

MEMORIA EXPLICATIVA

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 200 KW

MINISTERIO DE ENERGIA

Junio 29 de 2017

CONTENIDO

1. ANTECEDENTES GENERALES	
1.1. Introducción	4
1.2. Objetivo del proyecto	4
1.3. Descripción del sistema proyectado	4
1.4. Localización y emplazamiento	5
1.5. Antecedentes locales de radiación solar	6
1.6. Energía estimada a generar	7
1.7. Normativa y documentación técnica aplicable	8
2. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
2.1. Unidad generadora – Módulos fotovoltaicos)	8
2.2. Inversores	9
2.3. Estructuras de soporte de módulos fotovoltaicos	9
2.4. Montaje y fijación de paneles a estructura	9
2.5. Cálculo de separación entre módulos fotovoltaicos	9
2.6. Impermeabilización de techumbres	10
2.7. Existencia de sombras	10
3. DIMENSIONAMIENTO ELÉCTRICO	
3.1. Cálculos justificativos	11
3.1.1. Arreglo o distribución de los Strings	11
3.1.2. Cálculo de conductor	11
3.2. Criterio para protección en CA	11
3.2.1. Caída de tensión en CC	11
3.2.2. Caída de tensión en CA	12
3.3. Comprobación de parámetros mínimos y máximos	13
3.3.1. Comprobación de número máximo de paneles en serie	13
3.3.2. Comprobación de máxima corriente de entrada al Inversor	13
3.4. Comprobación de márgenes de voltaje de entrada al Inversor	13
3.4.1. Comprobación Márgenes de Voltaje de entrada al Inversor en función de T° extrema	13
3.4.2. Comprobación Máxima Corriente de entrada al Inversor	14
3.5. Coordinación y selectividad de protecciones	14
3.5.1. Protecciones en los inversores	14
3.5.2. Protecciones en el tablero fotovoltaico	14
3.5.3. Protecciones en el punto de Inyección	15
3.5.4. Tierra de protección	15
3.6. Sistema de monitoreo	15
3.7. Anclaje de seguridad del generador de respaldo	15
3.8. Características del empalme eléctrico y equipo de medida	16

4. CUBICACIÓN DE MATERIALES	18
5. MEDIDAS DE SEGURIDAD	19
6. ANEXOS	20
6.1.Fichas técnicas		
6.1.1.Módulo fotovoltaicos		
6.1.2.Inversores		
6.1.3.Estructuras de soporte		
6.2.Resoluciones SEC		
6.2.1.Módulo fotovoltaico		
6.2.2.Inversor		
6.3.Formulario 4 – Respuesta a solicitud de conexión.		
6.4.Listado de planos del proyecto		
6.4.1.Lámina 1: Layout de Proyecto		
6.4.2.Lámina 2: Sección Lateral de Techumbre		
6.4.3.Lámina 3: Medidas de Seguridad		
6.4.4.Lámina 4: Estructura de Soporte de Módulos		
6.4.5.Lámina 5: Módulo Fotovoltaico		
6.4.6.Lámina 6: Strings y canalizaciones.		
6.4.7.Lámina 7: Diagrama Unilineal.		
6.4.8.Lámina 8: Diagrama Elemental de CC y CA		
6.4.9.Lámina 9: Cuadro de cargas y de caídas de tensión en CC y CA.		
6.4.10. Lámina 10: Diagrama Simplificado de Monitoreo		

1. ANTECEDENTES GENERALES

1.1 Introducción

La presente memoria explicativa entrega todos los antecedentes que han sido considerados para definir y diseñar un sistema fotovoltaico de 200 KW de potencia proyectado para ser instalado en el edificio del Hospital San Borja, Región Metropolitana.

El sistema de generación eléctrica proyectado, se desarrolló considerando lo establecido en la Ley 20.571 que permite la conexión a la red de distribución de equipos de generación eléctrica que utilicen fuentes de energía renovable o de cogeneración eficiente pero siendo una instalación que supera los 100 Kw tendrá un sistema de protección para evitar la inyección a la red.

Es por lo indicado que la presente memoria explicativa considera todos los aspectos técnicos requeridos por el organismo competente (Superintendencia de Electricidad y Combustibles) para su posterior aprobación y puesta en servicio del sistema como así todos los equipos y componentes considerados cuentan con las autorizaciones y requerimientos establecidos en la normativa vigente.

Con la planta fotovoltaica proyectada, las dependencias del edificio Hospital San Borja contarán con un sistema de generación de energía eléctrica para autoconsumo disminuyendo los costos por concepto de energía eléctrica desde la red de distribución, ayudando así a diversificar la matriz energética.

1.2 Objetivo del proyecto

Implementar y poner en operación un sistema fotovoltaico en las dependencias del edificio del Hospital San Borja de Santiago, el cual permita generar energía eléctrica para auto consumo y que sea desarrollado acorde a lo establecido en la normativa nacional vigente.

1.3 Descripción del sistema proyectado

La planta solar que ha sido diseñada para la generación de energía eléctrica a través de módulos o paneles solares fotovoltaicos la cual funcionará conectada a la red eléctrica, conocido como un sistema On-Grid. La planta fotovoltaica está compuesta principalmente por grupos de generadores fotovoltaicos e inversores de corriente continua alterna entre otros componentes requeridos para implementar el sistema.

El generador fotovoltaico está compuesto por módulos fotovoltaicos, de la misma potencia, marca y modelo, conectados eléctricamente entre sí, formando strings o cadenas de paneles conectados en serie. Este conjunto de paneles, se encarga de transformar la energía del Sol en energía eléctrica, generando una corriente continua proporcional a la irradiación solar que incide sobre ellos. Estos

paneles se instalan sobre estructuras de aluminio orientadas e inclinadas de acuerdo a ciertos parámetros constructivos y geográficos que permiten maximizar la radiación incidente, aumentando de esta forma la generación eléctrica producida.

Los módulos fotovoltaicos son conectados a un Inversor de corriente, el cual permitirá transformar la energía producida por el campo solar de corriente continua a corriente alterna, que es la que utiliza la red común y cuando la energía autogenerada no alcance a satisfacer el consumo del usuario, entonces la electricidad se obtendrá de la red eléctrica convencional.

Aunque en ningún caso se inyectara energía a la red, dentro del proceso se realiza la instalación de un medidor eléctrico bidireccional.

De forma simplificada en la figura 1 se muestra un esquema general de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica como el descrito previamente.

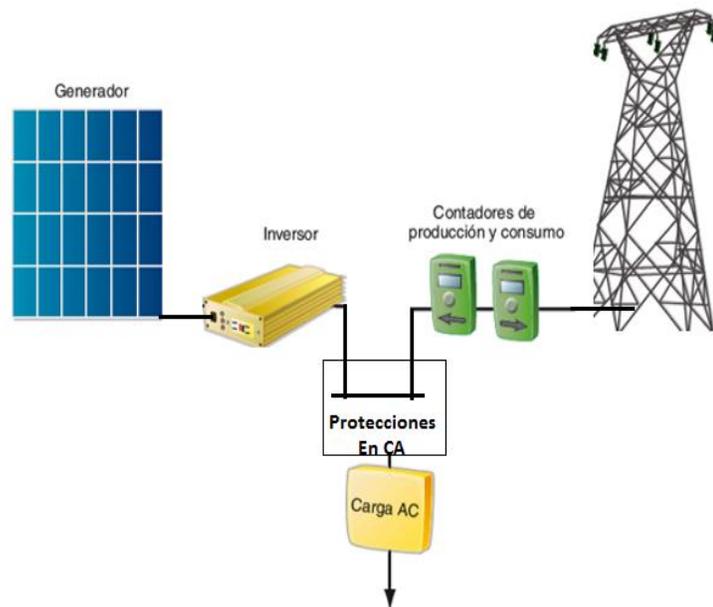


Figura 1: Esquema general sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica

1.4 Localización y emplazamiento

La planta proyectada se encontrará ubicada en las dependencias del edificio Hospital San Borja de Santiago y su ubicación geográfica se muestra en las siguientes figuras:

