



UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA

PROYECTO DE INSTALACION DE SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA RESPALDO
ENERGÉTICO DE CARGAS CRÍTICAS Y NORMALIZACIÓN ELÉCTRICA DE LA
5^{TA} COMPAÑÍA DE BOMBEROS DE TALCAHUANO.

Trabajo de titulación para optar al título de
Técnico Universitario en Electricidad.

Alumnos:

Raúl Nicolas Corona Vejar

Erik Alejandro Hernández Morales

Profesor Guía: Luis Muñoz.

RESUMEN:

KEYWORDS: OFF GRID, SISTEMA FOTOVOLTAICO, RESPALDO ENERGÉTICO.

El presente proyecto de trabajo de título, perteneciente a la carrera Técnico Universitario en Electricidad, expone el diseño de un sistema fotovoltaico aislado de 5kW para la energización de un sistema de respaldo energético destinado a garantizar el funcionamiento ininterrumpido de las cargas críticas presentes en el cuartel de bomberos, el proyecto adicionalmente contemplo la normalización de la instalación eléctrica existente rediseñando el tablero general de distribución del cuartel acorde a la normativa vigente.

Para la proyección de la nueva instalación de respaldo energético se realizó un estudio para la identificación de las cargas críticas necesarias para garantizar poder mantener los tiempos de respuesta de los voluntarios de bomberos al mínimo, debido a que estos tiempos se ven afectados directamente al sufrir cortes prolongados o intermitentes del suministro eléctrico. La identificación de las cargas críticas permitió segregarlas de la instalación eléctrica existente para ser incorporadas en la nueva instalación del sistema de respaldo energético la cual se diseñó para funcionar independientemente de la instalación eléctrica del cuartel con la finalidad otorgar autonomía de la red de distribución eléctrica. El sistema de respaldo energético garantiza una autonomía de 48 horas de funcionamiento continuo respetando los tiempos de uso determinados en el estudio de identificación de cargas críticas.

INDICE DE CONTENIDO

1.	CAPÍTULO 1.....	11
1.1	INTRODUCCIÓN:.....	12
1.2	PROBLEMÁTICA.	12
1.3	SOLUCION.	12
1.4	OBJETIVOS.	12
1.4.1	Objetivo general:	12
1.4.2	Objetivo específico:.....	13
2.	CAPÍTULO 2.....	14
2.1	INTRODUCCIÓN A LA ENERGIA FOTOVOLTAICA.	15
2.2	HISTORIA DE LA ENERGÍA SOLAR.	15
2.3	QUE ES EL EFECTO FOTOELÉCTRICO.....	16
2.4	TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.....	17
2.4.1	Células de silicio monocristalino.....	17
2.4.2	Células de silicio policristalino.	18
2.4.3	Células de película fina:	18
2.5	APLICACIÓN, VENTAJAS Y DESVENTAJAS.....	19
2.5.1	Aplicación:	19
2.5.2	Ventajas.	20
2.5.3	Desventajas.....	20
2.6	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	21
2.6.1	Sistema on grid.	21
2.6.2	Sistema off grid.	22
2.6.3	Sistema hibrido.....	23
3.	CAPÍTULO 3.....	26
3.1	NORMATIVA CHILENA.....	27
3.2	CONDICIÓN DE INSTALACIÓN.	27
3.3	ESTRUCTURA.	27
3.4	DIMENSIONADO DE CIRCUITOS Y CORRIENTE.	28
3.5	CONDUCTORES Y CANALIZACIÓN.	28
3.6	INVERSORES AISLADOS.	29
3.7	CONTROLADOR DE CARGA.	30

3.8	PROTECCIONES.....	30
3.9	UBICACIONES RESTRINGIDAS.....	31
3.10	SISTEMAS DE BATERÍAS.....	32
3.11	PROTECCIONES ELECTRICAS.	32
4.	CAPÍTULO 4.....	33
4.1	IDENTIFICACIÓN DE CONSUMOS.	34
4.2	ILUMINACIÓN.	36
4.2.1	Primer piso.	36
4.2.2	Segundo piso.	37
4.2.3	Tercer piso.	38
4.2.4	Escaleras.....	39
4.3	ARTEFACTOS DE ALERTA.....	39
4.3.1	Primer piso.	39
4.3.2	Segundo piso:	40
4.3.3	Tercer piso.	41
4.4	CARGADORES DE EQUIPOS Y HERRAMIENTAS.....	41
4.4.1	Equipos.....	42
4.4.2	Herramientas.	43
5.	CAPÍTULO 5.....	44
5.1	DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA.....	45
5.2	UBICACIÓN GEOGRÁFICA.	45
5.3	MEMORIA DE CÁLCULO.....	45
5.3.1	Cálculo de potencia y energía diaria requerida.....	45
5.3.2	Potencia.	45
5.3.3	Energía diaria requerida.....	48
5.4	CÁLCULO DE PÉRDIDAS DENTRO DEL SISTEMA.....	48
5.4.1	Consumo medio diario.	48
5.5	CÁLCULO DE BATERÍAS.....	50
5.6	CÁLCULO DE PANELES FOTOVOLTAICOS.....	52
5.7	CALCULO DE POTENCIA MÍNIMA DEL GERENERADOR FOTOVOLTAICO.	54
5.8	DISTRIBUCIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	57
5.8.1	Ubicación de montaje de los paneles fotovoltaicos:.....	58

5.9	ESTUDIO DE INYECCION DE EXCEDENTES HACIA CASA DEL CUARTELERO.....	58
5.10	CÁLCULO DE CONDUCTORES.....	59
5.10.1	Cálculo de conductores de corriente continua.....	59
5.10.2	Fórmula de cálculo de conductores en corriente continua y alterna.	60
5.10.3	Sección del conductor tramo paneles – regulador de carga del inversor (C.C).	60
5.10.4	Sección del conductor tramo regulador de carga del inversor – Baterías (C.C).	61
5.10.5	Sección del conductor tramo inversor – tablero general (C.A).....	63
5.10.6	Sección del conductor tramo tablero general – tablero de distribución de cargas críticas (C.A).	65
5.10.7	Sección del conductor tramo tablero general – tablero de transferencia (C.A).....	65
5.11	CÁLCULO DE PÉRDIDAS EN LOS CONDUCTORES POR EFECTO JOULE.....	66
5.11.1	Cálculo de pérdida de potencia tramo paneles – regulador de carga del inversor (C.C).	66
5.11.2	Cálculo de pérdida de potencia tramo regulador de carga del inversor – baterías (C.C).	67
5.11.3	Cálculo de pérdida de potencia tramo inversor – tablero general (C.A).....	68
5.11.4	Cálculo de pérdida de potencia tramo tablero general – tablero de distribución de cargas críticas (C.A).	68
5.11.5	Cálculo de pérdida de potencia tramo tablero general – tablero de transferencia (C.A).	68
5.12	CÁLCULO DE CAIDA DE TENSIÓN.....	69
5.12.1	Caída de tensión tramo paneles – regulador de carga MPPT del inversor (C.C). ...	70
5.12.2	Caída de tensión tramo regulador de carga MPPPT del inversor – acumuladores (C.C).	70
5.12.3	Caída de tensión tramo inversor – Tablero general (C.A).....	70
5.12.4	Caída de tensión tramo tablero general – tablero de distribución de cargas críticas (C.A).	71
5.12.5	Caída de tensión tramo tablero general – tablero de transferencia (C.A).	72
6.	CAPÍTULO 6.....	74
6.1	ASIGNACION Y REGULARIZACION DE PROTECCIONES.....	75
6.2	CÁLCULO DE PUESTA A TIERRA.	85
6.2.1	Naturaleza del terreno.....	85
6.2.2	Tensiones tolerables por el cuerpo humano.....	86

6.3	CÁLCULO DE RESISTENCIA EQUIVALENTE.....	87
6.3.1	Tensión de paso.	88
6.3.2	Tensión de contacto.	89
6.4	RESISTENCIA DE LA MALLA TIERRA.	90
6.4.1	Cálculo de resistencia de malla.	91
6.4.2	Cálculo de malla del reticulado.	92
6.4.3	Cálculo de malla de barras.	93
6.4.4	Malla combinada.	93
6.4.5	Resistencia total de malla.	93
6.5	TENSIÓN DE MALLA.....	94
7.	CAPÍTULO 7.....	97
7.1	CONCLUSIÓN:.....	98
7.2	CUBICACION DE MATERIALES.	100
7.3	BIBLIOGRAFIA:	101
7.4	LINKOGRAFIA:	101
7.5	ANEXO Y FICHAS TÉCNICAS:	103
7.5.1	Inversor off grid.....	103
7.5.2	Panel fotovoltaico.....	104
7.5.3	Módulo de batería de litio.....	106

INDICE DE FIGURAS

Capítulo 2:

Figura 2-1. Publicidad referente al calentador de agua. Fuente: The land of sunshine volume XV 1901..... 16

Figura 2-2. Funcionamiento de una célula fotovoltaica. Fuente: Modelación del funcionamiento de un parque fotovoltaico de 1MW, conectado a la red eléctrica..... 17

Figura 2-3. Tipo de células fotovoltaicas. Fuente: Eficiencia de una celda solar común y su comparación con celdas de tecnología HIT..... 19

Figura 2-4. Ejemplo de sistema ON GRID. Fuente: Energia fotovoltaica- aplicação sistema on grid em residencia..... 22

Figura 2-5. Ejemplo de sistema OFF GRID. Fuente: Energia fotovoltaica- aplicação sistema on grid em residencia..... 23

Figura 2-6. Ejemplo de sistema hibrido. Fuente: <https://www.cleanenergyreviews.info>..... 25

Capítulo 4:

Figura 4-1. Planos estructurales primer piso. Fuente: Elaboración propia..... 34

Figura 4-2. Planos estructurales segundo piso. Fuente: Elaboración propia. 34

Figura 4-3. Planos estructurales tercer piso. Fuente: Elaboración propia. 35

Figura 4-4. Simbología de planos. Fuente: Elaboración propia. 35

Capítulo 5:

Figura 5-1. Ubicación geográfica de la instalación. Fuente: www.google.com/maps. 45

Figura 5-2. Curva de disparo para protecciones bipolares tipo C. Fuente: <https://www.legrand.cl>. . 47

..... 51

Figura 5-3. Ficha técnica batería de litio 4.8kWh UP5000. Fuente: <https://enertik.com>. 51

Figura 5-4. Funciones de BMS incorporado en cada módulo UP5000. Fuente: <https://enertik.com>.52

Figura 5-5. Ficha técnica panel fotovoltaico RISEN monocristalino 660W. Fuente: <https://es.risenenergy.com/>. 53

Figura 5-6. Efecto de la irradiancia en la potencia pico del módulo. Fuente: <https://es.risenenergy.com> 54

Figura 5-7. Gráfico de radiación incidente en un plano con inclinación igual a la latitud del sitio. Fuente: <https://solar.minenergia.cl/exploracion>..... 55

Figura 5-8. Gráfico porcentual de degradación del panel fotovoltaico. Fuente: <https://es.risenenergy.com> 56

Figura 5-9. Datos técnicos Datasheet inversor Axpert King II off grid. Fuente: <https://voltronicpower.com>..... 57

Figura 5-10. Ubicación de montaje módulos fotovoltaicos. Fuente: www.google.com/maps. 58

Figura 5-11. baterías de litio (LFP) Pylontech UP 5000. Fuente: <https://enertik.com/cl> 62

Figura 5-12. Inversor Voltronic modelo Axpert King II Off-Grid. Fuente:
<https://voltronicpower.com/>..... 62

Capítulo 6:

Figura 6-1. Tablero general (T.G.C) actual del cuartel de bomberos. Fuente: Fotografía tomada en visita de terreno; Agradecimientos al personal de la 5ta compañía por permitir la visita de terreno y toma de fotos. 76

Figura 6-2. Distribución protecciones del tablero general (T.G.C). Fuente: Fotografía tomada en visita de terreno; Agradecimientos al personal de la 5ta compañía por permitir la visita de terreno y toma de fotos. 76

Figura 6-3. Sistema de respaldo utilizado, UPS. Fuente: Fotografía tomada en visita de terreno; Agradecimientos al personal de la 5ta compañía por permitir la visita de terreno y toma de fotos.. 77

Figura 6-4. Tablero T.G.C normalizado. Fuente: Elaboración propia. 78

Figura 6-5. Diagrama unilineal T.G.C. Fuente: Elaboración propia. 78

Figura 6-6. Tablero T.D.C normalizado. Fuente: Elaboración propia. 79

Figura 6-7. Diagrama unilineal T.D.C. Fuente: Elaboración propia. 79

Figura 6-8. Esquema de funcionamiento. Fuente: Elaboración propia. 80

Figura 6-9. Tablero T.CC. Fuente: Elaboración propia. 81

Figura 6-10. Diagrama unilineal T.CC. Fuente: Elaboración propia..... 82

Figura 6-11. Tablero T.CA. Fuente: Elaboración propia. 82

Figura 6-12. Diagrama unilineal T.CA. Fuente: Elaboración propia. 83

Figura 6-13. Tablero T.G.D. Fuente: Elaboración propia..... 83

Figura 6-14. Diagrama unilineal T.G.D. Fuente: Elaboración propia. 84

Figura 6-15. Tablero T.T. Fuente: Elaboración propia. 84

Figura 6-16. Diagrama unilineal T.T. Fuente: Elaboración propia..... 85

Figura 6-17. Hoja logarítmica protección curva C Legrand. Fuente: <https://www.legrand.cl>. 88

Figura 6-18. Reticulado de malla a tierra. Fuente: Elaboración propia..... 91

Figura 6-19. Distribución de electrodos de malla a tierra. Fuente: Elaboración propia..... 91

Capítulo 7:

Figura 7-1. Ficha técnica inversora off grid. Fuente: <https://voltronicpower.com/>. 103

Figura 7-2. Anexo inversor off grid. Fuente: <https://voltronicpower.com/>. 103

Figura 7-3. Anexo panel fotovoltaico. Fuente: <https://es.risenenergy.com/>. 104

Figura 7-4. ficha técnica panel fotovoltaico. Fuente: <https://es.risenenergy.com/>. 105

Figura 7-5. Batería de litio (LFP) Pylontech UP5000. Fuente: <https://enertik.com/cl>..... 106

..... 107

Figura 7-6. Ficha técnica módulo de batería de litio. Fuente: <https://enertik.com/cl>. 107

SIGLA, SIMBOLOGÍA Y ABREVIACIONES

Sigla, símbolo o abreviación	Definición	Unidad de medida
UPS	Sistema de alimentación de respaldo ininterrumpida.	-
Off Grid	Sistema fotovoltaico desconectado de la red.	-
On Grid	Sistema fotovoltaico conectado de la red.	-
FV	Fotovoltaico.	-
STC	Condiciones de prueba estándar.	-
NMOT	Condiciones nominales de funcionamiento del módulo.	-
UGF	Unidad de generación fotovoltaica.	-
MPPT	Seguidor de punto de máxima potencia.	-
HSP	Horas de sol pico.	h/día
Voc	Tensión máxima de circuito abierto.	V
RIC	Reglamento de seguridad de las instalaciones de consumo de energía eléctrica.	-
ITG	Instrucción técnica general.	-
T.G.C	Tablero general del cuartel.	-
T.D.C.	Tablero de distribución de cargas críticas.	-
T.T	Tablero de transferencia.	-
C.C	Corriente continua.	-
C.A	Corriente alterna.	-
V	Unidad de medida que cuantifica la diferencia de potencial, Voltaje.	V
A	Unidad de medida que cuantifica la intensidad de corriente eléctrica, amper.	A
W	Unidad de medida que equivale a una cantidad de energía, watts	W
Wp	Máxima potencia que puede generar un panel, Watt pico.	W
W/m ²	Unidad de medida para cuantificar la radiación solar en una superficie, watts por metro cuadrado.	W/m ²
Wh	Unidad de energía expresado en unidades de potencia por tiempo, watts hora.	Wh
Kw	Unidad de medida que equivale a la cantidad de energía expresado en orden de miles, kilo watts.	Kw

mA	Unidad de medida del sistema internacional que equivale a una milésima parte de un amper, mili amper.	mA
Ω	Unidad de resistencia eléctrica, ohm.	Ω
Ωm	Unidad de medida para la resistividad de un material o superficie, ohm por metro.	Ωm
μm	Unidad de longitud equivalente a la millonésima parte del metro, micra.	μm
mm^2	Unidad de medida que cuantifica los diámetros de conductores, milímetros cuadrados.	mm^2
m	Unidad de longitud del sistema internacional, metros.	m
m^2	Unidad de medición de superficies del sistema internacional, metros cuadrados.	m^2
km	Unidad de metro expresada en miles, kilómetros.	km
Nº	Número.	-
Kg	Unidad de masa del sistema internacional, kilogramos.	Kg

1. CAPÍTULO 1.

1.1 **INTRODUCCIÓN:**

1.2 **PROBLEMÁTICA.**

Actualmente la 5^{ta} compañía de bomberos de la comuna de Talcahuano, y en general los cuerpos de bomberos a lo largo del país, se expone a los cortes de suministro eléctrico repentinos por causas ambientales, como las lluvias torrenciales, tornados como el ocurrido en el año 2019 en la comuna y también por causas humanas como los accidentes de tránsito y el robo de conductores.

