



Memoria Explicativa

“Planta Fotovoltaica Liceo Politécnico José Gutiérrez de la Fuente”

Elaborado por: Luis Parra C.

Revisado por: Eduardo García B.

Cliente: Ministerio de Energía

Fecha: 15/12/2017

Contenido

1.- INTRODUCCIÓN	3
2.- OBJETIVOS	3
3.- NORMATIVA.....	3
4.- ANTECEDENTES GENERALES.....	4
4.1.- Emplazamiento	4
4.2.- Separación entre paneles	5
4.3.- Características del recurso solar y generación estimada	6
5.- ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	7
5.1.- Unidad Generadora	7
5.2.- Inversor Solar	8
5.3.- Estructura de Montaje.....	9
6.- DIMENSIONAMIENTO ELÉCTRICO.....	10
6.1.- Configuración Strings y perdidas DC	10
6.2.- Perdidas AC y selección de protecciones.	14
6.3.- Coordinación y selectividad de protecciones.....	16
6.4.- Verificación de parámetros del inversor.	17
6.5.- Canalizaciones DC.	18
6.6.- Canalizaciones AC.....	20
7.- Sistemas Complementarios.....	21
7.1.- Sistema Monitoreo Remoto.....	21
7.2.- Equipo medida Bidireccional.....	21
8.- Sistema de Seguridad.	22
9.- Cubicaciones.....	23
10.- Anexos	24

1.- INTRODUCCIÓN

El presente informe se enmarca en la política de desarrollo sustentable del Ministerio de Energía con el fin de construir proyectos de eficiencia energética utilizando medios de generación de energía renovable. Con este objetivo el ministerio ha desarrollado en comunión con la GIZ el programa de Techos Solares Públicos.

2.- OBJETIVOS

Los objetivos del informe son los siguientes:

- Definir las condiciones de diseño del proyecto a ejecutar.
- Dimensionar las pérdidas eléctricas por conducción del sistema.
- Entregar las especificaciones técnicas de los productos más relevantes a instalar.

3.- NORMATIVA

Las normativas de referencia utilizadas para la elaboración del proyecto son las siguientes:

- NCH ELEC. 2/84, Electricidad, Elaboración y Presentación de Proyectos.
- NCH ELEC. 4/2003, Instalaciones de Consumo en Baja tensión.
- RGR Nº 02/2014, Diseño y Ejecución de las Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a la Red.
- NCH 2369.Of2003 Norma Chilena de Diseño Sísmico de Estructuras e Instalaciones Industriales.
- Ley 20.571 Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales.
- IEEE 80-2000. Guide for safety in AC substation grounding.
- IEEE 81, Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth Surface potential of a ground systems.

4.- ANTECEDENTES GENERALES

4.1.- Emplazamiento

El proyecto se emplaza en la ciudad de Iquique, ubicada en la región de Tarapacá. El edificio a intervenir alberga al Liceo Politécnico José Gutiérrez de la Fuente con dirección José Miguel Carrera S/N.



Fig N°1. Emplazamiento Liceo. Coordenadas 19K 380050.33 m E 7763080.83 m S

Se estima que se dispone de un área bruta de 1138 m² con una inclinación de 0°. Esta área se divide en el techo del taller de máquinas y herramientas y el edificio de las salas de clases. Estas techumbres tienen una orientación noreste con 2°. Para fines de diseño se considera una inclinación final de los paneles solares de 15°.

4.2.- Separación entre paneles

Con el fin de definir la distancia entre filas mínima que permita evitar el sombreado entre ellas se considera que el ángulo de inclinación es de 15°. Con esta consideración si tiene el siguiente cálculo:

Distancia entre paneles:

$$d = k * h$$

Donde

k : Coeficiente k
h : Altura máxima de obstáculo

Coeficiente k:
$$\frac{1}{\tan(61 - \text{latitud})}$$

$$k = \frac{1}{\tan(61 - 20)}$$

$$k = 1,15$$

Altura máxima de obstáculo h: $A * \text{sen } \alpha$

Donde

A : Longitud de Panel

α : Ángulo inclinación panel

$$h = 1,960 \cdot \text{sen}(15^\circ)$$

$$h = 0,507$$

Entonces la distancia mínima entre paneles será

$$d_{\min} = 1,15 \cdot 0,507$$

$$d_{\min} = 0,583$$

Finalmente 0,583 metros es la distancia mínima entre comienzos y fin de dos filas consecutivas que garantiza no tener sombras incidente entre filas. En el diseño se consideró utilizar una distancia de seguridad 1,10 metros para el techo del taller de máquinas y herramientas y 0,9 metros para el techo de las salas de clases.