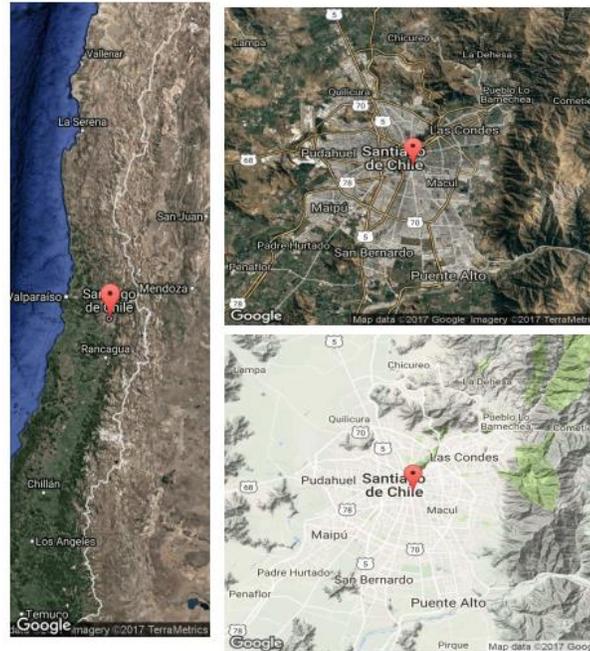


Figura 2: Ubicación nacional y regional del Hospital San Borja

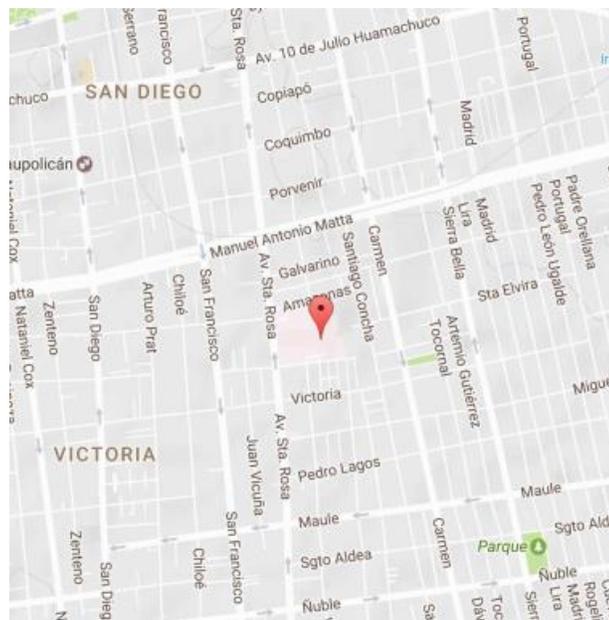


Figura 3: Ubicación comunal del Hospital San Borja

1.5 Antecedentes locales de radiación solar

Para desarrollar la estimación de radiación solar para el presente proyecto se ha utilizado como herramienta de estimación la aplicación “Explorador solar para autoconsumo” de la Universidad de Chile. A continuación, se muestra una tabla resumen con la radiación anual local y una tabla resumen con los promedios de la radiación global, la radiación directa y la radiación difusa incidente para distintas escalas de tiempo. En el Anexo 6.1 del presente documento se entrega el informe de estimación del potencial solar considerado para desarrollar la presente memoria.

RADIACIÓN ANUAL	Global Horizontal (KWh/m ² /día)	Global Inclinado ^{33°} (KWh/m ² /día)	Directa Normal (KWh/m ² /día)	Difusa Horizontal (KWh/m ² /día)
	5.15	5.6	6.49	1.19

Figura 4: Radiación anual por m²/día en comuna de Santiago

Radiación incidente en plano horizontal

	Promedio Anual	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Directa (kWh/m ² /día)	3.97	6.6	5.91	4.68	3.13	1.9	1.55	1.62	2.14	3.25	4.39	5.84	6.61
Difusa (kWh/m ² /día)	1.19	1.54	1.4	1.2	0.99	0.83	0.72	0.77	0.95	1.23	1.52	1.58	1.6
Global (kWh/m ² /día)	5.16	8.14	7.31	5.88	4.12	2.73	2.27	2.39	3.09	4.48	5.91	7.41	8.21

Radiación incidente en panel

	Promedio Anual	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Directa (kWh/m ² /día)	4.41	5.76	5.83	5.46	4.41	3.17	2.84	2.85	3.2	4.03	4.57	5.26	5.56
Difusa (kWh/m ² /día)	1.1	1.41	1.29	1.11	0.91	0.76	0.66	0.71	0.87	1.13	1.4	1.45	1.47
Suelo (kWh/m ² /día)	0.1	0.16	0.14	0.11	0.08	0.05	0.04	0.05	0.06	0.09	0.11	0.14	0.16
Global (kWh/m ² /día)	5.61	7.33	7.26	6.68	5.39	3.99	3.54	3.6	4.13	5.25	6.08	6.85	7.19

Figura 5: Promedio mensual de radiación por m²/día en comuna de Santiago

1.6 Energía estimada a generar

Al igual que el punto anterior, para estimar la energía que será generada por el sistema fotovoltaico de 200KW que ha sido proyectado se ha utilizado como herramienta de estimación la aplicación “Explorador solar para autoconsumo” de la Universidad de Chile, de lo cual se ha obtenido el siguiente resumen diaria y anual como así la curva de generación mensual promedio.

Capacidad Instalada:				200 kW			
Tipo de Arreglo				Modulos Fotovoltaicos			
Configuracion	Montaje	Inclinacion	Azimut	Sensibilidad Temperatura	Cobertura	Eficiencia Inversor	Otras perdidas
Orientacion Fija	Aislado	33	0	-0.45	Vidrio	0.96	14

Total Diario

842.0 kWh

Total Anual

307330 kWh

Factor de Planta

17.5%

Figura 6: Generación estimada de energía (kWh) de forma diaria y anual

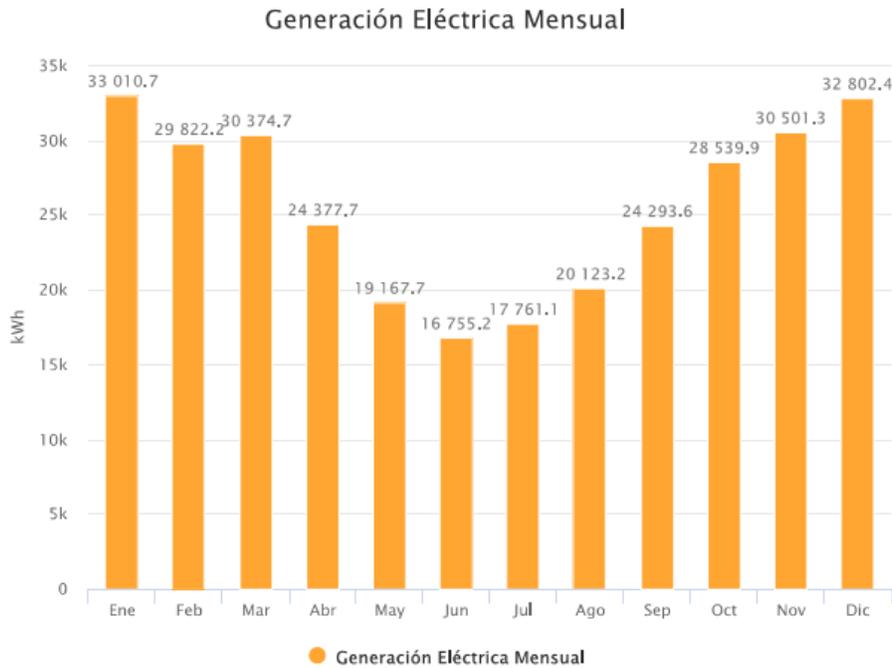


Figura 7: Distribución mensual de generación de energía eléctrica (kWh/mes)

1.7 Normativa y documentación técnica aplicable

La presente memoria técnica ha sido elaborada considerando lo establecido en la normativa nacional vigente aplicable al presente Proyecto como así procedimientos e instructivos relacionados, los cuales se listan a continuación:

- Ley General de Servicios Eléctricos, DFL4
- Ley n° 20.571, que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales
- Norma Eléctrica Chilena 4/2003.
- 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 3171/2010: Diseño estructural – Disposiciones generales y combinaciones de cargas
- NCh 431/2010: Diseño estructural – Cargas de nieve
- NCh 432/2010: Diseño estructural – Cargas de viento

2. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

2.1 Unidad generadora (UG) – Módulos fotovoltaicos.

La UG estará compuesta por 802 módulos fotovoltaicos marca Shenzhen Suovang New Energy, modelo SY-60-250WP, Policristalino de 250 Wp de potencia cada uno. En el anexo 6.2.1 se adjunta ficha técnica del módulo indicado y en el anexo 6.3.1 se adjuntan su Resolución Exenta N°13701 de fecha 26 de Mayo de 2016 de la Superintendencia de Electricidad la cual autoriza su uso en instalaciones de generación eléctrica. Las principales características del Panel considerado son:

- Tiene certificación S.E.C. para uso según lo exigido en Ley 20571.
- Tiene eficiencia sobre el 17%
- Marco de aluminio anodizado
- Tolerancia a la Potencia de 0 a +3%
- Baja degradación por la exposición al sol
- Producto con 10 Años de garantía del fabricante
- Garantía de potencia de salida a 10 Años 90% y 25 Años 80%
- Tiene certificación IEC 61215 y 61730, esta última cubre los parámetros que son responsables del envejecimiento de los módulos fotovoltaicos, incluye todas las fuerzas de la naturaleza, tales como: Rayos UV (ultravioleta), incluida la luz del sol - Diferencial ambiental de humedad y temperatura - De carga mecánica (granizo, la succión del viento, la presión del viento) y los parámetros de la nieve (carga distribuida) que son los responsables del envejecimiento de los módulos.
- Tiene certificación IEC 61701 para su uso en zonas costeras.

Los paneles anteriormente descritos estarán divididos en 2 Sub plantas las cuales se detallan a continuación:

- Sub Planta Piso 4 con 480 módulos Fv
- Sub Planta Piso 9 con 322 módulos Fv

2.2 Inversor

La unidad generadora de la planta fotovoltaica (módulos fotovoltaicos) estarán conectados a siete (7) Inversores Trifásicos marca INGETEAM modelo INGECOM SUN TLM de una capacidad de 33Kw (5 unidades), 20Kw (uno) y 15Kw (uno), con Resolución Exenta N°9334 de fecha 17 de Julio de 2015. En el anexo 6.2.2 se adjunta ficha técnica de inversores indicado y en el anexo 6.3.2 Resolución de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) que autoriza su uso en instalaciones de generación eléctrica. Dichos inversores estarán configurados con los parámetros que exige la norma chilena según el reglamento para la ley 20.571.