Estos cortes de suministro pueden ser tanto esporádicos como prolongados por varios días donde en esta situación el cuartel cuenta con una UPS de fabricación propia que solo permite mantener una autonomía de la radio base durante 20 minutos antes de descargarse completamente.

1.3 **SOLUCION.**

Expuesta esta problemática que nos puede llegar a afectar a nivel país, nosotros como equipo de trabajo presentamos la solución de incorporar a la compañía de bomberos un sistema de respaldo energético a través de la generación fotovoltaica, la cual estará instalada en un terreno colindante con el cuartel y respaldará los sistemas críticos dentro del cuartel mediante un tablero independiente al existente en el cuartel. Se considerarán como cargas críticas luminarias, sistema de alarmas, sistema de comunicación y sistema de carga de herramientas y equipos. Este sistema de respaldo constará con un banco de acumuladores con una autonomía de 48 horas sin radiación solar a un 85% de profundidad de descarga máximo.

1.4 **OBJETIVOS.**

1.4.1 **Objetivo general:**

Proyectar un sistema fotovoltaico off grid, el cual funcionará como un respaldo energético con una autonomía de 48 horas para las cargas críticas de la 5^{ta} compañía de bomberos de la comuna de Talcahuano, acorde a la normativa eléctrica vigente.

1.4.2 Objetivo específico:

- Estudiar la normativa eléctrica vigente referente a instalaciones fotovoltaicas aisladas de las redes de distribución.
- Levantamiento de las condiciones de la instalación eléctrica existente y condiciones estructurales del cuartel para determinar una forma óptima de incorporar el sistema de respaldo energético.
- Identificar las cargas críticas necesarias para el funcionamiento ininterrumpido del cuartel de bomberos.
- Estudiar las condiciones de radiación solar existente en la zona geográfica del proyecto para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico off grid, considerando el cálculo de tableros, conductores, canalización y protecciones.
- Realizar una cubicación de los materiales necesarios para la construcción del sistema de respaldo energético, y normalización de la instalación existente del cuartel para desarrollar un presupuesto que permita cuantificar el costo total de la implementación del proyecto.
- Elaborar planos con la ubicación de cargas críticas y diagramas unilineales de los nuevos tableros diseñados para el sistema de respaldo energético.
- Normalización de la instalación eléctrica existente del cuartel.

2. CAPÍTULO 2.

2.1 **INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA.**

2.2 **HISTORIA DE LA ENERGÍA SOLAR.**

El uso de la energía solar se remonta a miles de años en el pasado, muchas civilizaciones antiguas como la griega desarrollaron técnicas arquitectónicas en las que construían sus casas orientadas hacia el sur geográfico con la finalidad de obtener el máximo provecho de la luz y calor solar durante el invierno. Con el paso del tiempo las civilizaciones descubrieron que podían sacar provecho del calor proveniente de la radiación solar concentrándolo mediante herramientas como espejos cóncavos descubriendo por primera vez la energía solar térmica concentrada, pero reduciéndose únicamente como una tecnología para la calefacción de viviendas, encender fuego o para el uso bélico como fue durante el siglo III a.C. en la antigua Grecia cuando Arquímedes utilizando espejos hexagonales de bronce concentró un haz de luz para atacar la flota naval romana en la batalla de Siracusa provocando incendios en los barcos romanos mediante la energía solar concentrada.

Con el paso del tiempo y el avance tecnológico de la humanidad, a finales de la primera e inicio de la segunda revolución industrial alrededor de la década de 1870, surgió la necesidad buscar nuevas fuentes de energía por la especulación de que la principal fuente de energía de la época, el carbón, comenzaría a escasear en las décadas venideras. Es por ello que el inventor francés Augustin Mouchot crea en 1866 el primer motor solar utilizando un reflector parabólico que concentraba la energía solar en una caldera cilíndrica que al calentar el agua en su interior esta se evaporaba produciendo la presión necesaria para mover un pequeño motor.

En 1911 Frank Schuman fundó la primera empresa especializada en la generación eléctrica mediante energía solar térmica concentrada, llamada “Sun Power CO”, donde el mismo año creó su primera planta solar, ubicada en Tacony, generando un total de 22 kW y posteriormente en 1912 creó su segunda planta de energía solar, en Egipto, logrando generar una potencia de 88kW.

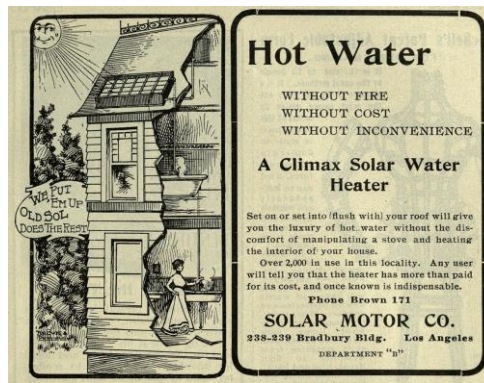


Figura 2-1. Publicidad referente al calentador de agua. Fuente: The land of sunshine volume XV 1901.

2.3 QUE ES EL EFECTO FOTOELÉCTRICO.

El efecto fotoeléctrico es un fenómeno relacionado con la teoría cuántica de la luz, este fenómeno fue investigado por el físico Albert Einstein en su artículo **"Sobre un punto de vista heurístico concerniente a la producción y transformación de la luz"**, que lo llevo a ganar el premio nobel de física en 1905. El efecto fotoeléctrico ocurre cuando la luz compuesta de fotones golpea la superficie de un material, liberando electrones de ese material. Esto sucede porque los fotones de la luz tienen suficiente energía para sacar los electrones del átomo si superan una cierta barrera de energía llamada función trabajo. Los electrones liberados pueden generar corriente eléctrica si el material está conectado a un circuito adecuado. Este fenómeno es fundamental para tecnologías como los paneles solares y dispositivos electrónicos sensibles a la luz, ya que permite convertir la energía luminosa en energía eléctrica de manera eficiente.

Una célula fotovoltaica se compone de un semiconductor diseñado para captar la luz solar a través de una ventana transparente. La estructura del semiconductor está compuesta por uniones P y N, creando una barrera de potencial que se rompe cuando los fotones la alcanzan, generando así una corriente eléctrica. El semiconductor utilizado en estas células es comúnmente el Silicio de alta pureza, dopándolo con otros elementos para crear dos regiones con polaridades eléctricas opuestas: una región con un déficit de electrones (P) y otra con un exceso de electrones (N). Estas regiones están ubicadas cerca una de la otra, formando una barrera que los fotones de la luz solar pueden superar, lo que permite la recombinación de electrones y huecos para generar una corriente eléctrica.

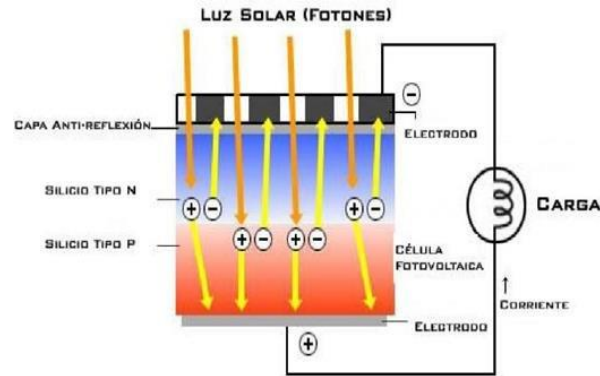


Figura 2-2. Funcionamiento de una célula fotovoltaica. Fuente: Modelación del funcionamiento de un parque fotovoltaico de 1MW, conectado a la red eléctrica.

2.4 TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.

En la creación de las células fotovoltaicas, comúnmente se utiliza el Silicio como semi conductor ya que posee dos grandes ventajas frente a otros semi conductores, es el material más abundante en el planeta tierra y es altamente eficiente como semi conductor.

La arena, siendo el segundo material más abundante en la tierra, debe ser convertida en cristales de silicio con una pureza del 99,99% para su uso en células fotovoltaicas. La arena pasa por un proceso de purificación con carbón y posteriormente pasa por un proceso de fundición a una temperatura cercana a los 2000°C para obtener silicio en bruto el cual se transforma en una forma compuesta de silicio gaseoso que mezclado con nitrógeno se obtiene silicio policristalino altamente purificado, desde donde se pueden seguir dos caminos:

1. La fabricación de silicio monocristalino en donde, a partir de un proceso más largo, se obtienen lingotes de silicio con bordes redondeados y de un color más oscuro.
2. La fabricación de silicio policristalino en donde, a partir de un proceso mucho más corto, se obtienen lingotes de silicio con un aspecto totalmente cuadrado y con tonos azulados.

Los 3 principales tipos de células fotovoltaicas comúnmente vistos en el mercado son las células monocristalinas, células policristalinas y las células de película fina. Entre ellas hay diferencias significativas tanto en duración como en eficiencia y precios.

2.4.1 Células de silicio monocristalino.

Este tipo de células solares tienden a presentar un mayor rendimiento, oscilando entre el 15% y 18%. Esto se debe a que están fabricadas de un solo cristal de silicio con una estructura

continua y de alta pureza, caracterizada por su aspecto oscuro y bordes redondeados con forma cuadrada. Posee un espesor entre 0,4 a 0,5 mm.

Algunas características para destacar son:

- Su proceso de fabricación es más costoso energéticamente.
- Su eficiencia energética es mayor a las demás.
- se caracterizan por un color más oscuro, casi negro.
- se puede obtener mayor potencia con el mismo espacio.
- Su proceso de fabricación es más duradero.

2.4.2 Células de silicio policristalino.

Este tipo de células solares, por el contrario, tienden a presentar un menor rendimiento que el anterior, oscilando entre el 12% y 14%. Esto se debe a que estas células se construyen de forma más rápida por lo que su construcción conlleva impurezas en su proceso. Se caracteriza por un color azulado y un grano visible parecido a escamas.

Algunas características para destacar son:

- Su naturaleza aprovecha menos el calor.
- Su coste de fabricación es mucho más económico.
- tiene una mejor tolerancia frente a la temperatura.
- Se caracterizan por un color azulado.
- Su tamaño por naturaleza es más grande.
- Son los más utilizados.

2.4.3 Células de película fina:

Las células de película fina pueden venir fabricadas en módulos muy pequeños o grandes, éstas poseen un rendimiento menor al 10% ya que su construcción consta de grosores de 1 micra (μm) o menos de una capa de material fotovoltaico sobre un sustrato como el plástico. Se caracteriza por un color oscuro, similar al marrón, al igual se caracteriza por su gran adaptabilidad gracias a su flexibilidad y por presentar un peso mucho menor a los demás.

Algunas características para destacar son:

- Se requiere muy poco material de construcción.
- Se reducen los costes de producción.

- Su eficiencia no es muy destacable.
- Su gran desventaja es que con el tiempo se fotodegrada.
- pueden depositarse sobre sustratos flexibles.



Figura 2-3. Tipo de células fotovoltaicas. Fuente: Eficiencia de una celda solar común y su comparación con celdas de tecnología HIT.

2.5 APLICACIÓN, VENTAJAS Y DESVENTAJAS.

2.5.1 Aplicación:

Actualmente los sistemas fotovoltaicos son utilizados para aplicaciones diversas en la que se requiera un suministro de energía independiente de la red eléctrica convencional o que complemente a esta. Se aplican a principalmente:

- Electrificación de viviendas situadas en zonas aisladas o con baja cobertura eléctrica.
- Dispositivos y aparatos que demanden poca potencia, en los que instalar un sistema fotovoltaico es la manera más económica y sencilla de energizar estos artefactos, como teléfonos de auxilio en autopistas, iluminación exterior en jardines o iluminación de publicidad en carreteras.
- Dispositivos y aparatos que demanden poca potencia y estén ubicados en puntos de difícil acceso, como balizas, boyas o repetidores de señal.
- Instalaciones de pequeña y gran potencia demandada conectadas a la red.
- Edificios con paneles integrados en la estructura y que están conectados directamente a la red.
- Pequeños aparatos de bajo consumo como calculadoras de bolsillo, juguetes, relojes o accesorios de camping.
- Aplicaciones agrícolas, ganaderas e industriales como el bombeo de agua, sistemas de riego, desalinización y depuración de agua, iluminación de granjas e invernaderos.

2.5.2 Ventajas.

El uso de la energía solar tiene una serie de beneficios, de los cuales los más destacados son:

- Produce cero emisiones de contaminantes.
- A mediano plazo y superando la inversión inicial, el sistema fotovoltaico presenta una alta tasa de ahorro energético, mucho más si se venden los excedentes a la compañía de distribución eléctrica.
- A diferencia de los generadores eléctricos, los sistemas fotovoltaicos producen baja contaminación acústica.
- Es un buen sistema de respaldo ya que es compatible con otras clases de energía eléctrica, puede funcionar a la par con una instalación existente primaria, y cuando por cualquier motivo dicho sistema primario deja de funcionar entra en funcionamiento la instalación secundaria que en este caso sería el sistema fotovoltaico (respaldo energético).
- Es una energía que es inagotable y está disponible en cualquier parte del mundo. Superando la inversión inicial puede ser instalada en cualquier parte.

2.5.3 Desventajas.

Aunque se tienen en consideración bastantes aspectos positivos, hay que tomar en consideración sus puntos negativos, los cuales son:

- Para poder emplear un sistema fotovoltaico es necesario realizar una inversión inicial muy elevada, tanto en materiales de construcción, mano de obra y componentes necesarios para su funcionamiento.
- Utilizar esta tecnología para la producción de energía conlleva limitantes como son el espacio disponible para la instalación de módulos fotovoltaicos, inversores y bancos de baterías, aunque existen tecnologías mas eficientes para la generación como módulos monocristalinos, y baterías con mayor densidad energética como las baterías de litio, que permiten economizar el uso del espacio disponible conllevan un aumento sustancial de la inversión necesaria.
- Los sistemas fotovoltaicos se ven afectados directamente por las condiciones climáticas, es por ello que, si las condiciones no son favorables, como pueden ser las zonas con alta frecuencia de nubosidad, limitarán considerablemente la energía que serán capaz de producir los módulos fotovoltaicos.

2.6 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

Existen tres tipos de sistemas fotovoltaicos los cuales se determinan por la manera en cómo van conectadas con la red de distribución eléctrica C.A.

2.6.1 Sistema on grid.

El sistema on grid se conoce por ser una instalación fotovoltaica que se encuentra conectada a la red de distribución eléctrica, dando la ventaja al cliente de poder generar y consumir energía solar, pero con el respaldo que le entrega la red eléctrica. La característica más destacable es que al cliente se le permite inyectar y vender los excedentes generados por los paneles fotovoltaicos a la red eléctrica. Lo cual se ve reflejado como un descuento en la factura de consumo energético.