4.3.- Características del recurso solar y generación estimada

Con el fin de definir las características del recurso solar se utiliza la herramienta de simulación Explorador Solar desarrollado por el Ministerio de Energía en colaboración con la facultad de geofísica de la Universidad de Chile.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Directa	6.01	5.75	5.25	4.04	3.05	2.06	1.8	2.16	3.04	3.96	5.21	6.17
Difusa	1.51	1.45	1.35	1.19	1.04	1.05	1.19	1.39	1.5	1.71	1.65	1.45
Global	7.52	7.2	6.6	5.23	4.09	3.11	2.99	3.55	4.54	5.67	6.86	7.62

(a) Radiación incidente en el plano horizontal

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Directa	5.35	5.5	5.51	4.72	3.9	2.75	2.34	2.62	3.32	3.9	4.73	5.37
Difusa	1.47	1.4	1.31	1.15	1.01	1.02	1.15	1.34	1.45	1.65	1.6	1.4
Suelo	0.05	0.05	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02	0.03	0.03	0.04	0.05	0.06
Global	6.87	6.95	6.87	5.91	4.94	3.79	3.51	3.99	4.8	5.59	6.38	6.83

(b) Radiación incidente en un plano con inclinación igual a la latitud del sitio.

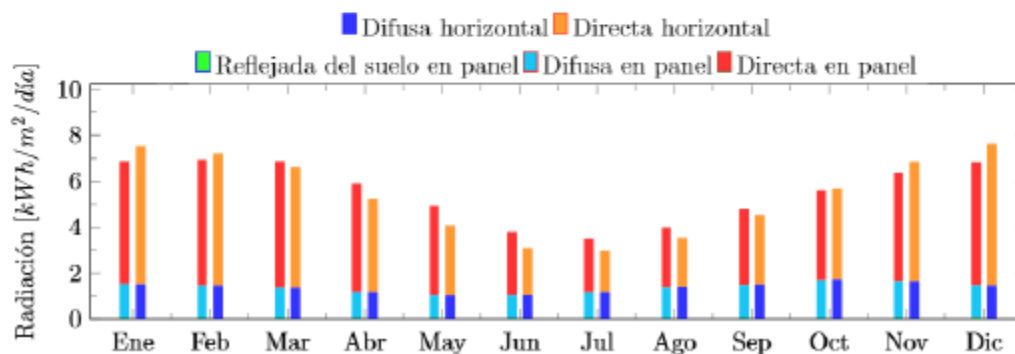


Fig N°2. Extracto radiación informe explorador solar.

Con este perfil de radiación se estima que la generación anual de energía, considerando una pérdida del 10% y la potencia máxima de salida de los inversores de 50 KW. Se obtiene que la energía generada sea de 86,02 MWh/año.

En el anexo 10.1 se entrega los informes de simulación completos.

5.- ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

5.1.- Unidad Generadora

Para el proyecto se suministrara 162 paneles solares marca RISEN modelo RSM72-6-325P, con una potencia 52,65 KWp. Estos paneles cuentan con las siguientes características:

Panel Fotovoltaico		
Característica	Unidad	Valor
Potencia Máxima STC – Pmax	W	325
Voltaje de operación óptimo - Vmp	V	37,7
Corriente de operación óptima - Imp	A	8,65
Voltaje de circuito abierto - Voc	V	46
Corriente de corto circuito - Isc	A	9,2
Eficiencia de Módulo	%	16,8
Tolerancia de potencia Nominal	W	0+5
Estructura	-	Aluminio Anodizado
Peso	kg	26
Dimensiones	-	1.956x992x40 mm
Certificado SEC	-	Folio 20085
Garantía	-	12 años garantía producto 25 años garantía de potencia lineal (80% a 25 años)
Certificados	-	Certificado IEC 61215 e IEC 62730

Tabla N°1. Datos técnicos paneles RSM 72-6-325P.

En el anexo 10.2 y 10.3 se entrega la ficha técnica y el certificado SEC.

5.2.- Inversor Solar

Los inversores a utilizar en el proyecto son TRIO-50.0-TL-OUTD, los cuales se presentan las siguientes características:

Inversor Solar ABB		TRIO-50.0-TL-OUTD	
Característica	Unidad	Valor	
Potencia DC	W	52.000 máx	
MPPT independientes	Un	1	
Rango de tensión MPP1	V	480-800	
Tensión máxima	V	1000	
Corriente máxima MPPT	A	108	36
Potencia nomina AC	W	50.000	
Corriente máxima	A	77	
Frecuencia	Hz	50/60	
Factor de potencia	-	-1 a 1	
Eficiencia Europea	%	98,0	
IP	-	65	
Comunicación	-	2xRS-485	
Perfil de red	-	Chileno de fabrica	
Certificado SEC	-	Folio 18187	
Garantía	-	5 años garantía producto	
Certificados	-	IEC 62109-1, IEC 62109-2 IEC 62116 IEC 61727	

Tabla N°2. Datos técnicos Inversor.

En el anexo 10.4 y 10.5 se entrega la ficha técnica y el certificado SEC.

