energía eléctrica a la red de M.T.
- Perfiles U y planchuelas de aluminio, componentes esenciales de la estructura soporte de los paneles solares.
- Bulonería de acero con tratamiento superficial especial (cincado), componentes de la estructura soporte de los paneles solares.
- Cable solar para unión eléctrica de los paneles a los inversores.

- Costos de instalación. Los cuales se estiman son de aproximadamente 30% del CAPEX (acrónimo de Capital Expenditures, es decir, gastos de capital o inversiones de capital).

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	
INGRESOS										
Energía generada	17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957	
TOTAL INGRESOS	17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957	
EGRESOS										
Operación y mantenimiento	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	
TOTAL EGRESOS	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	
FLUJO NETO	15.127.613	15.127.613	15.127.613	15.127.613	15.127.613	15.127.613	15.127.613	15.127.613	15.127.613	
SALDO INICIAL	-239.134.428	-224.006.815	-208.879.203	-193.751.590	-178.623.977	-163.496.365	-148.368.752	-133.241.140	-118.113.527	
Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957
17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957	17.518.957
-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344
-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344	-2.391.344
15.127.613	15.127.613	15.127.613	15.127.613	15.127.613	15.127.613	15.127.613	15.127.613	15.127.613	15.127.613	15.127.613
-102.985.914	-87.858.302	-72.730.689	-57.603.076	-42.475.464	-27.347.851	-12.220.239	2.907.374	18.034.987	33.162.599	48.290.212

TABLA N°26: Detalle de los flujos de caja.

Mientras que los OPEX (acrónimo de Operating Expenses, que se traduce como gastos operativos) para instalaciones solares fotovoltaicas se estiman en 1 al 2% del CAPEX por año y son considerado a lo largo de los años de vida útil de la planta solar en la tabla de flujos de caja.

Los flujos de caja se encuentran en pesos argentinos, tomando, como se mencionó anteriormente, como valor de conversión el dólar oficial tipo vendedor indicado por el Banco de la Nación Argentina, que, al día de la fecha, se encuentra en 1 USD – 369 \$.

Los ingresos parciales de cada año mostrados en los flujos de caja se estiman a partir del valor de energía eléctrica inyectada a la red por año (aproximadamente 668.7 MWh/año), multiplicado por su valor en el mercado (71 USD/MWh como se puede observar en la figura N°34).

Viabilidad y rentabilidad económica

El análisis de viabilidad y rentabilidad económica de cualquier proyecto es fundamental para tomar decisiones estratégicas. En este contexto, se aplicarán diversas herramientas financieras reconocidas, entre las que se incluyen el payback (o período de recuperación de la inversión), el VAN (Valor Actual Neto) y la TIR (Tasa Interna de Retorno).

Repago del proyecto (payback)

El payback o plazo de recuperación de la inversión, es un criterio estático de valoración de inversiones, que permite elaborar un criterio de selección de un determinado proyecto sobre la base de cuánto tiempo se tardará en recuperar la inversión inicial mediante los flujos de caja.

Para nuestro caso de estudio, el plazo de recuperación se da en, aproximadamente, 16 años, como puede observarse en la figura N°109.

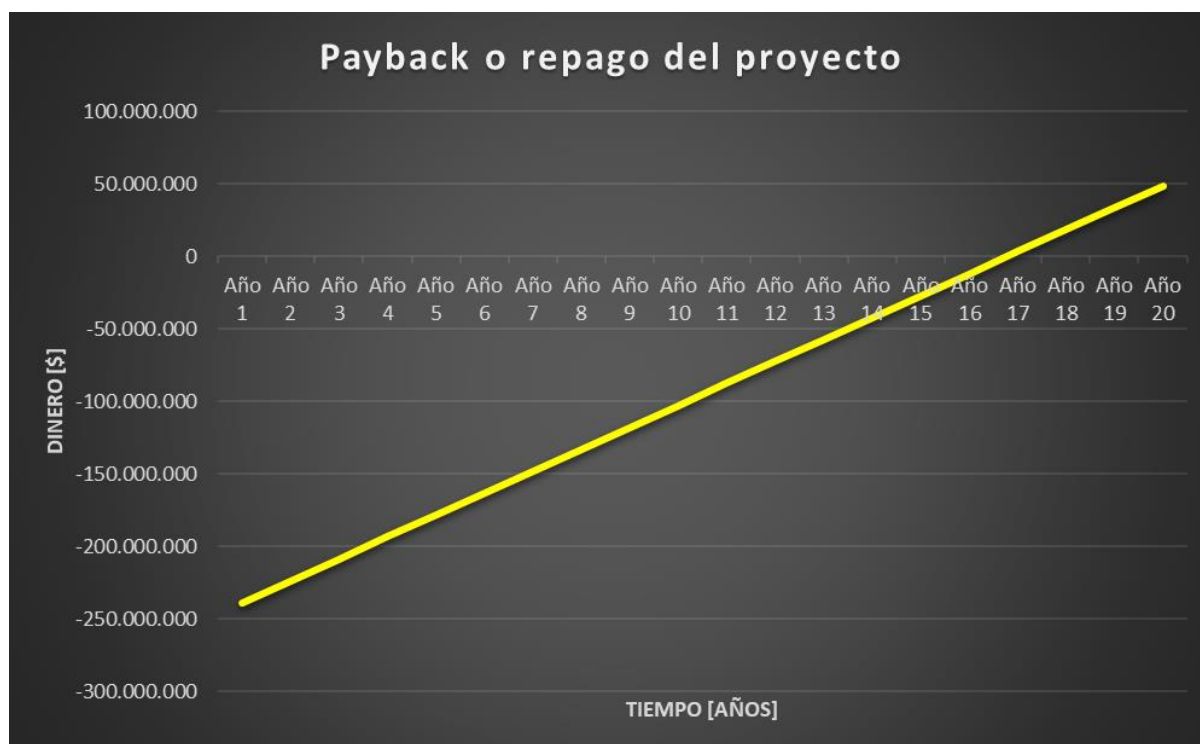


FIGURA N°109: Payback o repago del proyecto.

VAN (Valor Actual Neto)

El VAN es una herramienta que permite determinar la viabilidad económica de un proyecto y, es igual al desembolso de la inversión inicial del proyecto, más el valor actual de los flujos futuros de dicho proyecto. De tal modo que si el VAN es positivo indica que el proyecto es viable, ya que el valor actual de los flujos es mayor al desembolso inicial, y si es

negativo el proyecto se debería desestimar al ser el valor actual de los flujos menor a la inversión inicial. La fórmula para su determinación es:

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

Donde:

- V_t : flujos de caja en cada período t .
- I_0 : desembolso inicial de la inversión.
- n : número de períodos considerados.
- i : tasa de descuento.

Para nuestro caso:

$$VAN = \frac{\$15.127.613}{(1+0.6)^1} + \dots + \frac{\$15.127.613}{(1+0.6)^{20}} - \$239.134.428 = \$264.345.030$$

TIR (Tasa Interna de Retorno)

La TIR es la tasa de descuento con la que el VAN se iguala a cero o, dicho de otra manera, la tasa que iguala la suma del valor actual de los gastos con la suma del valor actual de los ingresos previstos.

Los criterios de aceptación son:

- **TIR > 0.** El proyecto es aceptable, ya que su rentabilidad es mayor que la rentabilidad mínima requerida o coste de oportunidad.
- **TIR < 0.** El proyecto se rechaza. La razón es que el proyecto da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida.
- **TIR = 0.** En este caso sería indiferente realizar el proyecto, ya que ni ganamos ni perdemos. En situaciones con valores iguales a cero o cercanos, hay que valorar si se pueden obtener otro tipo de beneficios asociados a la realización del proyecto.

Para nuestro caso:

$$0 = \frac{\$15.127.613}{(1+0.02)^1} + \dots + \frac{\$15.127.613}{(1+0.02)^{20}} - \$239.134.428$$

Lo que indica que la tasa interna de retorno es del 2%.

ANÁLISIS Y CONCLUSIÓN

Análisis de la inversión

Analizando el costo de la inversión obtenido y comparándolo con los datos de la siguiente imagen (figura N°109), podemos ver que, para una instalación de las características de este proyecto, de alrededor de 400 kWp (comercial/industrial), el costo es de, aproximadamente, 1.8 U\$D/Wp.