- El Inversor descrito anteriormente tiene entre otras las siguientes ventajas:
- Es de procedencia europea con más de 40 años en el mercado
- Cuenta con certificación S.E.C
- Cuentan con 2 MPPT cada uno
- Configurado con el perfil chileno de acuerdo a reglamentación vigente
- El Inversor elegido tiene 5 años de garantía por el proveedor
- Tiene servicio técnico en Chile
- Es posible monitorear los diferentes parámetros por vía internet
- Tiene un rendimiento de 97.8%

2.3 Estructuras de soporte de módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos serán instalados sobre estructuras de aluminio que serán fijadas sobre las cubiertas mediante pernos auto perforantes de la medida adecuada, los cuales irán directo a las costaneras de las diversas techumbres.

Dichas estructuras tienen un ángulo de inclinación regulable, razón por la cual se puede conseguir de forma óptima la inclinación requerida, que en el caso del presente proyecto es de 30°.

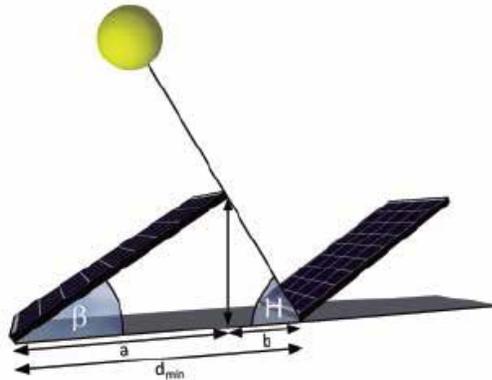
Detalles más específicos respecto de la estructura considerada como todas sus partes de sujeción y montaje se encuentran en el Anexo 6.2.3 del presente documento.

2.4 Montaje y fijación de paneles a estructura

Para instalar los módulos fotovoltaicos a la estructura, estos irán sujetos a la estructura por medio de separadores especiales diseñados para este propósito los cuales mantiene una equidistancia entre módulos y a su vez sujetan estos hacia los rieles que tiene incorporado la estructura. Tanto los anclajes medios y finales van soportados con pernos de acero inoxidable tipo A2 DIN/ISO.

2.5 Cálculo de separación entre paneles

Para una correcta disposición de las estructuras de soportes de los paneles fotovoltaicos se ha determinado la distancia entre paneles, para evitar que estos se sombreen entre si y se reduzca el rendimiento de estos. Para las “cubiertas horizontales” se aplica el siguiente criterio:



El primer antecedente tomado en consideración para aplicar el criterio indicado es la altura solar mínima, que normalmente coincidirá con la altura solar del día más desfavorable (21 de junio).

Teniendo en cuenta que la latitud del lugar de la instalación es 33°S y los paneles quedarán con una inclinación de 30° se ha utilizado la siguiente conversión:

$$H = (90^\circ - \text{latitud lugar}) - 23.5^\circ$$

$$H = (90 - 30) - 23.5$$

$$H = 36.5^\circ$$

Donde H es la altura solar mínima.

Ahora calculamos la distancia mínima entre paneles con la siguiente expresión:

$$d_{min} = L \left(\frac{\cos\beta + \text{sen}\beta}{\text{tg}H} \right)$$

Donde L es la longitud del módulo, H es la elevación solar y B es la inclinación requerida.

$$d_{min} = 1.65(\cos 30^\circ + \text{sen} 30^\circ / \text{tg} 36.5)$$

$$d_{min} = 2.54 \text{ mt}$$

Para el caso de los paneles que se dispondrán a contrapendiente, por seguridad se agregará un 25% más ya que según la simulación 3D realizada, con dicho factor se llega a la distancia requerida.

$$d_{min} = 2.54 * 1.25$$

$d_{min} = 3.175 \text{ mt}$

2.6 Impermeabilización de techumbres

Para evitar filtraciones por la instalación de estructuras, se instalará entre la estructura y la cubierta una Empaquetadura de EPDM, esta contará con su respectiva certificación. Sobre la pernería se Impermeabilizará con sellante Butílico o Tapagoterías.

2.7 Existencia de sombras

El área sobre los techos donde se proyecta instalar el sistema fotovoltaico no presenta sombras permanentes que puedan afectar la radiación incidente y en consecuencia la producción de energía del campo fotovoltaico.

Durante el diseño y distribución de paneles fotovoltaicos en cubiertas, fueron tomados en consideración los equipos y ductos en techumbre que hubiesen sido potenciales de generar sombras. Ese es uno de los factores críticos en el diseño de éste tipo de sistemas de generación, ya que el efecto de sombras sobre parte de un conjunto de paneles, también llamados “string”, podrían afectar la integridad de los paneles y producir la desconexión del sistema fotovoltaico, reduciendo considerablemente la producción de energía eléctrica y la vida útil del sistema.

3. DIMENSIONAMIENTO ELÉCTRICO

3.1 Cálculos Justificativos

DIMENSIONAMIENTO Y JUSTIFICACIÓN DE CONDUCTORES EN CC

3.1.1 Arreglo o distribución de los Strings

Los paneles quedaran agrupados por su misma orientación e inclinación, para esto se conectará cada grupo de paneles en un MPPT diferente.

En la siguiente tabla se muestra la distribución de los paneles en cubierta:

Sub Planta Piso 4

Inversor A y B 33 Kw	MPPT 1				MPPT 2			Total Panele	Pot.Uni (W)	Pot.Total Pick(Kw)
	String 1.1	String 1.2	String 1.3	String 1.4	String 2.1	String 2.2	String 2.3			
	20 Paneles	140	250	35						

Inversor C 33 Kw	MPPT 1			MPPT 2			Total Paneles	Pot.Uni t(W)	Pot.Tota l
	String C1.1	String C1.2	String C3.1	String C2.1	String C2.2	String C2.3			
	20 Paneles	120	250	30					

Inversor D 20 Kw	MPPT 1		MPPT 2		Total Paneles	Pot.Uni(kW)
	String D1.1	String D1.2	String D2.1	String D2.2		
	20 Paneles	20 Paneles	20 Paneles	20 Paneles	80	20

Sub Planta Piso 9

Inversor E y F 33 Kw	MPPT 1			MPPT 2			Total Paneles	Pot.Uni t(W)	Pot.Tota l
	String 1.1	String 1.2	String 3.1	String 2.1	String 2.2	String 2.3			
	22 Paneles	132	250	33					

Inversor G 15 Kw	MPPT 1		MPPT 2		Total Paneles	Pot.Uni(kW)
	String G1.1	String G1.2	String G2.1	String G2.2		
	19 Paneles	19 Paneles	20 Paneles		58	14,5

Tabla 1: Distribución de paneles por String en cubierta

3.1.2 Justificación y Cálculo de conductor en cc

Para el cálculo del conductor tenemos los siguientes antecedentes previos:

- Conductividad del Cobre = 0.018
- V.max de panel según ficha técnica= 30.8V
- L Largo del conductor: Tramo más desfavorable; String C1.1 = 103 mt
- I Intensidad máxima de corriente: Conexión serie, misma corriente:
- I_{max} del módulo=I_{max} serie= 8.12 A
- Se agrega 25% de seguridad
- I_{max}= 8.12 A x 1.25
- I_{max} para el cálculo del conductor= 10.15A

3.1.2.1 Justificación del conductor en cc elegido por caída de tensión

La caída de tensión máxima permitida en CC es de 1.5% por lo que la máxima pérdida de voltaje por tramo sería:

- V_p = 616 V x 1.5%
- V_p= 9.24 V

Con los antecedentes anteriores se aplica la fórmula para el cálculo de la sección del conductor:

$$S = \frac{2\rho L I}{\Delta V}$$

El tramo más desfavorable:

String C1.1 = 103 mt

S= 2 x 0.018 x 103 mt x 10.15 A / 9.24v

S= 4.07 mm²

Sección comercial elegida 6mm²

Nota: no se aplica factor de corrección por cantidad de conductores, no se supera el límite para su aplicación.

3.1.2.2 Justificación del conductor en cc elegido por capacidad de transporte de corriente máxima del tramo más desfavorable (Tramo String C1.1)

$$S = \frac{2\rho L I}{\Delta V}$$

Despejamos I:

$$I = S \times V_p / 2 \rho L$$

$$I = 6\text{mm}^2 \times 9.24 \text{ V} / 2 \times 0.018 \times 103 \text{ mt}$$

I = 14.9 A (Corriente máxima que soporta el conductor elegido con estas condiciones, por lo que cumple con lo requerido, la corriente máxima a circular por el circuito es de 10.15 A).