Este sistema permite vender los excedentes de energía producidos por los módulos fotovoltaicos durante el día en las horas de máxima irradiación solar, durante la noche o por razones climáticas los módulos fotovoltaicos no sean capaces de entregar la energía necesaria para compensar las necesidades energéticas de la instalación, se inyectará energía desde la red hacia la instalación para contrarrestar la caída de la producción energética la unidad de generación fotovoltaica.

Los principales beneficios de este sistema son:

- Al ser un sistema dependiente, este será mucho más barato ya que se ahorrará el coste del banco de baterías.
- Permite generar un ahorro significativo en la factura de consumo eléctrico.
- Generalmente estos proyectos se autofinancian en cortos y medianos plazos, puesto que la inversión es recuperada rápidamente.

Los sistemas on grid se componen de los siguientes elementos:

- Un inversor, equipo electrónico de potencia encargado de transformar la corriente continua de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna para el uso de la instalación e inyección de excedentes a la red, los inversores diseñados para conectarse a la red cuentan internamente con un analizador de red que permite sincronizar la onda del inversor con la de la red.
- Una estructura de soporte, la cual fija de manera segura los paneles fotovoltaicos a la superficie donde se instalen, con su inclinación de diseño determinado.

- Un medidor de energía bidireccional que permite contabilizar los excedentes de energía eléctrica inyectada a la red de distribución eléctrica.
- Una cantidad determinada de paneles solares, según requiera la demanda de energía.



Figura 2-4. Ejemplo de sistema ON GRID. Fuente: Energia fotovoltaica- aplicação sistema on grid em residencia.

2.6.2 Sistema off grid.

El concepto de off grid hace referencia al tipo de instalaciones que no requiera estar conectadas a la red de distribución eléctrica, o bien no disponen de la posibilidad de depender de ella. Los sistemas off grid cuentan con un sistema de respaldo energético (banco de baterías) el cual se encarga de almacenar los excedentes de energía generados durante el día para ser utilizada cuando se requiera.

Este tipo de sistemas suele usarse comúnmente en sitios aislados donde, en su mayoría de los casos, no es posible acceder a la red eléctrica pública o simplemente se requiera el uso del sistema como una opción de respaldo energético para cargas críticas. De tal manera el cliente cuenta con la facultad de consumir la energía almacenada durante cualquier hora de día incluso en ausencia del sol.

Estos sistemas presentan una desventaja crucial y es que debido a que es necesario disponer de un banco de baterías, dependiendo de las necesidades de la instalación pueden significar un coste considerable al momento de proyectar una instalación off grid, adicionalmente considerando por ejemplo que una batería de tipo AGM (Absorbent Glass Mat) cuenta con una vida útil de 6 años significaría que para una instalación con una proyección de 10 años será necesario invertir 2 veces en un banco de baterías para mantener la capacidad de almacenamiento necesaria para una instalación off grid.

Los principales beneficios de este sistema son:

- Es totalmente autónoma ya que no requiere ser alimentada por una red eléctrica pública C.A.
- Es un sistema energético confiable, ya que su fuente de alimentación es el sol y este es inagotable.
- A mediano y largo plazo es una buena alternativa para ahorrar en electricidad.
- Es un tipo de energía renovable no convencional por lo que tiene una huella positiva con el medio ambiente.

Los sistemas off grid tienen como componentes:

- Un inversor, equipo electrónico de potencia encargado de transformar la corriente continua de los módulos fotovoltaicos o del banco de baterías en corriente alterna para el uso de la instalación.
- Una estructura de soporte, la cual fija de manera segura los paneles fotovoltaicos a la superficie donde se instalen, con su inclinación de diseño determinado.
- Un sistema de baterías, las cuales se encargan de almacenar la energía eléctrica generada durante el día.
- Una cantidad determinada de paneles solares, según requiera la demanda de energía.

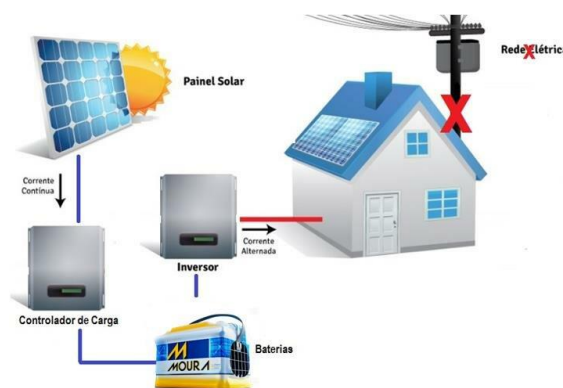


Figura 2-5. Ejemplo de sistema OFF GRID. Fuente: Energía fotovoltaica- aplicação sistema on grid em residencia.

2.6.3 Sistema híbrido.

Un sistema fotovoltaico híbrido puede funcionar como on grid y off grid utilizando lo mejor de cada sistema. Incorpora un banco de baterías pudiendo funcionar como sistema off grid almacenando la energía generada por los paneles fotovoltaicos durante el día y a la vez se encuentra conectada a la red de distribución eléctrica, funcionando como un sistema on grid conectándose a la red en caso de que la energía acumulada no sea suficiente para alimentar

el consumo de la vivienda e inyectando a la red los excedentes de energía que no se puede almacenar en el banco de baterías al llegar al tope de su capacidad de almacenamiento.

La única diferencia significativa con respecto a los otros sistemas en ámbito de componentes es que el inversor utilizado en el sistema híbrido es más costoso debido a que cuenta con más funciones incorporadas internamente para suplir la capacidad de cada tipo de inversor para instalaciones aisladas o conectadas a la red, como puede ser el incorporar un regulador de carga interno, contar con un puerto de comunicación con el sistema de gestión de baterías (BMS) en caso de utilizar baterías de litio y contar con un analizador de red para conectar la salida del inversor a la red de distribución eléctrica para inyectar los excedentes de energía.

Los principales beneficios de este sistema son:

- Debido a que se minimiza la necesidad de hacer uso de la red de distribución eléctrica y se permite inyectar los excedentes producidos por el generador fotovoltaico se permite obtener rédito de la venta de excedentes acortando el tiempo de recuperación de la inversión.
- En el caso de la función off grid, esta puede ser más pequeña y menos costosa ya que se cuenta con el respaldo de la red eléctrica.

Los sistemas híbridos tienen como componentes:

- Un inversor, equipo electrónico de potencia encargado de transformar la corriente continua de los módulos fotovoltaicos o del banco de baterías en corriente alterna para el uso de la instalación e inyección a la red de distribución eléctrica cuando se complete el ciclo de carga del banco de baterías.
- Una estructura de soporte, la cual fija de manera segura los paneles fotovoltaicos a la superficie donde se instalen, con su inclinación de diseño determinado.
- Una cantidad determinada de paneles solares, según requiera la demanda de energía.
- Un medidor de energía bidireccional que permite contabilizar los excedentes de energía eléctrica inyectada a la red de distribución eléctrica.
- Un sistema de baterías, las cuales se encargan de almacenar la energía eléctrica generada durante el día.



Figura 2-6. Ejemplo de sistema híbrido. Fuente: <https://www.cleanenergyreviews.info>.

3. CAPÍTULO 3.

3.1 **NORMATIVA CHILENA.**

Para desarrollar este trabajo de título, usamos como base la “instrucción técnica general RIC N° 9.1/2021 la cual se centra en acotar los requerimientos para el diseño, ejecución, inspección y mantención de las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red eléctrica con el fin de entregar un servicio eficiente y salvaguardar la integridad de las personas que utilizan este sistema. junto con esta instrucción se utilizarán los pliegos técnicos los cuales corresponden a la normativa chilena vigente.

Este capítulo se centrará en resumir la normativa antes mencionada en 10 ítems considerados los más importantes para el desarrollo de este proyecto, donde se describirán textualmente los apartados enumerados descritos en el documento oficial representativo a la norma.

3.2 **CONDICIÓN DE INSTALACIÓN.**

- 6.1.- La instalación de los equipos o unidades de generación debe facilitar la operación y mantenimiento seguro, siguiendo las especificaciones del fabricante para no afectar de forma adversa al equipo fotovoltaico.
- 6.3.- Para facilitar el mantenimiento y reparación de la unidad de generación fotovoltaica, se instalarán los elementos de seccionamiento necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión de los equipos como inversores, baterías, controladores de carga y similares, de todos los conductores no puestos a tierra, de todas las fuentes de energía y de forma simultánea.

3.3 **ESTRUCTURA.**

- 7.5.- La estructura deberá ser metálica y se protegerá contra la acción de los agentes agresivos en el ambiente y/o corrosivos, garantizando la conservación de todas sus características mecánicas y de composición química. Para efectos de la estructura metálica sólo se considerarán el aluminio anodizado, el acero galvanizado en caliente y acero inoxidable.
- 7.6.- La totalidad de la estructura de la unidad de generación fotovoltaica se conectará a la tierra de protección. N.A. Se deberán sacar como mínimo dos conductores de

forma independiente del sistema de puesta a tierra, con el fin de que exista una continuidad eléctrica en caso de que uno de ellos se produzca una rotura, por lo que deberán llegar a diferentes partes de la estructura metálica de la UGF.

- 7.13.- Para efectos de esta instrucción técnica se reconocerá como zona de alta contaminación salina a la franja costera, definida como una zona de 10 km de ancho, medidos desde el borde costero, al igual que instalaciones ubicadas en recintos en donde se procesen componentes químicos corrosivos.
- 8.7.- Para instalaciones que se emplacen en zonas de alta contaminación salina a la franja costera descrita en el punto 7.13, los módulos fotovoltaicos deberán cumplir con la norma IEC 61701.

3.4 **DIMENSIONADO DE CIRCUITOS Y CORRIENTE.**

- 10.1.- Corriente de los circuitos fotovoltaicos o corriente de la unidad de generación fotovoltaica: La corriente máxima será la suma de las corrientes de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos o strings conectados en paralelo.
- 10.2.- Corriente de los circuitos en corriente continua: La corriente máxima será la suma de las corrientes máxima de los circuitos de las fuentes en paralelo.
- 10.3.- Corriente de los circuitos de salida del Inversor: La corriente máxima será la corriente de salida del inversor de régimen continuo a una temperatura ambiente de 25°C.
- 10.4.- Corriente de los circuitos de entrada del inversor variador o controlador de carga: La corriente máxima será la corriente de cortocircuito aceptada del producto.

3.5 **CONDUCTORES Y CANALIZACIÓN.**

- 10.7.- Los conductores en el lado de C.C del sistema de almacenamiento deberán tener una sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5 %. N.A.: Esta sección de los conductores del sistema de almacenamiento deberá ser justificada en función a la capacidad nominal del banco de baterías y es la que se debe incorporar en la memoria explicativa presentada a la Superintendencia en el proceso de declaración.

- 10.8.- Los conductores del lado de C.C, deberán ser dimensionados para transportar una corriente no inferior a 1,25 veces la corriente máxima de operación de los PCE a conectar. N.A.: Como ejemplo simplificado, se tiene que la corriente máxima de operación de salida de un controlador de carga es de 70A en C.C, por lo tanto, la selección del conductor a emplear debería ser capaz de manejar una corriente de 87,5A ($I_n \times 1,25$ suponiendo un factor de corrección =1), mientras que su protección debería ser lo más cercana a 70A.
- 11.16.- Los conductores de la unidad de generación deberán tener una sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5 %.
- 11.17.- Los conductores del lado de C.C, deberán ser dimensionados para transportar una corriente no inferior a 1,25 veces la corriente máxima del circuito fotovoltaico.
- 11.18.- Los conductores del lado de CA deberán ser dimensionados para una corriente no inferior a 1,25 veces la máxima intensidad de corriente del inversor.
- 11.19.- Los alimentadores o conductores del lado de CA de la unidad de generación deberán tener una sección adecuada para evitar las caídas de tensión y calentamientos, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión entre el inversor y el punto más desfavorable de la instalación de consumo sea inferior del 3%.

3.6 **INVERSORES AISLADOS.**

- 12.1.- Todos los inversores utilizados con aplicaciones fotovoltaicas aisladas deberán cumplir los requisitos de seguridad de las normas IEC 62109-1 o IEC 62477-1 o el estándar UL 9540 y deberán ser autorizados por la Superintendencias para tales efectos.
- 12.2.- Los inversores aislados deben seleccionarse correctamente para las características y configuraciones que disponen y serán dimensionados en función de las cargas que deben alimentar o de las fuentes de energía que las alimentan.

3.7 **CONTROLADOR DE CARGA.**

- 13.1.- Todos los controladores de carga utilizados con aplicaciones fotovoltaicas aisladas deberán cumplir los requisitos de seguridad de las normas IEC 62109-1 o IEC 62477-1 y deberán ser autorizados por la Superintendencias para tales efectos.
- 13.4.- Los controladores serán seleccionados para la química de las baterías, en función de los parámetros eléctricos tales como las tensiones de carga de las baterías, la corriente de carga y de carga rápida.
- 13.12.- Los controladores de carga del tipo MPPT deberán tener las siguientes consideraciones para su diseño: a) La tensión máxima de circuito abierto (Voc) del string o arreglo, esperada en condiciones estándar de 1.5 ATM, irradiancia 1000W/m² y la mínima temperatura del lugar de instalación, no puede superar la tensión de entrada del controlador elegido. b) La corriente de cortocircuito en condiciones STC del string o arreglo, no puede superar la corriente de cortocircuito máxima indicada por el fabricante. c) La potencia total del arreglo fotovoltaico no podrá superar la potencia máxima indicada por el fabricante para la tensión de trabajo de diseño del sistema.

3.8 **PROTECCIONES.**

- 14.4.- Las instalaciones de un sistema fotovoltaico aislado estarán equipadas con un sistema de protección que garantice su desconexión en caso de una falla interna de la unidad de generación, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de la instalación de consumo a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.
- 14.2.- Los dispositivos de sobre corriente en el lado C.C, serán dimensionados para conducir una corriente no inferior a la corriente máxima del tramo de C.C respectivos y no deberá exceder la corriente de transporte del conductor.
- 14.6.- Los interruptores automáticos y seccionadores utilizados en el lado C.C de las instalaciones fotovoltaicas, deberán cumplir los requerimientos establecidos en las normas IEC 60947-2 o IEC 60947-3, y ser adecuados para instalaciones fotovoltaicas, capaces de extinguir arcos eléctricos en C.C.
- 14.7.- Los descargadores de sobretensión utilizados en instalaciones fotovoltaicas deberán ser del tipo 2, en conformidad a la IEC 61643-11.
- 14.9.- Las instalaciones fotovoltaicas deberán contar con protección por aislamiento de las partes activas clase II, en el lado de C.C.

- 14.10.- Las instalaciones fotovoltaicas, en el lado de corriente alterna, deberán contar con una protección diferencial, e interruptor general magnetotérmico bipolar, para el caso de las instalaciones monofásicas o tetrapolar para el caso de las instalaciones trifásicas, con una corriente de cortocircuito adecuada a la potencia de salida del o los inversores.
- 14.14.- La protección diferencial del lado de corriente alterna, indicada en el punto 14.10, que se instale en un sistema fotovoltaico aislado deberá ser del tipo A. Se podrán eximir de esta exigencia aquellas instalaciones fotovoltaicas aisladas que tengan una potencia igual o menor a 3 kW (potencia nominal del inversor), en cuyo caso deberán considerar un diferencial del tipo C.A. También se eximirá de esta exigencia aquellas instalaciones en las cuales el inversor no puede, por construcción, inyectar corrientes continuas de falla en la instalación eléctrica independiente de la potencia nominal de dicho inversor.
- 14.15.- La protección diferencial indicada en el punto 14.10, deberá ser de una corriente diferencial no superior a 300mA.
- 14.16.- El interruptor general magnetotérmico y la protección diferencial indicado en el punto 14.10 deberán estar instalados y claramente identificados en el tablero de distribución. Este tablero deberá ser instalado tan cerca como sea posible del inversor, pero a no más de 2 m de distancia.