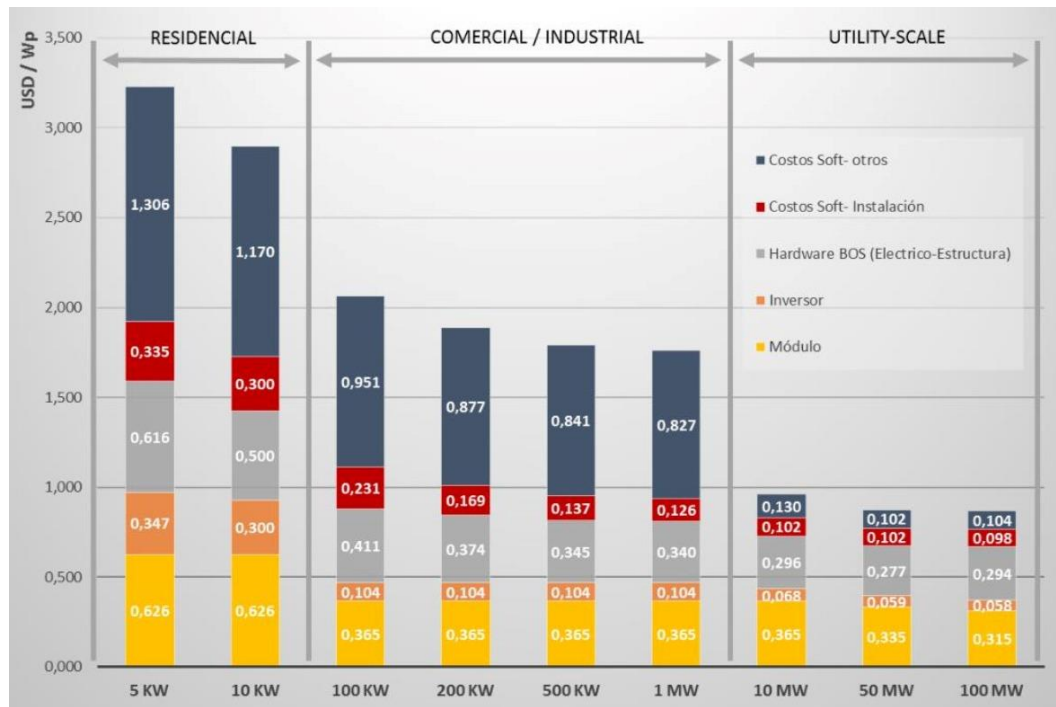


FIGURA N°110: Costos de inversión en U\$D/Wp para diferentes tipos de instalaciones.

Esto nos arroja un costo total de la inversión de:

$$\text{inversión} = 1.8 \left[\frac{\text{U\$D}}{\text{Wp}} \right] * 403000 [\text{Wp}] = 725400 \text{ U\$D}$$

Que es un valor muy cercano al obtenido, por lo que creemos que nuestra estimación es acertada.

Análisis de los indicadores

Analizando los indicadores utilizados, vemos que el repago del proyecto se da aproximadamente en el año 16, obteniendo el resto de los años de vida útil del proyecto, un mínimo margen de ganancias; fenómeno que también podemos observar viendo el valor arrojado por el VAN.

Por otra parte, si analizamos la tasa interna de retorno, que es del 2% y la comparamos con la tasa de interés de un préstamo brindado, por ejemplo, por el Banco Nación de la República Argentina, que es de 153%, vemos que tenemos un costo de oportunidad demasiado grande.

Conclusión

En contrapartida, el costo de no realizar este proyecto es el de pagar una multa de 98 USD/MWh por no cumplir con los objetivos establecidos por la ley N°27191, que para el caso de Tadeo Czerweny, ronda aproximadamente, los 58.212 USD/año, y un total de 1.164.240 USD proyectado a lo largo de 20 años.

Para el caso de compra de energía de origen de fuentes renovables, el costo es de 71 USD/MWh, que ronda aproximadamente los 42.174 USD/año, y un total de 843.480 USD proyectado a lo largo de 20 años.

Estos valores, superan el valor de la inversión inicial de este proyecto. **Por lo que vemos que es factible la ejecución de este.**

BIBLIOGRAFÍA

- Informe de Radiación Solar en la provincia de Santa Fe. Generfe. Recuperado de:
<https://www.santafe.gov.ar/>
- ¿Qué son las energías renovables? Naciones Unidas. Recuperado de:
<https://www.un.org/es/>
- ¿Qué son las energías renovables? Argentina.gob.ar. Recuperado de:
<https://www.argentina.gob.ar/>
- Cuaderno de aplicaciones técnicas N°10: “Plantas fotovoltaicas”. ABB. Recuperado de:
<https://global.abb/group/en>
- Manual de generación distribuida solar fotovoltaica. Argentina.gob.ar. Recuperado de:
<https://www.argentina.gob.ar/>
- Ubicación y productos. Tadeo Czerweny. Recuperado de:
<https://www.tadeoczerweny.com.ar/>
- Ubicación Tadeo Czerweny. Google Earth. Recuperado de:
<https://earth.google.com/web/>
- Ley N°27191 y 26190. Infoleg. Recuperado de:
<http://www.infoleg.gob.ar/>
- Procedimiento técnico 2020. ERA – Energía Renovable para el ambiente. Recuperado de:
<https://epe.santafe.gov.ar/programa-era/>
- Mercado a término renovable. CAMMESA. Recuperado de:
<https://cammesaweb.cammesa.com/mater/>
- Ficha técnica conformado U - 45. Axima. Recuperado de:
<https://www.axima.com.ar/>
- Ficha técnica panel solar. Astronergy. Recuperado de:
<https://www.astronergy.com/>
- Ficha técnica inversor. GoogWe. Recuperado de:
<https://es.goodwe.com/>
- IRAM 2250: “Transformadores de distribución – Características y accesorios normalizados”. IRAM. Recuperado de:
<https://www.iram.org.ar/>

- Recomendaciones para el tendido de cables fotovoltaicos. Prysmian Club.
Recuperado de:
<https://www.prysmianclub.es/>
- Ficha técnica bandejas de rejilla. Pemsa. Recuperado de:
<https://www.pemsa-rejiband.com/>
- Ficha técnica cable solar. IMSA. Recuperado de:
<https://imsa.com.ar/>
- Ficha técnica fusibles. Reproel. Recuperado de:
<https://reproel.com.ar/index.php>
- J. C. Gomez. Protección de Celdas Fotovoltaicas Mediante Fusibles Clase gPV (trabajo de investigación). CONICET.
- Ficha técnica descargadores de sobretensión (SPD). Finder. Recuperado de:
<https://www.findernet.com/es/espana/>
- Guía para el uso de los protectores de sobretensión. Finder. Recuperado de:
<https://www.findernet.com/es/espana/>
- Criterios de selección de un interruptor termomagnético. CPI. Recuperado de:
<https://www.cpi.com.ar/>
- Ficha técnica interruptores termomagnéticos. Schneider Electric. Recuperado de:
<https://www.se.com/ar/es/>
- Cálculo de las fórmulas para obtener la sección por caída de tensión. Prysmian Club.
Recuperado de:
<https://www.prysmianclub.es/>
- Simbología eléctrica. Página web personal de Antonio Bueno. Recuperado de:
<https://www.portaleso.com>
- IEC 60076-5: “Power transformers - Part 5: Ability to withstand short circuit”. IEC.
Recuperado de:
<https://www.iec.ch/homepage>
- CIRSOC 102: “Reglamento Argentino de acción del viento sobre las construcciones”. Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, Secretaría de Obras Públicas de la Nación. Recuperado de:
<http://contenidos.inpres.gob.ar/>
- Ficha técnica bulonería. Tormetal. Recuperado de:
<https://www.tormetal.com/>
- Ficha técnica bulonería. TEL autopercorantes y bulones. Recuperado de:

<https://autoperforantestel.com/>

- Ficha técnica perfiles de aluminio normalizados. Alu-Stock. Recuperado de:
<https://www.alu-stock.es/en/>
- Ficha técnica perfiles de aluminio normalizados. Alumina Argentina. Recuperado de:
<https://alumina-argentina.com.ar/>
- Faires, V.M. (1998). Diseño de elementos de máquinas. México. Limusa.
- Shigley, J.E. (2011). Diseño de elementos de máquinas. México, D.F.
- Payback; Valor Actual Neto; Tasa Interna de Retorno. Wikipedia. Recuperado de:
<https://es.wikipedia.org/wiki/Wikipedia:Portada>
- Capex y Opex. Wikipedia. Recuperado de:
<https://es.wikipedia.org/wiki/Wikipedia:Portada>

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Diseño planta fotovoltaica Tadeo Czerweny

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 403 kWp

Gálvez - Argentina

| Author



PVsyst V7.4.0

VCO, Simulation date:
15/08/23 20:41
with v7.4.0

Project summary

Geographical Site

Gálvez
Argentina

Situation

Latitude -33.03 °S
Longitude -60.64 °W
Altitude 27 m
Time zone UTC-3

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Gálvez
NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Sintético

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation

Fixed plane
Tilt/Azimuth 30 / 0 °

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 896 units
Pnom total 403 kWp

Inverters

Nb. of units 7 units
Pnom total 350 kWac
Pnom ratio 1.152

Results summary

Produced Energy 668688 kWh/year Specific production 1658 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 85.09 %

Table of contents

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



PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:
15/08/23 20:41
with v7.4.0

General parameters

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation			
Orientation		Sheds configuration	
Fixed plane		No 3D scene defined	
Tilt/Azimuth	30 / 0 °		
		Models used	
		Transposition	Perez
		Diffuse	Perez, Meteonorm
		Circumsolar	separate
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		No Shadings	
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Astronergy	Manufacturer	Goodwe
Model	CHSM72M-HC-450	Model	GW50KBF-MT
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	450 Wp	Unit Nom. Power	50.0 kWac
Number of PV modules	896 units	Number of inverters	28 * MPPT 25% 7 units
Nominal (STC)	403 kWp	Total power	350 kWac
Modules	56 Strings x 16 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>30°C)	55.0 kWac
Pmpp	368 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.15
U mpp	603 V	No power sharing between MPPTs	
I mpp	610 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	403 kWp	Total power	350 kWac
Total	896 modules	Number of inverters	7 units
Module area	1979 m²	Pnom ratio	1.15

