



Memoria Técnica Explicativa:

**PARQUE FOTOVOLTAICO DE 95.2 kW CONECTADO
A LA RED "REGIMIENTO CALAMA"
(II Región de Antofagasta)"**

DISEÑO TECNICO: Andes Solar S.A.

EMPLAZAMIENTO: Santiago, Región Metropolitana, Chile

FECHA: Febrero 2017

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	3
1.1	OBJETO Y ALCANCE	3
1.2	LOCALIZACIÓN Y EMPLAZAMIENTO.	3
1.3	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	5
1.3.1	<i>Características técnicas principales del proyecto.....</i>	<i>6</i>
1.4	NORMATIVA Y DOCUMENTACIÓN TÉCNICA APLICABLE.....	6
1.5	DISPONIBILIDAD DE DATOS DE RADIACIÓN SOLAR.....	7
1.6	ENERGÍA ESTIMADA A GENERAR.....	9
1.7	PUNTO DE CONEXIÓN.....	9
2	JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	9
2.1	DIMENSIONAMIENTO ELÉCTRICO	9
2.1.1	<i>Condiciones límite para el inversor TRIO-27.6-TL-OUTD con strings de 16 módulos JKM-315P</i>	<i>10</i>
2.2	DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES Y ESPECIFICACIONES.....	11
2.2.1	<i>Dimensionado de conductores en corriente continua</i>	<i>12</i>
2.2.2	<i>Dimensionado de conductores en corriente alterna.....</i>	<i>13</i>
2.2.3	<i>Cálculos de caídas de tensión</i>	<i>15</i>
2.3	UBICACIÓN DE EQUIPOS	18
2.4	CANALIZACIONES SUBTERRÁNEAS	18
2.5	COORDINACIÓN Y SELECTIVIDAD DE PROTECCIONES.....	20
2.5.1	<i>Protecciones en los inversores</i>	<i>20</i>
2.5.2	<i>Protecciones en el Tablero Fotovoltaico.....</i>	<i>20</i>
2.5.3	<i>Protecciones en el Tablero de Barras</i>	<i>21</i>
2.5.4	<i>Protecciones en el Tablero Auxiliar.....</i>	<i>21</i>
2.5.5	<i>Protecciones en Tablero que será el punto de conexión del proyecto fotovoltaico.....</i>	<i>22</i>
2.6	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS COMPONENTES DEL PROYECTO	22
2.6.1	<i>Paneles fotovoltaicos.....</i>	<i>22</i>
2.6.2	<i>Inversores.....</i>	<i>23</i>
2.6.3	<i>Estructura de soporte</i>	<i>24</i>
2.6.4	<i>Cableado y conectores</i>	<i>24</i>
2.6.5	<i>Sistema de monitoreo y estación meteorológica</i>	<i>25</i>
2.6.6	<i>Especificaciones técnicas de los tableros.....</i>	<i>25</i>
2.6.7	<i>Canalizaciones AC y DC y Zanjas AC</i>	<i>25</i>
2.6.8	<i>Puesta a tierra de protección</i>	<i>26</i>
2.6.9	<i>Puesta a tierra de servicio.....</i>	<i>27</i>
2.7	CUBICACIÓN DE MATERIALES	27
2.8	JUSTIFICACIÓN DE LOS CÁLCULOS DE PRODUCCIÓN Y RENDIMIENTO DEL SISTEMA	28

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Objeto y Alcance

El objeto de la presente memoria explicativa es describir algunos aspectos de la ingeniería de detalle realizada para el proyecto fotovoltaico de 95.2 kW nominales y 100.8 kWp de capacidad, que se instalará en las cubiertas de dos bodegas en el Regimiento Calama, ubicado en la comuna de Calama.

La ingeniería de detalle comprende la descripción y la justificación los siguientes aspectos, cumpliendo con la normativa vigente, en especial la que respecta a las Instrucciones Técnicas RGR n°1 y n°2 asociados a la Ley de Generación Distribuida:

- Layout definitivo
- Estructura de soporte de módulos
- Diagramas unilineales
- Cálculos de caídas de tensión
- Cálculos de generación eléctrica
- Zanjas y Canalizaciones
- Tendido Aéreo
- Descripción de la conexión a la red
- Descripción del sistema de monitoreo de la instalación

Algunos de estos aspectos son vistos en detalle en el set de planos, o bien en el estudio de generación eléctrica, que en definitiva complementan esta memoria explicativa.

1.2 Localización y Emplazamiento.

La planta fotovoltaica se instalará en el Regimiento Calama en la comuna de Calama. Se instalarán estructuras inclinadas sobre las dos aguas de las bodegas, de manera que toda la instalación se encuentre inclinada en 20° con respecto a la horizontal y orientadas según la orientación de las bodegas, 12° desviadas del norte en dirección oeste.

La ubicación del emplazamiento vista desde un mapa, queda ilustrada en la Figura 1.

Las coordenadas UTM aproximadas del proyecto son las siguientes:

- X= 508996.21m (oeste)
- Y= 7517438.06 (norte)
- Huso= 19 K

Las coordenadas geográficas aproximadas son las siguientes:

- Latitud: -22.4493°
- Longitud: -68.9126°



Figura 1: Mapas de la ubicación del Regimiento Calama

Las bodegas del regimiento son las que aparecen en la Figura 2, donde de las 10 bodegas se utilizarán las cubiertas de dos de ellas para la instalación fotovoltaica, que se encuentran identificadas a continuación.



Figura 2: Bodegas consideradas para la instalación fotovoltaica

1.3 Descripción general del sistema fotovoltaico

Una instalación fotovoltaica de conexión a red responde muy básicamente al esquema de la Figura 3. El generador fotovoltaico está formado por una serie de paneles fotovoltaicos del mismo modelo conectados eléctricamente entre sí formando strings, que se encargan de transformar la energía del Sol en energía eléctrica, generando una corriente continua proporcional a la irradiancia solar que incide sobre ellos. Estos paneles usualmente se instalan sobre estructuras fijas o con seguimiento que permiten maximizar la radiación incidente sobre ellos, aumentando de esta forma la generación eléctrica producida.

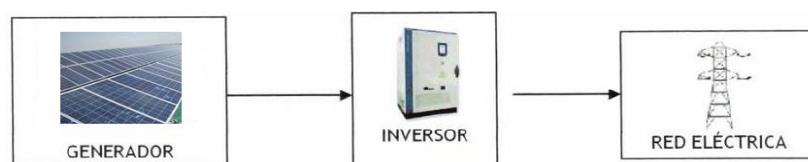


Figura 3: Esquema básico de una instalación fotovoltaica conectada a red.

Como no es posible inyectar directamente la energía del generador fotovoltaico en la red eléctrica, precisa de ser transformada en corriente alterna para acoplarse a la misma. Esta corriente se conduce por lo tanto a un inversor, que utilizando la electrónica de potencia, la convierte en corriente alterna a la misma frecuencia que la red eléctrica, pudiendo conectarse de esta forma, directamente o mediante un tablero eléctrico a la red, para abastecer consumos o inyectarla directamente al sistema.

En este caso el proyecto fotovoltaico presenta un total de 320 paneles fotovoltaicos que están unidos en strings y están dispuestos sobre estructuras fijas con inclinación de 20° con respecto a la horizontal, tomando en cuenta la inclinación propia de las aguas de las bodegas y orientadas 12° desviados del norte en dirección oeste.

Todos estos paneles se conectan a cuatro inversores, cuyas salidas posteriormente se juntan en un único tablero, llamado Tablero Fotovoltaico. Posteriormente la salida de este tablero se conecta mediante una canalización subterránea de aproximadamente 320m con otro Tablero Auxiliar para esta instalación y desde este se realiza la conexión final en el punto de conexión disponible del proyecto, que en este caso es aguas abajo de la protección de uno de los transformadores que posteriormente se conecta en Media Tensión a la red de la Distribuidora ELECDA.

1.3.1 Características técnicas principales del proyecto

Para comenzar, los paneles fotovoltaicos se conectan en serie, usualmente en grupos de 15 hasta 20 unidades o más, y estas conexiones son llamadas strings. Cada string podría normalmente alcanzar entre unos 400V a 800V de tensión en corriente continua, que son en general las tensiones óptimas de trabajo para los inversores. De esta forma se logran mayores eficiencias en estos equipos y se disminuyen también las caídas de tensión por el cableado que transmite potencia entre los paneles y los inversores, al minimizar la corriente circulante para la misma potencia.

Para este proyecto en particular, se ha contemplado una configuración particular compuesta por 20 strings de 16 paneles fotovoltaicos en serie. Los paneles solares utilizados son de marca Yingli Solar, modelo YL315P-35b, de 315 W de potencia cada uno. La justificación del dimensionamiento eléctrico será explicada más adelante.

Con respecto a los inversores, estos serán de marca ABB y modelos TRIO-27.6-TL-OUTD y TRIO-20.0-TL-OUTD. Los inversores presentan 10 y 8 entradas respectivamente, que son suficientes para recibir la cantidad de strings que se conectarán a ellos, que por cada tipo de inversor serán 6 y 4.