3.9 **UBICACIONES RESTRINGIDAS.**

- 8.2.1.- Los BESS no se instalarán en los siguientes lugares:
 - a). Dentro de 600 mm laterales de cualquier salida o escape;
 - b). Dentro de 600 mm laterales de cualquier unidad de agua caliente, unidad de aire acondicionado o cualquier otro aparato no asociado con el BESS.
 - c). Dentro de 1200 mm por debajo de cualquiera de los elementos incluidos en (a) y (b).
 - d). En espacios de entretechos;
 - e). Debajo de las escaleras.
 - f). Debajo de las pasarelas de acceso.
 - g). Por debajo, ni dentro de los 600 mm del lado vertical de cualquier ventana e ingresos de ventilación o extracción de edificios.

3.10 **SISTEMAS DE BATERÍAS.**

- 12.19.- El diseño del banco de baterías deberá cumplir las siguientes condiciones:
 - a). Comprobar la cantidad de baterías que se pueden conectar en serie y/o paralelo de acuerdo con lo indicado por el fabricante.
 - b). Se debe comprobar la compatibilidad con los BMS y PCE.
 - c). Se debe comprobar que los regímenes de carga y descarga indicados por el fabricante sean correctamente proporcionados por los BMS y PCE.

3.11 **PROTECCIONES ELECTRICAS.**

- 13.4.3.- La conexión entre un único PCE y BS podrá realizarse sin barras de distribución de C.C, siempre y cuando se utilice una protección de C.C en uno de sus polos. La selección del polo a proteger será el recomendado por el fabricante.
- 13.4.7.- Los interruptores automáticos e interruptores desconectores utilizados en el lado C.C de las instalaciones de almacenamiento de energía, deberán cumplir los requerimientos establecidos en las normas IEC 60947-2 o IEC 60947-3, y ser adecuados para este tipo de instalaciones, capaces de extinguir arcos eléctricos en C.C, además de cumplir con lo siguiente:
 - a). Ser del tipo no polarizado.
 - b). Estar clasificados para ser utilizado en C.C.
 - c). Tener una tensión nominal superior a la tensión máxima del sistema de baterías en todas las condiciones de funcionamiento.
 - d). Estar clasificados para soportar la corriente máxima de cortocircuito.
 - e). Tener una corriente nominal superior a la corriente máxima nominal de C.C para el BESS.
 - f). Ser seleccionados para ser capaces de disipar la potencia que se desarrolla en las peores condiciones de funcionamiento.
 - g). Estar asegurado en la posición abierta, sólo cuando los contactos principales están en la posición abierta.

4. CAPÍTULO 4.

4.1 **IDENTIFICACIÓN DE CONSUMOS.**

Para realizar el dimensionamiento del sistema de respaldo energético, primero tenemos que identificar aquellos consumos cuyo cese de funcionamiento es perjudicial para la labor de bomberos, por lo que se descartarán todos los consumos no destinados a la labor de bomberos como televisores, sistemas de calefacción, equipos de música o consolas de videojuegos.

Lar cargas críticas de dividirán en 3 partes: iluminación, artefactos de alerta y cargadores de equipos y herramientas portátiles, las cuales se identificarán por cada uno de los 3 pisos existentes del edificio mediante la presentación de planos con el fin de conocer los puntos claves de cada carga critica.

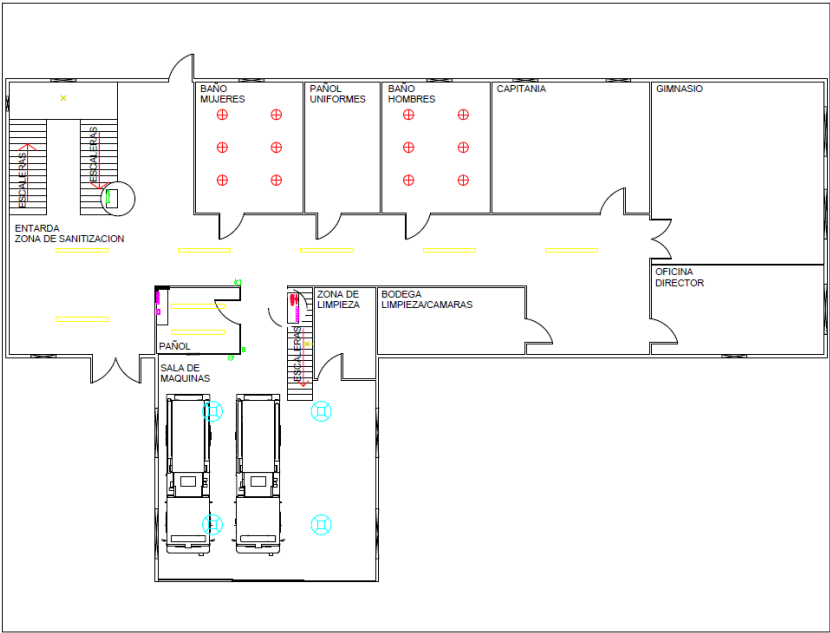


Figura 4-1. Planos estructurales primer piso. Fuente: Elaboración propia.

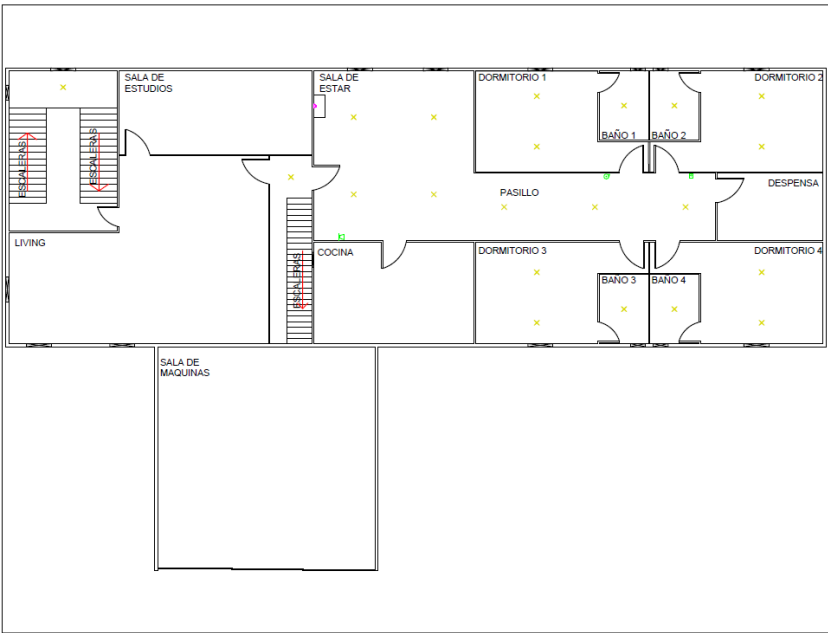


Figura 4-2. Planos estructurales segundo piso. Fuente: Elaboración propia.

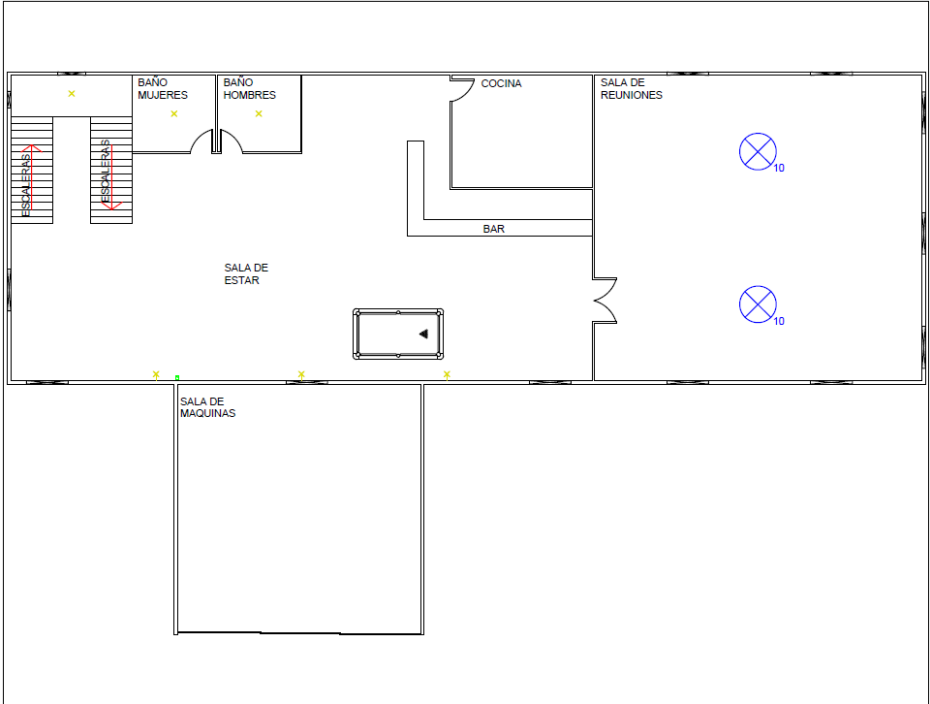


Figura 4-3. Planos estructurales tercer piso. Fuente: Elaboración propia.

SIMBOLO	SIGNIFICADO
	PANEL LED SIMPLE
	FOCO DICROICO
	PROYECTOR LED
	EQUIPO LED 2X18W
	SIRENA DE EMERGENCIA
	TIMBRE DE EMERGENCIA
	PORTALAMPARAS DE MURO
	ALTAVOZ DE EMERGENCIA
	CANDELABRO LED 10X3W
	RADIO BASE
	ALIMENTACION TRIPLE DE EMERGENCIA
	PUNTO DE CARGA HERRAMIENTAS DEWALT
	PUNTO DE CARGA RADIOS
	PUNTO DE CARGA DE LINTERNAS
	PUNTO DE CARGA HERRAMIENTA HIDRAULICA
	PUNTO INFORMATICO

Figura 4-4. Simbología de planos. Fuente: Elaboración propia.

4.2 ILUMINACIÓN.

La iluminación existente en el cuartel consta principalmente de tecnología led de diferentes potencias cada una, están se encuentran distribuidas en los 3 pisos del edificio y las cuales se detallarán a continuación por sector:

4.2.1 Primer piso.

En el sector del primer piso encontramos cuatro distribuciones importantes:

1. Sala de máquinas:

La sala de máquinas cuenta con 4 proyectores led los cuales se encargan de iluminar el sector donde se encuentran los vehículos institucionales.

Contando con 4 proyectores les de 50W cada uno.

2. Pasillos:

En el caso del primer piso, se cuenta con un pasillo principal que recorre el edificio, este cuenta con equipos led de 2x18W distribuidos a lo largo del mismo.

Contando con 6 equipos led de 2x18W, equivalente a 36W por equipo.

3. Baños:

En el primer piso se cuenta con 2 baños, siendo uno para damas y otro para varones, en este caso este sector del primer piso cuenta con tecnología dicróica y no led. Cada baño posee 6 focos dicróicos.

Contando con un total de 12 focos dicróicos de 9W cada uno.

4. Pañol:

El pañol es una sala donde se almacenan herramientas usadas en las emergencias y componentes utilizados para hacer mantención a estas mismas. El pañol cuenta con tecnología led con equipos de 2x18W.

Contando con 2 equipos led de 2x18W, equivalente a 36W por equipo.

Resumen de consumos iluminación primer piso					
Consumos	Potencia unitaria	Cantidad	Potencia total	Horas uso	Energía total
Proyectores Led	50W	4	200W	7h	1400Wh
Equipos led 2x18W pasillo.	36W	6	216W	2h	432 Wh
Equipos led 2x18W pañol	36W	2	72W	1h	72 Wh
Focos dicroicos.	9W	12	108W	0.5h	54 Wh
		TOTAL	596W	TOTAL	1 958 Wh

Tabla 4-1. Resumen de consumos iluminación primer piso. Fuente: Elaboración propia.

4.2.2 Segundo piso.

En el segundo piso, de igual manera se cuenta solo con 4 distribuciones, las cuales son:

1. Habitaciones:

Las habitaciones son las dependencias donde pernoctan los bomberos que se encuentran de guardia, el cuartel dispone de 4 habitaciones y cada una cuenta con dos equipos led.

Contando con un total de 8 equipos led de 24W cada uno.

2. Baños:

Junto con cada habitación se cuenta con un baño, por lo que en total el segundo piso cuenta con 4 baños, los cuales cuentan solo con un equipos led.

Contando con 4 equipos led de 24W cada uno.

3. Sala de estar:

En la sala de estar se encuentra una zona de descanso con sillones en la que los bomberos pueden descansar después de cualquier actividad, o hacer actividades en conjunto, esta sala cuenta con tecnología led.

Contando con 4 equipos led de 18W cada uno.

4. Pasillos:

Para los pasillos del segundo piso contaremos con equipos led distribuidos a lo largo de estos.

Contando con 3 paneles led de 18W cada uno.

Resumen de consumos iluminación segundo piso					
Consumos	Potencia unitaria	Cantidad	Potencia total	Horas uso	Energía total
Equipos led habitaciones.	24W	8	192W	4h	768Wh
Equipos led baños.	24W	4	96W	0.5h	48Wh
Equipos led sala de estar.	18W	4	72W	4h	288Wh
Equipos led pasillo.	18W	3	54W	4h	216Wh
		TOTAL	414W	TOTAL	1 320Wh

Tabla 4-2. Resumen de consumos iluminación segundo piso. Fuente: Elaboración propia.

4.2.3 Tercer piso.

El tercer piso prácticamente no iba a ser considerado puesto que es una zona de ocio (cuenta con bar, televisión, sillones, consolas y mesa de pool), pero debido a distintas contingencias se tuvo que emplear el tercer piso para alojar a más bomberos de los que comúnmente realizan sus guardias, generalmente por falta de personal en emergencias de gran envergadura. Es por ello que se tomó la decisión de considerarlo para el dimensionamiento. El tercer piso cuenta con 3 distribuciones de importancia.

1. Sala de reuniones:

La sala de reuniones es una dependencia que generalmente se usa para reuniones de compañía, capacitaciones y eventos. Pero como se mencionó anteriormente se ha tenido que utilizar para alojar a más bomberos de los que pernoctan habitualmente en el cuartel. La sala de reuniones cuenta con 2 candelabros colgantes y cada candelabro cuenta con 10 lámparas Leds de tipo vela.

Contando con 20 lámparas led de 3W cada uno.

2. Pasillos:

En este caso se cuenta con equipos led empotrados a la pared.

Contando con 3 lámparas led de 18W cada una.

3. Baños:

En el tercer piso se cuenta con 2 baños, uno para damas y otro para varones y cada baño cuenta con un equipo led.

Contando con 2 equipos de 9W cada uno.

Resumen de consumos iluminación tercer piso					
Consumos	Potencia unitaria	Cantidad	Potencia total	Horas uso	Energía total
Lampara tipo candelabro.	3W	20	60W	6h	360Wh
Lampara led pasillo.	18W	3	54W	4h	216Wh
Equipo led baños.	9W	2	18W	0.5h	9Wh
		TOTAL	132W	TOTAL	585Wh

Tabla 4-3. Resumen de consumos iluminación tercer piso. Fuente: Elaboración propia.

4.2.4 Escaleras.

Para las escaleras que posee el cuartel contamos con equipos led sujetos al techo y barandas.

Contando con 4 equipos led de 18W cada uno.

Resumen de consumos iluminación escaleras					
Consumos	Potencia unitaria	Cantidad	Potencia total	Horas uso	Energía total
Equipos led.	18W	4	72W	5h	360Wh
		TOTAL	72W	TOTAL	360Wh

Tabla 4-4. Resumen de consumos iluminación escaleras. Fuente: Elaboración propia

4.3 ARTEFACTOS DE ALERTA.

El sistema de alerta está compuesto de varios componentes como son las radios bases, luces estroboscópicas y sirenas. Este sistema está encargado de notificar e informar a los bomberos de toda emergencia que se encuentre activa en su comuna o comunas colindantes, en caso de ser necesario apoyo intercomunal, también sirve para informar cualquier tipo de información relevante como falta de personal en emergencias o en los cuarteles.

Estos artefactos también los encontramos distribuidos entre los 3 pisos del cuartel por lo que también los iremos identificando entre las distintas plantas.