Array losses

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module Quality Loss				
Module temperature according to irradiance		Global array res.	16 mΩ	Loss Fraction	-0.8 %			
Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC					
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s							
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss						
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.2 %					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:
15/08/23 20:41
with v7.4.0

Main results

System Production

Produced Energy 668688 kWh/year

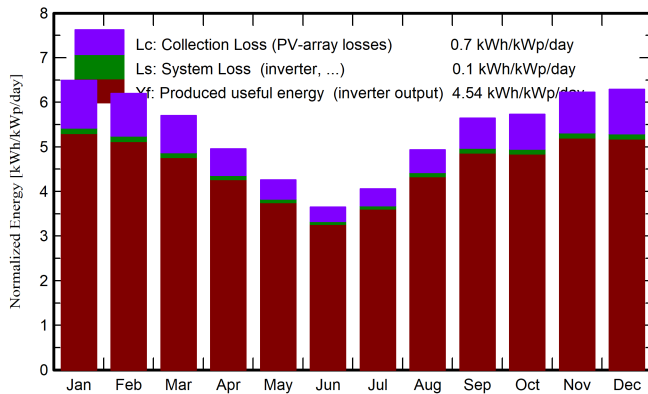
Specific production

1658 kWh/kWp/year

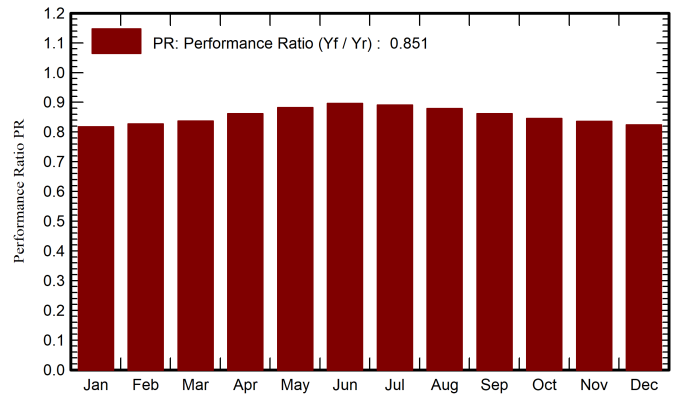
Perf. Ratio PR

85.09 %

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	217.3	71.92	25.32	201.2	194.6	67898	66368	0.818
February	170.8	58.52	23.88	173.6	168.6	59247	57912	0.827
March	153.8	53.01	22.03	176.7	172.2	60936	59591	0.837
April	112.2	38.70	17.83	148.7	145.6	52823	51706	0.862
May	87.7	30.07	14.34	132.0	129.1	47929	46965	0.883
June	69.0	25.20	11.31	109.4	107.3	40330	39524	0.896
July	81.5	27.28	10.31	125.7	123.2	46073	45136	0.891
August	108.8	33.79	13.09	153.1	149.9	55423	54270	0.879
September	139.8	44.10	15.52	169.4	165.5	60177	58878	0.862
October	168.3	61.38	19.16	177.7	172.4	61933	60580	0.846
November	196.2	68.40	21.60	186.8	180.9	64360	62952	0.836
December	215.8	75.95	24.27	194.9	188.1	66264	64806	0.825
Year	1721.2	588.32	18.19	1949.1	1897.4	683393	668688	0.851

Legends

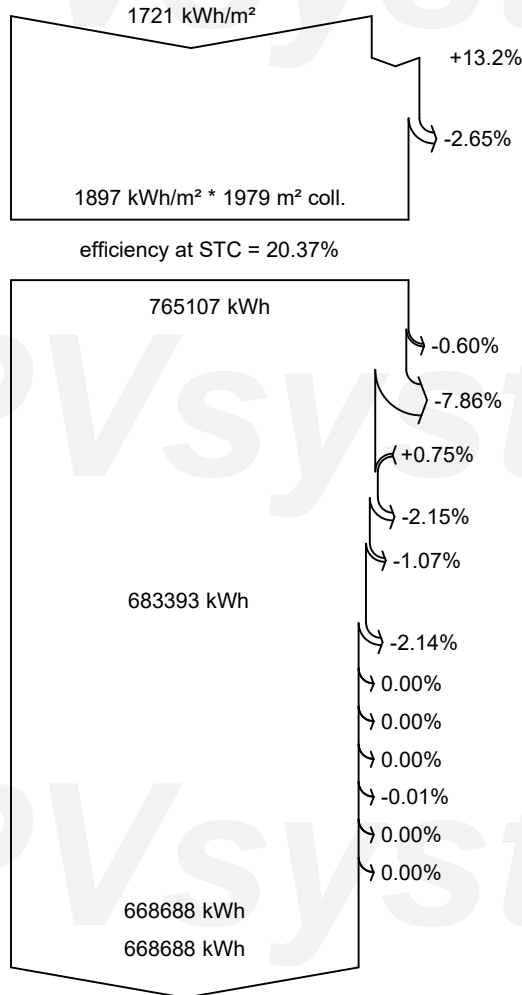
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance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



PVsyst V7.4.0

VCO, Simulation date:
15/08/23 20:41
with v7.4.0

Loss diagram



- Global horizontal irradiation**
- Global incident in coll. plane**
- IAM factor on global
- Effective irradiation on collectors**
- PV conversion
- Array nominal energy (at STC effic.)**
- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Module quality loss
- Mismatch loss, modules and strings
- Ohmic wiring loss
- Array virtual energy at MPP**
- Inverter Loss during operation (efficiency)
- Inverter Loss over nominal inv. power
- Inverter Loss due to max. input current
- Inverter Loss over nominal inv. voltage
- Inverter Loss due to power threshold
- Inverter Loss due to voltage threshold
- Night consumption
- Available Energy at Inverter Output**
- Energy injected into grid**