5.3.- Estructura de Montaje

Como estructura de montaje que se utilizará la estructura Triangle Flat roof mounting de AntaiSolar. Este sistema de montaje será fijado a las costaneras en el taller de máquinas y herramientas. En el techo de la sala de clases se instalará la estructura sobre lastres de hormigón con el fin de no perforar la losa existente.

Sistema de Montaje	
Característica	Valor
Materialidad	Aluminio
Pernería	Acero Inoxidable A4
Pieza fijación techumbre	Trípode de soporte
Fijaciones	Pernos autoperforantes
Garantía	5 años por el fabricante

Tabla N°3. Datos técnicos.

En el anexo 10.6 se entrega la ficha técnica.

6.- DIMENSIONAMIENTO ELÉCTRICO

6.1.- Configuración Strings y perdidas DC

El inversor a utilizar en el proyecto serán marca ABB modelos TRIO 50.0-TL-OUTD el cual cuenta con una entrada MPPT independiente. Los 9 strings del inversor serán distribuidos a lo largo de las dos techumbres.

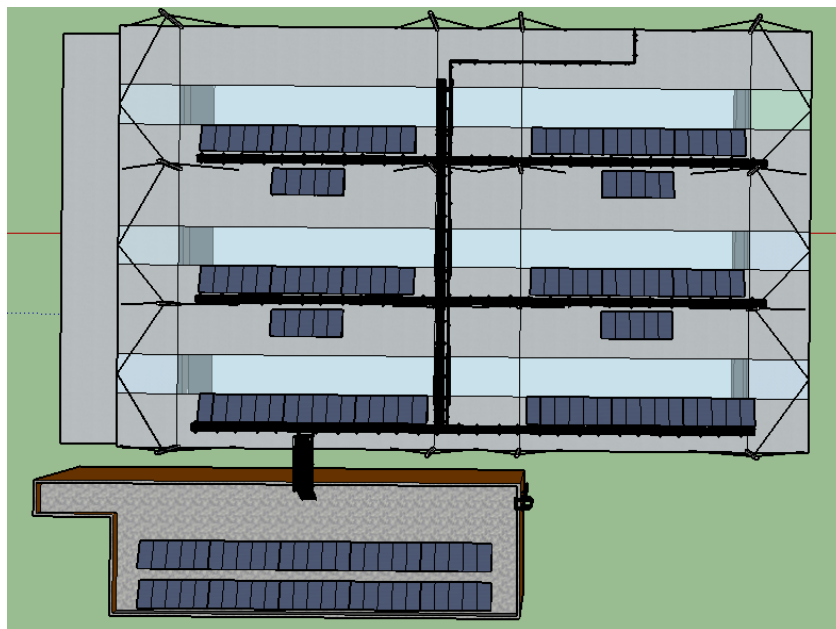


Fig N°3. Distribución de paneles fotovoltaicos en planta.

