

Memoria explicativa eléctrica – Hospital San Juan de Dios

Fecha: 2017-02

Mandante: Ministerio de Energía

Contratista: Grammer Solar SpA

Ciente: Museo de la memoria

Contenido

1	Introducción	3
2	Descripción del sistema	4
3	Ubicación y emplazamiento	5
4	Análisis de Sombra.	6
5	Cálculos de Sección y Caídas de Tensión en Conductores	7
5.1	Conductor de CC desde paneles al inversor	8
5.2	Conductor de CA desde Inversor al Tablero Auxiliar FV	10
5.3	Conductor de CA desde Tablero Auxiliar FV hasta el punto de inyección.....	11
5.4	Conductor de CA desde el punto de inyección hasta el empalme	12
6	Selección de protecciones	13
6.1	Protecciones CA Inversores y Tablero Auxiliar FV	13
6.2	Protecciones CA Tablero General	13
7	Puesta a tierra.....	13
8	Canalizaciones	14
8.1	Canalización tramo CC	14
8.2	Canalización tramo CA.....	14
9	Paneles solares Fotovoltaicos.....	14
10	Inversores	16
11	Tableros Auxiliar Fotovoltaico	17
12	Sistema de monitoreo	18
13	Sistema de control.....	20
14	Empalme BT.....	20
15	Cubicación de materiales	21

1 Introducción

Las energías renovables no convencionales (ERNC), se presentan como una posible solución al problema de los altos precios de combustibles fósiles, emisión de contaminantes producto de su quema, y posible agotamiento de este recurso en el mediano plazo.

Las ERNC corresponden a energías limpias y de fuentes inagotables que forman parte de la solución a la problemática energética. Entre estas se encuentran la energía solar. Chile posee la mayor radiación solar del planeta, lo cual es una condición óptima para un desarrollo rentable y sustentable de este mercado. Por este motivo, la Subsecretaría de Energía está impulsando el Programa denominado “Techos solares Públicos”, con el objetivo de contribuir a la maduración del mercado fotovoltaico en nuestro país. Este programa va orientado al autoconsumo mediante la implementación de sistemas fotovoltaicos en edificios públicos o de instituciones sin fines de lucro que cumplan un rol social y público.

El proyecto de instalación de un sistema fotovoltaico (FV) en el Hospital San Juan de Dios es financiado por el programa de Techos Solares Públicos del Ministerio de Energía. Gracias a la aprobación de la Ley 20.571, este sistema (FV) podrá generar electricidad para su propio consumo e inyectar a la red de distribución posibles excedentes que se generen. Estos excedentes son remunerados según se indica en la citada Ley

En el “Hospital San Juan de Dios”, la distribución de los módulos sobre el techo se planificó con el fin de maximizar la producción anual de energía eléctrica. Se instalará un total de 116 módulos, lo que significará evitar la emisión de 30.311 kilogramos de CO₂ por año.

2 Descripción del sistema

En el Hospital San Juan de Dios se instalará un sistema FV de 30,16 kWp. Esta instalación va a estar conectada a la red de distribución. El sistema se divide en dos partes, el generador fotovoltaico (CC) y la instalación de corriente alterna (CA)

El generador FV está compuesto por 116 módulos FV Jinko JKM 260P-60 los cuales se subdividen en 2 grupos de 58 módulos. Estos grupos se componen de 1 string de 20 módulos y 2 strings de 19 módulos como se puede apreciar en la figura 1. Los módulos se fijarán sobre la estructura de aluminio “Gulpiyuri” de Alusín. La energía generada por cada grupo se conducirá a dos inversores Fronius Symo 15.0 de 15 kVA para su transformación en corriente alterna con salida trifásica

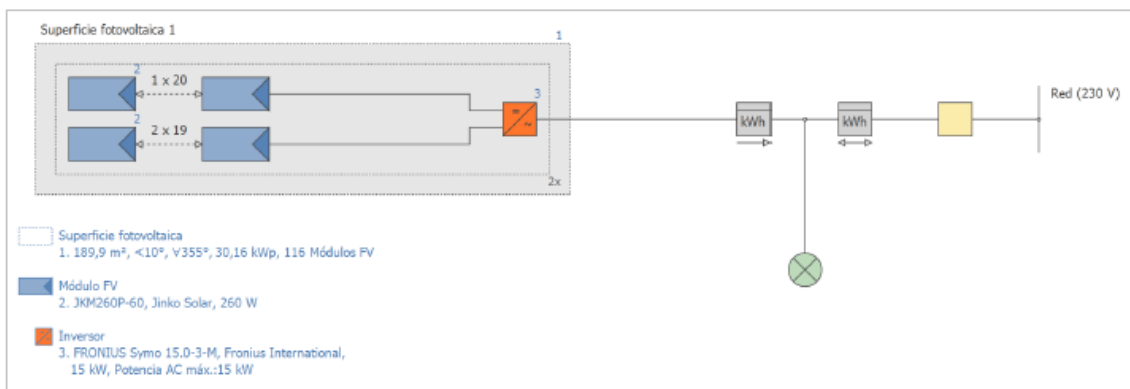


Figura 1: Esquema de strings del sistema FV del Hospital San Juan de Dios.