Para la pérdida real de Voltajes con conductor elegido, aplicamos las siguientes ecuaciones:

Tramo String C1.1

$$V_p = 2 \times \rho \times L \times I / S$$

$$V_p = 2 \times 0.018 \times 103 \times 10.15 / 6$$

$$V_p = 6.27 \text{ V} < 9.24 \text{ V}$$

Como resultado de los cálculos anteriores nos resulta la siguiente tabla resumen:

Tramo mas desfavorable	Largo en mts	Tipo (cu/al)	I _{màx} (I _{sc}) A	I _{max} (x1.25) A	Calibre del conductor según calculo de caída de tensión (mm ²)	Calibre del conductor elegido, sección comercial (mm ²)	Caída de tensión según conductor elegido		Caída de tensión máxima permitida 1,5% V _n (V)
							V	%	
String C1.1	103	cu	8,12	10,15	4,07	6	6,27	1,02	9,24

Tabla 2 Cuadro resumen de las caídas de tensión y calibre de conductor en cc del tramo más desfavorable

Como referencia, a continuación, se muestra tabla de Intensidad de corriente admisible para conductores aislados, secciones milimétricas y tabla para factor de corrección de la capacidad de transporte de corriente por variación de T°ambiente, secciones métricas, Norma Nch 4/2003.

Sección nominal [mm ²]	Corriente admisible Amperes [A]		
	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3
0,75	-	12	15
1	11	15	19
1,5	15	19	23
2,5	20	25	32
4	25	34	42
6	33	44	54
10	45	61	73
16	61	82	98
25	83	108	129
35	103	134	158
50	132	167	197
70	164	207	244
95	197	249	291
120	235	291	343
150	-	327	382
185	-	374	436
240	-	442	516
300	-	510	595
400	-	-	708
500	-	-	809

Grupo 1: Conductores monopolares en tuberías.

Grupo 2: Conductores multipolares con cubierta común; cables planos, cables móviles, portátiles y similares.

Grupo 3: Conductores monopolares tendidos libremente al aire con un espacio mínimo entre ellos igual al diámetro del conductor.

Tabla 3: Intensidad de Corriente Admisible para Conductores Aislados Fabricados según Normas Europeas, Secciones Milimétricas, Temperatura de Servicio: 70°C; Temperatura Ambiente.

DIMENSIONAMIENTO Y JUSTIFICACIÓN DE CONDUCTORES EN CA

3.1.2.3 Dimensionamiento del conductor elegido por caída de tensión

Para el cálculo del conductor tenemos los siguientes antecedentes previos:

- Conductividad del Cobre = 0.018
- L Largo del conductor
- I_{max.} salida de Inversor 33 Kw = 48 A x 1.25= 60 A
- I_{max.} salida de Inversor 20 Kw = 29 A x 1.25= 36.25 A
- I_{max.} salida de Inversor 15 Kw = 22 A x 1.25= 27.5 A

La caída de tensión máxima permitida en CA es de 3%, siendo el Voltaje nominal 380 V por lo que la máxima pérdida de voltaje sería:

- $V_p = 380 \text{ V} \times 3\%$
- $V_p = 11.4 \text{ V}$

Aplicando la siguiente formula la sección del conductor será:

$$S = \frac{\sqrt{3}\rho L I \cos \varphi}{\Delta V}$$

Tramo Inversor – TD UGFV

- Inversor A – TD UGFV

$$S = 1.732 \times 0.018 \times 8\text{mt} \times 60 \text{ A} \times 1/11.4\text{v}$$

$$S = 1.31 \text{ mm}^2$$

Sección comercial elegida es de 5x10mm², multiconductor, aislación tipo EVA

- Inversor B – TD UGFV

$$S = 1.732 \times 0.018 \times 6\text{mt} \times 60 \text{ A} \times 1/11.4\text{v}$$

$$S = 0.98 \text{ mm}^2$$

Sección comercial elegida es de 5x10mm², multiconductor, aislación tipo EVA

- Inversor C – TD UGFV

$$S = 1.732 \times 0.018 \times 4\text{mt} \times 60 \text{ A} \times 1/11.4\text{v}$$

$$S = 0.65 \text{ mm}^2$$

Sección comercial elegida es de 5x10mm², multiconductor, aislación tipo EVA

- Inversor D – TD UGFV

$$S = 1.732 \times 0.018 \times 2\text{mt} \times 36.25 \text{ A} \times 1/11.4$$

$$S = 0.19 \text{ mm}^2$$

Sección comercial elegida es de 5x6mm², multiconductor, aislación tipo EVA

- Inversor E – TD UGFV

$$S = 1.732 \times 0.018 \times 10\text{mt} \times 60 \text{ A} \times 1/11.4\text{v}$$

$$S = 1.64 \text{ mm}^2$$

Sección comercial elegida es de 5x10mm², multiconductor, aislación tipo EVA

- Inversor F – TD UGFV

$$S = 1.732 \times 0.018 \times 6\text{mt} \times 60 \text{ A} \times 1/11.4\text{v}$$

$$S = 0.98 \text{ mm}^2$$

Sección comercial elegida es de 5x10mm², multiconductor, aislación tipo EVA

- Inversor G – TD UGFV

$$S = 1.732 \times 0.018 \times 4\text{mt} \times 27.5 \text{ A} \times 1/11.4\text{v}$$

$$S = 0.30 \text{ mm}^2$$

Sección comercial elegida es de 5x6mm², multiconductor, aislación tipo EVA

Tramo TD UGFV – TD UGFV AUXILIAR

- Subplanta piso 4

$$S = 1.732 \times 0.018 \times 30\text{mt} \times 216 \text{ A} \times 1/11.4\text{v}$$

$$S = 17.72 \text{ mm}^2$$

Sección comercial elegida es de 4x107.2mm², monopolar, aislación tipo EVA

- Subplanta piso 9
 $S = 1.732 \times 0.018 \times 15\text{m} \times 147.5 \text{ A} \times 1/11.4\text{v}$
 $S = 6.05 \text{ mm}^2$

Sección comercial elegida es de 4x53.5mm², monopolar, aislación tipo EVA

Nota: no se aplica factor de corrección por cantidad de conductores, ni por T°, no se supera el límite para su aplicación.

Sección [mm ²]	Temperatura de servicio [°C]					
	60		75		90	
	Tipos TW, UF		Tipos THW, THWN, TTU, TTMU, PT, PW		Tipos THHN,XTU, XTMU, EVA, USE-RHH, USE-RHHM, ET, EN	
	Grupo A	Grupo B	Grupo A	Grupo B	Grupo A	Grupo B
2,08	20	25	20	30	25	35
3,31	25	30	25	35	30	40
5,26	30	40	35	50	40	55
8,37	40	60	50	70	55	80
13,3	55	80	65	95	75	105
21,2	70	105	85	125	95	140
26,7	85	120	100	145	110	165
33,6	95	140	115	170	130	190
42,4	110	165	130	195	150	220
53,5	125	195	150	230	170	260
67,4	145	225	175	265	195	300
85	165	260	200	310	225	350
107,2	195	300	230	360	260	405
126,7	215	340	255	405	290	455
151,8	240	375	285	445	320	505
177,3	250	420	310	505	350	570
202,7	280	455	335	545	380	615
253,2	320	515	380	620	430	700
303,6	355	575	420	690	475	780
354,7	385	630	460	755	520	855
379,5	400	655	475	785	535	885
405,4	410	680	490	815	555	920
456,0	435	730	520	870	585	985
506,7	455	780	545	935	615	1055
633,4	495	890	590	1065	665	1200
750,1	520	980	625	1175	705	1325
886,7	545	1070	650	1280	735	1455
1.013	560	1155	665	1385	750	1560

Grupo A.- Hasta tres conductores en ducto, en cable o directamente enterrados.

Grupo B.- Conductor simple al aire libre. Para aplicar esta capacidad, en caso de conductores que corran paralelamente, debe existir entre ellos una separación mínima equivalente a un diámetro del conductor.

No obstante lo indicado en la tabla, las protecciones de cortocircuito de los conductores de 2,08 mm², 3,31 mm² y 5,26 mm², no deberán exceder de 16, 20 y 32 A, respectivamente

**Tabla 5: Intensidad de Corriente admisible para conductores aislados fabricados según Normas Norteamericanas. Secciones AWG. Temperatura ambiente 30°C.
Norma Nch 4/2003**

3.1.2.4 Justificación del conductor elegido por capacidad de transporte de corriente

$$S = \frac{\sqrt{3}\rho L I \cos \varphi}{\Delta V}$$

Despejamos I:

$$I = S \times V_p / 1.732 \times \rho \times L \times \cos \varphi$$

- Subplanta piso 4

$$I = 107.2 \text{ mm}^2 \times 11.4 \text{ v} / 1.732 \times 0.018 \times 30 \text{ mt} \times 1$$

I = 1306 A (Corriente máxima que soporta el conductor elegido con estas condiciones, por lo que cumple con lo requerido ya que la corriente máxima a circular es de 216 A).

- Subplanta piso 9

$$I = 53.5 \text{ mm}^2 \times 11.4 \text{ v} / 1.732 \times 0.018 \times 15 \text{ mt} \times 1$$

I = 1304 A (Corriente máxima que soporta el conductor elegido con estas condiciones, por lo que cumple con lo requerido ya que la corriente máxima a circular es de 147.5 A).