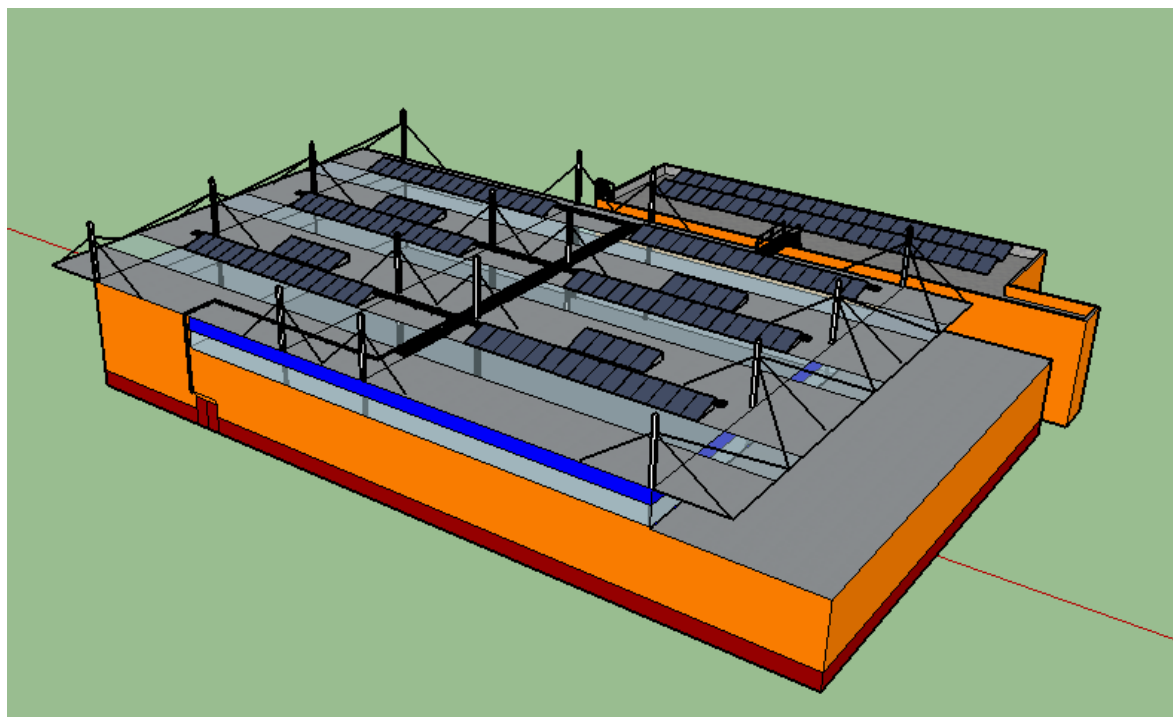


Fig N°4. Distribución de los paneles vista 2

Las características eléctricas de los strings son las siguientes:

INVERSOR	STRING	POTENCIA	N° MODULOS	V _{mpp} (STC)	I _{mpp} (STC)
1	A.1	5.850 W	18	678,6 V	8,65 A
1	A.2	5.850 W	18	678,6 V	8,65 A
1	A.3	5.850 W	18	678,6 V	8,65 A
1	A.4	5.850 W	18	678,6 V	8,65 A
1	A.5	5.850 W	18	678,6 V	8,65 A
1	A.6	5.850 W	18	678,6 V	8,65 A
1	A.7	5.850 W	18	678,6 V	8,65 A
1	A.8	5.850 W	18	678,6 V	8,65 A
1	A.9	5.850 W	18	678,6 V	8,65 A

Tabla N°4. Configuración Strings.

Los strings serán canalizados desde los paneles solares hasta el inversor en bandejas ranuradas 100x50 mm.

Para fines de cálculo de las perdidas por conducción se considera las siguientes distancias entre los string de paneles y el inversor.

INVERSOR	STRING	Largo (m)
1	A.1	81,58
1	A.2	66,54
1	A.3	56,54
1	A.4	62,04
1	A.5	72,54
1	A.6	92,04
1	A.7	64,68
1	A.8	67,86
1	A.9	76,06

Tabla N°5. Largo strings.

Adicionalmente, como condición establecida en el numeral 11.9 de la RGR 02, se considera como pérdida máxima un 1.5%.

Para calcular la sección de los cables se utilizará la siguiente formula:

$$S = 2 \cdot L \cdot 0,018 \cdot \frac{I_{max}}{\Delta V}$$

Donde

Largo Total sección	:	Metros
I_{max}	:	Corriente Salida Circuito Fotovoltaico
V_{mpp}	:	Voltaje punto máxima transferencia de potencia en condiciones STC
S	:	Sección del Conductor en mm ²
ΔV	:	Caída de voltaje en volt.

Según la norma RGR 02 en el numeral 10.2, se considera como corriente salida circuito fotovoltaico 1,25 la corriente máxima paneles. Para estos fines se considerará la corriente máxima la corriente en condiciones STC.

Se procede a realizar el cálculo en base al más largo de los strings:

$$S = 2 \cdot 92,04 \cdot 0,018 \cdot \frac{1,25 \cdot 8,65}{1,5\% \cdot 678,6}$$

$$S = 3,52 \text{ mm}^2$$

Utilizando los datos técnicos del cable solar TopSolar PV ZZ-F(AS), se extrae que para este largo es necesario utilizar un conductor de 6mm².

TOPSOLAR PV ZZ-F (AS)					
DIMENSIONES					
Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre (A)	Superficie (A)	Caída tensión (V/A · km)
1x 2,5	5,6	52	41	33	23,0
1x 4	6,1	68	55	44	14,3
1x 6	6,7	89	70	57	9,49
1x 10	7,8	136	98	79	5,46
1x 16	8,8	193	132	107	3,47
1x 25	10,8	294	176	142	2,23
1x 35	11,9	390	218	176	1,58

Fig. N°5.-Capacidad de transporte cable solar TopSolar PV ZZ-F (AS).

Dadas las condiciones de montaje se aplica los factores de corrección de temperatura, con lo cual se obtiene la nueva capacidad de transporte del conductor. Se considera que en la techumbre se tiene una temperatura de 40°C.

Tabla N° 8.9
Factor de Corrección de la Capacidad de Transporte de Corriente
por Variación de Temperatura Ambiente. Secciones Métricas.

Temperatura ambiente [°C]	Factor de corrección f_t
10	1,22
15	1,17
20	1,12
25	1,07
30	1,00
35	0,93
40	0,87
45	0,79
50	0,71
55	0,61
60	0,50
65	-

Fig. N°6.-Extracto norma técnica Nch 4/2003. Factor de temperatura f_t .

$$I_c = I_n \cdot f_t$$

$$I_c = 55 \cdot 0,87$$

$$I_c = 47,85$$

Finalmente, se obtiene que la nueva capacidad de transporte del conductor cumpla con los requerimientos de corriente del string calculado. Corrigiendo la capacidad de transporte, se obtiene que el conductor a utilizar sea de 4mm².