En la Tabla 1 se recoge el resumen de la instalación de 95.2 kW:

Proyecto 95.2 kW – 100.8 kWp	
Número de módulos Yingli Solar YL315P-35b	320
Número de inversores TRIO-27.6-TL-OUTD	2
Número de inversores TRIO-20.0-TL-OUTD	2
Nº de módulos en serie por string	16
Nº de strings conectados a cada inversor TRIO-27.6-TL-OUTD	6
Nº de strings conectados a cada inversor TRIO-20.0-TL-OUTD	4
Potencia "peak" total del proyecto	100.800 Wp
Potencia nominal del proyecto	95.200 W

Tabla 1. Resumen del proyecto

1.4 Normativa y Documentación Técnica Aplicable.

Esta memoria técnica ha sido elaborada de acuerdo a la normativa nacional vigente que regula esta actividad y otras que puedan afectar a la misma. La normativa es la siguiente:

- 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
- Instrucción Técnica RGR n° 02/2014
- Instrucción Técnica RGR n° 01/2014
- Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, “NTSyCS”
- 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

1.5 Disponibilidad de datos de Radiación Solar

Para realizar los cálculos de producción eléctrica de la planta se toma como fuente de datos los valores de radiación global horizontal disponibles en el *Explorador De Energía Solar*, perteneciente a la Universidad de Chile en conjunto con el Ministerio de Energía¹. Esta fuente de datos se apoya en cálculos obtenidos a través de diversas fuentes de información meteorológica y satelital. La información disponible incluye datos de irradiancia y temperatura mensuales.

Para efectos del modelamiento de la generación se consideran las mediciones promedio registradas por todo el período, de radiación y temperatura del Explorador (Figuras 4 y 5).

En la Figura 4 se encuentra el ciclo anual de insolación mensual del sitio en unidades de radiación promedio diaria (kWh/m^2), disponible en el Reporte Solar entregado por el *Explorador De Energía Solar*. En esta gráfica se aprecia la estacionalidad de la radiación, que en los meses de verano alcanza valores de hasta $9 \text{ kWh}/\text{m}^2$ día, mientras que en invierno puede llegar a ser de un poco menos de $5 \text{ kWh}/\text{m}^2$ día.

¹Fuente: <http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3/>

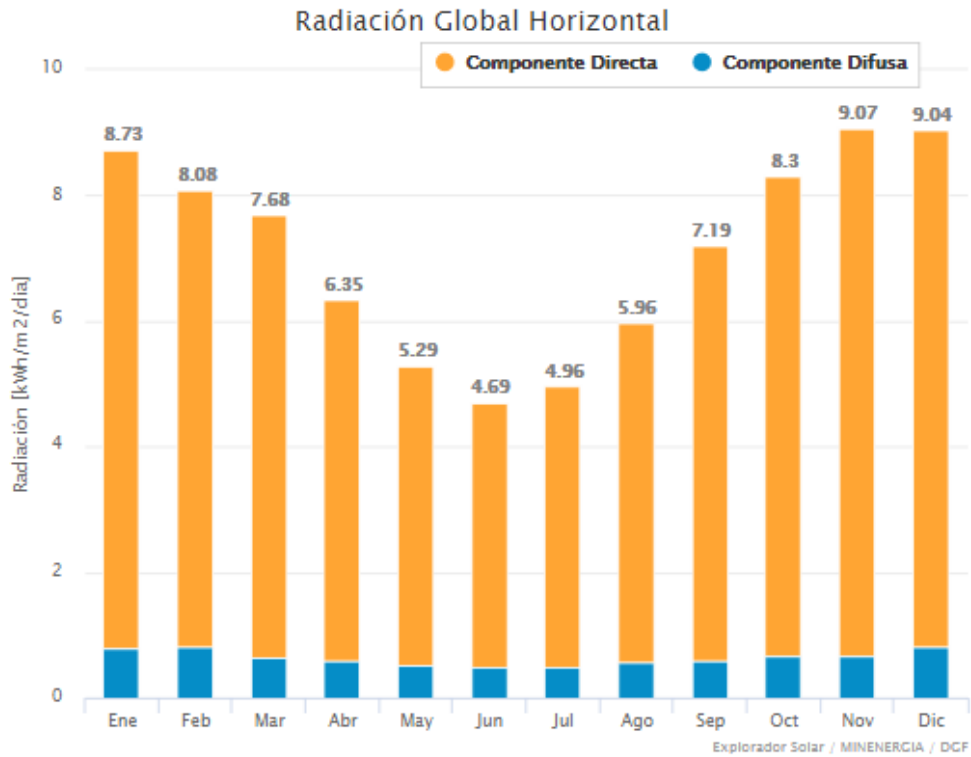


Figura 4: Radiación diaria incidente promedio por mes en el Regimiento Calama

En la Figura 5 se aprecia el ciclo de temperatura anual en el Regimiento Calama que en promedio oscila entre los 8° C y los 16° C.

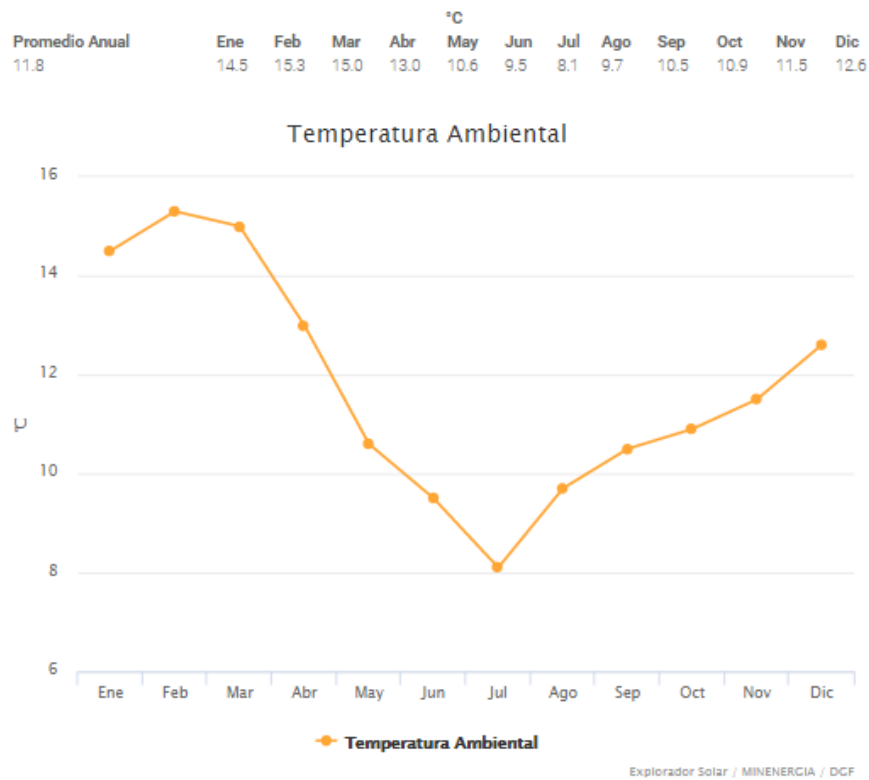


Figura 5: Perfil de temperatura en el Regimiento Calama

Para el cálculo de la producción eléctrica fotovoltaica interesa determinar la radiación sobre la superficie de los paneles. Este valor depende de la latitud, de la climatología del lugar y de la naturaleza de la superficie receptora.

A partir de los datos disponibles de irradiancia global horizontal, se calcula la irradiancia sobre el plano del generador $I(\alpha, \beta)$, siendo el parámetro α el azimut y β la inclinación de los módulos con respecto a la horizontal. Con la suma de las irradiancias por intervalo, se obtiene de forma aproximada la radiación total anual disponible en el plano inclinado.

Para maximizar la producción del generador fotovoltaico durante todo el año la orientación del plano generador fotovoltaico deberá tener un ángulo de azimut lo más cercano a cero respecto al Norte, con una inclinación que aumente la incidencia perpendicular de los rayos del sol. Para este proyecto en particular, la orientación de los paneles se encuentra 12° desviados del norte en dirección oeste y se encontrarán 20° inclinados con respecto a la horizontal.

1.6 Energía estimada a generar

Se ha estimado la energía que durante un año produciría la planta fotovoltaica. Para ello se realizaron simulaciones con el software PVsyst, considerando que las estructuras se encuentran orientadas e inclinadas según se ha comentado más arriba.

De esta forma, tomando en cuenta la radiación incidente, temperatura y las características particulares del proyecto como su disposición y su nivel de sombras, se ha estimado que la generación anual del proyecto estaría en el orden de los **232.600 kWh en el año.**

1.7 Punto de conexión

El proyecto fotovoltaico se conecta aguas abajo de uno de los transformadores interiores del regimiento que posteriormente se conectan en Media Tensión con la empresa distribuidora ELECDA. La conexión se realiza aguas abajo del interruptor asociado a este transformador, ubicado en un tablero que se encuentra justo abajo del transformador y con poder de corte adecuado y superior al señalado por la empresa distribuidora en el punto de conexión.

2 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

2.1 Dimensionamiento Eléctrico

En un proyecto fotovoltaico, la potencia de entrada del inversor debe ajustarse a la potencia de salida del conjunto de paneles fotovoltaicos. No obstante, los datos de potencia de los módulos (Wp) se refieren a las Condiciones Estándar de Medida (STC:

1000 W/m², 25 °C, AM = 1,5) y estas condiciones son ideales de laboratorio, que nunca se dan en la práctica.

De ahí que usualmente deba elegirse una potencia “peak” (potencia en los módulos) de un tanto por ciento superior a la potencia nominal (potencia en el inversor), para una vez descontadas las pérdidas (especialmente por temperatura y suciedad), sea posible obtener el máximo rendimiento del sistema con el mínimo coste.

La instalación de 95.2 kW nominales está compuesta por 4 inversores. Dos de ellos son de modelo **TRIO-27.6-TL-OUTD**, cada uno de 27.6 kW de capacidad. Los otros dos inversores son modelo **TRIO-20.0-TL-OUTD**, cada uno de 20 kW. A los primeros inversores se conectarán 96 módulos de silicio **policristalino YL315P-35b** de la marca **Yingli Solar**, con una potencia “peak” nominal de 315 Wp por cada uno de ellos. A los segundos inversores se conectarán 64 módulos del mismo modelo y marca señalados anteriormente.