Desde el inversor la energía se conduce al tablero FV y éste se conectará con el TDF Clima en el piso mecánico.

Para tener un fácil acceso a la lectura de los datos y su control, se instalará en el tablero FV un sistema de monitoreo que será compatible con el inversor, este funcionará para almacenar y visualizar las variables eléctricas del sistema fotovoltaico.

El diseño y la instalación de la planta solar fotovoltaica, se realizará de acuerdo a las normativas chilenas, las cuales se muestran a continuación:

- NCh Norma Chilena de electricidad 4/2003.
- Ley n° 20.571, que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales.
- Ley General de Servicios Eléctricos, DFL4.
- Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión.
- Procedimiento de Puesta en servicio RGR n° 01/2014.
- Instrucción Técnica RGR n° 02/2014.
- Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio , “ NT SyCS”.
- NCh 2/84: Electricidad, Elaboración y Presentación de proyectos.
- NSEG 5/71: Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Corrientes Fuertes.
- NCh 2369/2003: Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales.
- NCh 431/2010: Diseño estructural –Cargas de nieve.
- NCh 432/2010: Diseño estructural –Cargas de viento.
- NCh 3171/2010: Diseño estructural – Disposiciones generales y combinaciones de carga.

3 Ubicación y emplazamiento

El Hospital San Juan de Dios se ubica en Calle Huérfanos 3255, Santiago de Chile.

En la Figura 2 se puede observar el techo donde se instalará el sistema FV. Este techo tiene una inclinación de 10° y orientación 5° Noreste



Figura 2: Hospital San Juan de Dios.

4 Análisis de Sombra.

Para el análisis de sombra en el Hospital San Juan de Dios se realizó una simulación con el programa PVSol Premium. Debido a que en el techo existen algunos obstáculos, éstos se incorporaron al diseño en PVSol Premium para un correcto análisis. El resultado de la simulación arroja a que las pérdidas anuales por sombra son de 0,4 %.

En la Figura 3 se observa la simulación realizada en PVSol Premium. En esta figura se puede apreciar el porcentaje de sombra anual en cada módulo de la instalación fotovoltaica. De esta forma se corrobora que la instalación cumple con los requisitos de las bases que indican que ningún módulo puede quedar expuesto a más de un 15 % de sombra.

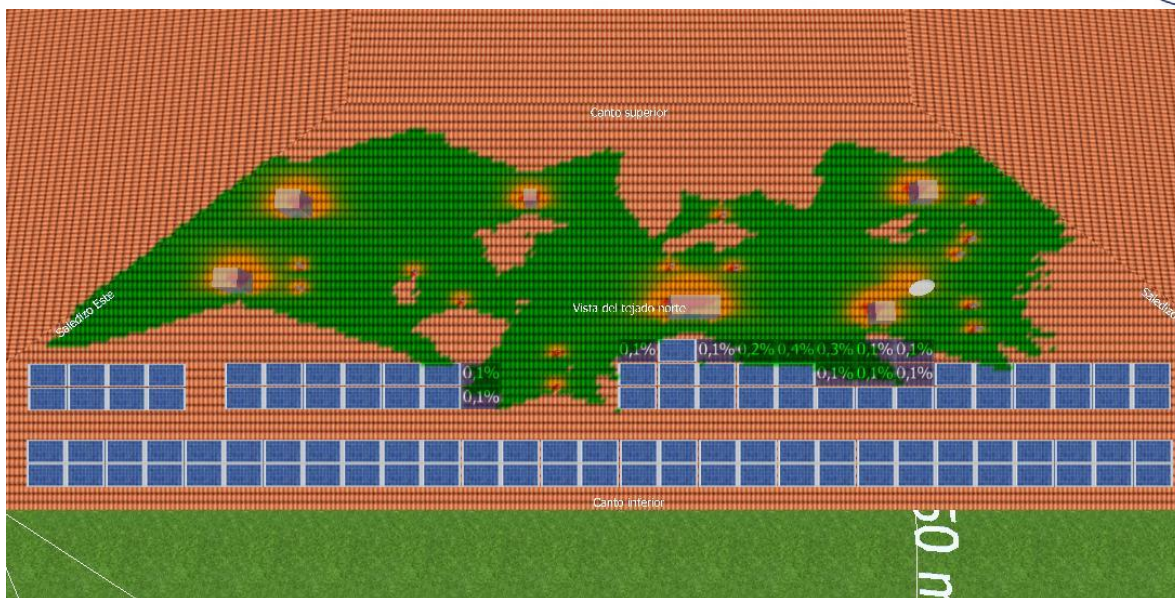


Figura 3: Sombreado de la instalación fotovoltaica en el Hospital Juan de Dios.

5 Cálculos de Sección y Caídas de Tensión en Conductores

Para escoger los conductores adecuados para la instalación fotovoltaica, se debe calcular las secciones de estos conductores, este cálculo se realiza en base a la Instrucción Técnica RGR N° 02/2014.

La Instrucción Técnica especifica que los conductores del lado de corriente continua, deberán ser dimensionadas para una corriente no inferior a 1,25 veces la máxima intensidad de corriente del String y no deberá ser superior a la corriente inversa máxima que soportan los módulos que forman parte del String, además los conductores deben tener la sección para que la caída de tensión sea inferior a 1.5 %.