INVERSOR	STRING	Largo (m)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
1	A.1	81,58	7,94	1,17
1	A.2	66,54	6,47	0,95
1	A.3	56,54	5,5	0,81
1	A.4	62,04	6,04	0,89
1	A.5	72,54	7,06	1,04
1	A.6	92,04	8,96	1,32
1	A.7	64,68	6,17	0,91
1	A.8	67,86	6,28	0,92
1	A.9	76,06	7,46	1,09

Tabla N°5.A. Caída de tensión strings.

De la tabla anterior, se verifica que ninguna caída de tensión es mayor al 1,5% máximo normativo.

6.2.- Pérdidas AC y selección de protecciones.

En el lado AC se considera dimensionar los tramos de unión entre el sistema fotovoltaico y el tablero de inyección final. Se considera que el tramo total a instalar tenga una pérdida máxima de 3%. Para lo anterior se calcula la corriente nominal de los inversores y del sistema completo.

Para el inversor:

$$I_n = \frac{P_n}{V_n \cdot fp}$$

$$I_n = \frac{50.000}{380 \cdot \sqrt{3} \cdot 1}$$

$$I_n = 75,97 \text{ A}$$

Los tramos a instalar tienen la siguiente configuración:

Tramo	Largo (m)
Inversor N°1 a T.D.FV	2
T.D.FV a Punto inyección	9

Tabla N°6. Tramos AC a instalar.

En el segmento entre el inversor y el punto de conexión, se calcula la sección para una pérdida máxima de 0.4% para este trayecto.

$$S = L \cdot 0,018 \cdot \frac{I_{max}}{\Delta V}$$

$$S = 11 \cdot 0,018 \cdot \frac{1,25 \cdot 75,97}{0,4\% \cdot 220}$$

$$S = 21,37 \text{ mm}^2$$

Considerando el cálculo de la sección mínima y utilizando los datos de la figura n°7 se ratifica que el cordón de menor sección que se puede utilizar es de 25 mm².

Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre a 30°C (A)	Enterrado a 20°C (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 2,5	6,1	57	29	29	17,7
1 x 4	6,7	73	40	37	11
1 x 6	7,1	93	53	46	7,32
1 x 10	8,1	136	74	61	4,23
1 x 16	9,1	192	101	79	2,68
1 x 25	11	288	135	101	1,73
1 x 35	12,1	380	169	122	1,23
1 x 50	13,8	520	207	144	0,86
1 x 70	15,9	716	268	178	0,603
1 x 95	17,6	924	328	211	0,457
1 x 120	19,4	1.167	383	240	0,357

Fig. N°7.-Capacidad de transporte cablee RV-K

Al conductor seleccionado se le aplica los factores de corrección establecidos en la norma. El factor por cantidad de conductores no se aplica, ya que la canalización proyectada para este recorrido es exclusiva para este cordón. Se considera que la temperatura promedio de operación es de 30°.

$$I_c = I_n \cdot f_t \cdot f_n$$

$$I_c = 135 \cdot 1 \cdot 1$$

$$I_c = 135$$

Con los factores aplicados se obtiene que el conductor seleccionado tenga la capacidad de transporte suficiente para la corriente de diseño. La caída de tensión del tramo con el conductor de 25mm² es de 0,34%, lo cual cumple con la condición de diseño.

La protección del circuito se dimensiona en base a la corriente de carga que por normativa se define un 25% mayor que la corriente nominal del circuito.

$$I_c = I_n \cdot 1,25 A$$

$$I_c = 75,97 \cdot 1,25 A$$

$$I_c = 94,96 A$$

Con este resultado se obtiene que la protección a instalar deba ser de 4x100 A curva "C" 10KA de ruptura. Adicionalmente se debe instalar un diferencia 4x80A 300mA clase A con el fin de cumplir con la norma técnica RGR N°2.

Tramo	Largo (m)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
Inversor N°1 a T.D.FV	2	0,14	0,06
T.D.FV a Punto inyección	9	0,62	0,28
Punto inyección a Medidor	120	0,58	0,26
Medidor a Empalme	5	0,03	0,02

Tabla N°6.A. Caída tensión lado AC.

De la tabla anterior, se verifica que la caída de tensión a lo largo de todo el tramo no es mayor al 3%. Siendo el anterior el máximo normativo.

6.3.- Coordinación y selectividad de protecciones.

El proyecto contempla las siguientes protecciones en un primer nivel las protecciones integradas al inversor, posterior las protecciones de los tableros fotovoltaicos y finalmente la protección general de la instalación.