La potencia del inversor debe ajustarse a la potencia del módulo. No obstante, los datos de potencia de los módulos (Wp) se refieren a las Condiciones Estándar de Medida (STC: 1000 W/m², 25 °C, AM = 1,5), estas condiciones son ideales de laboratorio, que nunca se dan en la práctica. De ahí que deba elegirse una potencia “peak” (potencia en los módulos) de un tanto por ciento superior a la potencia nominal (potencia en el inversor), para una vez descontadas las pérdidas sacar el máximo rendimiento al sistema, con el mínimo coste.

Este sobredimensionamiento en paneles, sin embargo, debe también ser revisado en términos eléctricos, para que el conjunto de strings que se conectan a los inversores se encuentren dentro de los rangos de operación admisibles de estos últimos, en particular con respecto a la corriente y a la tensión en el lado de corriente continua.

2.1.1 Condiciones límite para el inversor TRIO-27.6-TL-OUTD con strings de 16 módulos JKM-315P

Los 320 módulos, se conectarán en **20 series de 16 módulos** al conjunto de inversores ABB TRIO-27.6-TL-OUTD y ABB TRIO-20.0-TL-OUTD. Cada uno de estos inversores cuenta con 2 entradas MPPT, donde cada una de ellas cuenta además con cinco entradas independientes en el caso del primer inversor y cuatro entradas en el caso del segundo, que son suficientes para el número de strings que se desea conectar (3 y 2 respectivamente por MPPT).

El número de los módulos solares en serie conectados por inversor se eligió de modo que la tensión de entrada no supere en ningún caso el rango de tensión ni de corriente de entrada del inversor, pues de lo contrario se pone en riesgo su vida útil. Teniendo en cuenta los coeficientes de temperatura $T_k(V_{oc})$ y $T_k(I_{sc})$, deben de cumplirse una serie de condiciones límite para ambos inversores.

- 1) El máximo voltaje de los módulos solares se da a -10 °C (o bien la temperatura mínima ambiental en el sector del emplazamiento mayor a -10°C), porque en las células cristalinas la tensión crece al bajar las temperaturas. Este valor debe de

estar por debajo del límite superior de tensión para mantenerse en el punto MPP de ambos inversores, que es: $V_{max} = 800 \text{ Vdc}$.

- VMPP módulos ($-10 \text{ }^{\circ}\text{C}$) = $642 \text{ Vdc} < 800 \text{ Vdc}$

La condición de límite superior se cumple para ambos inversores.

- 2) El mínimo voltaje se registra a aproximadamente $70 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (o bien la temperatura máxima que pueda alcanzar el módulo con una muy alta temperatura ambiental), en verano con los módulos calientes. Este mínimo voltaje de los módulos a $70 \text{ }^{\circ}\text{C}$ debe estar por encima del límite inferior de tensión para mantenerse en el rango MPP de ambos inversores, que es: $V_{min} = 440 \text{ Vdc}$ y $V_{min} = 500 \text{ Vdc}$ respectivamente para los inversores ABB TRIO-20.0-TL-OUTD y ABB TRIO-27.6-TL-OUTD

- VMPP módulos ($70 \text{ }^{\circ}\text{C}$) = $501 \text{ Vdc} > 440 \text{ Vdc}$
- VMPP módulos ($70 \text{ }^{\circ}\text{C}$) = $501 \text{ Vdc} > 500 \text{ Vdc}$

La condición de límite inferior también se cumple para ambos inversores.

- 3) La tensión de circuito abierto VOC en condiciones extremas de temperatura (a $-10 \text{ }^{\circ}\text{C}$) debe estar por debajo de la máxima tensión admisible de ambos inversores: $V_{max} = 1.000 \text{ Vdc}$.

- VOC módulos ($-10 \text{ }^{\circ}\text{C}$) = $803 \text{ Vdc} < 1.000 \text{ Vdc}$

La condición de tensión de circuito abierto se cumple para ambos inversores.

- 4) La corriente máxima de cortocircuito a $70 \text{ }^{\circ}\text{C}$ que llegará a cada inversor debe de ser inferior a su corriente máxima de entrada, que es: $I_{max} = 50 \text{ A}$ e $I_{max} = 64 \text{ A Vdc}$ respectivamente para los inversores ABB TRIO-20.0-TL-OUTD y ABB TRIO-27.6-TL-OUTD

- $I_{max} (70 \text{ }^{\circ}\text{C}) = 36 \text{ A} < 50 \text{ A}$ (inversor ABB TRIO-20.0-TL-OUTD)
- $I_{max} (70 \text{ }^{\circ}\text{C}) = 54 \text{ A} < 64 \text{ A}$ (inversor ABB TRIO-27.6-TL-OUTD)

La condición de corriente de cortocircuito se cumple para ambos inversores. De esta forma, bajo condiciones límites ambientales y de operación ambos inversores operarán bajo rangos normales.

2.2 Dimensionamiento de conductores y especificaciones

Tomando en cuenta que la normativa exige que todos los conductores utilizados en la instalación fotovoltaica deben ser de cobre y en particular que los que son parte de la unidad de generación fotovoltaica correspondan al tipo fotovoltaico indicado en el punto 11.6 de la RGR n° 02/2014 y que a su vez hacia el punto de conexión se ha considerado una canalización subterránea de 350m que debe cumplir con la NCh 4/2003, se ha considerado la utilización de los siguientes tipos de conductores:

- Conexión en C.C.: Cable Solar Fotovoltaico, de 4mm² (de fábrica junto a los paneles solares) y 6mm² de sección para conexiones de los extremos de los strings hasta los inversores.
- Conexión en C.A.: Cables RV-K 5x16mm² y 5x25mm² para la salida de los inversores hacia Tablero Fotovoltaico, Cable RV-K de 70mm² entre el Tablero Fotovoltaico y el Tablero de Barras, y entre El Tablero Auxiliar y el tablero que servirá como punto de conexión con la red interna del Regimiento y finalmente dos ternas de Cable RV-AL de 150mm² desde el Tablero de Barras hasta el Tablero Auxiliar, donde este último cableado abarca una distancia de aproximadamente 350m.

Además, como cable de tierras, se ha considerado un cable de cobre desnudo, que irá dispuesto en la tierra por medio de zanjas. La sección de este conductor será de 21mm². La resistencia del sistema de puesta a tierra de protección será medido una vez instalado, debiendo cumplir lo exigido en la Norma NCh 4/2003 para conexiones en baja tensión, que es que la resistencia de puesta a tierra sea menor a 20Ω.

2.2.1 Dimensionado de conductores en corriente continua

Para el tramo de corriente continua, considerando el punto 10 de la RGR n°2/2014, los conductores que transmiten la energía desde los paneles solares hasta los inversores deben ser capaces de transportar la corriente de cortocircuito del string, multiplicado por 1.25. Para ello y considerando además el punto 11.12 sobre el tamaño mínimo del conductor y que la caída de tensión que provocan estos conductores debe ser menor a un 1.5%, se ha considerado la utilización de conductores de 4mm² (incluidos en los paneles solares) y de 6mm² para conectar todos los strings hacia los inversores.

Este cable además debe cumplir con ser cable de tipo solar, tal como es señalado en la Instrucción Técnica RGR n° 02. El cable utilizado en el lado de C.C. se resume en la Tabla 2.

Las capacidades de transporte del cable solar ZZ-F(AS) de secciones de 4mm² y de 6mm² son respectivamente de al menos 44 A y 57 A sobre superficie, mientras que la corriente máxima a transportar según la normativa sería de unos 11.5 A. De esta forma los conductores en el lado de C.C. se encuentran bien dimensionados para transmitir estas corrientes.

Por otra parte, en el lado CC de baja tensión se producen pérdidas originadas por las caídas de tensión en los conductores que unen las series de módulos fotovoltaicos, que luego se conectan a los inversores. Estos cables tendrán una sección de 4mm² y 6mm² cumpliendo con que sea mayor al mínimo requerido por la norma NCh 4/2003 que exige que esa sea de al menos 2,5mm² y que permite la caída de tensión sea muy inferior al límite exigido en la normativa, lo que será demostrado más adelante.

Cable Solar ZZ-F(AS) o equivalente de 4mm ² de Cu (incluido en los módulos fotovoltaicos)	Cable de los módulos para formar series
Cable Solar ZZ-F(AS) o equivalente de 6mm ² de Cu	Cable de los módulos para formar series y conexión a inversores

Tabla 2: Cable CC

2.2.1.1 Características del cable solar de 6mm²:

Cable Diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas ZZ-F

Conductor aislado 0.6/1.8 1x6mm², cobre

Aislamiento: Goma libre de halógenos tipo E16

Cubierta exterior: Goma ignifugada tipo EM8, libre de halógenos y con baja emisión de humos y gases corrosivos en caso de incendio

Tensión nominal: 0,6/1.8 KV

Sección Unipolar: 6mm² en Cu

Intensidad admisible permanente: 57 A

Diámetro exterior: 6.7 mm.

Nota: El Cable Solar de 4mm² que viene junto a los módulos, cumplirá la Norma TÜV que regula las características de este cable y viene por defecto con un largo de 90cm para el conductor positivo y para el negativo.

2.2.2 Dimensionado de conductores en corriente alterna

Para el tramo de corriente alterna, considerando el punto 11.10 de la RGR n°2/2014, los conductores que transmiten la energía desde los inversores hasta el tablero fotovoltaico deben ser capaces de transportar 1,25 veces la máxima intensidad de corriente del inversor y junto con ello según el punto 11.11 sobre la máxima caída de tensión en este tramo, la caída máxima debe ser de un 3%.

De esta forma se ha contemplado que el cableado RV-K que conecta dos inversores con el tablero fotovoltaico tenga una sección de 16mm², mientras que para los otros dos inversores se utilizará cableado de 25mm², debido a la mayor distancia entre ellos y el tablero fotovoltaico.