Para los conductores de corriente alterna, al igual que el corriente continua estos deben ser dimensionados para una corriente no inferior a 1,25 veces la máxima intensidad de corriente del inversor, y deben tener la sección suficiente para que la caída de tensión entre el punto de conexión a la red y la unidad de generación sea inferior del 3 %.

Para este proyecto no se aplican factores de capacidad de transporte de corriente en el lado de CC porque hay menos de 2 conductores por ducto de tubería. Para la disponibilidad de los conductores según su diámetro y tubería se aplican las tablas 8.19

NCH Elec 4/2003. Para el lado de CA se aplican las tablas de capacidad de conductores por tubería indicadas en la tabla N° 8.18 y la tabla 8.19 NCH Elec 4/2003 para calcular la disponibilidad de estas mismas, en relación a lo anterior podemos concluir que lo indicado en el proyecto cumple con los dos requisitos indicados en la normativa eléctrica vigente NCH Elec 4/2003.

En los siguientes puntos, se presenta el cálculo de las secciones de los conductores y la caída de tensión de los distintos tramos.

5.1 Conductor de CC desde paneles al inversor

A continuación se presenta el cálculo para el string de 20 módulos y para los strings de 19 módulos.

- Cálculo para la sección del string de 20 módulos.

Las sumas de la tensión máxima V_{mp} en el string de 20 módulos es de 622 V. Como se describió anteriormente la caída de tensión no debe superar el 1,5 % del total.

También se incluye la corriente máxima del string. Esta variable tiene un valor de 8,98 A y multiplicada por el factor de seguridad (1,25) arroja un valor de 11,23 A. Estos valores están incluidos en la Tabla 1.

**Tabla 1: Datos para el cálculo de sección CC
(String con 20 módulos conectados en serie)**

Descripción	Variable	Valor	Unidad
La distancia del conductor	L	60	m
Factor de potencia	$\cos \varphi$	1	-
Corriente cortocircuito del string (incl. factor 1,25)	I	11,23	A
Máxima caída de tensión del conductor (1,5%)	δ	9,33	V
Resistividad específica del cobre	ρ	0,018	$\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}}$

La ecuación 1 indica cómo calcular la sección del conductor CC.

Ecuación 1: $S = \frac{2\rho * L * I * \cos \varphi}{\delta}$, con S para la sección mínima del conductor

Con los datos de la Tabla 1 se obtiene una sección de 2,59 mm². Finalmente se ha seleccionado un conductor XPV1-F de 6 mm².

La ecuación 2, muestra cómo se calcula la caída de tensión máxima (δ) para el conductor de 6mm².

Ecuación 2:
$$\delta = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{s}$$

El valor calculado para δ es de 4,04 V. Este valor corresponde al 0,65 % del voltaje total y cumple con la Norma RGR N° 02/2014.

- Cálculo para la sección del string de 19 módulos

Las sumas de la tensión máxima Vmp en el string de 20 módulos es de 590,9 V. Como se describió anteriormente la caída de tensión no debe superar el 1,5% del total.

También se incluye la corriente máxima del string. Esta variable tiene un valor de 8,98 A y multiplicada por el factor de seguridad (1,25) arroja un valor de 11,23 A. Estos valores están incluidos en la Tabla 1.

Para calcular la sección del conductor de corriente continua de los strings, desde los paneles fotovoltaicos al inversor, se deben conocer las siguientes variables que se presentan en la Tabla 2:

**Tabla 2: Datos para el cálculo de sección CC.
(String con 19 módulos conectados en serie)**

Descripción	Variable	Valor	Unidad
La distancia del conductor	L	60	M
Factor de potencia	$\cos \varphi$	1	-
Corriente cortocircuito del string (incl. factor 1,25)	I	11,23	A
Máxima caída de tensión del conductor (1,5%)	δ	8,86	V
Resistividad específica del cobre	ρ	0,018	$\frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$

La ecuación 1 indica cómo calcular la sección del conductor CC.

Con los datos de la Tabla 2 se obtiene una sección de 2,74 mm². Finalmente se ha seleccionado un conductor cable solar XPV1-F de 6 mm².

La ecuación 2, muestra cómo se calcula la caída de tensión máxima (δ) para el conductor de 6 mm².

El valor calculado para δ es de 4,04 V. Este valor corresponde al 0,68 % del voltaje total y cumple con la Norma RGR N° 02/2014.

Más especificaciones técnicas para el cable solar XPV1-F de 6 mm² se encuentra en la siguiente imagen.