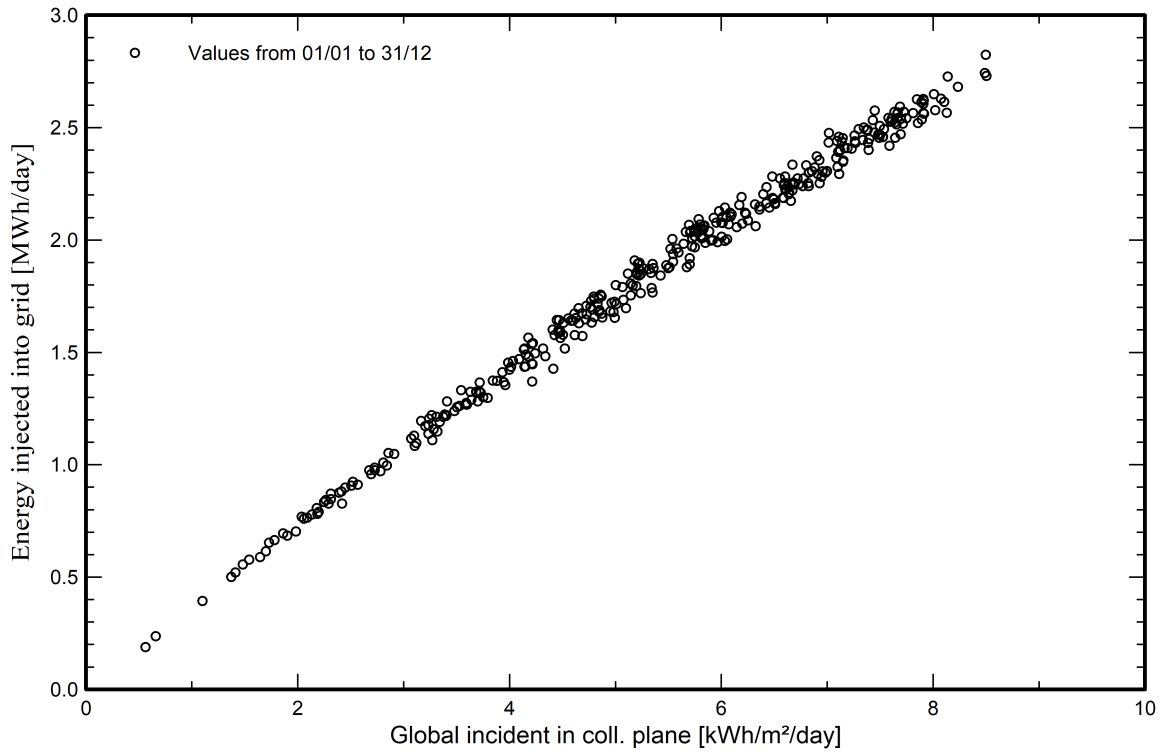


PVsyst V7.4.0

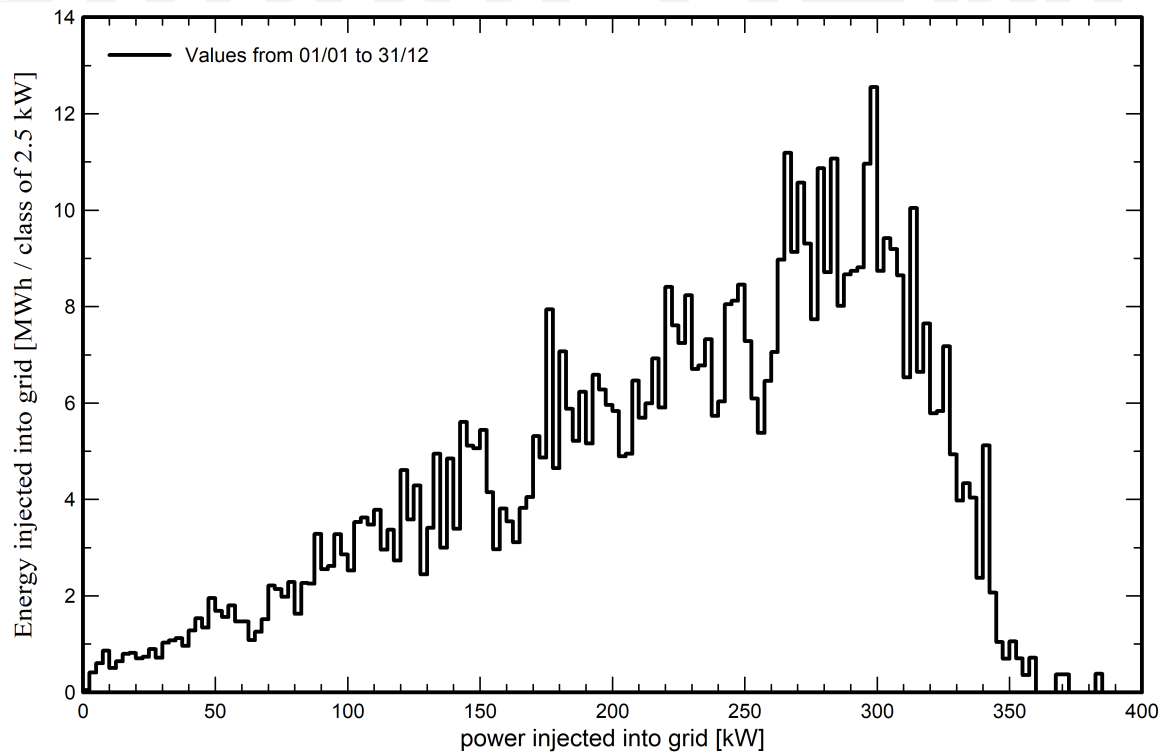
VC0, Simulation date:
15/08/23 20:41
with v7.4.0

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

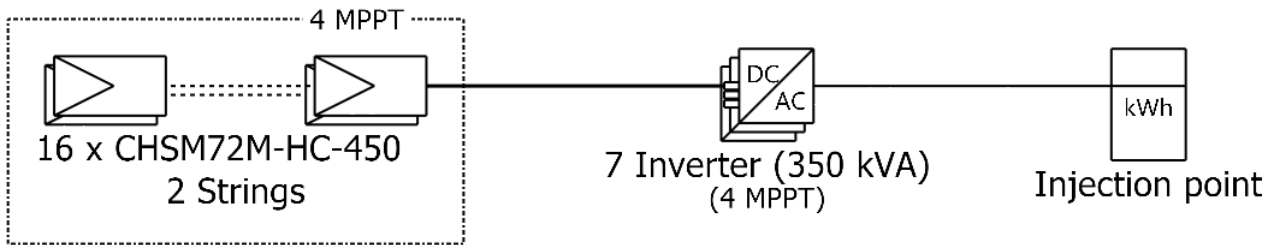




PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:
15/08/23 20:41
with v7.4.0

Single-line diagram

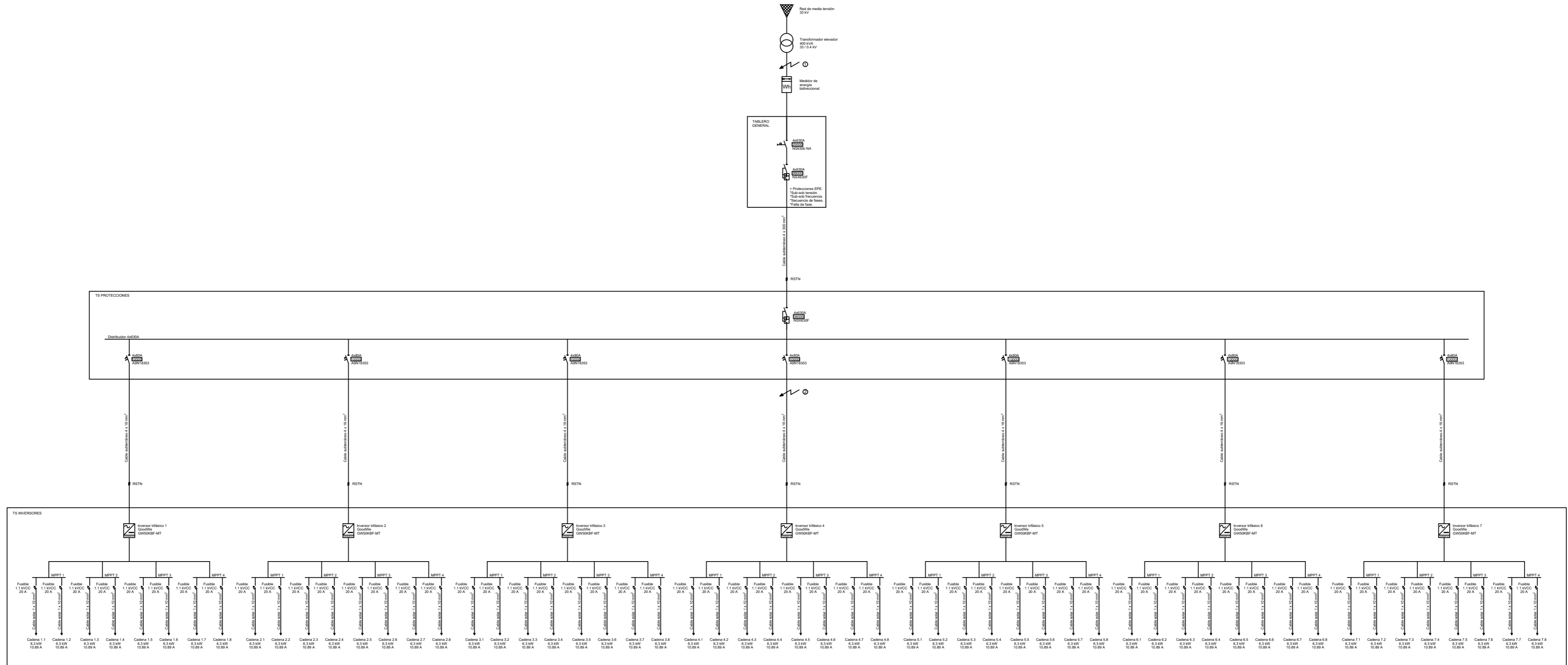


PV module	CHSM72M-HC-450
Inverter	GW50KBF-MT
String	16 x CHSM72M-HC-450

Diseño planta fotovoltaica Tadeo
Czerweny

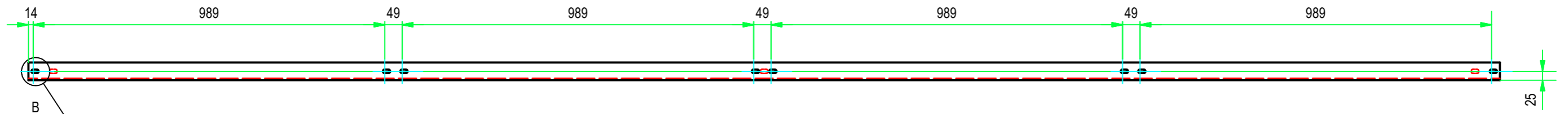
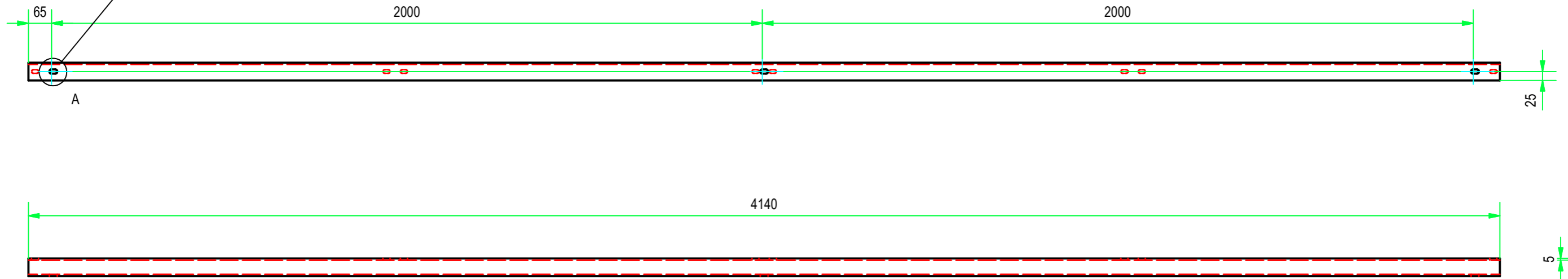
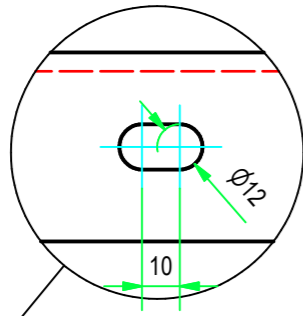
VC0 : Nueva variante de simulación