Ambos cables pueden transportar respectivamente una corriente máxima de 79 A y 101 A. Sin embargo, la corriente máxima que transmitirán será sólo de 42 A para los cables conectados a los inversores de 27.6 kW y de 30 A para cables conectados a los inversores de 20 kW, corrientes que aumentadas en un 25% llegan sólo a 53 A y 38 A respectivamente.

Para el caso de la conexión del tablero fotovoltaico hasta el tablero de barras y desde el tablero auxiliar hasta el punto de conexión se considera la utilización de cableado RV-K de 70mm², mientras que desde el tablero de barras hasta el tablero auxiliar se utilizan dos ternas de cableado RV-AL de 150mm²

Ambos conductores transmitirán como máximo 145 A, siendo esta la corriente máxima que puede generar el proyecto. Esta corriente aumentada en un 25% llega a 181 A, debiendo tener por lo tanto ambos cables una mayor capacidad de transmisión que esta última corriente señalada.

Para el primer tramo, la capacidad de transporte del cable de aluminio de 150mm² es de 260 A. Para el segundo tramo donde se utiliza cable de cobre de 70mm², la capacidad de transporte es de 268 A, cumpliendo ambos cableados con el requisito de transporte de corriente.

De esta forma todos los cables utilizados en el proyecto cumplen holgadamente con el requisito de transmisión. La Tabla 3 muestra un resumen del cableado a utilizar en el lado de C.A. La elección de estos conductores permite también que la caída de tensión sea inferior al límite de 3% exigido en la normativa y que también será desarrollado más adelante.

Tipo de cable	Función del cable
Cable RV-K de 5x16mm ² de Cu	Entre inversores y Tablero Fotovoltaico
Cable RV-K de 5x25mm ² de Cu	Entre inversores y Tablero Fotovoltaico
Dos ternas de Cable RV-AL (2x3x150mm ²) y 150mm ² de AL para neutro	Entre Tablero de Barras y Tablero Auxiliar (con una extensión de 350m)
Cable RV-K de 4x1x70mm ² de Cu	Entre el Tablero Fotovoltaico y el Tablero de Barras y entre el Tablero Auxiliar y el punto de conexión (aguas abajo de uno de los transformadores del regimiento)

Tabla 3: Conductores de Corriente Alterna

2.2.2.1 Características del cableado utilizado en el lado de C.A:

Conductor RV-K 5x16 mm²

Tensión nominal: 0,6/1 KV

Sección Unipolar: 16mm² en Cu

Intensidad admisible permanente, cable enterrado a 20 ° C: 79 A

Diámetro exterior: 20.2 mm.

Conductor RV-K 5x25 mm²

Tensión nominal: 0,6/1 KV

Sección Unipolar: 25mm² en Cu

Intensidad admisible permanente, cable enterrado a 20 ° C: 79 A

Diámetro exterior: 26.6 mm.

Conductor RV-AL 1x150 mm²

Tensión nominal: 0,6/1 KV

Sección Unipolar: 150mm² en Aluminio (siete conductores en total)

Intensidad admisible permanente, cable enterrado a 20 ° C: 260 A

Diámetro exterior cable unipolar: 20 mm.

Conductor RV-K 1x70 mm²

Tensión nominal: 0,6/1 KV

Sección Unipolar: 70mm² en Cu para cuatro conductores (fases)

Intensidad admisible permanente, cable enterrado a 20 ° C: 178 A

Diámetro exterior: 15.7 mm.

2.2.3 Cálculos de caídas de tensión

Considerando las medidas de todos los conductores descritos en el punto anterior, se ha procedido a realizar los cálculos de caídas de tensión, los que dan cuenta de unas caídas medias menores a los máximos permitidos por la normativa, de un 1.5% para la parte de corriente continua y 3% para la parte de corriente alterna según los puntos 11.8 y 11.11 de la RGR n°2/2014.

En el sector de C.C. se ha estimado una caída promedio y máxima de 0.25% y 0.4% respectivamente, mientras que en el sector de C.A. se ha estimado una caída promedio de 2.79%, sumando los tramos desde inversor a tablero fotovoltaico y desde el tablero fotovoltaico hasta los puntos de conexión.

2.2.3.1 Caídas de tensión en corriente continua

La siguiente formula relaciona la caída de tensión, con la sección del conductor y la longitud para corriente continua.

$$S = \frac{P \cdot L}{\delta \cdot \Delta u \cdot U} = \frac{I \cdot L}{\delta \cdot \Delta u}$$

Donde:

S = Sección del conductor (mm²).

P = Potencia activa prevista para la línea (W).

L = Longitud de la línea (m).

δ = Conductividad del cable ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$).

Δu = Caída de tensión admisible (V).

U = Tensión de la línea (V).

Considerando que este tramo contempla exclusivamente la conexión de los strings a los inversores, se debe contemplar dos secciones de cable solar: 4mm² (que viene incluido con los paneles) y de 6mm² para conectar los extremos de cada string con las entradas de positivo y negativo del inversor. De esta forma la caída promedio y máxima de tensión es de 0.51% y 0.68% respectivamente (Ver Tabla 4).

DESDE STRINGS A INVERSORES					
String	Total distancia 4mm	Total distancia 6mm	POTENCIA (kW)	INTENSIDAD (A)	C.D.T. (%)
1.1	17,60	76,34	5,04	8,56	0,45%
1.2	17,60	70,55	5,04	8,56	0,42%
1.3	17,60	64,44	5,04	8,56	0,40%
1.4	17,60	129,18	5,04	8,56	0,68%
1.5	17,60	123,36	5,04	8,56	0,65%
1.6	17,60	117,18	5,04	8,56	0,63%
2.1	17,60	51,13	5,04	8,56	0,34%
2.2	17,60	44,68	5,04	8,56	0,31%
2.3	17,60	108,05	5,04	8,56	0,59%
2.4	17,60	114,08	5,04	8,56	0,61%
3.1	17,60	76,34	5,04	8,56	0,45%
3.2	17,60	70,55	5,04	8,56	0,42%
3.3	17,60	64,44	5,04	8,56	0,40%
3.4	17,60	129,18	5,04	8,56	0,68%
3.5	17,60	123,36	5,04	8,56	0,65%
3.6	17,60	117,18	5,04	8,56	0,63%
4.1	17,60	51,13	5,04	8,56	0,34%
4.2	17,60	44,68	5,04	8,56	0,31%
4.3	17,60	105,98	5,04	8,56	0,58%
4.4	17,60	112,09	5,04	8,56	0,60%
Caída máxima de tensión (%)					0,68%
MEDIA (%)					0,51%

Tabla 4: Longitud de los tramos de cada string en función de la sección del cable solar y la caída de tensión total en corriente continua

2.2.3.2 Caídas de tensión en corriente alterna

La transmisión en corriente alterna considera los siguientes tramos:

- Entre inversores y tablero fotovoltaico
- Entre tablero fotovoltaico y tablero de barras
- Entre el tablero de barras y el tablero auxiliar
- Entre tablero auxiliar y tablero de bajada del lado de baja de uno de los transformadores del Regimiento (punto de conexión final de la instalación fotovoltaica)
- Entre el lado de baja de uno de los transformadores del Regimiento hasta el empalme con la empresa distribuidora ELECDA. Para este último tramo se conoce que la tensión está en Media Tensión y se ha supuesto de 13.2 kV. El conductor presente en este tramo es 4x1 AWG THHN, por tendido subterráneo, de unos 460m de longitud.

La caída de tensión en un punto de la red viene dada por la expresión:

$$e = \frac{(R + X * \operatorname{tg} \varphi)}{U} * P * L \quad (V)$$

R = Resistencia del conductor en Ω/km .

X = Reactancia del conductor en Ω/km .

U = Tensión entre fases en V

P = potencia en kW.

L = Longitud del tramo en m.

φ = ángulo de desfase

Las caídas de tensión obtenidas en función de cada uno de los tramos señalados anteriormente se muestran a continuación en las Tablas 5, 6, 7, 8 y 9. **La suma de la caída de tensión media en CA a plena carga es de 2,84%.**

2.2.3.2.1 Tramo desde los inversores hasta el tablero fotovoltaico

INVERSORES HASTA TABLERO FOTOVOLTAICO							
RECORRIDO		LONGITUD (m)	POTENCIA (kW)	INTENSIDAD (A)	C.D.T. (V)	C.D.T. (%)	SECCION (mm ²)
DESDE	HASTA						
Inversor 1: TRIO-27.6-TL-OUTD-S2X	Tablero Fotovoltaico	5	27,6	41,93	0,41	0,11	16
Inversor 2: TRIO-20.0-TL-OUTD-S2X	Tablero Fotovoltaico	5	20	30,39	0,30	0,08	16
Inversor 3: TRIO-27.6-TL-OUTD-S2X	Tablero Fotovoltaico	60	27,6	41,93	3,14	0,83	25
Inversor 4: TRIO-20.0-TL-OUTD-S2X	Tablero Fotovoltaico	60	20	30,39	2,27	0,60	25
Caída máxima de tensión (%)						0,83	
MEDIA (%)						0,40	

Tabla 5: Longitud de los tramos de cada inversor hasta el tablero fotovoltaico y la caída de tensión total en corriente alterna en este tramo

2.2.3.2.2 Tramo desde el tablero fotovoltaico hasta el tablero de barras

TABLERO FOTOVOLTAICO A TABLERO DE BARRAS							
RECORRIDO		LONGITUD (m)	POTENCIA (kW)	INTENSIDAD (A)	C.D.T. (V)	C.D.T. (%)	SECCION (mm ²)
DESDE	HASTA						
Tablero Fotovoltaico	Tablero de Barras	3	95,2	144,64	0,19	0,05	70
Caída máxima de tensión (%)						0,05	
MEDIA (%)						0,05	

Tabla 6: Longitud del tramo desde el tablero fotovoltaico hasta el tablero de barras y la caída de tensión total en corriente alterna en este tramo