Technical Data

- **Temperature range**
-40 °C to +90 °C
Max. temp. at conductor +120 °C
- **Nominal voltage**
According to VDE U₀/U 600/1000 V AC
1800 V DC conductor/conductor
- **AC test voltage**
10000 V
- **Minimum bending radius**
fixed installation approx. 4 x outer diameters
flexing 10 x cable diameter

Cable structure

- Bare copper, tinned, finely stranded according to DIN VDE 0295 class 5 and IEC 60228 cl. 5
- Double-insulated
- Insulation cross-linked Polyolefin
- Outer sheath cross-linked Polyolefin
- Sheath colour black, red or blue

Approvals

- According to PV1-F requirement profile for PV cables DKE/VDE AK 411.2.3
- VDE (Reg. 8266)
- TÜV (2 PFG 1169/08.2007, R60025298)
- RoHS and CE compliant

Properties

- Ozone resistant acc. to EN 50396
- Weather and UV resistant acc. to HD 605/A1
- Halogen-free acc. to EN 50267-2-1, EN 60684-2
- Resistant to acid and bases acc. to EN 60811-2-1
- Flame-resistant acc. to VDE 0482-332-1-2, DIN EN 60332-1-2, IEC 60332-1
- Very robust and abrasion-resistant sheath acc. to DIN EN 53516
- Resistant to short-circuits up to 200°C thanks to their double insulation; short-circuits temperature 200°C/ 5 sec.
- Anticipated service life - 25 years
- Hydrolysis and ammoniac resistant

Notes

- Version with rodent protection available
- UL version on request
- All types with metre marking

Application

The SOLARFLEX®-X PV1-F is used for cabling solar modules.

Part No.	No. cores x cross-sec. mm ²	Outer Ø app. mm	Cop. weight kg / km	Weight app. kg / km	Current-carrying capacity [A] at 60°C	Conductor resistance Ω / km at 20°C	Core / jacket colour
704225	1 x 2,5	4,5	24,0	42	41	8,210	natural/black
705891	1 x 2,5	4,5	24,0	42	41	8,210	natural/red
705892	1 x 2,5	4,5	24,0	42	41	8,210	natural/blue
704226	1 x 4	5,2	38,4	60	55	5,090	natural/black
705775	1 x 4	5,2	38,4	60	55	5,090	natural/red
705776	1 x 4	5,2	38,5	60	55	5,090	natural/blue
704227	1 x 6	5,9	57,6	82	70	3,390	natural/black
705777	1 x 6	5,9	57,6	82	70	3,390	natural/red
705778	1 x 6	5,9	57,6	82	70	3,390	natural/blue

5.2 Conductor de CA desde Inversor al Tablero Auxiliar FV

El voltaje a la salida del inversor es de 380 V. Como se describió anteriormente la caída de tensión no debe superar el 3 % del total y ningún tramo CA más de 1 %.

También se incluye la corriente alterna de salida del inversor. Esta variable tiene un valor de 21,7 A y multiplicada por el factor de seguridad (1,25) arroja un valor de 27,1 A. Estos valores están incluidos en la Tabla 3.

Para calcular la sección del conductor de corriente alterna, desde el Inversor hasta el Tablero Auxiliar FV, se deben conocer las siguientes variables que se presentan en la Tabla 3:

Tabla 3: Datos para el cálculo de sección CA (inversor al Tablero Auxiliar FV).

Descripción	Variable	Valor	Unidad
La distancia de los conductores	L	16	m
Factor de potencia	$\cos \varphi$	1	-
Corriente máxima de salida inversor(factor1,25)	I	27,1	A
Máxima caída de tensión del conductor	δ	3,8	V
Resistividad específica del cobre	ρ	0,018	$\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}}$

La ecuación 3 indica cómo calcular la sección del conductor CA.

Ecuación 3: $S = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{\delta}$, con S para la sección mínima del conductor.

Con los datos de la Tabla 3 se obtiene una sección de 3,55 mm². Finalmente se ha seleccionado un conductor Cordón RVK de 10 mm².

La ecuación 4, muestra cómo se calcula la caída de tensión máxima (δ) para el conductor de 10 mm².

Ecuación 4: $\delta = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{S}$

El valor calculado para δ es de 1,42 V. Este valor corresponde al 0,33 % del voltaje total y cumple con la Norma RGR N° 02/2014.

5.3 Conductor de CA desde Tablero Auxiliar FV hasta el punto de inyección

El voltaje a la salida del tablero FV es de 380 V. Como se describió anteriormente la caída de tensión no debe superar el 3 % del total.

También se incluye la corriente alterna de salida del inversor. Esta variable tiene un valor de 22,8 A y multiplicada por el factor de seguridad (1,25) arroja un valor de 27,1 A. Estos valores están incluidos en la Tabla 4.

Para calcular la sección del conductor de corriente alterna, desde el Inversor hasta el Tablero Auxiliar FV, se deben conocer las siguientes variables que se presentan en la siguiente Tabla:

**Tabla 4: Datos para el cálculo de sección CA
(Tablero Auxiliar FV hasta punto de inyección).**

Descripción	Variable	Valor	Unidad
La distancia de los conductores	L	5	m
Factor de potencia	$\cos \varphi$	1	-
Corriente máxima de salida inversor(factor1,25)	I	2*27,1	A
Máxima caída de tensión del conductor	δ	3,8	V
Resistividad específica del cobre	ρ	0,018	$\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}}$

La ecuación 3 indica cómo calcular la sección del conductor CA.

Con los datos de la Tabla 4 se obtiene una sección de 2,59 mm². Finalmente se ha seleccionado un conductor Cordon RVK de 25 mm².

El nuevo valor calculado para la caída de tensión δ es de 0,35 V. Este valor corresponde al 0,09 % del voltaje total y cumple con la Norma RGR N° 02/2014.