3.1.2.5 Pérdida real de Voltajes con conductor elegido

Aplicamos la Formula:

$$S = \frac{\sqrt{3}\rho L I \cos \varphi}{\Delta V}$$

Despejamos Vp:

$$V_p = 1.732 \times \rho \times L \times I \times \cos \varphi / S$$

Tramo TD UGFV – TD UGFV AUXILIAR

- Subplanta piso 4
 $V_p = 1.732 \times 0.018 \times 30\text{mt} \times 216 \text{ A} \times 1/107.2$
 $V_p = 1.88 \text{ V} < 11.4 \text{ V}$
- Subplanta piso 9
 $V_p = 1.732 \times 0.018 \times 15\text{mt} \times 147.5 \text{ A} \times 1/53.5$
 $V_p = 1.28 \text{ V} < 11.4 \text{ V}$

Como resultado de los cálculos anteriores nos resulta la siguiente tabla resumen:

Tramo	Largo en mts	Tipo (cu/al)	Imàx A	Imax(x1.25) A	Calibre del conductor según calculo	Calibre del conductor elegido,	Caida de tensión según conductor elegido		Caida de tensión maxima permitida 3% Vn	Tipo de Conductor	Tipo de aislacion
							V	%			
Inversor A- TD UGFV	8	cu	48	60	1,31	10	1,5	0,39	11.4	Multi conductor	EVA
Inversor B- TD UGFV	6	cu	48	60	0,98	10	1,12	0,3	11.4	Multi conductor	EVA
Inversor C - TD UGFV	4	cu	48	60	0,65	10	0,75	0,2	11.4	Multi conductor	EVA
Inversor D- TD UGFV	2	cu	29	36,25	0,19	6	0,38	0,1	11.4	Multi conductor	EVA
Inversor E- TD UGFV	10	cu	48	60	1,64	10	1,5	0,39	11.4	Multi conductor	EVA
Inversor F- TD UGFV	6	cu	48	60	0,98	10	1,12	0,3	11.4	Multi conductor	EVA
Inversor G- TD UGFV	4	cu	22	27,5	0,3	6	0,57	0,15	11.4	Multi conductor	EVA
TD UGFV- TG Aux Sub Planta piso 4	30	cu	173	216,25	17,72	107,2	1,89	0,5	11.4	Unipolar	EVA
TD UGFV- TG Aux Sub Planta piso 9	15	cu	118	147,5	6,05	53,5	1,29	0,34	11.4	Unipolar	EVA

Tabla 6 Cuadro resumen de las caídas de tensión y calibre de conductor en ca

Los datos anteriores se encuentran también en la Lámina 8 “Cuadro de cargas y de caídas de tensión en CC y CA” del set de planos del proyecto que se encuentran como anexos a la presente memoria.

3.2 Criterio para protección en CA

De acuerdo con la ficha técnica del Inversor y la máxima corriente de salida en CA, podemos calcular las protecciones a utilizar en el TD UGFV, para eso tenemos la siguiente tabla:

Protecciones por Inversor:

	Inversor 33 Kw	x1.25	Automático Tetrapolar (A)	P.Diferencial (A)	Imax.de fuga (mA)
Imáx de saída (A)	48	60	4x63	4x63	300

	Inversor 20 Kw	x1.25	Automático Tetrapolar (A)	P.Diferencial (A)	Imax.de fuga (mA)
Imáx de salida (A)	29	36,25	4x40	4x40	300

	Inversor 15 Kw	x1.25	Automatico General (A)	Automatico Punto de Inyección (A)	Imax.de fuga (mA)
Imáx de salida (A)	22	27,5	4x32	4x40	300

Protección general de Tablero por cada Sub Planta:

	Inversor A 33 Kw	Inversor B 33 Kw	Inversor C 33 Kw	Inversor D 20 Kw	Imax A+B+C+D	x1.25	Automatico General (A)
Sub Planta Piso 4 Imáx de salida (A)	48	48	48	29	173	216,2	3x250

	Inversor A 33 Kw	Inversor B 33 Kw	Inversor C 15 Kw	Imax A+B+C	x1.25	Automatico General (A)
Sub Planta Piso 9 Imáx de salida (A)	48	48	22	118	147,5	3x150

3.3 Comprobación de parámetros mínimos y máximos

3.3.1 Comprobación de número máximo de paneles en serie según tensiones máxima y mínima de entrada al Inversor elegido

Datos técnicos de tensiones y corriente máxima de entrada del Inversor:

Tensión Mínima de funcionamiento	430 V
Rango de Tensión Max.MPPT	820 V
Tensión Nominal	600 V
Corriente Máxima entrada en cc	30/20 A

$$N^{\circ} \text{ de módulos serie máx.} = V_{\text{máx inv.}} / V_{\text{máx panel}}$$

$$N^{\circ} \text{ de módulos serie máx.} = 820 \text{ v} / 30,8 \text{ v}$$

$$N^{\circ} \text{ de módulos serie máx.} = 26$$

$$N^{\circ} \text{ de módulos serie min.} = V_{\text{min inv.}} / V_{\text{máx panel}}$$

$$N^{\circ} \text{ de módulos serie min} = 430 \text{ v} / 30,8 \text{ v}$$

$$N^{\circ} \text{ de módulos serie min} = 14$$

Se confirma calculo anterior, cantidad de módulos serie está entre 14 y 26, para este caso, "Hospital San Borja Arriarán" se consideraron Strings de 20 y 22 paneles.

3.3.2 Comprobación de máxima corriente de entrada al Inversor

La tensión nominal de trabajo del Inversor en el punto de máxima potencia en condiciones standard es:

$$V_{nom.inv.(pmp)} = V_{m\acute{a}x} \times N^{\circ}ms$$

$$V_{nom.inv.(pmp)} = 30,8 \times 22$$

$$V_{nom.inv.(pmp)} = 677.6 \text{ v} < 800 \text{ v (se cumple)}$$

3.4 Comprobación de márgenes de voltaje de entrada al Inversor

3.4.1 Comprobación de Márgenes de Voltaje de entrada al Inversor en función de Temperaturas extremas

La tensión mínima de entrada del Inversor en condiciones standard de trabajo, bajo una temperatura máxima del módulo de 80 °C y teniendo en cuenta la caída de tensión máxima del cálculo (1,5%) es:

$$Vs \text{ (mínima)} = (V_{sc} \times N^{\circ}ms) + (Kt \times Dt \times N^{\circ}ms) - (u\% \times (V_{sc} \times N^{\circ}ms)) / 100$$

$$Vs \text{ (mínima)} = (30,8 \times 20) + ((-0.129) \times (80^{\circ} - 25^{\circ}) \times 20) - (0,015 \times (30,8 \times 20)) / 100$$

$$Vs \text{ (mínima)} = 473.99 \text{ v} > 200\text{v (se cumple)}$$

Dónde:

- V_{sc} (mínima): tensión mínima a la entrada del Inversor.
- V_{sc} : tensión en el punto de máxima potencia en condiciones standard del MFV.
- $N^{\circ}ms$: número de módulos conectados en serie.
- Kt : factor de corrección de tensión por T° .
- Dt : diferencia de T° respecto al standard (25°C).
- $U\%$: caída de tensión DC de cálculo (1,5%)

La tensión máxima en condiciones standard en la entrada del Inversor se produce con una temperatura mínima de -5°C, entonces:

$$Vs \text{ (máxima)} = (V_{sc} \times N^{\circ}ms) + (Kt \times Dt \times N^{\circ}ms) - (u\% \times (V_{sc} \times N^{\circ}ms)) / 100$$

$$Vs \text{ (máxima)} = (30,8 \times 22) + ((-0.129) \times (-5^{\circ} - 25^{\circ}) \times 22) - (0,015 \times (30,8 \times 22)) / 100$$

$$Vs \text{ (máxima)} = 762.6 \text{ v} < 800 \text{ v (se cumple)}$$

3.4.2 Comprobación de Máxima Corriente de entrada al Inversor

La corriente que circula por un módulo es la nominal de cada rama, en el punto de máxima potencia y bajo condiciones estándar, la corriente de cada cadena será de:

$$I_{m\acute{a}x} = 8,12 \text{ A}$$

$$I_{total} = I_{m\acute{a}x} \times N^{\circ} \text{ de cadenas}$$

$$I_{total} = 8,12 \text{ A} \times 2$$

$$I_{total} = 16,24 \text{ A}$$

Corriente máxima a generar que soporta el Inversor es:

$$I_{m\acute{a}x.} = I_{sc} \times N^{\circ} \text{ de paralelos}$$

$$I_{m\acute{a}x.} = 8.56 \text{ A} \times 2$$

$$I_{m\acute{a}x.} = 16.24 \text{ A} < 30 \text{ A (se cumple)}$$

3.5 Coordinación y selectividad de protecciones

El proyecto contempla protecciones eléctricas en los siguientes puntos:

- Protecciones en los inversores
- Protecciones en el tablero fotovoltaico
- Protecciones en el Punto de Inyección (Tablero Fotovoltaico Auxiliar)

3.5.1 Protecciones en los inversores

El inversor utilizado para el proyecto “Hospital San Borja Arriarán” contempla las siguientes protecciones:

- Protección de sobretensiones clase II en los lados de corriente continua y alterna (exigido por la RGR n°2/2014 en el punto 13.13)
- Medición del aislamiento CC
- Comportamiento de sobrecarga de Potencia (Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia)
- Seccionador CC
- Protección contra polaridad inversa
- Fusibles para protección contra corriente Inversa (más de dos Strings por MPPT)

3.5.2 Protecciones en el tablero fotovoltaico

La instalación solar FV proyectada “Hospital San Borja Arriarán” llevara un tablero general (TD UGFV) como lo solicita el reglamento vigente, con un Automático Tetrapolar y un Protector Diferencial Tetrapolar.(más adelante se detallan capacidades)

Estos componentes se montarán en un Tablero o gabinete especialmente diseñado para tal efecto ubicado a un costado del Inversor, tal como se especifica en los planos adjuntos. Dichos elementos estarán protegidos y comandados por un automático general el cual se detalla más adelante.