2.2.3.2.3 Tramo desde el tablero de barras hasta el tablero auxiliar

TABLERO FOTOVOLTAICO A TABLERO AUXILIAR							
RECORRIDO		LONGITUD (m)	POTENCIA (kW)	INTENSIDAD (A)	C.D.T. (V)	C.D.T. (%)	SECCION (mm ²)
DESDE	HASTA						
Tablero Fotovoltaico	Tablero Auxiliar	360	95,2	144,64	8,72	2,29	300
Caída máxima de tensión (%)						2,29	
MEDIA (%)						2,29	

Tabla 7: Longitud del tramo desde el tablero de barras hasta el tablero auxiliar y la caída de tensión total en corriente alterna en este tramo

2.2.3.2.4 Tramo desde el tablero auxiliar hasta el tablero asociado al lado de baja de uno de los transformadores del Regimiento (punto de conexión)

TABLERO AUXILIAR A PUNTO DE CONEXIÓN							
RECORRIDO		LONGITUD (m)	POTENCIA (kW)	INTENSIDAD (A)	C.D.T. (V)	C.D.T. (%)	SECCION (mm ²)
DESDE	HASTA						
Tablero Auxiliar	Punto de conexión	5	95,2	145	0,32	0,08	70
Caída máxima de tensión (%)						0,08	
MEDIA (%)						0,08	

Tabla 8: Longitud del tramo desde el tablero auxiliar hasta el punto de conexión y la caída de tensión total en corriente alterna en este tramo

2.2.3.2.5 Tramo desde el lado de baja de uno de los transformadores del Regimiento (punto de conexión) hasta el empalme con ELECDA

PUNTO DE CONEXIÓN A EMPALME							
RECORRIDO		LONGITUD (m)	POTENCIA (kW)	INTENSIDAD (A)	C.D.T. (V)	C.D.T. (%)	SECCION (mm ²)
DESDE	HASTA						
Punto de Conexión	Empalme	462	95,2	4	1,43	0,01	42
Caída máxima de tensión (%)						0,01	
MEDIA (%)						0,01	

Tabla 9: Longitud del tramo desde el punto de conexión hasta el empalme con ELECDA y la caída de tensión total en corriente alterna en este tramo (Media Tensión)

2.3 Ubicación de Equipos

Cada una de las dos cubiertas de los Galpones tendrá en sus aguas norte y sur un total de 160 paneles solares (96 en el agua norte y 64 en el agua sur), que estarán montados sobre estructuras de aluminio. En las cubiertas además se encontrarán equipos de protección: pasillos técnicos, cuerdas de vida fijadas a estos pasillos técnicos, una gatera y finalmente equipamiento que permitirá la canalización del cableado proveniente desde los strings hasta los inversores y la comunicación y la alimentación de los equipos que conforman el sistema de monitoreo suministrado por el Ministerio de Energía.

En los muros interiores de ambos galpones se dispondrán dos inversores: Uno modelo TRIO-27.6-TL-OUTD y otro modelo TRIO-20.0-TL-OUTD. En particular en el Galpón 77 además se dispondrá el Tablero Fotovoltaico, el Tablero de Barras y un tablero para el sistema de comunicación, que funcionará con un sistema GPRS.

Finalmente se instalará un Tablero Auxiliar, que se encontrará fijado al mismo poste donde se encuentra el tablero que a su vez contiene las protecciones del lado de BT de uno de los transformadores del regimiento, que servirá como punto de conexión para el proyecto fotovoltaico.

El orden de conexión para los proyectos es el siguiente:

- Inversores a Tablero Fotovoltaico
- Tablero Fotovoltaico a Tablero de Barras
- Tablero de Barras a Tablero Auxiliar
- Tablero Auxiliar a Tablero existente en el regimiento que servirá como punto de conexión

2.4 Canalizaciones Subterráneas

Se realizarán canalizaciones subterráneas en dos tramos, ambos solamente para corriente alterna y comunicación:

- Entre Galpones 76 y 77
- Entre el Tablero de Barras y el Tablero Auxiliar

La canalización que se realizará entre los Galpones 76 y 77 permitirá llevar el cable proveniente de los inversores en (CA y comunicación) que se encontrarán dispuestos en el Galpón 76 hasta el tablero Fotovoltaico ubicado en el Galpón 77.

La conexión desde el Tablero de Barras hasta el Tablero Auxiliar se realizará mediante una canalización subterránea de 335m aproximadamente. De esta forma el Tablero Auxiliar se encontrará a menos de 5m del punto de conexión definitivo de la instalación fotovoltaica, que se encuentra aguas abajo del interruptor general asociado a uno de los transformadores elevadores a Media Tensión del Regimiento.

Estas canalizaciones subterráneas cumplirán con lo requerido en la NCh4/2003 donde entre otras cosas se señala que las cámaras podrán estar distanciadas hasta 120m en tramos rectos y 90m cuando existieran hasta dos curvas de 60°. Para facilitar la

instalación del cableado se ha tomado máximo una distancia de 60m entre una cámara y otra en un tramo recto. En cada cambio de dirección habrá de todas formas una cámara que facilite este cambio.

La mayoría de estos tramos subterráneos presentan actualmente tierra en su superficie. En dos sectores sin embargo se realizarán cruces de caminos asfaltados. La zanja será reforzada en estos sectores y se utilizará relleno de hormigón o asfalto y tuberías de acero galvanizado. La Figura 6 muestra el tramo completo de canalización subterránea (morado) a través del Regimiento.

El Regimiento cuenta con varias canalizaciones subterráneas, que inclusive son paralelas a las proyectadas para el proyecto fotovoltaico, sin embargo se pudo verificar en terreno que las cámaras no disponían de tuberías vacantes suficientes para realizar el canalizado de cables, debiendo realizar uno independiente.

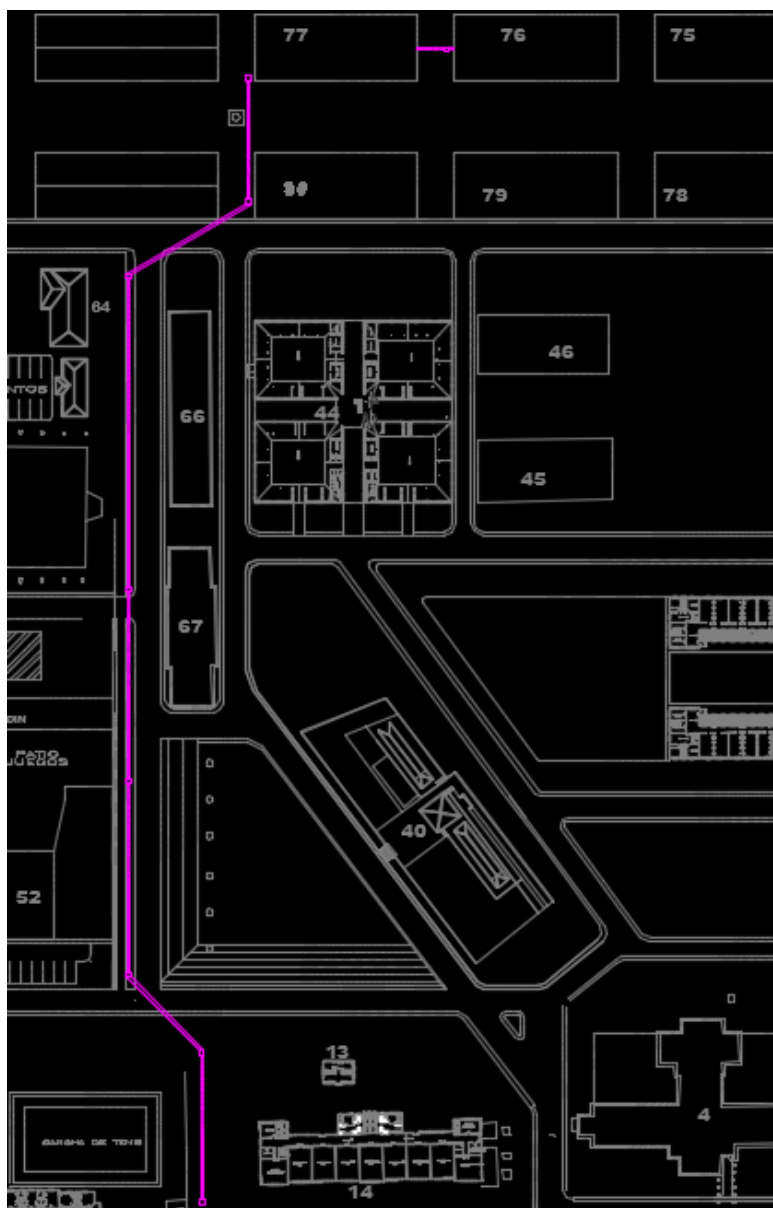


Figura 6: Trazado propuesto para la canalización subterránea para el cableado que conectará el tablero fotovoltaico con el tablero auxiliar

Las especificaciones técnicas de la canalización subterránea se indicarán más adelante.

2.5 Coordinación y selectividad de protecciones

Las protecciones involucradas en el proyecto fotovoltaico son:

- Protecciones en los inversores
- Protecciones en el Tableros Fotovoltaico
- Protecciones en el Tablero Auxiliar
- Protecciones en el Tablero que se encuentra en el lado de baja del uno de los transformadores del Regimiento (punto de conexión)

2.5.1 Protecciones en los inversores

El inversor utilizado para el proyecto contempla las siguientes protecciones:

- Protección de sobretensiones clase II en los lados de corriente continua (exigido por la RGR n°2/2014 en el punto 13.13) y alterna.
- En el lado de corriente continua: protección mediante fusibles de 15A en sus entradas, donde se conectan cada uno de los strings a cada inversor. Seccionador en el lado de corriente continua con capacidad de 40 A por cada MPPT para el caso de ambos inversores
- Interruptor automático en el lado de corriente alterna de 46 A para el inversor TRIO-27.6-TL-OUTD y de 34 A para el inversor TRIO-20.0-TL-OUTD

Considerando que el inversor necesita aproximadamente un minuto para sincronizarse con la red, encender y comenzar a inyectar su energía, cualquier cambio repetitivo en lapsos muy cortos de tiempo no tendría impacto en la planta fotovoltaica.