5.4 Conductor de CA desde el punto de inyección hasta el empalme

Para calcular la caída de tensión para el tramo existente, desde punto de inyección hasta el empalme, se deben conocer las siguientes variables que se presentan en la Tabla 5:

Tabla 5: Datos para el cálculo de caída de tensión

Descripción	Variable	Valor	Unidad
La distancia de los conductores	L	130	m
Factor de potencia	$\cos \varphi$	1	-
Corriente máxima de salida inversores (incl. factor 1,25)	I	2x27,1	A
Sección del conductor	S	107	mm ²
Resistividad especiada del cobre	ρ	0,018	$\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}}$

Con los datos de la Tabla 5 y Ecuación 4 se obtiene un valor calculado para la caída de tensión δ de 2,16 V para el tramo analizado. Este valor corresponde al 0,57 % del voltaje del sistema y cumple con la Norma RGR N° 02/2014.

6 Selección de protecciones

6.1 Protecciones CA Inversores y Tablero Auxiliar FV

El cálculo para la selección de la protección se determina de acuerdo a la corriente máxima de salida del inversor, multiplicada por el factor de seguridad (1,25), tal como se muestra en la Ecuación 5:

Ecuación 5: $I_{m\acute{a}x} = \text{Corriente de Salida del Inv.} \times \text{Factor de Seguridad}$

Introduciendo las variables en ecuación 5, se obtiene:

$$I_{m\acute{a}x} = 22,8 \times 1,25 = 27,1 \text{ A.}$$

Las protecciones para cada inversor corresponden a un interruptor termomagnético 4x32 A/C, 10 kA e interruptor diferencial 4x40 A, 300mA, tipo "A". La protección cabecera que se selecciona para el Tablero Fotovoltaico es un interruptor termomagnético 4x63 A, 15 kA/ C.

6.2 Protecciones CA Tablero General

La protección que se selecciona para el Tablero General es un interruptor termomagnético 4x63 A, 15 kA/ C.

7 Puesta a tierra

La puesta a tierra es un mecanismo de seguridad que consiste en conducir eventuales desvíos de la corriente hacia la tierra impidiendo daños en los equipos y en el usuario.

El cable escogido para la puesta a tierra, según RGR Nr 02/2014, es un conductor cobre de 4 mm².

8 Canalizaciones

Los conductores, tanto del lado de corriente continua como de corriente alterna, deben ser canalizados en conformidad a la norma NCh Elec. 4/2003 y deberán soportar las influencias externas (viento, formación de hielo, temperaturas y radiación solar).

8.1 Canalización tramo CC

Para la canalización que va desde los módulos fotovoltaicos al inversor, se utiliza bandeja metálica BPC 150x100 mm y cañería galvanizada de 1/2".

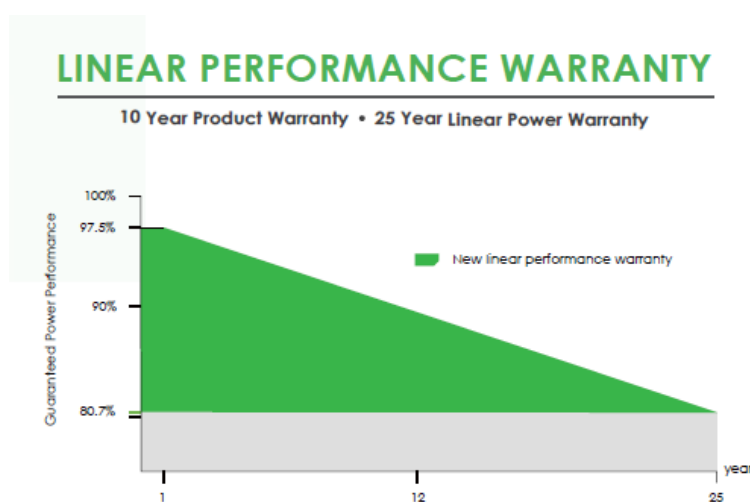
8.2 Canalización tramo CA

La canalización en el tramo de corriente alterna que se utilizara desde el inversor hasta el tablero fotovoltaico es BPC 150x100 mm y desde el tablero fotovoltaico hasta el TDF Clima Piso mecánico, Pto. de conexión) se utilizara cañería galvanizada de 2".

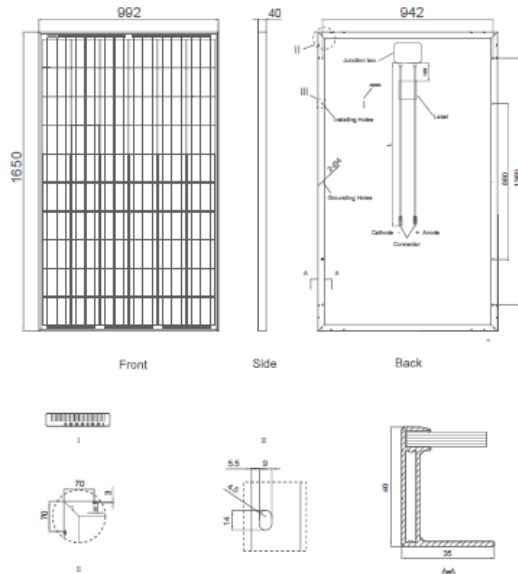
9 Paneles solares Fotovoltaicos

La instalación cuenta con 116 módulos fotovoltaicos de la marca Jinko Solar, policristalinos, de potencia 260 Wp. Los módulos se encuentran autorizados por la SEC, se adjuntan las imágenes correspondientes.