El inversor Solar ABB TRIO 50.0-TL-OUTD posee las siguientes protecciones

- Protección de sobretensión lado AC y DC en conformidad a la EN62109-1 y EN62109-2
- Polarización inversa
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida
- Anti-Isla con desconexión automática
- Fallo de aislamiento

En el tablero fotovoltaico se instalarán una protección 4x100A y una protección general de 3x125A en base a lo establecido en el punto 6.2. Estas protecciones se consideran con una curva “C” y una capacidad de ruptura de 10KA. Por normativa adicionalmente se considera instalar una protección diferencial clase “A” de 4x80A 300mA. No se considera una protección dentro del tablero de inyección, esto debido a que el alimentador es de un largo menor a 10 metros. .

Adicionalmente, la conexión de la tierra de protección del sistema fotovoltaico será realizada desde el tablero de inyección y será propagada por los distintos conductores hasta el campo fotovoltaico, mayores detalle en el plano n°7 y n°8. Posterior a la instalación total se realizará una nueva medición de la puesta a tierra para ratificar que la medición es menor al 20 ohms.

6.4.- Verificación de parámetros del inversor.

Con el fin de verificar los parámetros eléctricos del inversor para las temperaturas extremas se utiliza la herramienta de verificación de simulación ABB. Los resultados se entregan en el a continuación:

	MPPT1
Número de paneles por rama	18
Número de ramas en paralelo	9
Número de paneles total	162
Notas	1, 2
Potencia STC instalada en el MPPT [kW]	52.65
Límite de potencia del MPPT [kW]	52.00
$P_{PV(INST),MPPT1}/P_{MPPTMAX}$	101.3%
$P_{PV(inst)}/P_{ACR}$	105.3%
$P_{PV(inst)}/P_{ACMAX}$	105.3%
Máxima tensión del sistema de paneles [Vdc]	1000
Max tensión de ingreso del inversor [Vdc]	1000
Voc_Max: Tensión a circuito abierto de la rama @-8°C [Vdc]	915.3
Voc_Min: Tensión a circuito abierto de la rama @57°C [Vdc]	743.3
Tensión de activación Vstart (defecto) [Vdc]	420
Tensión de activación Vstart aconsejada [Vdc]	Default (420)
Vmp_Max: tensión mp de la rama @-8°C [Vdc]	750.2
Vmp_Typ: Tensión mp de la rama @52°C [Vdc]	620.0
Vmp_Min: Tensión mp de la rama @57°C [Vdc]	609.2
Rango de operación del MPPT* [Vdc]	294 - 950
Corriente de cortocircuito del generador FV @57°C [Adc]	84.1
Max corriente de cortocircuito del inversor [Adc]	160
Corriente del MPP del generador FV @57°C [Adc]	79.2
Max corriente del MPP del inversor [Adc]	108

Fig. N°8.-Verificaciones de condiciones de operación a temperaturas límites.

La herramienta indica que no existe limitante por temperatura para el diseño planteado. El informe completo se entrega en el anexo 10.7.

6.5.- Canalizaciones DC.

Con el fin de transportar el cableado DC desde el campo de paneles al inversor se utilizará una bandeja ranurada con tapa de 100x50 mm. Para esta bandeja se verifica en el punto 8.2.19.20 de la norma técnica 4/2003 que la sección útil máxima a utilizar es del 20%. Considerando que en el tramo más desfavorable todos los conductores de corriente continua serán transportados por la bandeja se tiene,

La sección mínima se define como:

$$SC_{cañerías} = \frac{\sum \frac{\pi \cdot D^2}{4}}{k1}$$

$$SC_{bandejas} = \frac{\pi \cdot \sum D^2}{4 \cdot k1}$$

Donde

SC	:	Sección Canalización en mm
K1	:	Factor de dimensionamiento, donde es 50% para un conductor, 31% para 2 conductores, 35% para 3 o más conductores y 20% para bandejas.
D	:	Diámetro del Conductor en mm

Para el tramo con mayor cantidad de conductores, la sección utilizada corresponde:

$$SC = \frac{\pi \cdot 18 \cdot 6,1^2}{4 \cdot 0,2}$$

$$SC = 2.630,2 \text{ mm}^2$$

La sección mínima es menor que la sección útil de la bandeja a instalar (5000mm²), por lo que cumple con el aspecto normativo.

La unión entre la bandeja y el campo solar será realizada con canalizaciones tipo C.A.G. Los tramos de unión consideran llevar 7,4,3, 2 y 1 cables dependiendo del campo a unir, mayores detalles en la lámina N°1 y N°2 de la planimetría.