Finalmente, los inversores serán programados para cumplir con las exigencias de conexión y desconexión frente a distintos niveles de tensión y frecuencia de la red, como es exigido en la Normativa, debido a que no cuentan con el perfil Chileno programado de fábrica.

2.5.2 Protecciones en el Tablero Fotovoltaico

Se contempla un Tablero Fotovoltaico que será el punto desde el cual se realizará la conexión hacia el Tablero Auxiliar.

Este tablero contará con las siguientes protecciones:

- Un interruptor magnetotérmico tetrapolar clase C
- Una protección diferencial tipo A
- Fusibles los cuales serán conectados a las salidas de los inversores
- Un descargador de sobretensiones clase II

El interruptor termomagnético tetrapolar (como es requerido en el punto 13.14 de la RGR n°2/2014), contemplado en el tablero eléctrico fotovoltaico (tablero donde se conectan los tres inversores), presenta una corriente de operación de 160A, un poder de corte de 36 kA, (superior inclusive a los 18 kA de poder de corte del interruptor termomagnético asociado al punto de conexión del proyecto) y tendrá una curva de operación tipo C.

Aguas arriba del punto de conexión del proyecto fotovoltaico, se cuenta con un interruptor existente de las mismas características que el interruptor proyectado, por lo tanto no existen problemas de selectividad, al operar igual o más rápido inclusive que la protección ubicada aguas arriba.

La protección diferencial por su parte será tipo A y tendrá una corriente nominal de 160 A y una protección con intensidad de 300 mA como es requerido en el punto 13.16 de la RGR n°2/2014.

Se ocuparán interruptores termomagnéticos trifásicos y de corrientes de operación de 50A para la conexión de los inversores TRIO-27.6-TL-OUTD y de 40A para la conexión de los inversores TRIO-20.0-TL-OUTD.

Finalmente se integrará al tablero fotovoltaico un descargador de sobretensiones clase II, como protección adicional.

2.5.3 Protecciones en el Tablero de Barras

Se contempla un Tablero de Barras que será el que permitirá la conexión del tablero Fotovoltaico hasta el Tablero Auxiliar.

Este Tablero no contará con protecciones eléctricas, considerando que solamente servirá para permitir cambiar el tipo y sección de los conductores que ingresarán al Tablero Fotovoltaico y que por otro lado serán canalizados hasta el Tablero Auxiliar, a modo de mejora como buena práctica para el conexonado de los cables de aluminio y de cobre de 70mm² y 150mm² de sección respectivamente.

2.5.4 Protecciones en el Tablero Auxiliar

Se contempla un Tablero Auxiliar que será el punto desde el cual se realizará la conexión hacia el Tablero que servirá de punto de conexión, aguas abajo de uno de los transformadores elevadores del Regimiento.

Este tablero contará con las siguientes protecciones:

- Un interruptor magnetotérmico tripolar
- Una protección diferencial tetrapolar
- Descargador de sobretensiones clase II

Estas tres protecciones serán de las mismas capacidades y clases que las de los elementos de protección que se encontrarán en el Tablero Fotovoltaico, como es requerido en las bases técnicas del proyecto.

2.5.5 Protecciones en Tablero que será el punto de conexión del proyecto fotovoltaico.

La conexión de la planta fotovoltaica con la red, se realiza aguas abajo del tablero asociado al lado de baja tensión de uno de los transformadores del Regimiento, que luego se encuentra conectado con la red de media tensión y posteriormente al empalme con ELECDA.

En este tablero se encuentra un interruptor magnetotérmico tripolar con una capacidad nominal de 250 A y un poder de corte de 18 kA.

2.6 Especificaciones técnicas de los componentes del proyecto

2.6.1 Paneles fotovoltaicos

El módulo fotovoltaico elegido para esta instalación es el modelo YL315P-35b con una potencia de 315 Wp, de la marca Yingli Solar. Está diseñado para sistemas conectados a la red como tejados comerciales, sistemas residenciales y plantas fotovoltaicas.

El módulo solar se caracteriza por su excelente elaboración y componentes de alta calidad. Los módulos cuentan con 72 células de silicio policristalinas que permiten un excelente rendimiento, incluso con poca irradiación solar. Tiene una tolerancia de rendimiento muy baja 0 +3%, debido a una clasificación exhaustiva de los módulos.

Los módulos solares de Yingli Solar están certificados según las exigencias europeas y norteamericanas y están aprobados por la SEC, según la resolución 13702/2016, cumpliendo la normativa chilena.

Características técnicas del módulo fotovoltaico Yingli Solar YL315P-35b (Ver Tabla 10):

Potencia	315Wp
Tensión de circuito abierto Voc	45,7 V
Tensión punto de máxima potencia Vmpp	36,8 V
Corriente punto de máxima potencia Imp	8,56 A
Corriente de corto circuito Isc	9,12 A
Longitud	1.960mm.
Anchura	990mm.
Coef. Temp. Tensión de circuito abierto Tk(Voc)	- 0,32 %/°C
Coef. Temp. Corriente de cortocircuitoTk(Isc)	+ 0,05 %/°C
Coef. Temperatura de potencia Tk(Pn)	- 0,42 %/°C
TONC	46±2 °C
Peso	25.5 kg

Tabla 10: Características técnicas del módulo fotovoltaico Yingli Solar YL315P-35b

2.6.2 Inversores

En el parque fotovoltaico “Regimiento Calama”, se utilizarán los modelos de inversor TRIO-20.0-TL-OUTD y TRIO-27.6-TL-OUTD. El inversor es el elemento de la instalación encargado de transformar la corriente continua entregada por el generador solar en corriente alterna.

Los inversores están diseñados para instalaciones fotovoltaicas Europeas y son extremadamente fiables, proveyendo amplios rangos de conexión en la parte AC y DC.

El inversor, tiene dos seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) y consigue altos valores de rendimiento, superiores al 96%. El modelo utilizado en el parque cumple con todas las normativas europeas aplicables:

- Marcado CE.
- Normativa Compatibilidad electromagnética (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
- Protección funcionamiento anti-isla según el código de red Chileno.

Además incorpora un display LCD para mostrar detalladamente el estado del inversor. Por otra parte, incorpora un software que provee una visión de conjunto y del estado del sistema en tiempo real, lo que ayuda a diagnosticar fallos y permite registrar eventos.

2.6.2.1 Inversor TRIO-20.0-TL-OUTD

Características eléctricas del Inversor TRIO-20.0-TL-OUTD (Ver Tabla 11):

Potencia de salida nominal (CA)	20.0kW
Corriente nominal de salida (CA)	33 A
Tensión, Frecuencia nominal	3 x 400 V, 50 Hz
Distorsión armónica	<3% (THD)
Eficiencia europea	98%
Rango de voltaje MPP	440 – 800 Vdc
Máxima tensión del sistema	1000 Vdc
Máxima corriente de entrada	50 A
Nº de entradas CC	8
Número de MPPTs	2
Grado de protección	IP 65
Dimensiones	1061mm x 702mm x 292mm
Peso	70 kg

Tabla 11: Características técnicas del inversor TRIO-27.6-TL-OUTD

2.6.2.1 Inversor TRIO-27.6-TL-OUTD

Características eléctricas del Inversor TRIO-27.6-TL-OUTD (Ver Tabla 12):

Potencia de salida nominal (CA)	27.6kW
Corriente nominal de salida (CA)	45 A
Tensión, Frecuencia nominal	3 x 400 V, 50 Hz

Distorsión armónica	<3% (THD)
Eficiencia europea	98%
Rango de voltaje MPP	500 – 800 Vdc
Máxima tensión del sistema	1000 Vdc
Máxima corriente de entrada	80 A
Nº de entradas CC	10
Número de MPPTs	2
Grado de protección	IP 65
Dimensiones	1061mm x 702mm x 292mm
Peso	75 kg

Tabla 12: Características técnicas del inversor TRIO-27.6-TL-OUTD

2.6.3 Estructura de soporte

La estructura de soporte será de aluminio y cumplirá con la normativa chilena referente a las cargas por viento, nieve y sismos. Se adjunta a esta memoria la memoria de cálculo estructural de la estructura.

El proyecto consta de un conjunto de estructuras que soportan 7, 6 o 5 módulos orientados según la orientación del edificio e inclinados en 23° y 17° con respecto a las aguas norte y sur que se encuentran inclinadas en 3°, para que resulten inclinadas en 20° con respecto a la horizontal.

La cantidad de estructuras según el número de módulos son:

- Número de estructuras para 7 módulos inclinadas en 17°: 18
- Número de estructuras para 6 módulos inclinadas en 17°: 6
- Número de estructuras para 5 módulos inclinadas en 17°: 6
- Número de estructuras para 7 módulos inclinadas en 23°: 12
- Número de estructuras para 6 módulos inclinadas en 23°: 4
- Número de estructuras para 5 módulos inclinadas en 23°: 4

2.6.4 Cableado y conectores

Para la conexión de los strings entre módulos contiguos, se unen los módulos con su propio cable de serie y los extremos son conectados con cable de las mismas características mediante un conector MC4 como es solicitado en la Instrucción Técnica RGR n° 02/2014. Los propios módulos fotovoltaicos les cubrirán de los rayos directos del sol, tanto al cableado como a los conectores.