Equipo	Resolución SEC
Modulo Fotovoltaico Jinko Solar, modelo JKM260P-60	Fecha : 17/02/2015 ACC: 1119268 Resolución Exenta n° 007132



Engineering Drawings

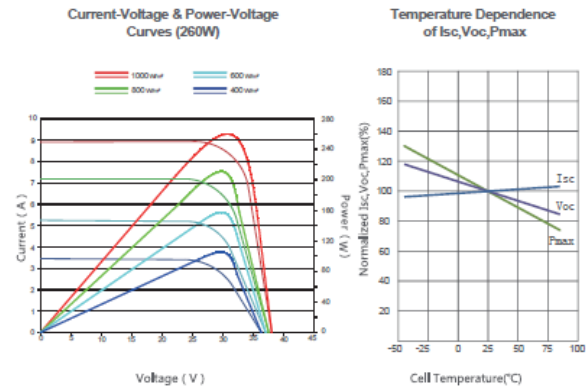


Packaging Configuration

(Two boxes=One pallet)

25pcs/ box, 50pcs/pallet, 700 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No. of cells	60 (6×10)
Dimensions	1650×992×40mm (65.00×39.05×1.57 inch)
Weight	19.0 kg (41.9 lbs)
Front Glass	3.2mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm ² , Length:900mm

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM245P		JKM250P		JKM255P		JKM260P		JKM265P	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	245Wp	181Wp	250Wp	184Wp	255Wp	189 Wp	260Wp	193Wp	265Wp	197Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	30.1V	27.8V	30.5V	28.0V	30.8V	28.5V	31.1V	28.7V	31.4V	29.0V
Maximum Power Current (Imp)	8.14A	6.50A	8.20A	6.56A	8.28A	6.63A	8.37A	6.71A	8.44A	6.78A
Open-circuit Voltage (Voc)	37.5V	34.8V	37.7V	34.9V	38.0V	35.2V	38.1V	35.2V	38.6V	35.3V
Short-circuit Current (Isc)	8.76A	7.16A	8.85A	7.21A	8.92A	7.26A	8.98A	7.31A	9.03A	7.36A
Module Efficiency STC (%)	14.97%		15.27%		15.58%		15.89%		16.19%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~-+85°C									
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	15A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.41%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.31%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

10 Inversores

La instalación cuenta con 2 inversores Fronius Symo 15.0-3-M. Este tiene una potencia de 15 kVA. El equipo se encuentra autorizado por la SEC y cuentan con los ajustes de red correspondientes indicados en norma Chilena.

Equipo	Resolución SEC
Inversor Fronius Symo 15.0 -3-M	Fecha : 25/02/2015 ACC: 1122781 Resolución Exenta n° 7284

Este equipo posee unas protecciones de corriente alterna internamente del tipo diferencial y contra sobretensión de acuerdo IE62109-1.

En el diseño de cableado de los inversores no existe ninguna entrada MPPT donde se conectará más de 2 strings en paralelo. Por lo cual técnicamente no es necesario que esta instalación posea una protección de corriente continua porque los módulos y entradas del inversor resisten más de dos veces la corriente máxima de un string.

Más especificaciones técnicas se encuentran en la siguiente imagen o ficha técnica.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

DATOS DE ENTRADA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ max.1} / I_{dc\ max.2}$)	27 A / 16,5 A ¹⁾			33 A / 27 A	
Máxima corriente de entrada total utilizada ($I_{dc\ max.1} + I_{dc\ max.2}$)	43,5 A			51,0 A	
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP ₁ / MPP ₂)	40,5 A / 24,8 A			49,5 A / 40,5 A	
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\ min.}$)			200 V		
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)			200 V		
Tensión de entrada nominal ($U_{dc,r}$)			600 V		
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\ max.}$)			1.000 V		
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ min.} - U_{mpp\ max.}$)	270 - 800 V	320 - 800 V		370 - 800 V	420 - 800 V
Número de seguidores MPP			2		
Número de entradas CC			3+3		
Máxima salida del generador FV ($P_{dc\ max.}$)	15,0 kW pico	18,8 kW pico	22,5 kW pico	26,3 kW pico	30,0 kW pico
DATOS DE SALIDA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	10.000 W	12.500 W	15.000 W	17.500 W	20.000 W
Máxima potencia de salida	10.000 VA	12.500 VA	15.000 VA	17.500 VA	20.000 VA
Máxima corriente de salida ($I_{ac\ max.}$)	14,4 A	18,0 A	21,7 A	25,3 A	28,9 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE 400 V / 230 V / 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)				
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Coefficiente de distorsión no lineal	1,8 %	2,0 %	1,5 %	1,5 %	1,3 %
Factor de potencia ($\cos \varphi_{ac,r}$)	0 - 1 ind. / cap.				
DATOS GENERALES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)			725 x 510 x 225 mm		
Peso	34,8 kg			43,4 kg	
Tipo de protección			IP 66		
Clase de protección			1		
Categoría de sobretensión (CC / CA) ²⁾			2 / 3		
Consumo nocturno			< 1 W		
Concepto de inversor			Sin Transformador		
Refrigeración			Refrigeración de aire regulada		
Instalación			Instalación interior y exterior		
Margen de temperatura ambiente			-40 - +60 °C		
Humedad de aire admisible			0 - 100 %		
Máxima altitud	2.000 m / 3.400 m (rango de tensión sin restricciones / con restricciones)				
Tecnología de conexión CC	6 x CC+ y 6 x CC- bornes roscados 2,5 - 16 mm ²				
Tecnología de conexión principal	5 polos CC bornes roscados 2,5 - 16 mm ²				
Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, GS3/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21, NRS 097				