15/08/23

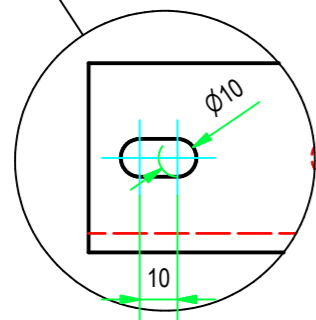



OPERACIONES:	Dibujo	03/11/23	E. FAVRE	Fecha	03/11/23	Nombre	E. FAVRE	Archivo:	
	Reviso	03/11/23	N. MAXIMINO	Reviso	03/11/23	Nombre	N. MAXIMINO	CLIENTE:	
	Aprobo	03/11/23	G. RUHL	Aprobo	03/11/23	Nombre	G. RUHL	TADEO CZERWENY	
Esc.	DIAGRAMA UNIFILAR PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA								
T. Sup.									
PLANO N: -									
REVISION									
N/C:									
Dibujo:									
Reviso:									
Aprobo:									
Fecha:									
N/E:									

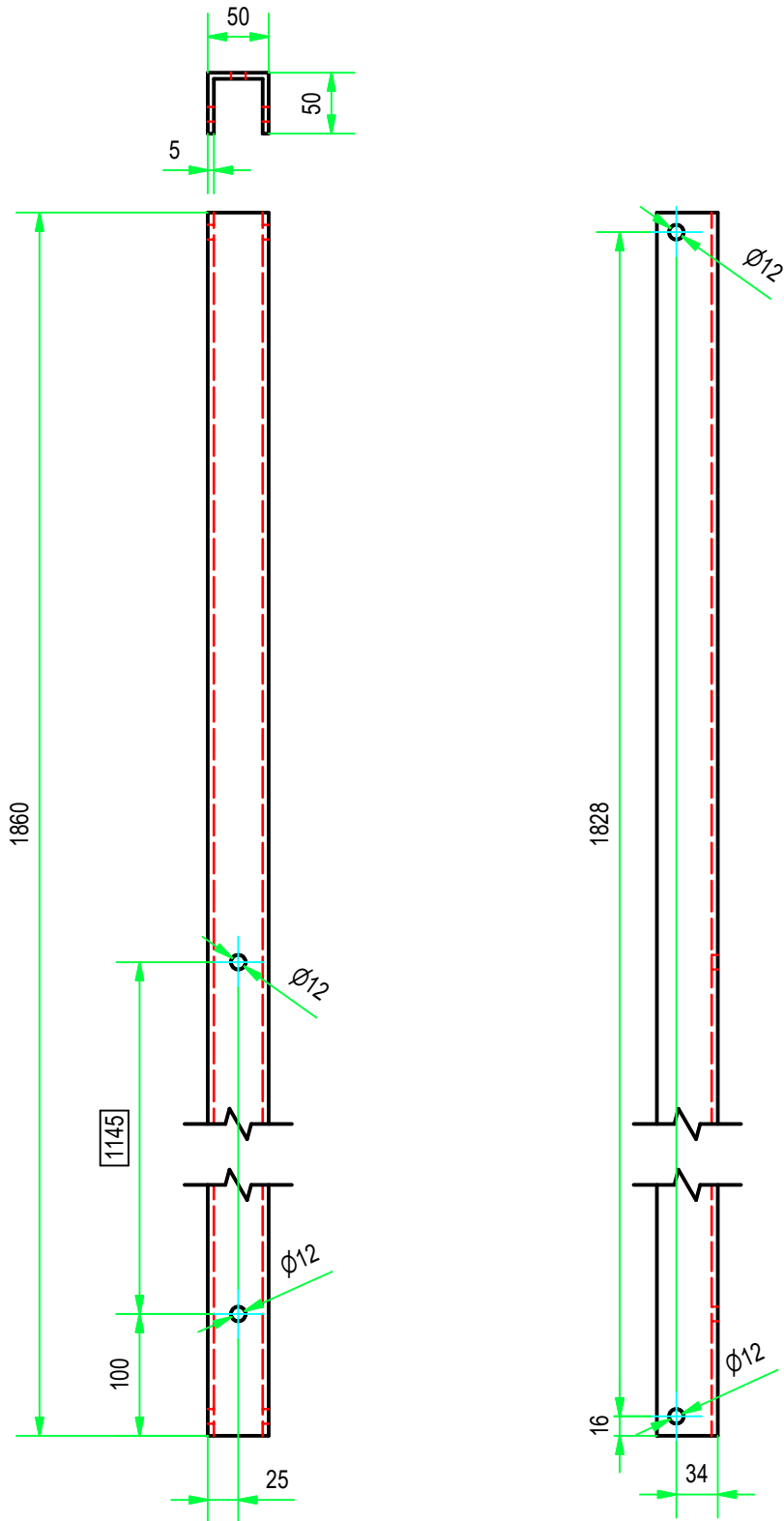
DETALLE
A (1:2)



DETALLE
B (1:2)

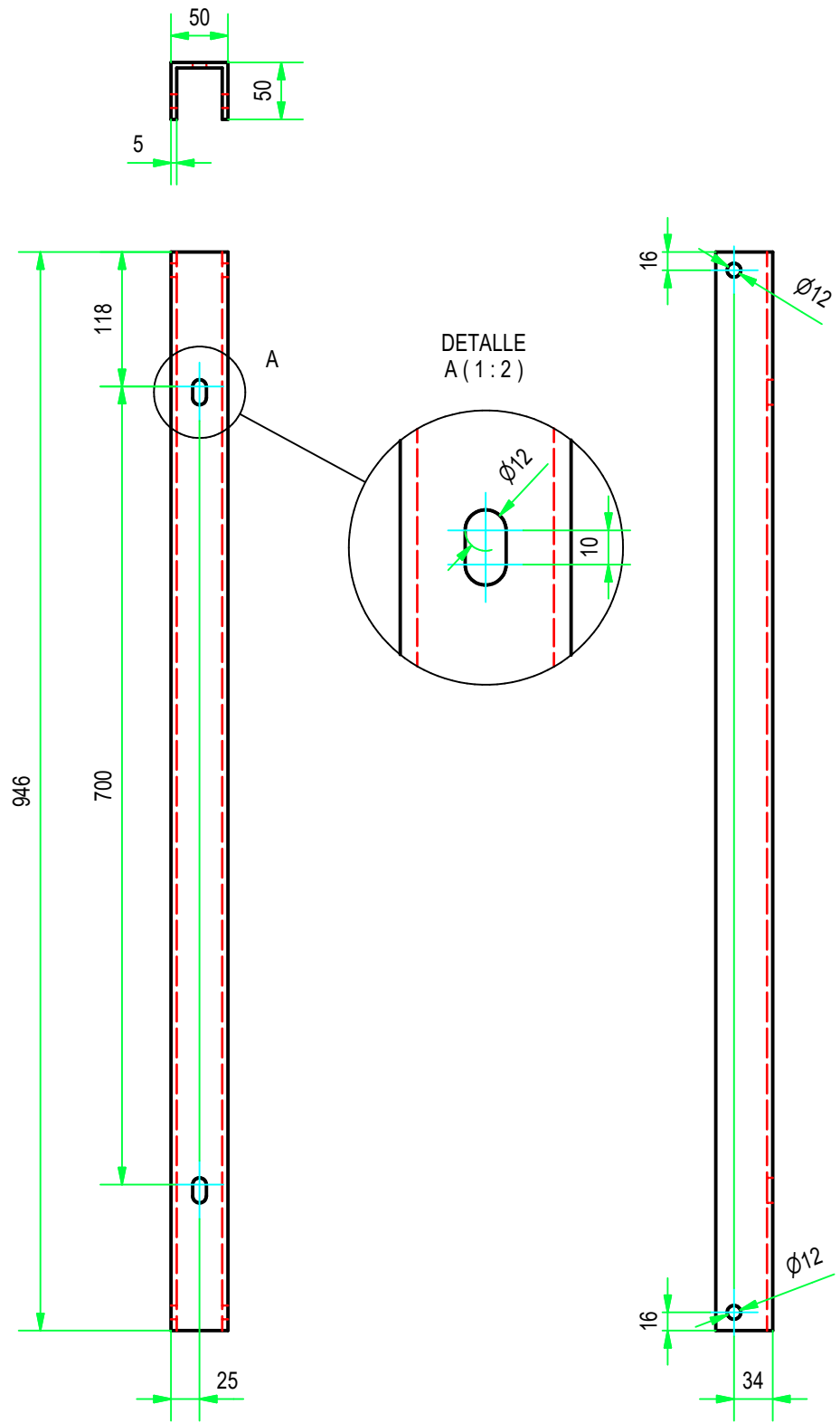


1	4.14	m	PERFIL U DE ALUMINIO 50x50x5 mm			1	
REF	CANT	UNID	DESCRIPCIÓN			Nº DE PIEZA	
Operaciones:		Fecha	Nombre	Archivo			
Dibujó		13/11/2023	E. Favre				
Revisó		13/11/2023	N. Maximino	Cliente			
Aprobó		13/11/2023	G. Ruhi	Tadeo Czerweny			
Formato: A3		Esc. 1:12	PERFIL U DE ALUMINIO N°1			Plano N: 1	
Rev. 01		T. Sup.				Revisión	
1 de 1						N/C:	
				Dibujó:			
				Revisó:			
				Aprobó:			
				Fecha:			
				N/E:			