Desde el TD UGFV saldrán los conductores que se conectarán a la instalación existente.

Como la distancia entre el Tablero Fotovoltaico supera los 11 Mts hasta el punto de Inyección se proyecta la instalación de un Tablero auxiliar para cada una de las Sub plantas.

El tablero General y el Tablero auxiliar quedará bajo todas las normas vigentes tanto por la instrucción técnica de las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red (RGR) así como bajo la norma Nch Elec 4/2003.

La capacidad de las Protecciones de TD UGFV se detallan en el punto 3.1 de la presente memoria.

3.6 Requerimientos específicos considerados

3.7

Se considera el suministro, instalación y puesta en funcionamiento de un relé de potencia inversa y transformador de medida en media o baja tensión, que no permitirá la inyección de excedentes de energía de la planta fotovoltaica a la red de distribución. Este relé será instalado en un tablero eléctrico ventilado e independiente. También se considera el transformador de corriente y potencial necesario para su operación. En Anexo Técnico 14 de la información de respaldo se adjunta información y ficha técnica de los equipos considerados que corresponden a la marca Schneider SEPAM Serie 40, Modelo S42 y T42.

3.7.1 Tierra de Protección

La conexión a tierra de la ISFV será tomada de la actual tierra de protección de la instalación existente. Esta conexión se hará en el tablero general o en el punto de conexión a la red, desde ahí se aterrizará el tablero de UGFV con todos sus componentes y la totalidad de la estructura.

La estructura de aluminio será aterrizada en todos los puntos que requiera para mantenerla protegida al igual que los paneles. Se utilizará terminales de ojo con pernos autoperforantes y cable THHN N°10.

La estructura quedará aterrizada de tal forma que al retirar un módulo FV por mantenimiento esta no pierda la protección contra tensiones peligrosas.

3.8 Sistema de monitoreo

El “Proyecto Hospital San Borja Arriarán” tiene contemplado un sistema de monitoreo remoto Wlan/Web server y terminal RS485 por cada Sub planta.

Se instalará un tablero de monitoreo por cada sub planta por lo cual se suministrarán e instalarán dos tableros de monitoreo en total.

Los tableros para el dataloger estarán ubicados en la misma sala eléctrica con un tablero exclusivo para el aparato, el cual será de 12 puestos, además se le incorporará una alimentación de 220 v. Este dataloger será conectado con el Inversor a través de una interfaz con cable de red con conectores RJ45. Desde el dataloger se proyecta la instalación con ducto galvanizado a la vista con el conductor tipo par trenzado (para transferencia de datos), el cual interconectara con los Servidores del Edificio.

Mayores antecedentes se entregan en la Lámina 10 del set de planos del proyecto que se encuentran como anexos a la presente memoria

3.9 Anclaje de seguridad del generador de respaldo

Para que la Instalación solar FV no funcione en paralelo con el Generador de respaldo de la propiedad existente se proyecta la instalación de un enclavamiento de seguridad comandado por un Contactor de Potencia el cual estará ubicado en el TD UGFV.

Este contactor será conectado en serie con las protecciones del TD UGFV, estará comandado por un cableado de control entre los contactos NC y NO del Generador de respaldo.

El cableado de control desde el TD UGFV y el TTA se considera utilizar cable THHN N° 12, aproximadamente 30 mt.

Mayores antecedentes se entregan en la Lámina 2 “Diagrama Unilineal” del set de planos del proyecto que se encuentran como anexos a la presente memoria.

3.10 Características del empalme eléctrico y equipo de medida

Como se trata de una Instalación FV conectada a Red el Empalme Eléctrico es una parte esencial en nuestro proyecto, ya que será la interconexión entre nuestra instalación eléctrica interior, nuestro Generador FV y la Red de Distribución.

El equipo de Medida debe ser un Medidor Bidireccional, para registrar la Energía que se inyecta a la Red, así como la Energía que se consume, además debe estar certificado por el organismo correspondiente.

Por medio de la compañía eléctrica EMELAT se gestionará la verificación del equipo de medida existente para tener certeza de si es o no Bidireccional, si esto fuese así bastara con solicitar la reprogramación de dicho equipo.

De lo contrario se tiene previsto adquirir el Equipo de Medida Marca Landys modelo ZMG310CR4, el cual es Bidireccional, es con medida directa y programado para la Tarifa AT4.3.

1. DATOS TÉCNICOS

Datos Generales	(Un = Voltaje Nominal, In = Corriente Nominal)	
Rango de Voltaje	0.7 ... 1.25 x Un	Un = 3x220/380 a 240/415 V
Circuito de Corriente, - Rango de medida, - Corriente de partida - Capacidad de carga	Corriente Base (Ib)/Nominal 15 mA...125 A Según IEC 0,4% Ib, típica 0,3%Ib (a Un) 120 A 125 A 10.000 A	In = 5 A
medida térmica corto circuito < 10 ms		
Frecuencia Nominal	50 Hz +/-2%	
Clase de Precisión	Activo: cl. 1 seg. IEC62063-21	Reactivo cl.2 seg. IEC62053-23
Salida Test (LED) - largo de pulso	R = 500 imp/kWh Aprox. 2 ms	
Pantalla - Vida útil - Tamaño de dígitos en display	LCD con símbolos adicionales > 15 años Hasta 7 núms de código = 6 mm, hasta 8 nums. principales = 9 mm	
Respaldo - Batería - Supercap	Batería 1: fecha/hora, despliegue, lectura datos 10 años > 21 días	
Calendario Reloj/Hora - Precisión cuarzo	< 5 ppm (de acuerdo a estándar IEC)	
Clase de Protección / Impermeabilidad	Según IEC 60050-131 <input type="checkbox"/> 2	Según IEC 6052 IP53
Consumo en circuito de voltaje por fase	a 240 V típico 0,8 W / 5 VA	
Consumo en circuito de corriente por fase	a 10 A típico 0,03 A	
Rango de Temperatura - Según IEC 62052-11	Rango operativo específico Transporte y bodega	-40°C a +70°C -40°C a +85°C
Aislación	50 Hz / 1 min	4 kV, 50 Hz durante 1 min
Compatibilidad Electromagnética - Descarga Electroestática - Campos Electromagnéticos de alta frecuencia - Supresión a Interferencia de radio	IEC 61000-4-2, descargas de contacto, 15 kV IEC 61000-4-3, 80 MHz - 2 GMHz, 10 y 30 10 V/m IEC 61000-4-4, Clase B	
Resistencia al Impulso de Voltaje - Impulso de voltaje 1.2/50µs - Impulso de voltaje 1.2/50µs	Según IEC 62052-11 Conexiones de voltaje y corriente 10 kV Conexiones auxiliares, 6 kV	
Peso	Aprox. 1.5 kg	

4. CUBICACIÓN DE MATERIALES

En la siguiente tabla se entrega la cubicación general de los equipos y materiales eléctricos que serán utilizados para implementar el proyecto.

Descripción	Unidad	Cantidad
Inversor INGETEAM INGECOM SUN 33TL M con Perfil Chileno	un	5
Inversor INGETEAM INGECOM SUN 20TL M con Perfil Chileno	un	1
Inversor INGETEAM INGECOM SUN 15TL M con Perfil Chileno	un	1
Panel Solar 250 Wp PC Certificación S.E.C	un	802
Medidor Trifásico Bidireccional Tarifa BT4.3	un	1
Tablero UGFV según norma Nch	un	2
Automático 4x32 A Curva C 6 KA Legrand o similar	un	2
Automático 4x63 A Curva C 6 KA Legrand o similar	un	5
Protector Diferencial 4x63 A - 300 mA	un	5
Protector Diferencial 4x32 A - 300 mA	un	2
Contactador de Potencia 200 A	un	2
Cordón 5x10,26 mm ² EVA	ml	30
Estructura aluminio para panel Fv con inclinación +-30° 4.20mt	un	802
Autoperforante Cab.Hex.con Golilla Goma #14 3"	un	300
Grapa intermedia completa para fijar panel a estructura	un	1600
Grapa Final completa para fijar panel a estructura	un	100
Cable Solar PV1-F 4mm ² Rojo-Negro	mt	5200
Empaquetadura EPDM 20x40mm	mt	200
Sellante Butílico (Galón)	gl	5
Conector MC4 macho	un	150
Conector MC4 hembra	un	150
Cañería Galvanizada 1/2"	ml	900
Bpc 200x50 mm	ml	150
Bpc 100x50 mm	ml	100
Abrazadera 1/2	un	320
Cable n 12 awg rojo	ml	200
Ferretería menor (Tornillos, Cinta, amarras, etc.)	un	500
Señalética "aviso de peligro" según norma S.E.C.	un	10
Tablero Sobreponer 12 puestos para Data loger	un	2

5. MEDIDAS DE SEGURIDAD

El Proyecto “Hospital San Borja Arriarán” contempla la instalación de piso técnico para tránsito, mantención y limpieza del campo fotovoltaico. A su vez se considera la instalación de soportes y cuerda de vida para permitir la mantención de instalación de forma segura.