4.3.1 Primer piso.

En el primer piso encontramos tres artefactos indispensables para la alerta. Entre ellos tenemos los siguientes:

1. Radio base:

Este artefacto es el encargado de estar constantemente escaneando las líneas de comunicaciones con la central de alarma del cuerpo de bomberos, es utilizada para enviar y recibir información, esta radio es estática y puede configurarse para funcionar de forma autónoma conectándolo con sistemas sonoros como parlantes y sirenas, en resumen, es como el cerebro del sistema de alerta dentro del cuartel. Esta radio base se encuentra conectada y encendida 24/7 por las razones anteriormente mencionadas.

Contando con una radio base de 25W.

2. Altavoces, sirenas y timbres:

Como se mencionó anteriormente, la radio base se encuentra conectada a diversos artefactos para dar alerta en todo el cuartel, en este caso tenemos los altavoces, sirenas y timbres, de estos encontramos uno de cada uno en el primer piso.

Contando con:

- **Un altavoz de 30W.**
- **Una sirena de 30W.**
- **Un timbre de 13W.**

3. Ordenador y monitor:

Este ordenador y monitor cumplen la tarea de proporcionar la información relevante, como número de voluntarios en el cuartel, cuarteles que se encuentran fuera de servicio en la comuna y lo más importante, la información de las emergencias como la ubicación, identificación de la emergencia, número de compañías en la emergencia y mucha más información importante. Por lo que para el primer piso se cuenta con el ordenador y monitor conectados 24/7.

Contando con:

- **Un ordenador de 75W.**
- **Un monitor de 50W.**

4.3.2 Segundo piso:

En el segundo piso contamos exactamente con los mismos consumos que el primer piso, pero en este caso descartamos la utilización de la radio base, además del ordenador y monitor con el que se cuenta por considerarlo un consumo redundante. Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado consideramos los siguientes consumos.

1. Altavoces, sirenas y timbre:

Como se mencionó anteriormente, la radio base se encuentra conectada a diversos artefactos para dar alerta en todo el cuartel, en este caso tenemos los altavoces, sirenas y timbres, de estos encontramos uno de cada uno en el segundo piso.

Contando con:

- Un altavoz de 30W.
- Una sirena de 30W.
- Un timbre de 13W.

4.3.3 Tercer piso.

En el tercer piso solo se cuenta con un timbre el cual alerta de cualquier emergencia que ocurra, y los altavoces del primer y segundo piso ya son suficientes para notificar que tipo de emergencia es.

Contando con:

- Un timbre de 13W.

Resumen de artefactos de alerta del edificio					
Consumos	Potencia unitaria	Cantidad	Potencia total	Horas uso	Energía total
Sirena.	30W	2	60W	0.05h	3Wh
Timbre.	15W	2	30W	0.05h	1.5Wh
Altavoces.	30W	2	60W	0.16h	9.6Wh
Radio base.	25W	1	25W	24h	600Wh
Monitor.	50W	1	50W	24h	1200Wh
Ordenador.	75W	1	75W	24h	1800Wh
		TOTAL	300W	TOTAL	3 614Wh

Tabla 4-5. Resumen de artefactos de alerta del edificio. Fuente: Elaboración propia.

4.4 CARGADORES DE EQUIPOS Y HERRAMIENTAS.

Los bomberos recurren constantemente a equipos y herramientas inalámbricas para desempeñar su labor, por ello es indispensable mantener un suministro energético para suplir esta necesidad tan vital.

Dentro de los equipos portátiles que cuentan los bomberos para la atención de emergencias encontramos algunos como linternas, radios portátiles y sus propios teléfonos celulares que les permite mantenerse comunicados independientemente de las líneas que se tienen mediante las radios portátiles. Y por el lado de las herramientas eléctricas recargables que

bomberos habitualmente utiliza son de varios tipos, como suelen ser esmeriles angulares, sierra sables y taladros, además de una herramienta eléctrica de bombeo hidráulico que permite hacer labores de extracción de personas atrapadas dentro de vehículos en accidentes automovilísticos.

A los módulos de carga para todos los equipos y herramientas lo denominamos centrales de carga, ya que están instalados para cargar varios a la vez sin tener la necesidad de tener que estar cargando baterías individualmente lo cual podría ser ineficiente o contraproducente en caso de que ocurran emergencias consecutivas y se necesite el uso nuevamente de estos artefactos.

Las centrales de carga se encuentran todas en el primer piso, pero también se considerará una central de carga para dispositivos móviles en el segundo piso con tal de poder mantener cargado los teléfonos celulares de los bomberos.

Tomando en cuenta todos los datos expuestos anteriormente identificamos nuestros consumos distinguiendo entre equipos y herramientas.

4.4.1 Equipos.

En este apartado, se cuenta con 3 centrales de carga las cuales son:

1. Central de carga para linternas:

Esta central se encarga de cargar las linternas que los bomberos portan en sus uniformes, estas linternas y sus baterías son resistentes a altas temperaturas y golpes.

Esta central cuenta con cargadores de 12W.

Contando con 3 módulos de 12W cada uno.

2. Central de cargas para radios portátiles:

Esta central de carga cumple el rol de cargar las baterías internas de las radios portátiles con las que los bomberos se comunican en las emergencias. Esta central de carga cuenta con módulos de 22W.

Contando con 3 módulos de 22W cada uno.

3. Central de carga para teléfonos celulares:

Para la central de carga de teléfonos celulares consideraremos una potencia unitaria de 10W contemplando que serán cargadores de carga rápida.

Contando con 3 cargadores de 10W cada uno.

4.4.2 Herramientas.

Para el apartado de herramientas tenemos que destacar que por normativa dentro de la compañía se debía de estandarizar el uso de herramientas eléctricas, en la cual se determinó la utilización de una sola marca, eligiendo en este caso la marca Dewalt, y al ser herramientas inalámbricas todas cuentan con las misma capacidad y voltaje de baterías lo cual facilita mucho más la carga y traspaso de baterías entre herramientas en caso de ser necesario. Tomando en cuenta lo anterior encontraremos los siguientes consumos:

1. Central de carga para herramientas Dewalt:

En esta central contamos con 3 módulos que permiten la carga de baterías de 20V y 4Ah de capacidad, de manera simultánea.

Contando con 3 módulos de carga de 220W.

2. Módulo de carga para herramienta hidráulica:

Para esta herramienta solo se cuenta con un módulo de carga el cual permite la carga de una batería de 28.8V y 4 Ah de capacidad.

Contando con 1 módulo de carga de 150W.

Resumen de consumo equipos y herramientas					
Consumos	Potencia unitaria	Cantidad	Potencia total	Horas uso	Energía total
Central de carga Dewalt.	220W	3	660W	1h	660Wh
Módulo de carga H.E.B.H.	150W	1	150W	1h	150Wh
Central de carga linternas.	12W	3	36W	1h	36Wh
Central de carga radios portátiles.	22W	3	66W	1h	66Wh
Central de carga de celulares.	10W	3	30W	1h	30Wh
		TOTAL	942W	TOTAL	942Wh

Tabla 4-6. Resumen de consumo de equipos y herramientas. Fuente: Elaboración propia.

5. CAPÍTULO 5.

5.1 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA.

En el presente capítulo se abordará en función de los datos recopilados en el capítulo 3 “Identificación de consumos”, el dimensionamiento del sistema fotovoltaico que se encargará de alimentar el sistema de respaldo energético para los consumos críticos de la instalación.

5.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA.

El cuartel de bombero de la 5ta compañía de bomberos se encuentra ubicada en el sector Denavi Sur, Río Maule #5383, en la comuna de Talcahuano, región del Bio-Bio.

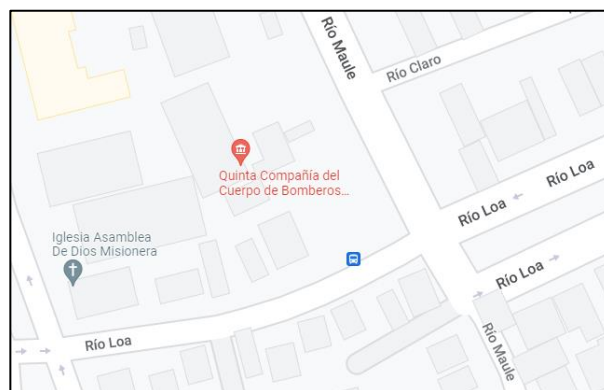


Figura 5-1. Ubicación geográfica de la instalación. Fuente: www.google.com/maps.

5.3 MEMORIA DE CÁLCULO.

En este estudio se buscará conocer los parámetros eléctricos necesarios para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico que alimentará las cargas críticas del cuartel de bomberos en caso de un corte prolongado del suministro eléctrico.

5.3.1 Cálculo de potencia y energía diaria requerida.

El primer paso para dimensionar el sistema fotovoltaico es conocer la potencia requerida por los consumos de forma instantánea y conocer la energía que dichos consumos necesitan durante las horas de uso a lo largo del día.

5.3.2 Potencia.

Para conocer la potencia necesaria se deben de contemplar todos los consumos que se detallaron en el capítulo 4, el resultado de esta suma de potencia se verá reflejada en la potencia que deberá de poseer el inversor.

Conociendo este detalle, la suma de los consumos de iluminación, artefactos de alerta y los cargadores de equipos y herramientas, se verá reflejada en la siguiente tabla:

Cargas críticas	Potencia total
Iluminación.	1 214W
Artefactos de alerta.	300W
Cargador de equipos y herramientas	942W
TOTAL	2 456W

Tabla 5-1. Resumen de potencia total de los consumos. Fuente: Elaboración propia.

Colindante al cuartel de bomberos se encuentra el domicilio del cuartelero el cual es un conductor profesional contratado por el cuerpo de bomberos que se encuentra disponible las 24 horas del día para desempeñar el rol de maquinista de los variados vehículos de emergencia con los que dispone la compañía como es un carro de rescate vehicular, incendio y multipropósito. El cuartelero percibe una remuneración mínima por el desempeño de su labor, es por ello que se decidió incorporarlo a este proyecto con la finalidad de reducir el costo de vida de él y su familia utilizando los excedentes de energía producida por la UGF, debido a que los sistemas fotovoltaicos se sobredimensionan para suplir las necesidades energéticas en los meses críticos con menor irradiancia solar, durante los meses en los que los días se vuelven más largos y aumenta la radiación, el sistema de generación fotovoltaica produce más energía de la necesaria para cargar el banco de baterías y alimentar las cargas críticas de la instalación, considerando que es un sistema off grid el excedente de energía se perdería, es por ello que se le puede dar solución a 2 problemáticas haciendo un uso inteligente y eficiente del excedente de energía.

Resumen de consumos casa cuartelero					
Consumos	Potencia unitaria	Cantidad	Potencia total	Horas uso	Energía total
Iluminación	9W	5	45W	4h	180Wh
Lavadora	1,500W	1	1500W	0.5h	750Wh/ciclo
Microondas	1,000W	1	1,000W	0.05h	50Wh
Hervidor	1,500W	1	1,500W	0.05h	75Wh
Cargadores de teléfonos	10W	3	30W	1h	30Wh
Televisor	75W	2	75W	3h	225Wh
Notebook	50W	1	50W	3h	150Wh
Refrigerador	37W	1	37W	24h	885Wh
Rúter	5W	1	5W	24h	120Wh
		Total	4,242W	Total	2,465Wh

Tabla 5-2. Resumen de consumos de la casa del cuartelero. Fuente: Elaboración propia.

Para el dimensionamiento del inversor se permitirá una potencia máxima para la casa del cuartelero de 2,500W que contará con un tablero de transferencia con una protección magnetotérmica bipolar de 10 A curva C de marca Legrand que en caso de alcanzar los 3,500W de consumo se desconectará automáticamente del sistema de respaldo en aproximadamente 40 segundos, evitando sobrecargar el inversor. Considerando que la iluminación del cuartel de bomberos exige el 50% de la potencia necesaria por las cargas críticas no significa ningún inconveniente para utilizar los excedentes de energía de la UGF durante las horas de máxima irradiancia solar en los meses más favorables para la producción fotovoltaica.

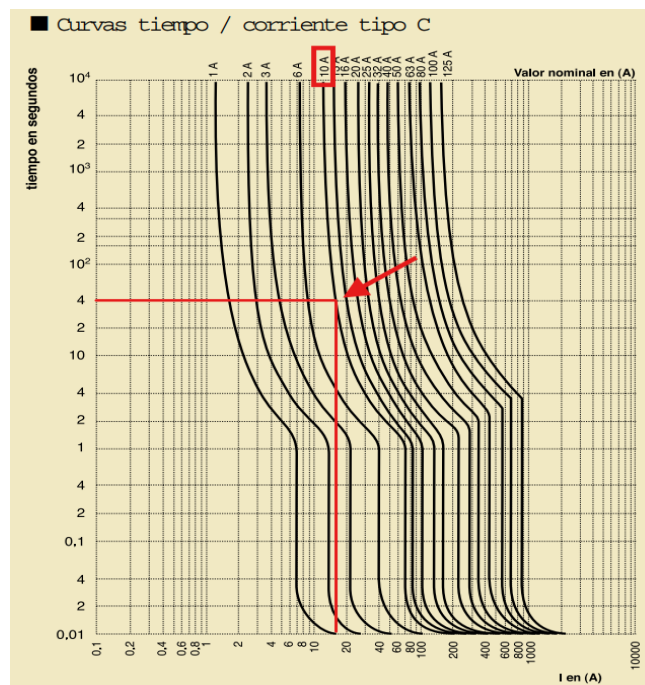


Figura 5-2. Curva de disparo para protecciones bipolares tipo C. Fuente: <https://www.legrand.cl>.

Si no se considera la potencia requerida por la iluminación del cuartel, se requiere una potencia de 1,242W correspondiente a los equipos de alerta y cargadores de herramientas, sumado con la potencia de 2,500W que se le permitirá utilizar al cuartelero en su domicilio da un total de 3,742W a esta potencia se le aplicará un factor de sobredimensionamiento del 25% con la finalidad de evitar que el inversor funcione sobrecargado.

- Despejando:

$$3,742W * 1.25 = 4,478W$$

Por lo que un inversor de 5 kVA se ajustaría perfectamente a las necesidades de la instalación, para este proyecto se seleccionó el inversor de marca Voltronic modelo Axpert King II que cuenta con una potencia de 5kVA.

5.3.3 Energía diaria requerida.

La energía requerida por los consumos a lo largo del día nos permite saber cuánta energía deben de producir los generadores fotovoltaicos y cuánta energía deberá de almacenar el banco de acumuladores. Esta energía la obtenemos multiplicando la potencia de cada artefacto por las horas de uso diario, el producto de esta multiplicación nos entregará la energía necesaria para el funcionamiento ininterrumpido de los artefactos críticos.

Resumiendo, la energía necesaria por las cargas críticas está representada en la siguiente tabla:

Cargas críticas	Potencia total
Iluminación.	4 223Wh
Artefactos de alerta.	3 614Wh
Cargador de equipos y herramientas	942Wh
TOTAL	8 779Wh

Tabla 5-3. Resumen de energía total de los consumos. Fuente: Elaboración propia.

Conociendo la energía requerida por los consumos se debe de realizar los cálculos correctivos en función al rendimiento de los distintos componentes del sistema fotovoltaico.

5.4 **CÁLCULO DE PÉRDIDAS DENTRO DEL SISTEMA.**

Es conocido que ningún sistema de generación de energía tiene un 100% de eficiencia, por lo cual es imprescindible siempre calcular las pérdidas que tendremos dentro del sistema, ya que con ello podremos aplicar márgenes correctivos que impidan que el sistema pueda operar con pérdidas lo cual termina afectando la eficacia de este.

5.4.1 Consumo medio diario.

Esta ecuación nos permite aplicar factores correctivos considerando las pérdidas de energía en los conductores, pérdidas en la transformación de corriente y pérdida por resistencia interna de baterías.