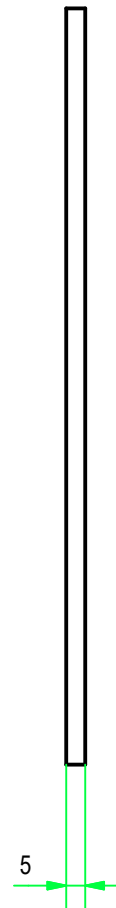
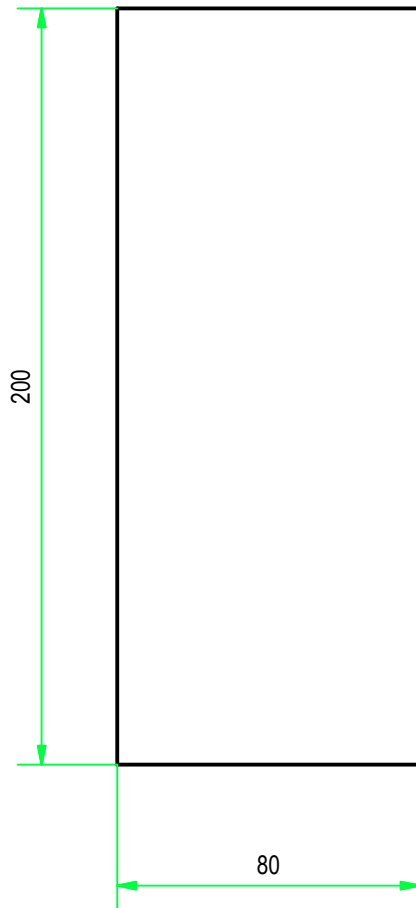
1	1.86	m	PERFIL U DE ALUMINIO 50x50x5 mm			2	
REF	CANT	UNID	DESCRIPCIÓN			Nº DE PIEZA	
Operaciones:		Fecha	Nombre	Archivo			
		Dibujó	13/11/2023	E. Favre			
		Revisó	13/11/2023	N. Maximino	Cliente		
		Aprobó	13/11/2023	G. Ruhl	Tadeo Czerweny		
Formato: A4 Rev. 01		Esc. 1:6	PERFIL U DE ALUMINIO N°2			Plano N: 2	
1 de 1	T. Sup.	Revisión					
						N/C:	
						Dibujó:	
						Revisó:	
						Aprobó:	
						Fecha:	
						N/E:	





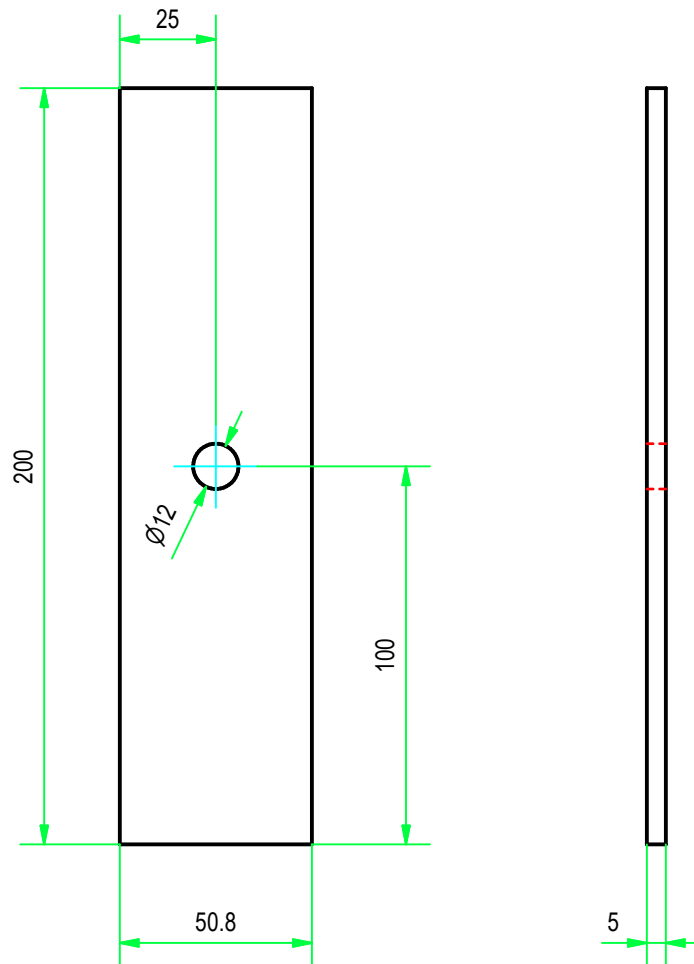
1	0.946	m	PERFIL U DE ALUMINIO 50x50x5 mm			3	
REF	CANT	UNID	DESCRIPCIÓN			Nº DE PIEZA	
Operaciones:		Fecha	Nombre	Archivo			
		Dibujó	10/11/2023	E. Favre			
		Revisó	10/11/2023	N. Maximino	Cliente		
		Aprobó	10/11/2023	G. Ruhl	Tadeo Czerweny		
Formato: A4 Rev. 01		Esc. 1:6	PERFIL DE ALUMINIO N°3			Plano N: 3	
1 de 1		T. Sup.				Revisión	
						N/C:	
			Dibujó:				
			Revisó:				
			Aprobó:				
			Fecha:				
			N/E:				





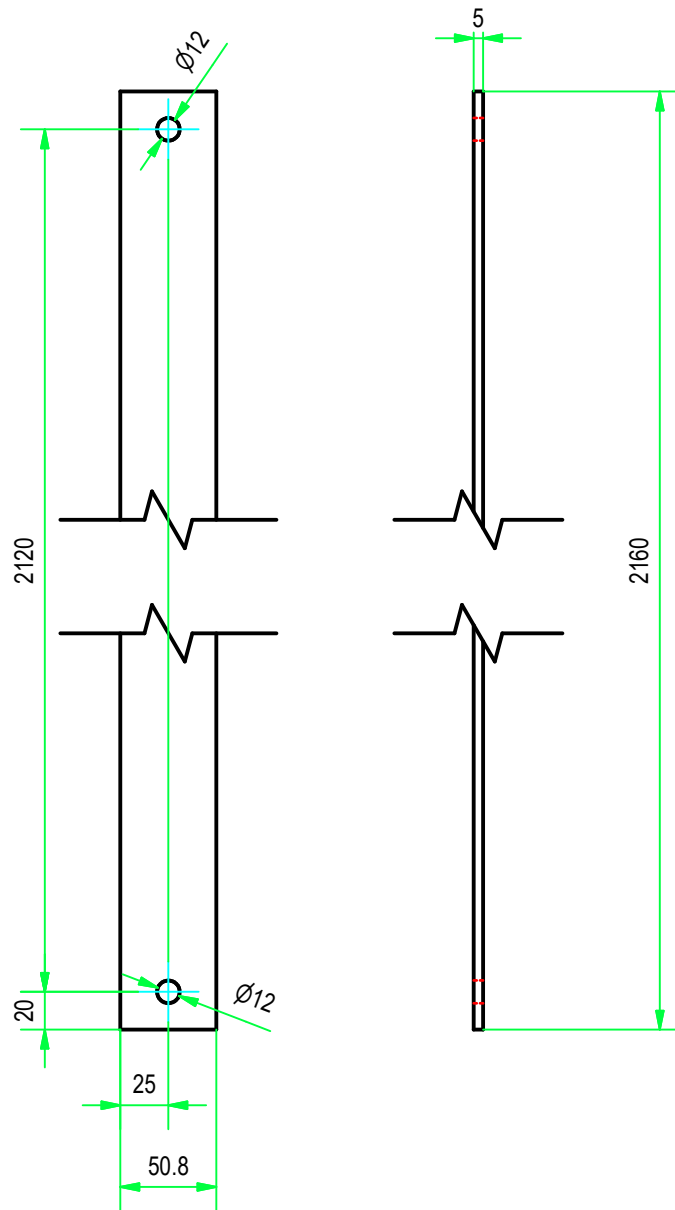
1	0.2	m	PLANCHUELA DE ALUMINIO 80x5 mm			4	
REF	CANT	UNID	DESCRIPCIÓN			Nº DE PIEZA	
Operaciones:		Fecha	Nombre	Archivo			
		Dibujó	13/11/2023	E. Favre			
		Revisó	13/11/2023	N. Maximino	Cliente		
		Aprobó	13/11/2023	G. Ruhl	Tadeo Czerweny		
			PLANCHUELA DE ALUMINIO N°1			Plano N: 4	
Formato: A4		Esc. 1:2				Revisión	
Rev. 01						N/C:	
1 de 1		T. Sup.				Dibujó:	
			Revisó:				
			Aprobó:				
			Fecha:				
			N/E:				