Para el tramo de 1 cables se obtiene:

$$SC_{cañerías} = \frac{\pi \cdot 6,1^2}{4 \cdot 0,5}$$

$$SC_{cañerías} = 58,45 \text{ mm}^2$$

Para el tramo de 2 cables se obtiene:

$$SC_{cañerías} = \frac{2 \cdot \pi \cdot 6,1^2}{4 \cdot 0,31}$$

$$SC_{cañerías} = 188,54 \text{ mm}^2$$

Para el tramo de 3 cables se obtiene:

$$SC_{cañerías} = \frac{3 \cdot \pi \cdot 6,1^2}{4 \cdot 0,35}$$

$$SC_{cañerías} = 250,50 \text{ mm}^2$$

Para el tramo de 4 cables se obtiene:

$$SC_{cañerías} = \frac{4 \cdot \pi \cdot 6,1^2}{4 \cdot 0,35}$$

$$SC_{cañerías} = 333,9 \text{ mm}^2$$

Para el tramo de 7 cables se obtiene:

$$SC_{cañerías} = \frac{7 \cdot \pi \cdot 6,1^2}{4 \cdot 0,35}$$

$$SC_{cañerías} = 584,49 \text{ mm}^2$$

Comparando los resultados obtenidos con la tabla n°8.19 de la norma técnica N°4/2003, se obtiene que para los tramos de 1 y 2 conductores se puede utilizar C.A.G ½", el tramo de 3 y 4 conductores se deberá utilizar una cañería de ¾" y el tramo de 7 conductores 1 1/4".

6.6.- Canalizaciones AC.

La canalización en corriente alterna que conecta todo el sistema, se calcula utilizando las mismas ecuaciones del punto anterior esta canalización proyectada será exclusiva para el alimentador, y será conectada a la bandeja existente en el taller de máquinas y herramientas.

$$SC = \frac{\pi \cdot 25,1^2}{4 \cdot 0,5}$$

$$SC = 989,62 \text{ mm}^2$$

Utilizando el mismo procedimiento que para las cañerías en DC, se obtiene que para este tramo se utilizará una cañería de 1 1/4".

7.- Sistemas Complementarios

7.1.- Sistema Monitoreo Remoto

Se instalará un equipo de monitoreo suministrado por el Ministerio de Energía el cual se comunica con el inversor por protocolo RS-485. El equipo de monitoreo será instalado al costado del inversor y se comunicará a internet utilizando la red del establecimiento. Para estos fines se cableará desde el punto de red más cercano utilizando C.A.G ½"

7.2.- Equipo medida Bidireccional

Con el fin de dar cumplimiento a lo establecido en la ley de generación distribuida se instalará en coordinación con la distribuidora la instalación de un medidor bidireccional Elster/Honeywell AS1440.

En el anexo 10.8 se adjunta la ficha técnica del medidor propuesto.

8.- Sistema de Seguridad.

Se considera instalar pasillo técnico con una cuerda de vida afianzada al costado a lo largo del campo solar en el techo del taller de máquinas y herramientas. Además, se instalará para transitar entre los techos a intervenir una pasarela con barandas al metro de altura. Mayores detalles en las láminas n°1, n°12, n°13 y n°14.