El consumo medio diario viene expresado en la siguiente ecuación:

$$Cmd = \frac{Cmd_{DC} + \frac{Cmd_{AC}}{\eta_{Inv}}}{\eta_{Bat} + \eta_{Con}}$$

Donde:

- $Cmd \left(\frac{Wh}{día} \right)$ = Consumo medio diario.
- $Cmd_{DC} \left(\frac{Wh}{día} \right)$ = Consumo medio corriente continua.
- $Cmd_{AC} \left(\frac{Wh}{día} \right)$ = Consumo medio corriente alterna día.
- η_{Inv} = Rendimiento del inversor (%).
- η_{bat} = Rendimiento de la batería (%).
- η_{con} = Rendimiento de los conductores (%).

Para poder trabajar con esta ecuación se asignaron los siguientes rendimientos:

- Inversor: El inversor Axpert King II cuenta con 3 rendimientos distintos dependiendo de los modos de uso que se esté utilizando siendo estos el modo ECO que corresponde al modo de reposo cuando no se encuentra ninguna carga conectada con un rendimiento del 96%, modo line que corresponde a cuando el inversor se encuentra funcionando directamente con la alimentación de los módulos fotovoltaicos con una eficiencia del 94% y el modo batería que tiene una eficiencia del 92% cuando el inversor depende del banco de baterías, para el dimensionamiento de este proyecto se considerara un rendimiento de 92%.
- Baterías: El rendimiento del banco de baterías se considerará como la energía utilizable del conjunto de almacenamiento, para este proyecto se eligió utilizar un banco de baterías de iones de litio, las baterías son de la marca Pylontech modelo UP5,000 cuentan con una capacidad nominal de 4,800 Wh y una profundidad de descarga del 95%, para este proyecto se permitirá una descarga máxima del 85% para no afectar la vida útil del banco de baterías.
- Conductores: Para los conductores se considera que la pérdida de potencia máxima será el porcentaje de caída de tensión permisible por los conductores, correspondiendo a un 1% para corriente continua y un 3% en corriente alterna, por lo que se considera que el rendimiento de los conductores es un 97%.

- Despejando:

$$Cmd = \frac{0 + \frac{8,779}{0.92}}{0.85 \times 0.97} = 11,574Wh/dia$$

Sera necesario un total de 11,574Wh/dia para funcionamiento de la instalación considerando las perdidas por el rendimiento del inversor, profundidad de descarga del banco de baterías y la pérdida de energía en los conductores.

5.5 CÁLCULO DE BATERÍAS.

Las baterías son los equipos encargados de almacenar la energía requerida por el sistema durante el tiempo que se estime conveniente, estos dispositivos están diseñados para trabajar bajo regímenes de carga y descarga específicos los cuales deben ser siempre respetados para garantizar la vida útil de los mismos.

Para determinar la capacidad del banco de baterías se debe de conocer la energía requerida por los consumos en un día y cuantos días de autonomía se estiman convenientes para mantener un suministro de energía seguro en días de baja radiación solar.

La capacidad del banco de acumuladores viene expresada en la siguiente ecuación:

$$Q_{BANCO} = \frac{1.1 \times E \times D}{V \times M}$$

Donde:

- $Q_{BANCO} (Ah)$ =Capacidad banco de acumuladores.
- $E \left(\frac{Wh}{dia}\right)$ =Consumo medio diario.
- D =Días sin radiación solar (autonomía).
- V =Voltaje nominal de las baterías.
- M (%) =Profundidad de descarga.

Para este sistema estimaremos que los días de autonomía en los que probablemente haya escasa radiación solar será de 2 días (48 horas); la tensión de las baterías será de 48V considerando que la potencia del inversor será de 5kW. Los acumuladores Litio tipo LiFePO permiten porcentajes de descargas profundas (DOD%) de hasta un 95%, para el dimensionamiento del banco de acumuladores se le asignara un tope del 85% de profundidad de descarga con el fin de no afectar la vida útil de los acumuladores. El porcentaje relacionado con la profundidad de descarga del banco de baterías ya fue aplicado en el cálculo del consumo medio diario, específicamente como el rendimiento del banco de baterías, por lo

que para este cálculo se omitirá aplicar nuevamente este factor para no sobredimensionar 2 veces la capacidad necesaria del banco de baterías.

- Despejando:

$$Q_{BANCO} = \frac{1.1 \times 11,574 \times 2}{48}$$
$$Q_{BANCO} = 531Ah$$

Ahora que se determinó la capacidad necesaria por el banco de baterías se procede a calcular el numero de elementos independientes que conformaran el conjunto. Para el banco se seleccionaron las baterías de marca Pylontech modelo UP5,000 cuentan con una capacidad nominal de 4,800 Wh a una tensión de 48V,

Especificaciones eléctricas	
Tensión nominal	48VCC
Capacidad nominal	4800Wh
Capacidad usable	4560Wh
Corriente de carga / descarga recomendada	50A
Corriente de carga / descarga máxima	74 ~ 89A @60sec
Corriente de carga / descarga en pico	90~200A @15sec
Tensión de carga	52.5VCC ~ 53.5VCC
Tensión de descarga	44.5VCC ~ 53.5VCC

Figura 5-3. Ficha técnica batería de litio 4.8kWh UP5000. Fuente: <https://enertik.com>.

Las baterías cuentan con una capacidad nominal de 4,800Wh, pero la capacidad que realmente es utilizable viene dada por la profundidad de descarga máxima que se le ha asignado la batería, por lo que si se tiene una profundidad de descarga máxima del 85% significa que la capacidad utilizable será solo el 85% de la capacidad total de la batería.

- Despejando:

$$Q_{real} = 4800Wh \times 0.85$$
$$Q_{real} = 4080Wh$$

La capacidad de cada unidad se obtiene dividiendo por la tensión de trabajo del banco de baterías.

- Despejando:

$$Q_{bat} = \frac{4080Wh}{48V}$$
$$Q_{bat} = 85Ah$$

La cantidad total de acumuladores se obtiene dividiendo la capacidad necesaria del banco por la capacidad individual de cada batería.

- Despejando:

$$N_{bat} = \frac{531Ah}{85Ah}$$

$$N_{bat} = 6.25 \rightarrow 7$$

Considerando que existen algunos consumos redundantes como la carga de teléfonos celulares y en otros casos aplicando protocolos de uso como mantener el monitor de la central de alerta apagado mientras no sea necesario se puede economizar el uso de energía durante los días en que sea imprescindible el uso del sistema de respaldo. Concluyendo se necesitarían un total de 7 baterías para el banco sumando 28.42kWh de energía utilizable y una capacidad total de 595Ah para una autonomía de 48 horas de uso ininterrumpido de las cargas críticas del cuartel.

Cabe mencionar que las baterías de marca Pylontech modelo UP5,000 utilizadas para este banco de acumuladores, por diseño de fábrica cada batería tiene incorporado un sistema BMS lo que entrega la posibilidad de utilizar hasta un máximo de 16 módulos trabajando en paralelo sin la necesidad de dicho sistema, ya que el diseño de este proyecto considera 7 módulos de baterías trabajando en paralelo no se consideró el uso de un sistema BMS, lo cual esta respaldado por datos técnicos entregados por el fabricante.

BMS basic function

Protection and alarm	Management and monitor
Charge/Discharge End	Cells Balance
Charge Over Voltage	Intelligent Charge Model
Discharge Under Voltage	Charge/Discharge Current Limit
Charge/Discharge Over Current	Capacity Retention Calculate
High/Low Temperature(cell/BMS)	Administrator Monitor
Short Circuit	Operation Record
	Power Cable Reverse
	Soft start of inverter

Figura 5-4. Funciones de BMS incorporado en cada módulo UP5000. Fuente: <https://enertik.com>.

5.6 CÁLCULO DE PANELES FOTOVOLTAICOS.

Los paneles fotovoltaicos son los artefactos destinados a recibir la radiación solar y transformarla en energía eléctrica. Los paneles fotovoltaicos se ven alterados en su

funcionamiento debido a varios factores incluidos como el ángulo inclinación del panel, azimut (orientación cardinal), temperatura y suciedad, por lo que los paneles deben de considerar todos estos factores para un funcionamiento eficiente.

Para esta instalación se seleccionó el panel RISEN monocristalino 660W debido a que se requiere economizar el espacio donde se instalarán los módulos el cual es un terreno colindante perteneciente al cuartel de bomberos, en este terreno se realizan habitualmente ejercicios de rescate vehicular e incendio por lo que se debe de reducir al máximo el espacio de instalación de los módulos fotovoltaicos para no afectar el desarrollo de los ejercicios bomberiles. Por lo que se optó por la tecnología monocristalina que al contar con una mayor eficiencia permite reducir el número de módulos necesarios para la instalación.

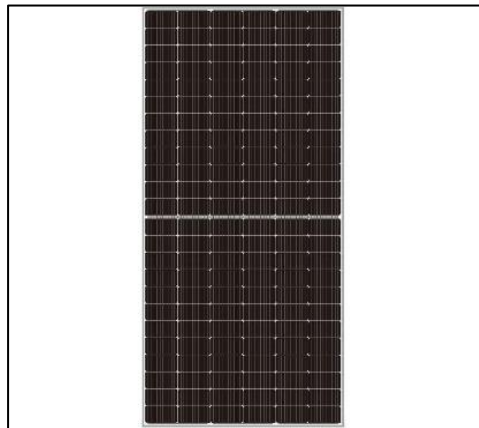


Figura 5-5. Ficha técnica panel fotovoltaico RISEN monocristalino 660W. Fuente:
<https://es.risenenergy.com/>.

El panel cuenta con las siguientes especificaciones en las condiciones STC (Standard Test Condition).

- Características eléctricas STC panel fotovoltaico:
 - Potencia Máxima: 660W

- Corriente de cortocircuito: 18.33A
- Voltaje de circuito abierto: 45.75V
- Corriente Máxima: 17.32A
- Voltaje Máximo: 38.12V
- Eficiencia: 21.2%

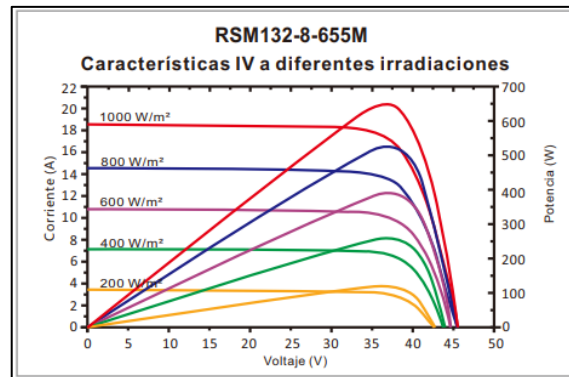


Figura 5-6. Efecto de la irradiancia en la potencia pico del módulo. Fuente: <https://es.risenenergy.com>

5.7 CALCULO DE POTENCIA MÍNIMA DEL GERENERADOR FOTOVOLTAICO.

$$P_{Gmin} = \frac{Wd \times G_{CEM}}{Gmd(0,36^\circ) \times PR}$$

Donde:

- P_{Gmin} = Potencia mínima requerida del generador fotovoltaico (W).
- Wd = Energía requerida en un día (Wh).
- G_{CEM} = Irradiancia en condiciones estándar de medida (1000W/m²).
- $Gmd(\alpha, \beta)$ = Radiación media diaria incidente en ángulo (36°), acimut (0°) (Wh/m²).
- PR = Perdidas dentro del sistema.

La herramienta llamada “explorador solar” administrada por el ministerio de energía y la facultad de ciencias físicas y matemáticas de la Universidad de Chile, permite acceder a una base de datos que contempla datos de interés como la insolación solar, tasa de aparición de

nubes, velocidad del viento y temperaturas en todo el territorio nacional. Esta herramienta permite descargar un informe con los datos de la zona geográfica de interés, para la ubicación del cuartel se obtuvo un informe detallado con la insolación solar expresada en kWh por metro cuadrado al día, este dato nos permite estimar la energía diaria disponible para la captación de la unidad de generación fotovoltaica, la estimación de esta energía contempla la tasa de aparición de nubes en cada mes, resultando que el mes más desfavorable por la aparición de nubes es el mes de julio con una insolación directa diaria de $2.39kWh/m^2/día$.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Directa	5.37	5.5	5.26	4.09	2.68	2.47	2.39	2.95	4.07	4.42	5.1	5.27
Difusa	1.69	1.37	1.08	0.84	0.63	0.53	0.56	0.76	1.11	1.51	1.69	1.73
Suelo	0.2	0.17	0.13	0.09	0.05	0.04	0.04	0.06	0.11	0.14	0.18	0.2
Global	7.26	7.04	6.47	5.02	3.36	3.04	2.99	3.77	5.29	6.07	6.97	7.2

Figura 5-7. Gráfico de radiación incidente en un plano con inclinación igual a la latitud del sitio. Fuente:
<https://solar.minenergia.cl/exploracion>

Citando la figura 5-6 se pudo observar que la radiación diaria estimada para el mes de julio a una inclinación de (36°) y un acimut (0) es la menor a lo largo del año con una radiación media directa de $2.39kWh/m^2$, esta irradiación media considera las pérdidas energéticas producida en la unidad de generación fotovoltaica por las altas tasas de nubosidad y las pocas horas de luz utilizable, por ello el mes más desfavorable es el mes de julio y no junio debido a que es en julio cuando se presenta la mayor tasa de aparición de nubes en la zona de interés. Por lo que se utilizara este dato para el dimensionamiento del generador FV. Para determinar las pérdidas totales dentro del sistema se debe considerar:

1. Pérdidas por degradación: Estas son las pérdidas propias del generador FV el cual va perdiendo naturalmente la capacidad de transformación de energía reduciendo con ello la capacidad de producción a lo largo del tiempo, el fabricante de los módulos fotovoltaicos asegura unas pérdidas del 8.25% al final de su vida útil de 15 años, para este dimensionamiento se considerará una vida útil de 10 años máxima con una pérdida del 5.5% del rendimiento total.
2. Pérdidas del inversor: Durante el funcionamiento del inversor la carga de las baterías, como en la inversión de corriente para uso el uso de las cargas, presenta pérdidas por la electrónica de potencia y transformación de corriente, esta pérdida viene expresada

por un porcentaje el cual viene en la ficha técnica de cada inversor, para el dimensionamiento se seleccionó un inversor con un rendimiento del 92%.

3. Pérdidas en conductores: Las pérdidas en conductores producida por efecto joule se deberán de reducir al mínimo variando las secciones de conductores tanto en los tramos de corriente continua como en corriente alterna, para el dimensionamiento se considerará que las pérdidas serán de un 3%.
4. Pérdidas en baterías: Para el banco de acumuladores al contar con módulos de litio los cuales tienen una muy baja tasa de autodescarga y considerando se instalarán en un lugar ventilado se dimensionará que sus pérdidas serán de un 5%.

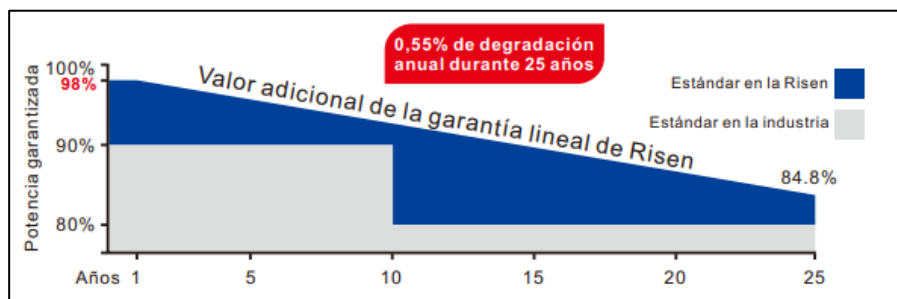


Figura 5-8. Gráfico porcentual de degradación del panel fotovoltaico. Fuente: <https://es.risenenergy.com>

Conociendo las pérdidas totales dentro del sistema se procede a calcular el porcentaje total:

$$Pp_T(\%) = [1 - (P_{deg} + P_{con} + P_{bat})] * \eta_{inv}$$

$$Pp_T(\%) = [1 - (0.055 + 0.03 + 0.05)] * 0.92$$

$$Pp_T(\%) = 0.796$$

Donde:

- Pp_T = Porcentaje de pérdida total (%).
- η_{Inv} = Rendimiento del inversor.
- P_{deg} = Pérdida por degradación.
- P_{con} = Pérdida por conductores.
- P_{bat} = Pérdida por acumuladores.