El piso técnico tendrá un ancho de 45 centímetros y será fabricado con Grating de acero, lo cual se irá ensamblando modularmente en tramos de 300 cms. Se instalarán en total 120 metros lineales de pasillo. Todo lo anterior será galvanizado en caliente desde fábrica a excepción de las uniones en terreno que puedan ser requeridas, las cuales serán con galvanizado en frío luego del proceso de soldadura en los casos que corresponda. A continuación se muestra una imagen del Grating considerado y que ha sido utilizado en otros proyectos del oferente.



Se considera la instalación de escaleras gatera para acceder a la superficie del edificio para las labores de limpieza y mantención según lo requerido en las bases de licitación y visita técnica.

Todos los trabajos realizados en terreno se contarán con los respectivos procedimientos de seguridad respecto de las actividades de corte, soldadura y trabajos en altura.

6. ANEXOS

- FICHA TECNICA DE MODULO FOTOVOLTAICO
- FICHA TECNICA DE INVERSORES

PRODUCT SPECIFICATION

Type Of Module	SY-250WP
Maximum Power (W)	250
Tolerance (%)	3%
Open Circuit Voltage (V)	37.5
Short Circuit Current (A)	8.56
Maximum Power Voltage (V)	30.8
Maximum Power Current (A)	8.12
Module Efficiency (%)	15.3
Solar Cell Efficiency (%)	17.4
Series Fuse Rating (A)	15
Terminal Box	IP67
Maximum system voltage (V)	DC1000
Operating Temperature(°C)	-40°C ---85°C



PRODUCT FEATURE

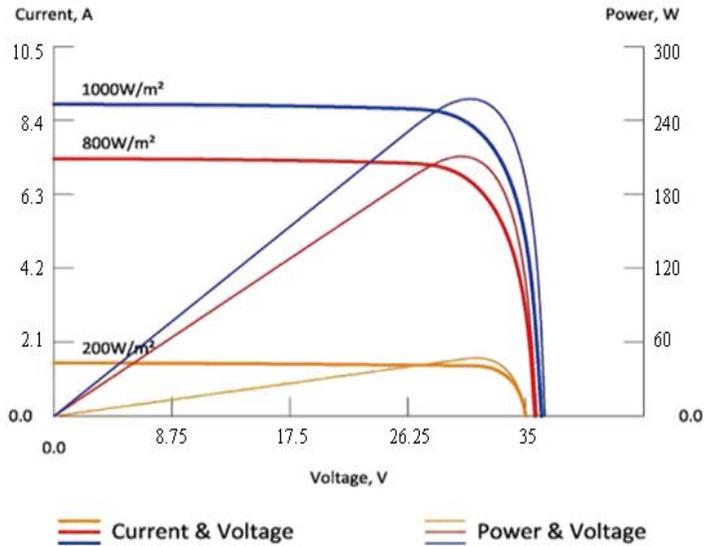
- Bypass diode minimizes the power drop by shade.
- White tempered glass, EVA resin, weather proof film and anodized aluminum frame to provide efficient protection from the severest environmental conditions
- Waterproof. Perfect for grid applications.
- Product guarantee 10 years.

Quality Assurance

- Electrical Insulation test
- Outdoor exposure test
- Hot-spot endurance test
- UV-exposure
- Thermal cycling test
- Humidity freeze test
- Damp heat Test
- Robustness of terminations test
- Wet leakage current test
- Mechanical load test
- Hail impact test
- Bypass diode thermal test

Electrical Characteristics

Current-Voltage & Power-Voltage characteristics various irradiance levels



Electric Performance Typical Performance Characteristics

Short Circuit Current Temperature Coefficient	%/C	+0.06
Open Circuit Voltage Temperature Coefficient	%/C	-0.34
Maximum Power Temperature Coefficient	%/C	-0.47

Performance Warranty : 90%output , 12 years
 80%output, 25 years

Physical Specifications

Dimension: 1650*992*40mm

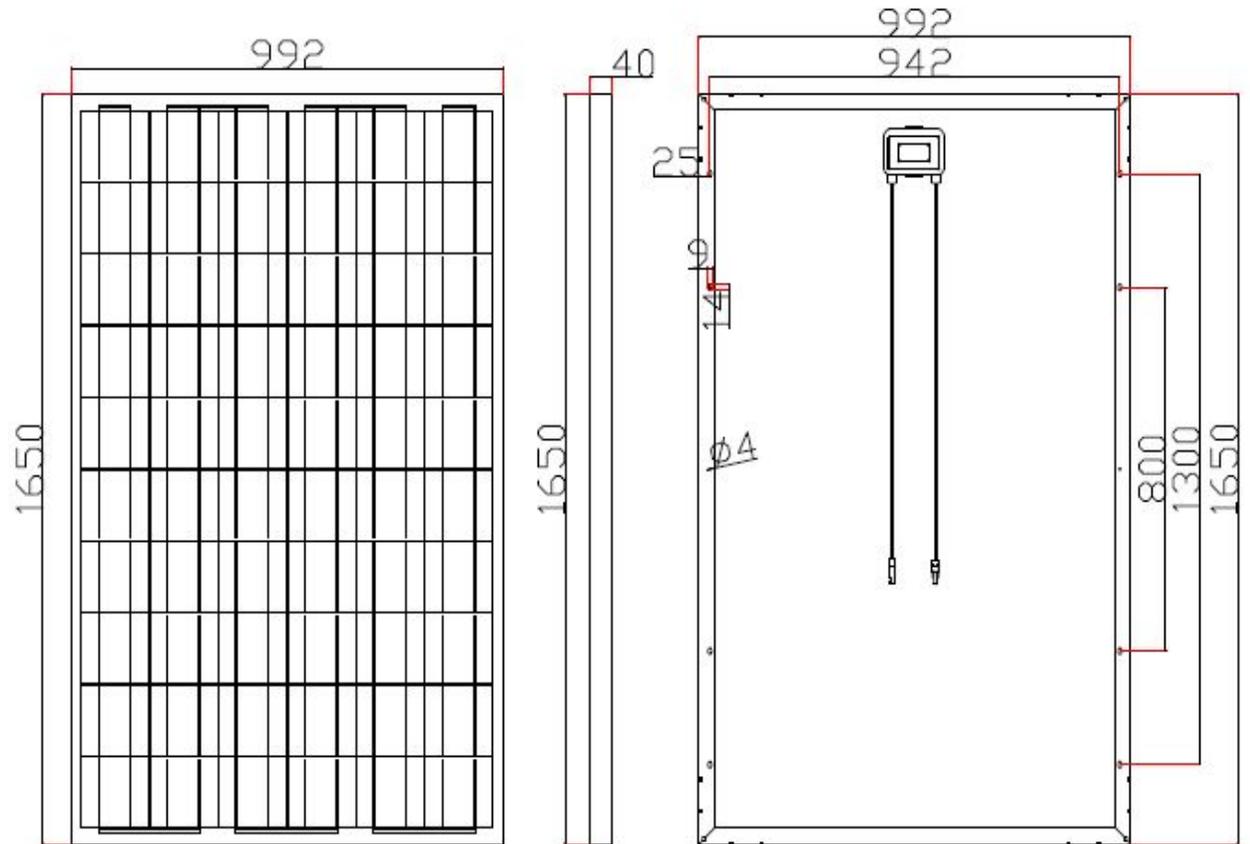
Weight: 16.5 kg/pcs

Packing : Nude package
 Two pieces one carton

Loading Capacity:

336 pcs/ 20' (GP) Container

794 pcs/ 40' (HQ) Container



SHENZHEN SUOYANG NEW ENERGY CO.,LTD.

ADD.: No.5 Building,Juhui Mold Industrial area,Tianliao Road,Guangming New Districte ,Shenzhen ,China

Tel:+86- 755 3369 9192

Fax: +86-755 3369 9194

**LA MÁXIMA
EFICIENCIA CON
TECNOLOGÍA
TRIFÁSICA
MULTI-MPPT**

**10TL M / 15TL M / 20TL M / 28TL M / 33TL M /
24TL M480 / 40TL M480**

Familia de inversores trifásicos multi-string para uso doméstico, industrial y en instalaciones fotovoltaicas de campo.

**Máxima eficiencia con dos entradas
MPPT independientes**

Única etapa de potencia con un avanzado sistema de seguimiento del punto de potencia máxima (MPPT), que permite extraer la máxima energía del campo FV incluso en situaciones difíciles como las de nubosidad variable y sombreados parciales. Gran flexibilidad para configurar el campo fotovoltaico gracias al amplio rango de tensión de entrada de su doble sistema de seguimiento MPPT. Posibilita configuraciones asimétricas.

Tecnología Plug & Play

Muy fáciles de instalar. La conexión del inversor a la instalación se realiza de manera rápida y sencilla. Permite adecuar fácilmente la configuración e idioma del inversor a cada país desde la pantalla del propio inversor.

Diseño robusto

Envoltorio de acero especialmente diseñada para su instalación en interior y exterior (IP65). Soporta temperaturas extremas. Su diseño, junto con las pruebas de estrés a las que son sometidos, les permite alcanzar una vida útil de más de 20 años.