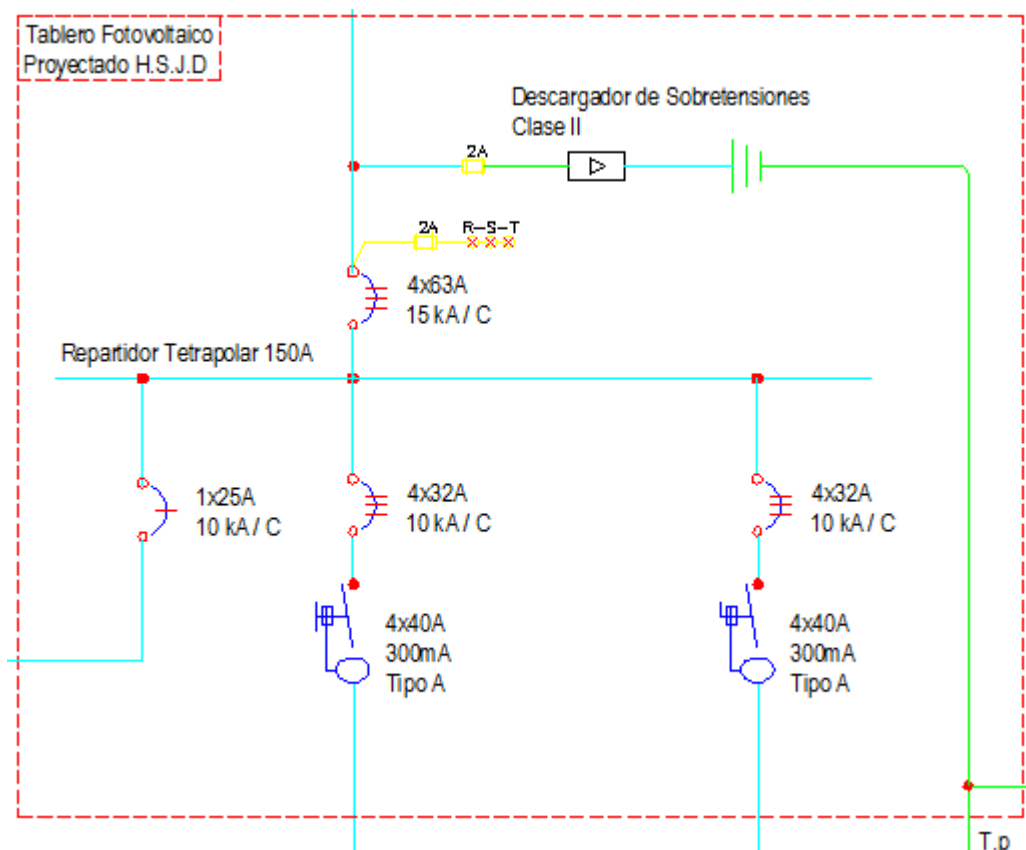
¹⁾ 14,0 A para tensiones < 420 V

²⁾ De acuerdo con IEC 62109-1. Rail DIN para protección de sobretensión opcional (tipo 2) está incluido.

Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es.

11 Tableros Auxiliar Fotovoltaico

El Tablero Auxiliar Fotovoltaico se instala en un gabinete eléctrico abierto en el Piso mecánico. El tablero contiene todas las protecciones necesarias según la la Ley 20.571 dimensionados en los capítulos anteriores.



12 Sistema de monitoreo

El sistema de Control WEB'log LIGHT+ 20 de Meteo Control es un eficaz sistema de monitorización compatible con numerosos inversores y con el portal de monitorización safer"Sun. Los sensores se conectan a través de cuatro entradas analógicas y cuatro entradas digitales. Para enviar los datos de medición a través de internet hay cuatro variantes de comunicación. Cuando la planta deje de funcionar correctamente, el sistema puede enviar una alarma por correo electrónico, SMS o fax.