- Despejando:

$$P_{Gmin} = \frac{11,574Wh \times 1,000 W/m^2}{2,390 Wh/m^2 \times 0.796}$$
$$P_{Gmin} = 6,084W$$

Considerando que los módulos seleccionados tienen una potencia nominal de 660W entonces podemos determinar el número de paneles necesarios:

$$N_t = \frac{6,084W}{660W}$$
$$N_t = 9.22 \rightarrow 10$$

5.8 **DISTRIBUCIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.**

Para esta sección, se consideró que la tensión de trabajo para la instalación en el lado del generador fotovoltaico corresponderá a la tensión nominal del inversor seleccionado, el inversor funciona con un rango de tensión > 120V, <500V.

SOLAR INPUT	
Solar Charger type	MPPT
Maximum PV Array Power	6000 W
MPPT Range @ Operating Voltage	120 ~ 450 VDC
Maximum PV Array Open Circuit Voltage	500 VDC
Maxmum Solar Charge Current	100A
Maximum AC Charge Current	100A

Figura 5-9. Datos técnicos Datasheet inversor Axpert King II off grid. Fuente: <https://voltronicpower.com>

Para asegurar que la tensión se encuentra en el rango de operación del inversor se debe de calcular que la tensión de circuito abierto en condiciones STC no excedan la tensión máxima de trabajo.

- Despejando:
 $V_{ms-STC} = 45.75V \times 10$
 $V_{ms-STC} = 457.5V$

Se concluye que la tensión de circuito abierto (V_{oc}) STC no supera la tensión máxima permitida por el inversor. Considerando que los 10 módulos fotovoltaicos necesarios para la P_{Gmin} se encuentran en serie no habrá necesidad de integrar más strings en paralelo.

5.8.1 Ubicación de montaje de los paneles fotovoltaicos:

La distribución física de los paneles como se mencionó anteriormente será en un terreno colindante perteneciente al edificio del cuartel de bomberos, ya que este terreno no posee obstrucciones que puedan generar sombra y afectar el funcionamiento de los módulos.

La instalación de los 10 módulos será en fila, la cual será representada por el rectángulo negro de la siguiente figura, y estará instalada a una inclinación de 36° con un acimut 0.



Figura 5-10. Ubicación de montaje módulos fotovoltaicos. Fuente: www.google.com/maps.

5.9 ESTUDIO DE INYECCION DE EXCEDENTES HACIA CASA DEL CUARTELERO.

Con objetivo de comprobar si la utilización de los excedentes generados por la U.G.F para alimentar la casa del cuartelero es válido, se realizó una tabla comparativa en la cual se abarcan todos los meses del año, por mes se detalla lo siguiente:

- La insolación de la zona geográfica, la cual fue obtenida por la figura 5-6 expresada en ($kWh/m^2/día$).
- La energía generada, la cual se calculó mediante la multiplicación del factor de perdida dentro del sistema que abarca la perdida de los conductores, del inversor, de las baterías y la degradación del panel (0,796%), la potencia del generador fotovoltaico que equivale a la suma de la potencia individual de los 10 paneles utilizados (6.6kW) y por la insolación de la zona geográfica en cada mes.
- La energía requerida, la cual se obtiene por la suma de la energía requerida tanto por el cuartel, que en este caso considerando las perdidas dentro del sistema será de

11,574 Wh/día, y la energía requerida por la casa del cuartelero, que será de un total de 2,465 Wh/día. Esta suma da un total de 14.04 kWh/día.

Siguiendo los datos expuestos en la tabla, la inyección de excedentes es válida ya que la energía generada durante el año compensa la utilización de las cargas del cuartel y las cargas de la casa del cuartelero, exceptuando en los meses de Junio y Julio donde la insolación presente en la zona geográfica es mucho menor por lo que solamente alcanza a producir energía para las cargas críticas del cuartel.

Comparativa entre generación de energía y energía requerida			
Meses	Insolación (kWh/m ² /día)	Energía generada (kWh/día)	Energía requerida (kWh/día)
Enero	5.37	28.21	14.04
Febrero	5.50	28.89	14.04
Marzo	5.26	27.63	14.04
Abril	4.09	21.49	14.04
Mayo	2.68	14.08	14.04
Junio	2.47	12.97	14.04
Julio	2.39	12.55	14.04
Agosto	2.95	15.50	14.04
Septiembre	4.07	21.38	14.04
Octubre	4.42	23.22	14.04
Noviembre	5.10	26.79	14.04
Diciembre	5.27	27.68	14.04

Tabla 5-4. Comparativa entre la generación de energía y la energía requerida. Fuente: Elaboración propia.

5.10 CÁLCULO DE CONDUCTORES.

En el presente apartado se dimensionan los conductores los cuales deberán estar sujetos a los valores mínimos aceptables exigidos por el instructivo técnico “ITG RIC N°9.1 2021: Diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red” y el pliego técnico “RIC N°4: Conductores y Canalizaciones”, demostrando de manera teórica mediante los cálculos correspondientes el cumplimiento de esta.

5.10.1 Cálculo de conductores de corriente continua.

Para el cálculo de los conductores de corriente continua se exigirá que la caída de tensión entre el punto de inicio y el final de cada tramo no pueda superar el 1.5% de la tensión.

El apartado anteriormente mencionado corresponde a la siguiente normativa con la que nos regimos en el desarrollo del cálculo de sección de conductores, “Instrucción técnica general RIC N° 9.1/2021: Diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas aisladas de las redes de distribución”:

- 11.16 Los conductores de la unidad de generación deberán tener una sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.
- 11.17 Los conductores del lado de C.C, deberán ser dimensionados para transportar una corriente no inferior a 1,25 veces la corriente máxima del circuito fotovoltaico.

5.10.2 Fórmula de cálculo de conductores en corriente continua y alterna.

$$S = \frac{2 \times L \times I \times \cos\varphi}{K \times \Delta V}$$

Donde:

- $S(\text{mm}^2)$ = Sección transversal del conductor.
- $L(\text{m})$ = Longitud del conductor.
- $I(\text{A})$ = Intensidad máxima.
- $K(\Omega \times \text{mm}^2)$ = Conductividad eléctrica del conductor a 30°C.
- $\Delta V(\text{V})$ = Máxima caída de tensión permitida.
- $\cos\varphi$ = Factor de potencia.

5.10.3 Sección del conductor tramo paneles – regulador de carga del inversor (C.C).

Según los siguientes apartados de la normativa (ITG RIC N°9.1), se exige los siguientes puntos para realizar correctamente el dimensionamiento de conductores para tramo desde el generador fotovoltaico y el regulador de carga.

- 10.1 Corriente de los circuitos fotovoltaicos o corriente de la unidad de generación fotovoltaica: La corriente máxima será la suma de las corrientes de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos o strings conectados en paralelo.
- 10.4 Corriente de los circuitos de entrada del inversor variador o controlador de carga: La corriente máxima será la corriente de cortocircuito aceptada del producto.
- 11.17 Los conductores del lado de C.C, deberán ser dimensionados para transportar una corriente no inferior a 1,25 veces la corriente máxima del circuito fotovoltaico

Para desarrollar este apartado necesitamos conocer la corriente total entregada por el conjunto fotovoltaico y la caída de tensión máxima permitida en la entrada del regulador.

1. Cálculo de intensidad (STC) de cortocircuito:

-Corriente de cortocircuito STC: 18.33A.

$$18.33 \times 1.25 = 22.9A$$

2. Cálculo de caída de tensión máxima:

-Números de paneles: 10.

-Tensión MPPT panel (STC): 38.12V.

-Caída de tensión permitida: 1,5%.

- Despejando:

$$10 \times 38.12V \times 0.015 = 5.718V$$

Ahora que conocemos la corriente y caída de voltaje continuamos con el desarrollo del cálculo de sección de conductor.

Datos:

- Longitud de conductor: 24m.
- Conductividad del cobre a 70°: 47 m/(Ω·mm²).
- Factor de potencia: 1.
- Corriente cortocircuito STC con factor de sobredimensionamiento: 22.9A.
- Caída de tensión máxima: 5.718V.

- Despejando:

$$S = \frac{2 \times 24 \times 22.9 \times 1}{47 \times 5.718}$$

$$S = 4.09mm^2 \rightarrow 6mm^2$$

La sección de conductor por utilizar para el tramo del panel hacia el regulador de carga del inversor en corriente continua, que equivale a un tramo de 24m, será de 6mm².

5.10.4 Sección del conductor tramo regulador de carga del inversor – Baterías (C.C).

Para el cálculo de sección en este tramo de la instalación es de suma importancia conocer qué tipo de regulador de carga y tipo de baterías se utilizarán, con el fin de darnos a conocer la intensidad máxima que puede entregar el regulador y la intensidad máxima permitida por el banco de acumuladores. En este caso se optó por los siguientes componentes:

- Baterías:

El banco de baterías cuenta con 7 baterías de litio (LFP) marca Pylontech modelo US5000C de 48V en paralelo, según el fabricante se recomienda cargar cada módulo con una intensidad máxima de 50A.



Figura 5-11. baterías de litio (LFP) Pylontech UP 5000. Fuente: <https://enertik.com/cl>

- Regulador de cargar:

El inversor seleccionado para esta instalación es de la marca Voltronic modelo Axpert King II Off-Grid, este inversor cuenta con un cargador de baterías incorporado la capacidad de cargar un banco de baterías con una intensidad máxima de 100A a 48V. La entrada de alimentación del inversor desde el arreglo fotovoltaico permite una corriente de cortocircuito de 27A.

Resumiendo, los valores que se tienen en la entrada y salida del regulador de carga son:

- Entrada:

$$V_{Entrada} = 45.75V \times 10 = 457.5V \text{ (Tensión Circuito abierto STC).}$$

$$I_{Entrada} = 18.33A \times 1.25 = 22.9A \text{ (Intensidad cortocircuito STC).}$$

- Salida:

$$V_{Salida} = 57.6V \text{ (Tensión de absorción del banco)}$$

$$I_{Salida} = 100A \times 1.25 = 125A$$



Figura 5-12. Inversor Voltronic modelo Axpert King II Off-Grid. Fuente: <https://voltronicpower.com/>.

1. Cálculo de caída de tensión máxima:

- Tensión nominal regulador: 48V.
- Caída de tensión máxima permitida: 1,5%.

- Despejando:

$$48V \times 0.015 = 0.72V$$

Datos:

- Longitud: 2m.
- Intensidad de carga regulador con factor de seguridad: 125 A.
- Conductividad del cobre a 25°: 56 m/(Ω·mm²).
- Caída de tensión máxima: 0.72V.
- Factor de potencia: 1.

- Despejando:

$$S = \frac{2 \times 2 \times 125 \times 1}{56 \times 0.72}$$

$$S = 12.4mm^2 \rightarrow 16mm^2$$

La sección de conductor por utilizar para el tramo del regulador de carga del inversor hacia las baterías en corriente continua, que equivale a un tramo de 2m, será de 16mm².

5.10.5 Sección del conductor tramo inversor – tablero general (C.A).

Para este punto de la instalación debemos de determinar la intensidad que circulará desde el tramo del inversor al tablero de transferencia. Se permitirá una caída de tensión máxima de 1% debido a que la distancia desde el tablero de transferencia hasta el punto más lejano de la instalación se encuentra a distancias de más de 25 metros por lo que se debe priorizar la menor caída tensión posible.

Según el instructivo técnico ITG RIC N°9.1 para los tramos en CA se aplica un factor de sobredimensionamiento como nos especifica en el siguiente punto:

- 11.18 Los conductores del lado de CA deberán ser dimensionados para una corriente no inferior a 1,25 veces la máxima intensidad de corriente del inversor y deberán quedar protegidos por el dispositivo de sobre corriente establecido en el punto 14.10

Teniendo en cuenta los datos que debemos calcular se procede a despejar:

1. Cálculo de intensidad:

$$I_{carga} = \frac{5000VA}{230V}$$

$$I_{carga} = \frac{5000VA}{230V}$$

$$I_{carga} = 21.74A$$

$$I_{carga} = 21.74A \times 1.25$$

$$I_{carga} = 27.17A$$

2. Cálculo de caída de tensión máxima:

-Tensión de salida del inversor: 230V.

-Caída de tensión máxima permitida: 1%.

-Se permitirá una caída de tensión máxima del 1% para reducir las pérdidas al mínimo desde el tablero de cargas críticas al punto más lejano de la instalación (más de 25m).

- Despejando:

$$230V \times 0.01 = 2.3V$$

Datos:

- Longitud: 10m.
- Intensidad de todas las cargas en simultáneo: 27.17^a.
- Conductividad del cobre a 20°: 56 m/(Ω·mm²).
- Caída de tensión máxima: 2.3V.

- Despejando:

$$S = \frac{2 \times 10 \times 27.17}{56 \times 2.3}$$

$$S = 4.22mm^2 \rightarrow 6mm^2$$

La sección de conductor por utilizar para el tramo del inversor hacia el tablero de transferencia en corriente alterna, que equivale a un tramo de 10m, será de 6mm².

Al ser el conductor que va desde el inversor al tablero de transferencia se le considera un alimentador, el cual según el RIC N°4 nos exige que la sección mínima para alimentadores es de 4mm², la cual se cumple.

5.10.6 Sección del conductor tramo tablero general – tablero de distribución de cargas críticas (C.A).

Desde el tablero general se derivará un alimentador hasta el tablero de distribución de las cargas críticas las cuales estarán directa y permanentemente alimentados desde el inversor. Considerando que la suma total de las potencias de todas las cargas críticas del cuartel de bomberos es de 2,500 W se sobredimensionara por un factor de 1.25 veces, resultando en una potencia máxima de 3,125 W.

Datos:

- Longitud: 4m.
- Intensidad de cargas críticas en simultáneo: 13.6^a.
- Conductividad del cobre a 20°: 56 m/(Ω·mm²).
- Caída de tensión máxima: 2.3V.

- Despejando:

$$S = \frac{2 \times 4 \times 13.6}{56 \times 2.3}$$

$$S = 0.845 \text{ mm}^2$$

Debido a que el conductor que va desde el tablero general hasta el tablero de distribución de cargas críticas es considerado un alimentador respetando el punto 5.1.2 del pliego técnico RIC N°3 la sección mínima de un alimentador será de 4mm².

5.10.7 Sección del conductor tramo tablero general – tablero de transferencia (C.A).

Desde el tablero general se derivará un alimentador hasta un tablero de transferencia ubicado en el domicilio colindante del cuartelero, para inyectar los excedentes de la unidad de generación fotovoltaica siempre y cuando se haya cargado completamente el banco de acumuladores. La potencia máxima que puede consumir la instalación del cuartelero de forma simultánea sin afectar la instalación del sistema de respaldo es de 2,500 W, se sobredimensionara por un factor de 1.25 veces resultando en una potencia total de 3,125 W.

Datos:

- Longitud: 10m.
- Intensidad máxima permitida para la instalación: 13.6^a.
- Conductividad del cobre a 20°: 56 m/(Ω·mm²).
- Caída de tensión máxima: 2.3V.

- Despejando:

$$S = \frac{2 \times 10 \times 13.6}{56 \times 2.3}$$
$$S = 2.11 \text{ mm}^2$$

Debido a que el conductor que va desde el tablero general hasta el tablero de transferencia ubicado en el domicilio del cuartelero es un alimentador, respetando el punto 5.1.2 del pliego técnico RIC N°3 la sección mínima de un alimentador será de 4 mm^2 .

5.11 CÁLCULO DE PÉRDIDAS EN LOS CONDUCTORES POR EFECTO JOULE.

Las pérdidas de potencia por efecto Joule tanto para corriente alterna como corriente continua se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$P_p = 2 \times \left(\frac{\rho \times L}{S} \right) \times I^2$$

Donde:

- P_p (W)= Pérdidas de potencia por efecto joule.
- $\rho \left(\frac{\Omega \times \text{mm}^2}{\text{m}} \right)$ = Resistividad del cobre a temperatura de servicio.
- L (m)= Largo.
- S (mm^2)= Sección del conductor.
- I (A)= Intensidad.
- *La multiplicación por dos al principio contempla la ida y vuelta del conductor.