Fácil mantenimiento

Datalogger interno para almacenamiento de datos hasta 3 meses. Control desde un PC remoto o *in situ* desde el teclado del frontal del inversor a través de la pantalla LCD. LEDs indicadores de estado y alarmas.

Fácil de manejar

Los inversores INGECON® SUN 3Play TL M presentan una pantalla LCD para monitorizar el estado del inversor y sus variables internas de manera sencilla. El display también dispone de tres LEDs para indicar el estado de operación del inversor. Todo ello facilita las tareas de mantenimiento.

Software incluido

Incluyen sin coste las aplicaciones INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor y su versión para smartphone iSun Monitor para la monitorización y registro de datos del inversor a través de internet. Comunicaciones RS-485 incluidas de serie. Además, el usuario puede descargar desde la web www.ingeteam.com la última versión del firmware del inversor, y actualizarlo utilizando una simple tarjeta de memoria SD.

Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años



10TL M / 15TL M / 20TL M / 28TL M / 33TL M / 24TL M480 / 40TL M480

Diferentes versiones para elegir

En su intento de satisfacer las necesidades de sus clientes, Ingeteam ha creado cuatro versiones diferentes para la familia INGECON® SUN 3Play TL:

- “S”: Versión Estándar
- “S+”: Versión Estándar avanzada
- “P”: Versión Premium
- “P+”: Versión Premium avanzada

Todas las versiones vienen equipadas con varistores DC y AC tipo 3. La versión Estándar “S” representa el equipo más básico de todos. Presenta una doble entrada MPPT mediante bornas. La versión Estándar avanzada integra además un seccionador DC.

On the other hand, the Premium version includes two options for DC connection: conventional terminal blocks or fused and monitored PV connectors.

Moreover, it also features DC fuses, the input current measuring kit and a DC switch. The Advanced Premium version “P+” is supplied with DC surge arresters, type 2.

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

- Sistema MPPT.
- Eficiencia máxima 98,5%.
- Entradas digitales.
- Comunicaciones RS-485 de serie.
- Actualización de firmware a través de una tarjeta de memoria SD.
- Software INGECON® SUN Manager para la visualización de parámetros y el registro de datos de la planta.
- Visualización de datos de la planta mediante el software INGECON® SUN Monitor.
- Pantalla LCD.
- Fácil mantenimiento.
- Contacto libre de potencial configurable desde el display para indicar fallo de aislamiento o conexión a red.
- Solución Plug & Play.
- Apto para instalaciones interiores y exteriores (IP65).
- Óptimas prestaciones a altas temperaturas.
- Diferentes versiones para todo tipo de proyectos.
- Diseño compacto.
- Idioma, Código de país y tensión nominal configurables por display.

PROTECCIONES

- Polarización inversa.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Fallo de aislamiento.
- Sobretensiones DC y AC con descargadores tipo 3.

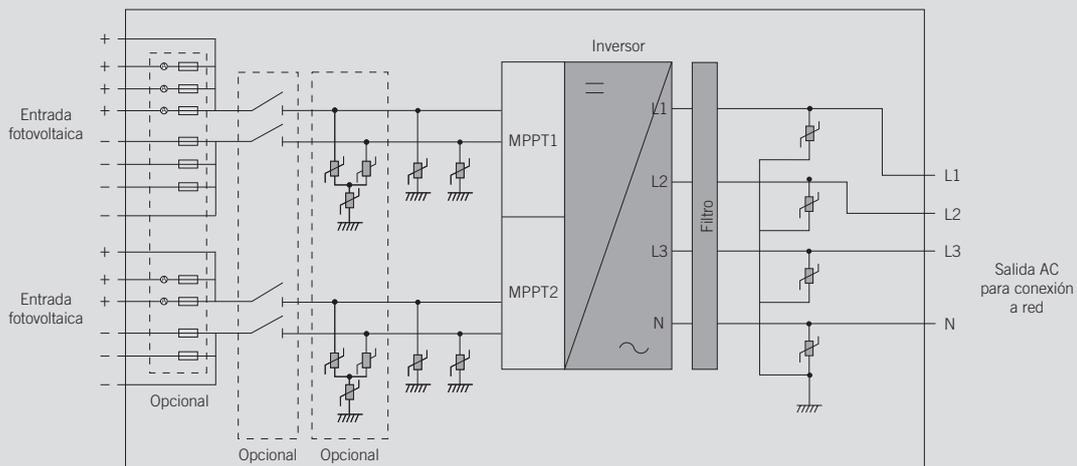
ACCESORIOS OPCIONALES

- Comunicación entre inversores mediante Ethernet, GSM / GPRS o Wi-Fi. Disponible también una segunda tarjeta de comunicación RS-485.
- Kit de autoconsumo.

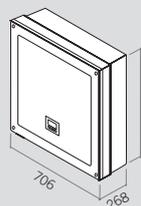
VENTAJAS

- El mejor precio posible.
- Mantenimiento sencillo.
- Larga vida útil del inversor.

3Play TL M Versión P+ (20 kW)



Dimensiones y peso (mm)



10TL M / 15TL M / 20TL M / 24TL M480
57,8 kg.

28TL M / 33TL M / 40TL M480
62,5 kg.

	10TL M	15TL M	20TL M	28TL M	33TL M
Valores de Entrada (DC)					
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	10,3 - 13,4 kW	15,5 - 20,1 kW	20,6 - 26,8 kW	28,9 - 37,5 kW	34 - 45 kW
Rango de tensión MPP1 ⁽²⁾	200 - 820 V				
Rango de tensión MPP2 ⁽²⁾	200 - 820 V				
Tensión máxima ⁽³⁾	1.000 V				
Corriente máxima (Input 1 / Input 2) ⁽⁴⁾	30 / 20 A	30 / 20 A	30 / 20 A	40 / 40 A	40 / 40 A
Entradas con bornas (Entrada 1 / Entrada 2)	1 / 1				
Entradas con conectores FV (Entrada 1 / Entrada 2) ⁽⁵⁾	3 / 2	3 / 2	3 / 2	5 / 5	5 / 5
MPPT	2				
Valores de Salida (AC)					
Potencia nominal	10 kW	15 kW	20 kW	28 kW	33 kW
Máxima temperatura a potencia nominal ⁽⁶⁾	55 °C	55 °C	55 °C	51 °C	51 °C
Corriente máxima	15 A	22 A	29 A	41 A	48 A
Tensión nominal	400 V				
Rango de tensión	187 - 528 V	187 - 528 V	187 - 528 V	304 - 528 V	304 - 528 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz				
Power Factor	1				
Power Factor adjustable	Sí. Smáx=10 kVA; Qmax=10 kVAR	Sí. Smáx=15 kVA; Qmax=15 kVAR	Sí. Smáx=20 kVA; Qmax=20 kVAR	Sí. Smáx=28 kVA; Qmax=20 kVAR	Sí. Smáx=33 kVA; Qmax=20 kVAR
THD	<3%				
Rendimiento					
Eficiencia máxima	98,5%				
Euroeficiencia	98,3%				
Datos Generales					
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada				
Caudal de aire	200 m³/h	200 m³/h	200 m³/h	400 m³/h	400 m³/h
Consumo en stand-by ⁽⁷⁾	10 W				
Consumo nocturno	1 W				
Temperatura de funcionamiento	-25 °C a 65 °C				
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%				
Grado de protección	IP65				
Marcado	CE				
Normativa EMC y de seguridad	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Normativa de conexión a red	RD1699/2011, DIN V VDE V 0126-1-1, EN 50438, CEI 0-16 Ed. III, CEI 0-21, VDE-AR-N 4105:2011-08, G59/2, G83/2 ⁽⁸⁾ , P.O.12.3, AS4777.2, AS4777.3, IEC 62116, IEC 61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, South African Grid code, Chilean Grid Code, Romanian Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, IEEE 929, Thailand MEA & PEA requirements, DEWA (Dubai) Grid Code, Jordan Grid Code				
Versiones disponibles					
Versión Standard	S		✓	✓	✓
	S+		✓	✓	✓
Versión Premium	P	✓	✓	✓	✓
	P+		✓	✓	✓

	Versión Standard		Versión Premium	
	S	S+	P	P+
Bornas	✓	✓	✓ ^(*)	✓ ^(*)
Conectores fotovoltaicos			✓	✓
DC Seccionador DC		✓	✓	✓
Descargadores DC, tipo 2				✓
Descargadores DC y AC, tipo 3	✓	✓	✓	✓
Fusibles DC			✓	✓
Kit de medida de corrientes			✓	✓

(*) Bornas no disponibles para las versiones Premium de los inversores INGECON® SUN 28TL, 33TL y 40TL M480.

Notas: ⁽¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica ⁽²⁾ La potencia de salida quedará condicionada por la configuración de tensión y corriente elegida en cada entrada ⁽³⁾ No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas ⁽⁴⁾ La corriente máxima por conector FV es 11 A para las versiones Premium ⁽⁵⁾ Disponibles conectores dobles para conectar dos cables por cada entrada ⁽⁶⁾ Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8% ⁽⁷⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico ⁽⁸⁾ Sólo para inversores hasta 16 A de salida.

Rendimiento INGECON® SUN 33TL M V_{dc} = 720 V