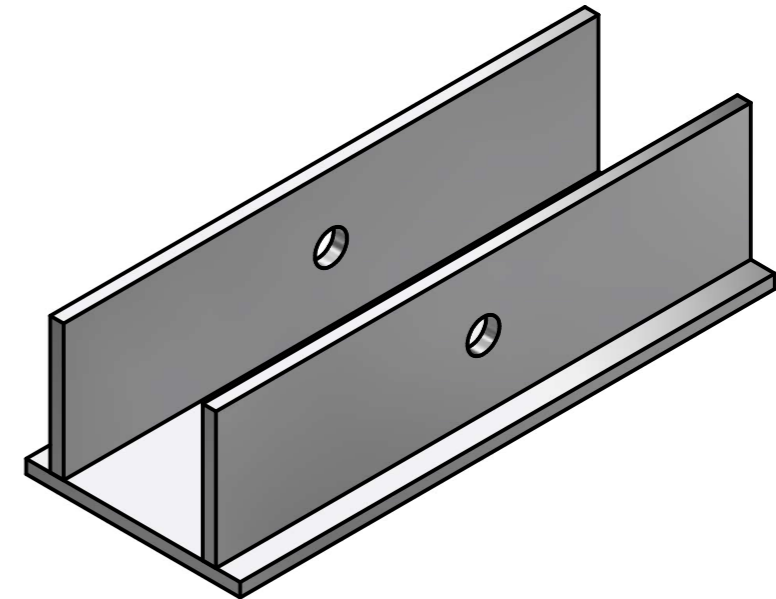
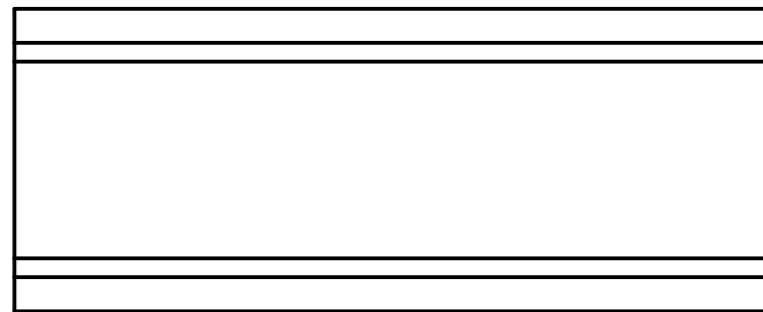
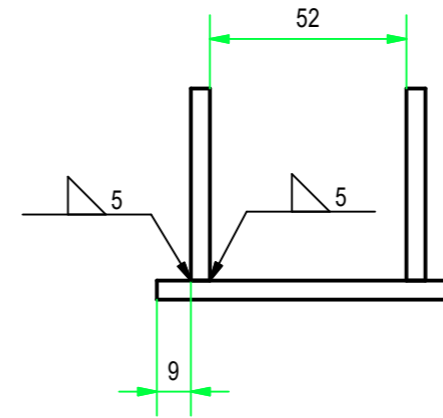
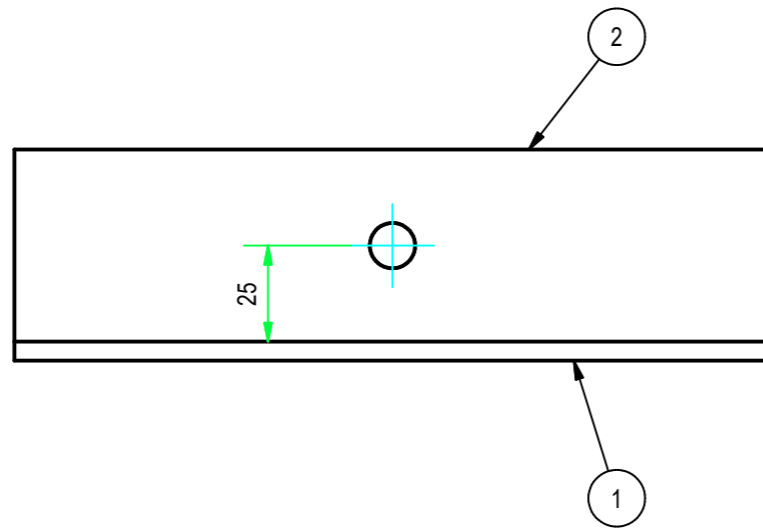


1	0.2	m	PLANCHUELA DE ALUMINIO 50.8x5 mm			5	
REF	CANT	UNID	DESCRIPCIÓN			Nº DE PIEZA	
Operaciones:		Fecha	Nombre	Archivo			
		Dibujó	13/11/2023	E. Favre			
		Revisó	13/11/2023	N. Maximino	Cliente		
		Aprobó	13/11/2023	G. Ruhl	Tadeo Czerweny		
Formato: A4 Rev. 01		Esc. 1:2	PLANCHUELA DE ALUMINIO N°2			Plano N: 5	
1 de 1		T. Sup.				Revisión	
						N/C:	
				Dibujó:			
				Revisó:			
				Aprobó:			
				Fecha:			
				N/E:			