A continuación se encuentra el esquema de instalación para el modelo: WEB'log LIGHT+ 20:

Inversores Fronius

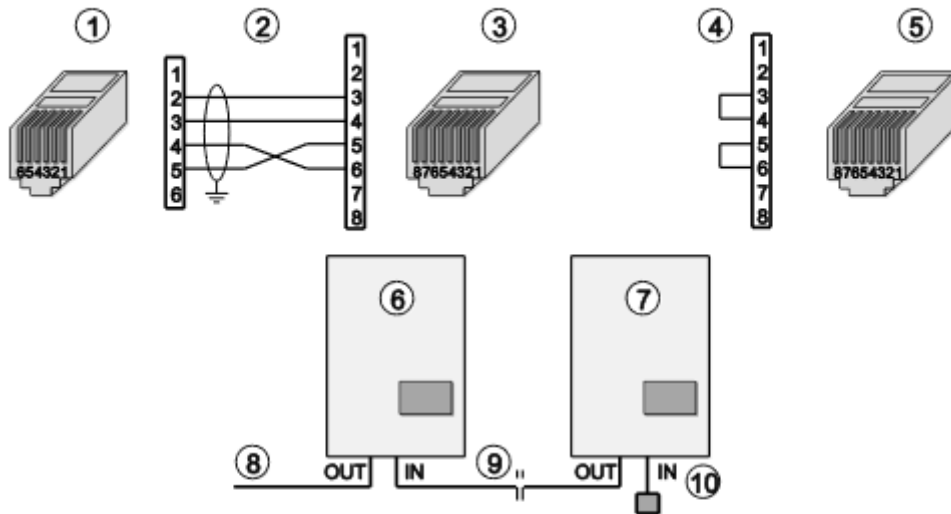
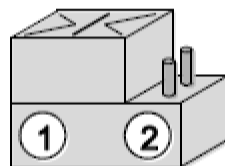


Fig. 34: Inversor Fronius con Connect Fronius

- | | |
|--|--|
| (1) Conector RJ12 (WEB'log), RS422 | (6) Primer y siguientes inversores |
| (2) Asignación de pins (cable Connect) | (7) Último inversor |
| (3) Conector RJ45 (inversor) | (8) Connect Fronius |
| (4) Asignación de la clavija final | (9) Latiguillo de Ethernet |
| (5) Clavija final RJ45 | (10) Clavija final del último inversor |

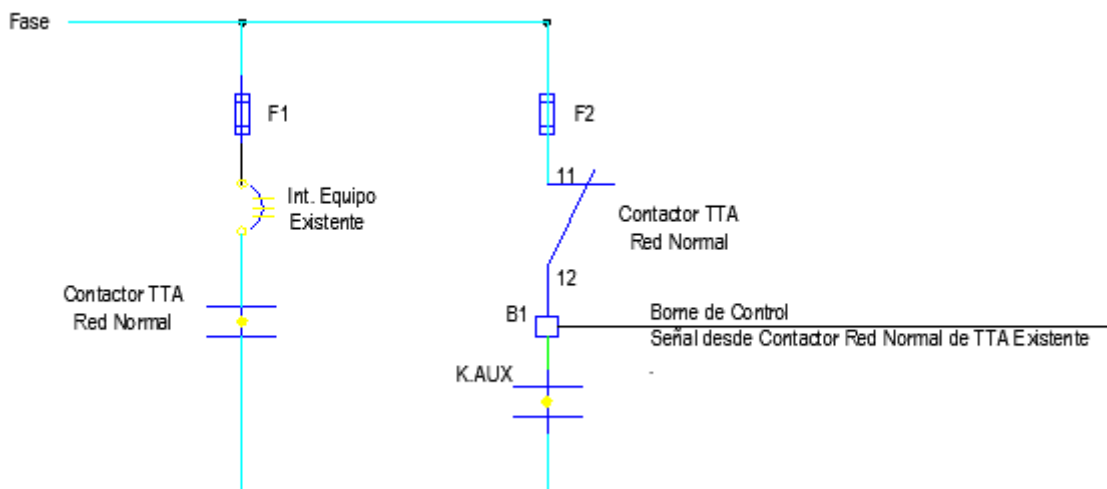
- Máximo 31 inversores y 100 i-checkers por cada WEB 'Log.
- Instalar la tarjeta de red Com Card en el inversor (observando el manual de instrucciones del inversor).
- Configurar la dirección de bus en el inversor (observando el manual de instrucciones del inversor).
- Conectar el apantallamiento del cable al borne de puesta a tierra por el lado del WEB 'Log.
- Colocar el relé de protección en la posición "RS422 ". Cambiar el conmutador de posición solo cuando no esté bajo tensión.



- (1) Posición izquierda RS442
- (2) Posición derecha RS232

13 Sistema de control

El sistema de control cumple la función de no permitir el funcionamiento en paralelo del grupo electrógeno con la Instalación fotovoltaica.



El Contactor Auxiliar proyectado (K.AUX), se encuentra en el tablero de Fuerza Clima ubicado en el piso Mecánico, a este se hace llegar una señal de control a un borne denominado B1, esta señal corresponde al contacto normalmente cerrado del Contactor TTA de Red Normal del Tablero de Transferencia, ubicado en el segundo subterráneo del edificio.

14 Empalme BT

El empalme eléctrico se encuentra en aproximadamente 130 m de distancia del punto de conexión del TDF Clima Piso mecánico y tiene las siguientes características.

- Potencia: 2000 kVA
- Protección general: 2x1500 A
- Tensión: 380 V
- Medidor: Trifásico Bidireccional EMH LZKJ
- Acometida: Aérea
- Distribuidora: Chilectra.
- N° de cliente: 1575614-4
- Tarifa: AT 4.3

15 Cubicación de materiales

La cubicación de materiales se encuentra en el documento “f) Listado de equipos con fichas técnicas e instrucciones de instalación” que forma parte la documentación de este proyecto.



Klaus Dillenberger
Jefe de proyecto