En la etapa de conexión de los strings, los cables a utilizar serán de cobre unipolares de uso para instalaciones fotovoltaicas, Solar Fotovoltaico ZZ-F(AS), los cuales conectarán los extremos de los strings con los inversores. Las secciones de los conductores serán de 4mm² y 6mm², como fue señalado anteriormente en la sección de dimensionamiento de conductores.

El cableado que conecta a los inversores con el Tablero Fotovoltaico es del tipo RV-K de 5 polos con sección de 16mm² y de 25mm². Por su parte el cableado que conecta el Tablero Fotovoltaico con el Tablero de Barras y el Tablero Auxiliar con el Tablero que

servirá de punto de conexión será RZ1-K de 70mm². Finalmente el cableado que conecta el Tablero de Barras con el Tablero Auxiliar será RV-AL unipolar de 150mm² de sección (dos ternas).

Para las puestas a tierra, se utilizará cable de cobre desnudo de 21mm² de sección.

2.6.5 Sistema de monitoreo y estación meteorológica

El proyecto fotovoltaico contempla un sistema de monitoreo, que permite obtener datos en tiempo real de la operación, así como también datos climáticos, obtenidos a través de una celda de radiación solar, que mide tanto la irradiancia incidente como la temperatura ambiental en los módulos.

Esta información es procesada por un microprocesador que posteriormente y por medio de una conexión a internet subirá los datos medidos a una plataforma web, a partir de la cual se obtendrá la información de la operación de la planta fotovoltaica.

De esta manera es posible determinar la operación de la planta y detectar posibles fallos en la red o en el proyecto. Además permite obtener de manera rápida cuál es el rendimiento de la instalación, dadas las condiciones ambientales de cada momento.

Este sistema de monitoreo, consta tal como se mencionó antes de una celda radiación solar y un microprocesador con conexión a internet (que es suministrada mediante un módem con tarjeta 3G/4G), que envía los datos monitoreados a un portal web, desde el cual se puede acceder a la información.

Todos los conductores asociados a corrientes débiles, se encuentran canalizados por tuberías diferentes a las utilizadas para los conductores de fuerza, lo que permite evitar distorsiones en la comunicación, producto de campos electromagnéticos indeseados.

2.6.6 Especificaciones técnicas de los tableros

Los cuatro tableros que se han instalado en el proyecto (Fotovoltaico, Barras, Auxiliar y de Monitoreo) serán fabricados en plancha de acero inoxidable, con puerta abisagrada, chapa cilíndrica suministrada de fábrica con álabe anti vandalismo y montaje con chasis con cobre equipo aislante.

La puerta interior será abatible de material aislante rígido de 4 mm de espesor, equipados en la puerta con una junta de estanqueidad de poliuretano expandido sellado de una sola pieza y sin uniones.

Ambos tableros tendrán un grado de protección de al menos IP44 si se encuentra a la intemperie y cumplirá con las exigencias de la NCh 4/2003 y la RGR n°2/2014.

2.6.7 Canalizaciones AC y DC y Zanjas AC

En el caso de la parte DC, todos los conductores serán llevados en canalizaciones metálicas galvanizadas entubadas, en bandejas metálicas galvanizadas o amarrados

junto a las estructuras metálicas que soportan a los módulos fotovoltaicos hasta la conexión con los inversores.

Con respecto a la parte AC, los tubos que se utilizan cuando se encuentran al aire libre serán metálicos, de acero galvanizado, mientras que cuando se encuentran en zanjas o protegidos, estos podrán ser de polietileno con resistencia mecánica suficiente para el lugar donde se dispongan. En este sentido, se debe utilizar conduit de tipo pesado o de alto impacto, siendo a lo menos Sch 40, exigido para canalizaciones subterráneas según la NCh 4/2003 en su Numeral 8.2.10.4. Para los tramos en los cuales las zanjas crucen caminos asfaltados (como ocurre en dos partes del trazado), se rellenará con una capa de hormigón o asfalto y se utilizará tubería metálica con acero galvanizado.

Con respecto a las zanjas, estas se instalarán a una profundidad de como mínimo 0,6 m (no habrá tránsito de vehículos por sobre las zanjas) y estarán cubiertas por un mínimo de 0,45m de tierra de relleno. Además todas las zanjas tendrán una anchura de 0,6m.

En el fondo de todas las zanjas se dejará limpio de piedras y cascotes, se agregará el cable desnudo de cobre de tierra cuando corresponda y luego se instalarán tubos de polietileno cuyo diámetro estará dado en función de la cantidad de cables que transporte. Las zanjas se rellenarán con tierra de excavación seleccionada en tongadas de unos 15cm de espesor y a 10cm del nivel del suelo se colocará una cinta de polietileno de 30cm de anchura para señalización. Luego se rellena el resto de la zanja, hasta la solera, con tierra de excavación.

Se evitará en lo posible los cambios de dirección. En los puntos donde se produzcan estos cambios de dirección y también aproximadamente cada 50m en línea recta, se dispondrán de cámaras tipo A inclusive, para facilitar la manipulación de los cables.

Finalmente, debido a que en algunos tramos se requiere un refuerzo de hormigón o asfalto, se definen diferentes tipos de zanjas que serán identificadas en un plano de zanjas respectivo. Debe tomarse en cuenta que frente a la circulación continua de vehículos sobre las zanjas, el capítulo 8.2.16 de la NCh 4/2003 señala que:

- “Los ductos se colocarán en una zanja de ancho y profundidad suficiente, considerando que deberán ir cubiertos por un mínimo de 0,45 m de tierra de relleno, exigiéndose una profundidad mínima de 0,80 m en zonas de tránsito de vehículos.

2.6.8 Puesta a tierra de protección

Todos los componentes metálicos de la instalación estarán conectados a tierras de protección. La norma NCh 4/2003 señala en el punto 10.0.3 que: “Se entenderá por tierra de protección a la puesta a tierra de toda pieza conductora que no forma parte del circuito activo, pero que en condiciones de falla puede quedar energizada. Su finalidad es proteger a las personas contra tensiones de contacto peligrosas”.

Se ha diseñado un sistema de puesta a tierra común para el marco de aluminio de los módulos, las estructuras de acero galvanizado, el marco metálico de los inversores y del tablero fotovoltaico, ya que según la norma NCh 4/2003, punto 10.2.3: “La

protección ofrecida por una tierra se logrará mediante una puesta a tierra individual por cada equipo protegido, o bien, mediante una puesta a tierra común y un conductor al cual se conectarán los equipos protegidos”.

La estructura, el marco metálico de los inversores y del tablero fotovoltaico se unen a un conductor de cobre desnudo de 21mm^2 de sección que circulará por las zanjas donde se encuentran ubicados los tubos y el cableado, formando la malla de tierras del proyecto. El conductor de cobre desnudo se conectará a su vez a picas de cobre desnudo que también se encontrarán enterrados.

Cada módulo se une mediante un latiguillo (chicotes) en los espacios que corresponden, los cuales luego se conectan a la estructura en algunos de sus perfiles, tomando en cuenta que ya las estructuras tendrán su puesta a tierra con la puesta a tierra común.

Finalmente, se ha medido la resistencia de la puesta a tierra, la cual cumple con la norma NCh 4/2003, al ser menor a 20Ω .

2.6.9 Puesta a tierra de servicio

El conductor neutro asociado al proyecto fotovoltaico, se ha conectado a la barra de neutro que se encuentra en el tablero que servirá como punto de conexión. Este neutro a su vez presenta una puesta a tierra, a la cual se ha conectado a la tierra de protección del proyecto fotovoltaico (neutralización), tal como está señalado en la NCh 4/2003, cumpliendo con que también sea esta resistencia de puesta a tierra menor a 20Ω .

2.7 Cubicación de materiales

Los materiales a utilizar en la planta fotovoltaica son los siguientes:

- 320 paneles solares Yingli Solar YL315P-b35 de 315 W de capacidad
- 2 inversores TRIO-27.6-TL-OUTD de 27.6 kW de capacidad
- 2 inversores TRIO-20.0-TL-OUTD de 20.0 kW de capacidad
- Estructuras de aluminio para 7 módulos, inclinadas en 17° : 18
- Estructuras de aluminio para 6 módulos, inclinadas en 17° : 6
- Estructuras de aluminio para 5 módulos, inclinadas en 17° : 6
- Estructuras de aluminio para 7 módulos, inclinadas en 23° : 12
- Estructuras de aluminio para 6 módulos, inclinadas en 23° : 4
- Estructuras de aluminio para 5 módulos, inclinadas en 23° : 4
- 1 Tablero Fotovoltaico que incluye:
 - o Interruptor magnetotérmico tetrapolar de 160A, con poder de corte de 36 kA
 - o Protección diferencial tipo A de 300 mA asociada al interruptor magnetotérmico
 - o 2 interruptores termomagnéticos trifásicos de 50 A de capacidad
 - o 2 interruptores termomagnéticos trifásicos de 40 A de capacidad
 - o Protección contra sobretensiones clase II

- 1 Tablero de Barras que incluye 4 barras que servirán para el cambio de conductor de aluminio 150mm² a cobre 70mm²
- 1 Tablero Auxiliar que incluye:
 - o Interruptor magnetotérmico tripolar de 170A, con poder de corte de 36 kA
 - o Protección diferencial tipo A de 300 mA asociada al interruptor magnetotérmico
 - o Protección contra sobretensiones clase II
- 1000m de cable Solar Fotovoltaico ZZ-F(AS), de 6mm² de sección
- 10m de cable RV-K de 5 polos, 5x16mm²
- 120m de cable RV-K de 5 polos, 5x25mm²
- 2520m de cable RV-AL unipolar, de 150mm²
- 20m de cable RZ1-K de 1 polos, 1x70mm²
- 50 m de cable de cobre desnudo de 21mm² de sección
- 1000m de tubo PVC SCh 40 de 2 ½" de diámetro
- 330m de tubo PVC SCh 40 de 2" de diámetro
- 150m de bandeja metálica de 150x50mm
- 90m de tubo de acero galvanizado de 2 ½" de diámetro
- 90m de tubo de acero galvanizado de 2" de diámetro
- 15m de tubo de acero galvanizado de 1" de diámetro
- 60m de tubo de PVC de 2" de diámetro
- 60m de tubo de PVC de 1" de diámetro
- 60m de cable de red UTP 6
- 5m de tubo metálico flexible de 2 ½" de diámetro
- 100 sets de conectores MC4, que cumplen con lo requerido en la RGR n°2/2014 en el punto 9.2.1
- 2 gateras
- 200 de cuerda de vida
- 280m de pasarela técnica de 45cm de ancho
- 1 celda de radiación solar para medir radiación solar y temperatura
- 1 Tablero de corrientes débiles que presenta un microprocesador
- 1 Módem con conexión a internet

2.8 Justificación de los cálculos de Producción y Rendimiento del sistema

Para calcular la producción energética del proyecto y también el rendimiento energético de la instalación o "performance ratio", PR, se tiene en cuenta las siguientes pérdidas.