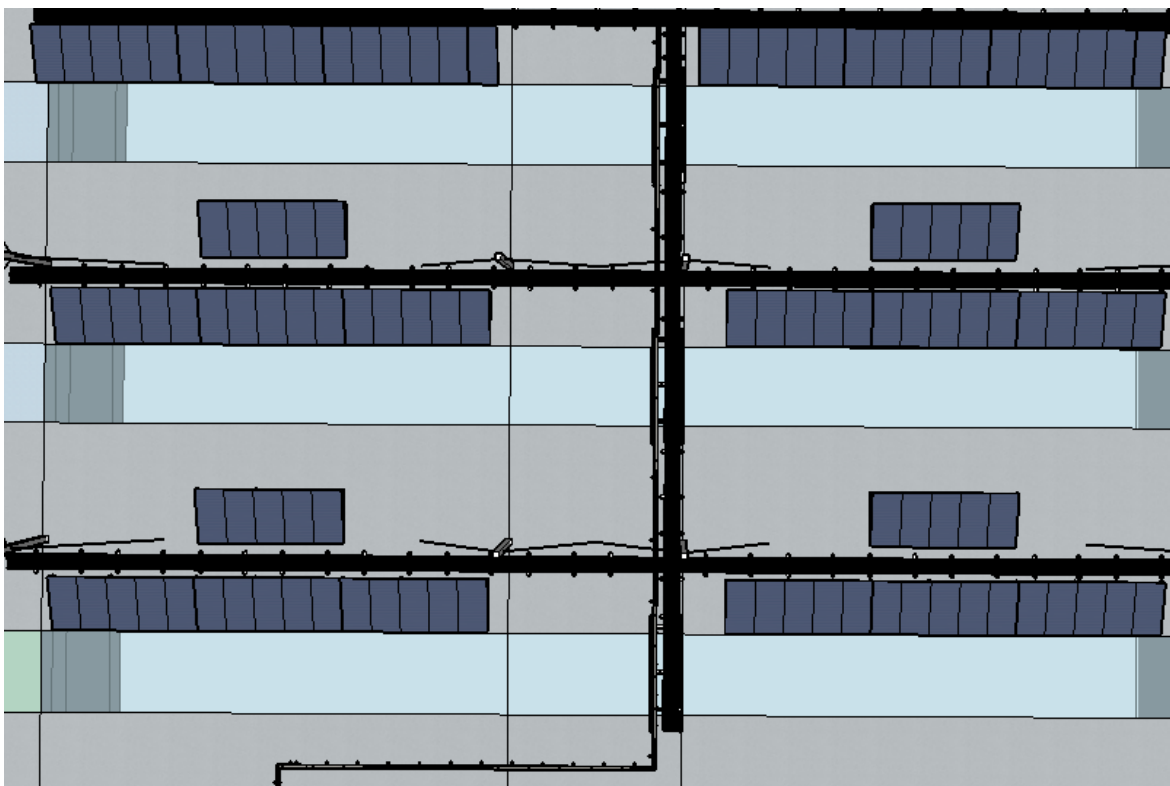


Fig. N°9.- Distribución pasillo técnico.

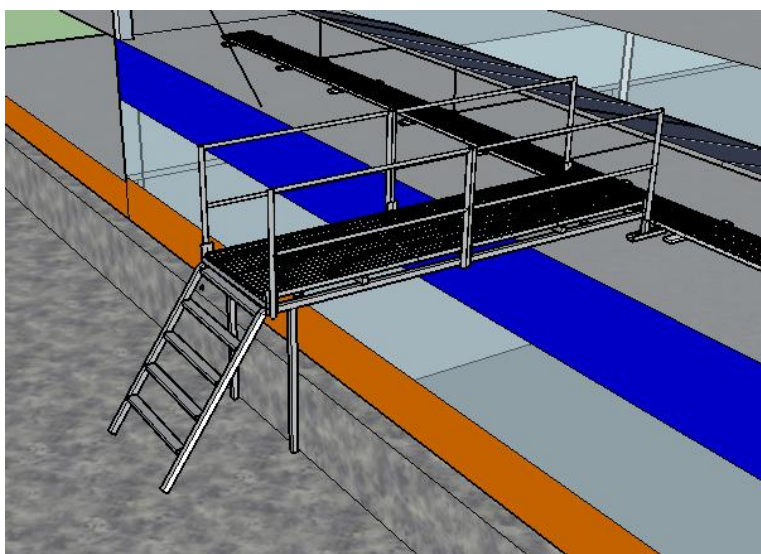


Fig. N°10.- Pasarela de tránsito.

9.- Cubicaciones.

A continuación se presenta la cubicación de los principales materiales a utilizar:

Descripción	Unidad	Cantidad
Cable solar ZZ-F(AS) 4mm ²	m	1.000
Cable solar ZZ-F(AS) 6mm ²	m	1.000
Cable ZH RZ1-K(AS) 5x25mm ²	m	20
Bandeja Ranurada con tapa 100x50	m	70
Riel Unistruct 42x42x1.9 x 2000	tira	10
Conector MC4 4mm ² -6mm ²	par	30
CAG ¾"	m	30
CAG 1/2"	m	250
CAG 1 ¼"	ml	60
Piso Técnico metálico	m	140
Estructura Triange Flat AntaiSolar	Cu	96
ABB TRIO 50.0 TL-OUTD	Cu	1
Panel Risen RSM72-6-325P	Cu	162
Tablero IP54 600x400x200, Totem	Cu	1
Tablero IP54 800x600x300, Totem	Cu	1
Repartidor tetrapolar 200A (Barra 20x3 mm)	Cu	1
Repartidor bipolar 100A	Cu	1
Portafusible 10x38 32A con fusible 2A	Cu	7
Protección monopolar 1x16A "C" 6KA	Cu	2
Protección monopolar 1x20A "C" 6KA	Cu	1
Diferencial 2x25A 30mA "AC"	Cu	1
Bornera a tierra 7 posiciones	Cu	1
Luz piloto roja	Cu	7
Enchufe 10A a riel din con adaptador	Cu	1
Riel din	m	6
Canaleta Ranurada 40x40mm	m	12
Protección Tetrapolar 4x100A "C" 10KA	Cu	1
Protección diferencial 4x80A 300mA	Cu	1
Protección Tripolar caja moldeada 3x125A 15KA	Cu	1

10.- Anexos

10.1.- Simulación Explorador Solar

10.2.- Ficha Técnica Panel Solar

10.3.- Resolución Exenta Panel Solar

10.4.- Ficha Técnica Inversor Solar

10.5.- Resolución Exenta Inversor Solar

10.6.- Ficha Técnica estructura.

10.7.- Ratificación diseño herramienta diseño fabricante inversor.

10.8.- Ficha medidor bidireccional.

10.9. -Fichas equipamiento