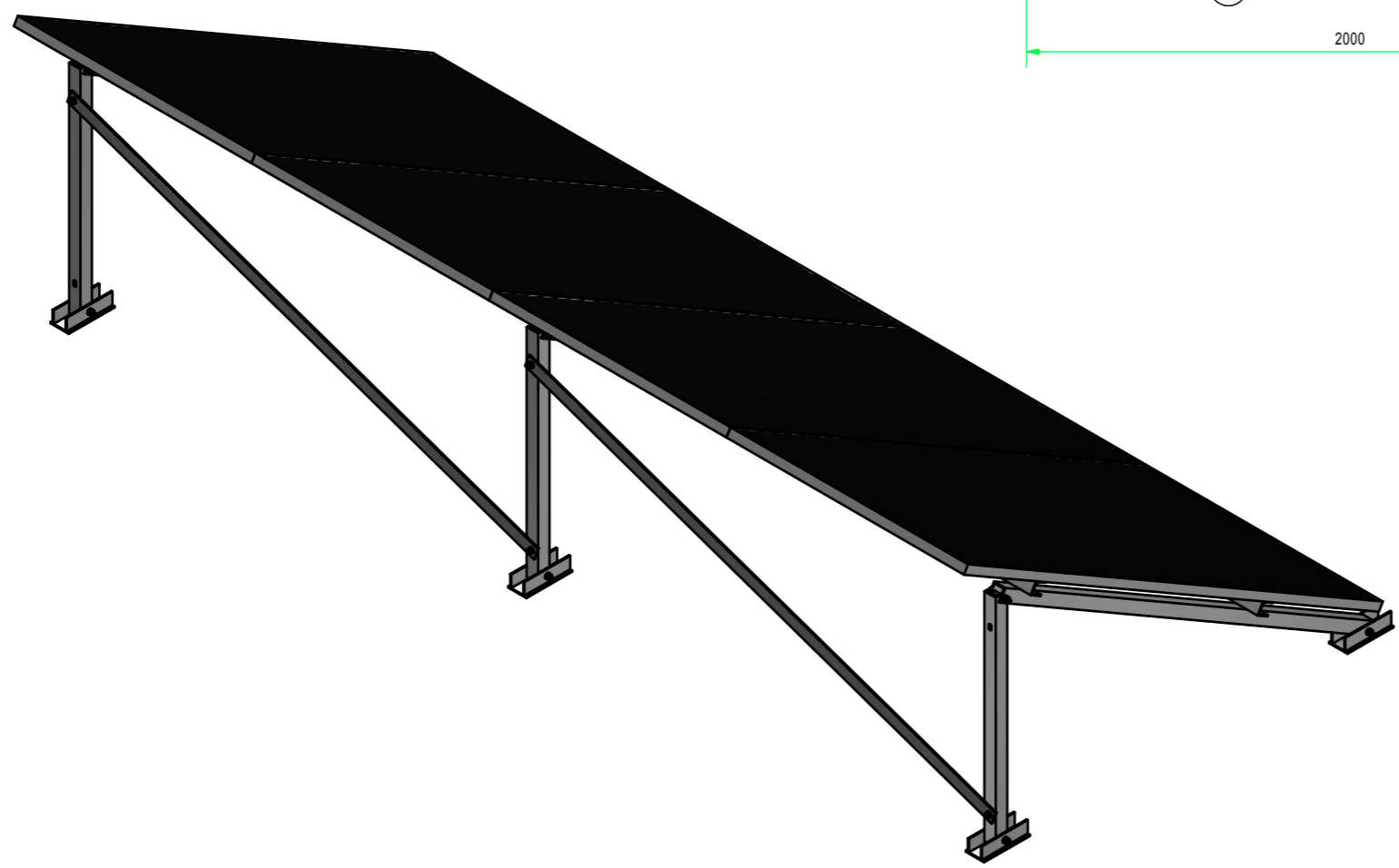
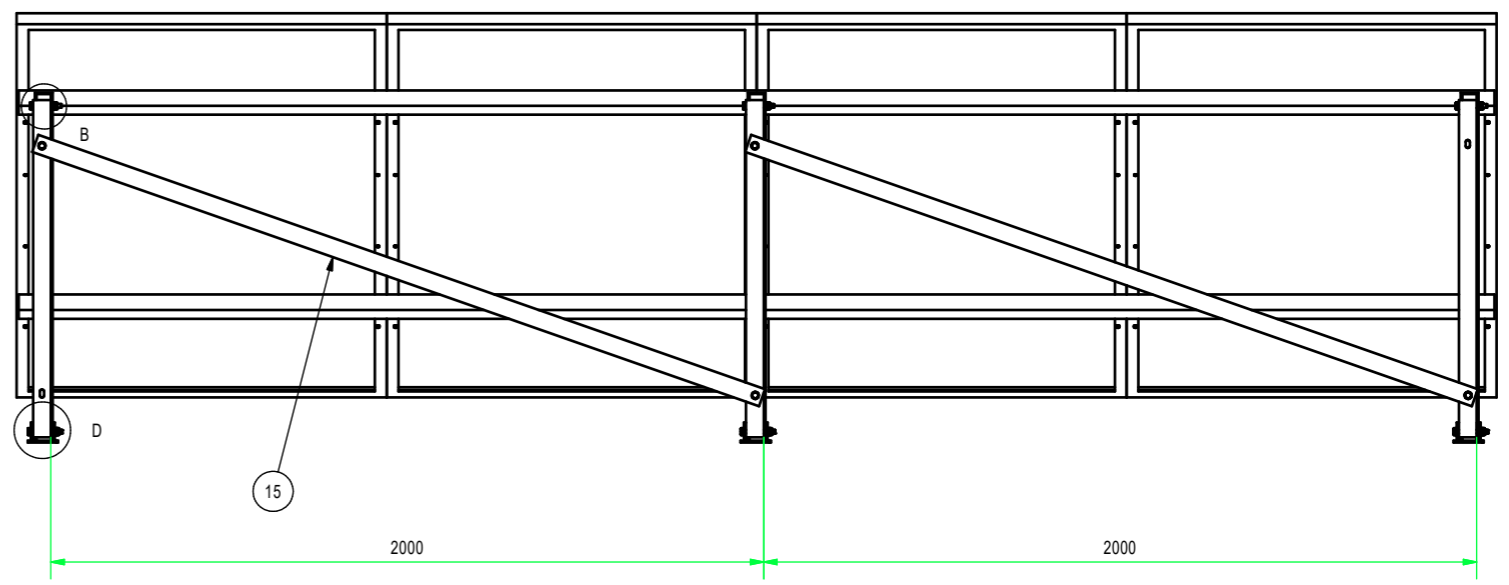
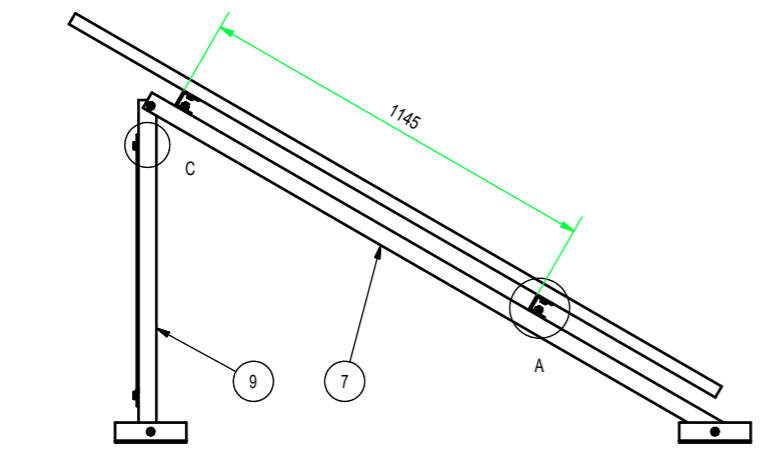
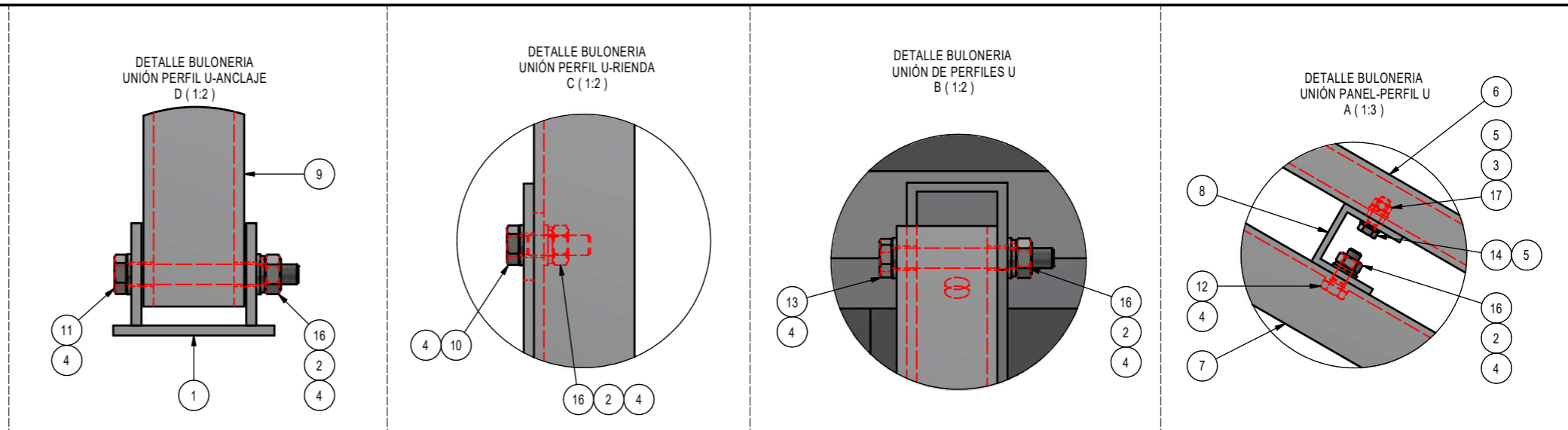


1	2.16	m	PLANCHUELA DE ALUMINIO 50.8x5 mm			6			
REF	CANT	UNID	DESCRIPCIÓN			Nº DE PIEZA			
Operaciones:		Fecha	Nombre	Archivo					
		Dibujó	13/11/2023	E. Favre	 UNIVERSIDAD TECNOLOGICA NACIONAL				
		Revisó	13/11/2023	N. Maximino				Cliente	
		Aprobó	13/11/2023	G. Ruhl				Tadeo Czerweny	
					Plano N: 6				
Formato: A4	Esc. 1:4				PLANCHUELA DE ALUMINIO N°3			Revisión	
Rev. 01								N/C:	
1 de 1	T. Sup.							Dibujó:	
					Aprobó:				
					Fecha:				
					N/E:				



REF	CANT	UNID	DESCRIPCIÓN	Nº DE PIEZA
2	2	UD	PLANCHUELA DE ALUMINIO 50.8x5 mm	5
1	1	UD	PLANCHUELA DE ALUMINIO 80x5 mm	4

Operaciones:		Fecha	Nombre	Archivo	UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL	
Dibujó		13/11/2023	E. Favre			
Revisó		13/11/2023	N. Maximino	Cliente		
Aprobó		13/11/2023	G. Ruhl	Tadeo Czerweny		
Formato:	A3 Rev. 01	Esc.	1:2			Plano N: 7
1 de 1	T. Sup.	ANCLAJE			Revisión	
					N/C:	
					Dibujó:	
					Revisó:	
					Aprobó:	
					Fecha:	
					N/E:	



REF	CANT	UNID	DESCRIPCIÓN	Nº DE PIEZA
17	16	PZA	TUERCA HEXAGONAL	DIN 934 - M8
16	19	PZA	TUERCA HEXAGONAL	DIN 934 - M10
15	2	PZA	PLANCHUELA DE ALUMINIO 50.8x5 mm	6
14	16	PZA	PERNO DE CABEZA HEXAGONAL	DIN 933 - M8 x 25
13	3	PZA	PERNO DE CABEZA HEXAGONAL	DIN 931-1 - M10 x 80
12	6	PZA	PERNO DE CABEZA HEXAGONAL	DIN 933 - M10 x 30
11	6	PZA	PERNO DE CABEZA HEXAGONAL	DIN 931-1 - M10 x 85
10	4	PZA	PERNO DE CABEZA HEXAGONAL	DIN 933 - M10 x 35
9	3	PZA	PERFIL U DE ALUMINIO 50x50x5 mm	3
8	2	PZA	PERFIL U DE ALUMINIO 50x50x5 mm	1
7	3	PZA	PERFIL U DE ALUMINIO 50x50x5 mm	2
6	4	PZA	PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO	9
5	32	PZA	ARANDELA PLANA	ISO 7089 - 8
4	38	PZA	ARANDELA PLANA	ISO 7089 - 10
3	16	PZA	ARANDELA DE PRESIÓN	DIN 127 - A 8
2	19	PZA	ARANDELA DE PRESIÓN	DIN 127 - A 10
1	6	PZA	ANCLAJE	7

OPERACIONES:	FECHA	NOMBRE	ARCHIVO
Dibujó	13/11/2023	E. Favre	
Revisó	13/11/2023	N. Maximino	Cliente
Aprobó	13/11/2023	G. Ruñi	Tadeo Czerweny

Formato:	A2	Esc.:	1:15
	Rev. 01		
1 de 1		T. Sup.	

Plano N.º:	8
Revisión:	
N.º:	
Dibujó:	
Revisó:	
Aprobó:	
Fecha:	
N.º:	



ESTRUCTURA SOPORTE PANELES SOLARES