- Las pérdidas por disposición del generador y sombras.
- Pérdidas por polvo o suciedad de los módulos.
- Pérdidas angulares y espectrales.
- Eficiencia de los módulos fotovoltaicos con la temperatura.
- Pérdidas por efecto LID
- Pérdidas de mismatch o acoplamiento.
- Las pérdidas óhmicas en el cableado CC.
- La eficiencia energética del inversor.
- Las pérdidas CA de Baja

La definición de cada una de estas pérdidas es la siguiente:

1.- Las pérdidas por disposición del generador y sombras

Los módulos se dispondrán sobre una estructura fija de acero galvanizado, orientada hacia el norte, y una inclinación de 30° respecto a la horizontal.

Esta inclinación puede producir pequeñas pérdidas en la generación de energía en momentos puntuales. La radiación solar incidente en los módulos se cuenta a partir de una cierta intensidad y por otra parte el inversor necesita una altura solar mínima de 10° para arrancar ya que por debajo de dicho valor la intensidad no es suficiente. Por todo esto se consideran unas pérdidas por sombreado de 1.2%:

- Pérdidas por sombreado = 1.2%

2.- Pérdidas por polvo o suciedad de los módulos

Tienen su origen en la disminución de la capacidad generadora de un generador FV por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos FV, que se traduce en una menor captación de energía solar.

Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0% al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8% cuando los módulos se “ven muy sucios”. Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc. Por ello se recomienda limpiar los módulos si hay bastantes días seguidos sin llover. Se considera que estas pérdidas pueden estar en torno al 3.0% en el parque:

- Pérdidas por polvo en los paneles fotovoltaicos: 3.0%.

3.- Pérdidas angulares y espectrales

La potencia de un módulo FV está referida a unas condiciones estándar de medida, que son de 1000 W/m² de irradiancia con incidencia normal, 25°C de temperatura de célula, y un espectro estándar AM1.5G. No obstante en la operación habitual de un módulo FV ni la incidencia de la radiación es normal, produciéndose unas pérdidas por reflexión de esta, ni el espectro es estándar durante todo el tiempo de operación. Como la irradiancia solar sólo aparece en las tablas cuando la intensidad de la radiación supera una intensidad umbral, las pérdidas angulares-espectrales se supondrán de un 1.9% en el parque:

- Pérdidas angulares o espectrales: 1.9%.

4.- Eficiencia de los módulos fotovoltaicos con la temperatura

Los módulos FV presentan unas pérdidas de potencia si su temperatura es superior a la de condiciones estándar de medida (temperatura de célula de 25° C). La temperatura del módulo dependerá de la temperatura ambiente y la irradiación que reciba la que normalmente está 20°C por encima de la temperatura ambiente. Este

sobrecalentamiento del módulo solar hace que su rendimiento y por lo tanto la potencia útil que es capaz de generar, disminuya.

Para la verificación del funcionamiento de una instalación FV a partir de medidas instantáneas de las condiciones ambientales es necesario que las variaciones derivadas de la temperatura del módulo FV se calculen en el instante de la medición, pudiendo considerar constantes el resto de pérdidas.

Según lo indicado en el punto anterior se considerarán constantes los factores de pérdidas escritos a excepción de la temperatura, que modifica sensiblemente la eficiencia del sistema a lo largo del día.

Se denomina “PR_{CEM}” al “PR” de la instalación en Condiciones Estándar de Medida (CEM), que se toman como 1000 W/m² de radiación solar, 25°C de temperatura de la célula y un espectro estándar AM1.5G.

A este PR_{CEM} se le deberá aplicar el rendimiento por temperatura del campo fotovoltaico, obteniéndose un PR estimado global de la instalación.

Quedan excluidos de este concepto, los autoconsumos derivados de la planta y la indisponibilidad de operación.

Consideración de las pérdidas por temperatura

La corrección del PR_{CEM} en función de la temperatura se realiza utilizando las ecuaciones utilizadas ampliamente en la literatura para el tratamiento de este tipo de pérdidas. Estas expresiones también son utilizadas por el Software PVSyst², que es con el que se realiza la modelación de la producción de la planta.

$$P_m = P_m^* [1 - \delta(T_c - T_c^*)]$$

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20}{800} G$$

Para cada valor de irradiancia, G, y temperatura ambiente, T_a, la potencia en el punto de máxima potencia de un generador FV, P_m, se puede obtener a partir del valor de la potencia en condiciones STC, P_m^{*}, aplicando las siguientes ecuaciones (método simplificado):

Donde:

- T_c es la temperatura de célula
- T_a es la temperatura ambiente
- P_m es la potencia en el punto de máxima potencia del generador FV
- P_m^{*}: potencia “peak” de la instalación
- TONC es la temperatura nominal de operación
- δ es el coeficiente de variación con la temperatura de la potencia
- G: irradiancia solar incidente.

²Fuente: <http://www.pvsyst.com/>

Los valores de δ y G utilizados para el cálculo de las pérdidas por temperatura son los siguientes:

- $\delta = -0,41\%/^{\circ}\text{C}$
- $\text{TONC} = 45 \pm 2^{\circ}\text{C}$

Finalmente las pérdidas totales corresponden a la suma durante el año de la diferencia entre la potencia P_m y P_m^* . Las pérdidas durante el año fueron estimadas en un 4.4%. Como es lógico el efecto es mucho más acusado en verano que en invierno, ya que no sólo la temperatura ambiente es mayor, sino que además la radiación solar también es mayor en verano por lo que el calentamiento propio de la célula también es mayor.

Las zonas que tengan un leve viento, que permita evacuar mejor el calor de los módulos conseguirán que la temperatura final alcanzada por la célula sea menor y en consecuencia aumente el rendimiento.

- Pérdidas por temperatura: 4.4%.

6.- Pérdidas por efecto LID

Las pérdidas por efecto LID ocurren especialmente durante los primeros 6 meses de operación del proyecto, donde se evidencia una pequeña disminución en la capacidad máxima entregada por el módulo fotovoltaico, cuando este es expuesto a la luz en el comienzo de su vida útil.

Es por esto que usualmente los fabricantes de módulos ofrecen una garantía escalonada que no comienza en 100% durante el primer año, sino que comienza usualmente en torno a un 98%.

- Pérdidas por efecto LID: 2%.

7.- Pérdidas de mismatch o acoplamiento

Son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de características eléctricas ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico.

Este fenómeno cobra especial importancia en la asociación en serie de los módulos solares, dado que cada módulo utilizado en esta instalación de forma individual produce una tensión baja (en torno a 35 V en el punto de máxima potencia) y se agrupan en serie para llegar a tensiones de trabajo del inversor, siendo el módulo de menor corriente de salida el limitante de la intensidad de toda la serie completa.

A su vez obtenidas las series, estas se agrupan y se conectan en paralelo al inversor. Todas las ramas tendrán aproximadamente la misma tensión, al utilizar inversores con seguimientos del punto de máxima potencia como el caso en este proyecto. Las pérdidas por defecto se han considerado de un 1%.

- Pérdidas de mismatch o acoplamiento: 1%

8.- Las pérdidas óhmicas en el cableado CC

En la parte CC de baja tensión se producen pérdidas originadas por las caídas de tensión en los conductores que unen las series con los inversores. Los cables que conectan los strings tendrán una sección de 6mm^2 .

Las pérdidas medias a plena carga del cableado desde la formación de las series hasta el inversor se han determinado con un factor de holgura en un 0.4%, aunque ya se ha determinado que serían cercanas a sólo un 0.5% en su momento más crítico.

- Pérdidas óhmicas en el cableado CC: 0.4%

9.- Eficiencia energética del inversor

El inversor, que es el componente que mediante configuraciones electrónicas, transforma la energía en corriente continua procedente de los módulos en corriente alterna compatible con la red de suministro, tiene un rendimiento específico.

El inversor fotovoltaico de conexión a red tiene un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia del generador FV cuyos algoritmos de control pueden variar entre diferentes modelos y fabricantes. Un error en el seguimiento de este punto implica una pérdida de generación de energía.

Por todo ello se considera una pérdida de un 3.5%.

- Pérdidas debidas a la eficiencia media del inversor: 3.5%

10.- Las pérdidas CA de Baja Tensión

En la parte CA las pérdidas se encuentran en dos segmentos:

- Entre los inversores y el tablero fotovoltaico
- Entre el tablero fotovoltaico y los dos puntos de conexión

Las pérdidas medias a plena carga del cableado en estas dos etapas se han determinado en un 2.1%.

Parte de CA: 2.1%

Finalmente, considerando el rendimiento por temperatura del campo fotovoltaico, se obtiene un **“PR” esperado para el parque de 82.7%**, quedando excluidos de este concepto, el autoconsumo derivado de la planta y la disponibilidad de la planta.