5.11.1 Cálculo de pérdida de potencia tramo paneles – regulador de carga del inversor (C.C).

Para calcular la pérdida de potencia en el tramo de conductores que va desde la UGF hasta el regulador de carga del inversor se debe considerar que las temperaturas a las que estarán expuestos los conductores en los días de máxima irradiancia solar como el mes de enero, se debe calcular cual será la resistividad del cobre a la temperatura de trabajo, que según temperaturas medidas en verano con una cámara térmica que maneja la compañía de bomberos se logró registrar una temperatura pico a la altura del suelo donde se instalaran los módulos fotovoltaicos de 50° , por lo que para determinar las pérdidas reales se deberá calcular la conductividad del cobre a 50° .

La conductividad del cobre a la temperatura de trabajo se determina mediante la siguiente expresión:

$$\rho_{50^{\circ}} = \rho_{20^{\circ}} + [\rho_{20^{\circ}} \times 0.004 \times (50^{\circ}C - 20^{\circ}C)]$$

Donde la resistividad del cobre a 20° viene siendo: $0,0172 \frac{\Omega \times mm^2}{m}$.

- Despejando:

$$\rho_{50^{\circ}} = 0.0172 + [0.0172 \times 0.004 \times (50^{\circ}C - 20^{\circ}C)]$$

$$\rho_{50^{\circ}} = 0.0193$$

Datos:

- Resistividad del cobre a 50°: $0.0193 \frac{\Omega \times mm^2}{m}$.
- Longitud: 24m.
- Sección de conductor: $6mm^2$.
- Intensidad Impp (STC): 17.32A.

- Despejando:

$$P_p = 2 \times \left(\frac{0.0193 \times 24}{6} \right) \times 17.32^2$$

$$P_p = 46.32W$$

5.11.2 Cálculo de pérdida de potencia tramo regulador de carga del inversor – baterías (C.C).

Para calcular la pérdida de potencia en los conductores entre el regulador de carga del inversor y el banco de baterías se considerará que la intensidad de carga será la intensidad máxima capaz de entregar el regulador el cual es 100A a una tensión nominal de 48V. Lo cual se justifica conociendo que el arreglo fotovoltaico cuenta con una potencia total instalada de 6.6kW.

Datos:

- Resistividad del cobre a 20°: $0,0172 \frac{\Omega \times mm^2}{m}$.
- Longitud: 2m.
- Sección de conductor: $16mm^2$.
- Intensidad máxima de carga regulador: 100A.
- Despejando:

$$P_p = 2 \times \left(\frac{0.0172 \times 2}{16} \right) \times 100^2$$

$$P_p = 43W$$

5.11.3 Cálculo de pérdida de potencia tramo inversor – tablero general (C.A).

Datos:

- Resistividad del cobre a 20°: $0,0172 \frac{\Omega \times mm^2}{m}$.
- Longitud: 10m.
- Sección de conductor: $6mm^2$.
- Intensidad: 21.74A.

- Despejando:

$$P_p = 2 \times \left(\frac{0.0172 \times 10}{6} \right) \times 21.74^2$$

$$P_p = 27.1W$$

5.11.4 Cálculo de pérdida de potencia tramo tablero general – tablero de distribución de cargas críticas (C.A).

Datos:

- Resistividad del cobre a 20°: $0,0172 \frac{\Omega \times mm^2}{m}$.
- Longitud: 4m.
- Sección de conductor: $4mm^2$.
- Intensidad: 11.69 A.

- Despejando:

$$P_p = 2 \times \left(\frac{0.0172 \times 4}{4} \right) \times 11.69^2$$

$$P_p = 4.7W$$

5.11.5 Cálculo de pérdida de potencia tramo tablero general – tablero de transferencia (C.A).

Datos:

- Resistividad del cobre a 20°: $0,0172 \frac{\Omega \times mm^2}{m}$

- Longitud: 10m
- Sección de conductor: $4mm^2$
- Intensidad: 11.69A
- Despejando:
$$P_p = 2 \times \left(\frac{0.0172 \times 10}{4} \right) \times 11.69^2$$
$$P_p = 11.75W$$

Las pérdidas totales por efecto joule desde la UGF hasta los tableros de distribución de cargas críticas y de transferencia resulta en una pérdida de potencia total de 133W.

5.12 CÁLCULO DE CAIDA DE TENSION.

En este punto se comprobará de manera teórica que la caída de tensión en cada tramo de la instalación no exceda el máximo permitido por la normativa vigente, el cual para los tramos en corriente continua no pueden exceder el 1.5% y para los tramos de corriente alterna se permite una caída de tensión máxima del 3% hasta el punto más alejado de la instalación, pero para efectos de este cálculo se exigirá una caída de tensión para el tramo en corriente alterna del 1%.

El cálculo de caída de tensión por tramo en C.C se determina mediante la siguiente expresión:

$$\varepsilon = \frac{200 \times L \times I}{\gamma \times S \times U}$$

Donde:

- ε (%)= Porcentaje de caída de tensión.
- L (m)= Longitud del tramo.
- I (A)= Intensidad.
- γ $\left(\frac{m}{\Omega \times mm^2} \right)$ = Conductividad del cobre a temperatura de servicio.
- S (mm^2)= Sección del conductor.
- U (V)= Tensión.

5.12.1 Caída de tensión tramo paneles – regulador de carga MPPT del inversor (C.C).

Datos:

- Longitud del conductor: 24m.
- Intensidad $I_{mpp_{nmot}}$: 14.13 A.
- Conductividad del cobre a 70°C: 47.
- Sección de conductor: $6mm^2$.
- Tensión $V_{mpp_{nmot}}$: 318.42V.

- Despejando:

$$\varepsilon_{DC} = \frac{200 \times 24 \times 14.13}{47 \times 6 \times 318.42}$$

$$\varepsilon_{DC} = 0.75\%$$

5.12.2 Caída de tensión tramo regulador de carga MPPPT del inversor – acumuladores (C.C).

Datos:

- Longitud del conductor: 2m.
- Intensidad máxima del regulador: 100^a.
- Conductividad del cobre a 20°: 56.
- Sección de conductor: $16mm^2$.
- Tensión del banco de acumuladores: 48V.

- Despejando:

$$\varepsilon_{DC} = \frac{200 \times 2 \times 100}{56 \times 16 \times 48}$$

$$\varepsilon_{DC} = 0.93\%$$

5.12.3 Caída de tensión tramo inversor – Tablero general (C.A).

Para determinar el porcentaje de caída de tensión en el tramo de CA se debe calcular la caída de tensión expresada en (V) luego dividir por la tensión nominal del inversor, la tensión total se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\Delta U = \frac{2 * L * I * \cos \varphi}{K * S}$$

Donde:

- ΔU = Caída de tensión.
- $L (m)$ = Longitud del conductor.

- $I (A)$ = Intensidad.
- $\cos \varphi$ = Factor de potencia.
- K = Conductividad del cobre a 20°.
- S = Sección del conductor.

El inversor Axpert King II entrega una potencia de salida máxima de 5,000VA, al informar su potencia aparente se considerará un factor de potencia (1) y la intensidad máxima en función a su tensión de trabajo que es de 230V.

1. Cálculo de intensidad máxima del inversor:

$$I_{max} = \frac{5,000VA}{230V}$$

$$I_{max} = 21.74A$$

Datos:

- Longitud del conductor: 10 m.
- Intensidad máxima del inversor: 21.74A.
- Conductividad del cobre a 20°: 56 m/($\Omega \cdot mm^2$).
- Sección del conductor: 6mm².
- Desplazamiento de fase: 1

• Despejando:

$$\Delta U = \frac{2 * 10 * 21.74 * 1}{56 * 6}$$

$$\Delta U = 1.294 V$$

El porcentaje corresponde a:

$$\varepsilon_{AC} = \frac{1.294V}{230V} \times 100$$

$$\varepsilon_{AC} = 0.56\%$$

5.12.4 Caída de tensión tramo tablero general – tablero de distribución de cargas críticas (C.A).

Debido a que el cincuenta por ciento de las cargas críticas lo conforman equipos de iluminación LED se considerara un factor de potencia acorde a la indicada por la ficha técnica de los equipos.

1. Cálculo de intensidad:

$$I_{max} = \frac{2,500 W}{230 V}$$

$$I_{max} = 10.87 \text{ A}$$

Datos:

- Longitud del conductor: 4 m.
- Intensidad: 10.87 A.
- Conductividad del cobre a 20°: 56 m/(Ω·mm²).
- Sección del conductor: 4mm².
- Desplazamiento de fase: 0.93.

- Despejando:

$$\Delta U = \frac{2 * 4 * 10.87 * 0.93}{56 * 4}$$

$$\Delta U = 0.36 \text{ V}$$

El porcentaje corresponde a:

$$\varepsilon_{AC} = \frac{0.36V}{230V} \times 100$$

$$\varepsilon_{AC} = 0.156\%$$

5.12.5 Caída de tensión tramo tablero general – tablero de transferencia (C.A).

1. Cálculo de intensidad:

$$I_{max} = \frac{2,500 \text{ W}}{230 \text{ V}}$$

$$I_{max} = 10.87 \text{ A}$$

Datos:

- Longitud del conductor: 10 m
- Intensidad: 10.87 A
- Conductividad del cobre a 20°: 56 m/(Ω·mm²)
- Sección del conductor: 4mm²
- Desplazamiento de fase: 0.93

- Despejando:

$$\Delta U = \frac{2 * 10 * 10.87 * 0.93}{56 * 4}$$

$$\Delta U = 0.9 \text{ V}$$

El porcentaje corresponde a:

$$\varepsilon_{AC} = \frac{0.9V}{230V} \times 100$$

$$\varepsilon_{AC} = 0.39\%$$

6. CAPÍTULO 6.

6.1 **ASIGNACION Y REGULARIZACION DE PROTECCIONES.**

En este capítulo se determinarán las protecciones necesarias tanto para la nueva instalación del sistema de respaldo energético contemplando un tablero general para la salida del inversor, un tablero de distribución de cargas críticas y un tablero de transferencia, y se diseñara un nuevo tablero general para el cuartel acorde a las exigencias de la normativa vigente.

La instalación existente en el cuartel cuenta con diversas observaciones que se pudieron reconocer en terreno, de las cuales principalmente se pueden destacar las siguientes:

1. Evidente incumplimiento de los pliegos técnicos “RIC N°2: Tableros eléctricos” y “RIC N°4: Conductores y canalizaciones”, para el tablero general que se encuentra ubicado en el primer piso y que deriva hacia los 2 pisos superiores, este tablero fue dimensionado con un mínimo de módulos disponibles sin considerar el sobredimensionamiento del 25%, incumpliendo la norma 4/2003 la cual se encontraba vigente al momento del dimensionamiento del tablero. Se aprecio, además, la presencia de conductores correspondientes a equipos de telecomunicaciones unidos mediante regletas de conexión al aire dentro del tablero, se utilizó puentes entre neutros para las protecciones diferenciales, se lograron apreciar uniones de conductores dentro del mismo tablero, y el nulo uso de terminales para la conexión de los conductores entre protecciones y repartidores. Considerando que la instalación utiliza una red trifásica eleva aún más el riesgo de incidentes por manipulación indebida o falla por mala instalación y mantenimiento del tablero.

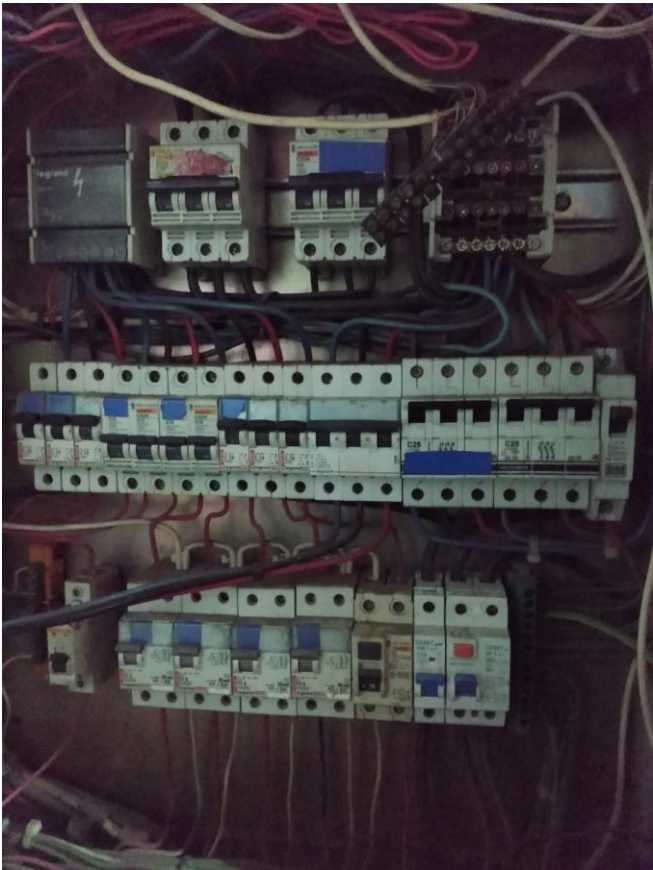


Figura 6-1. Tablero general (T.G.C) actual del cuartel de bomberos. Fuente: Fotografía tomada en visita de terreno; Agradecimientos al personal de la 5ta compañía por permitir la visita de terreno y toma de fotos.

Nº ORD.	Nº PIEZA	CONECTA A
1.-	S/N.	Regleta General
2.-	1.-	Interruptor Trifásico General del Cuartel
3.-	2.-	Trifásico General primer piso
4.-	S/N.	Regleta General
5.-	3.-	Automático alumbrado Sala de Máquinas y Pañol
6.-	4.-	Automático alumbrado Baño Sala de Máquinas, Archivo, Tesorería, Dirección y Chapa Eléctrica
7.-	5.-	Automático alumbrado Baños 1er. Piso y Sala de Cadetes.
8.-	6.-	Automático alumbrado Pasillo Central 1er. Piso.
9.-	7.-	Automático alumbrado Capitanía y Salón de Honor
10.-	8.-	Automático Enchufes Hall Entrada, Central Telefónica, pasillo principal, Baños, Sala de Máquinas y Ganso.
11.-	9.-	Automático Enchufes Sala de Máquinas y Capitanía.
12.-	10.-	Automático Enchufes Archivo, Tesorería, Dirección, Salón de Honor y Hall Secretaría
13.-	11.-	Automático Tesorería, Dirección y Capitanía.
14.-	12.-	Automático Baño Sala de Máquinas
15.-	13.-	Trifásico Sala de Termos
16.-	14.-	Trifásico Segundo Piso
17.-	15.-	Trifásico Tercer Piso.
18.-	16.-	Automático Alumbrado exterior
19.-	17.-	Automático Alumbrado exterior.
20.-	18.-	Diferencial Automático 8.-
21.-	19.-	Diferencial Automático 9.-
22.-	20.-	Diferencial Automático 10.-
23.-	21.-	Diferencial Automático 11.-
24.-	22.-	Diferencial Automático 12.-

Figura 6-2. Distribución protecciones del tablero general (T.G.C). Fuente: Fotografía tomada en visita de terreno; Agradecimientos al personal de la 5ta compañía por permitir la visita de terreno y toma de fotos.

2. Fabricación de una UPS para radio base (carga crítica de uso permanente), esta instalación llamo poderosamente la atención considerando que se puede apreciar el nulo uso de canalización, con conductores expuestos, uniones al aire, ningún tipo de protección por fallas y se utilizaron componentes que no se encuentran diseñados para este uso. La configuración de esta consiste en una fuente de poder conectada directamente a una batería de vehículo y un micro inversor conectado directamente a los artefactos de telecomunicaciones. Cabe recalcar que la UPS se encontraba debajo de una escalera paralela a un pasillo de uso concurrente lo cual aumentaba riesgo de descargas, tropiezos y daños físicos a los artefactos del conjunto.



Figura 6-3. Sistema de respaldo utilizado, UPS. Fuente: Fotografía tomada en visita de terreno;
Agradecimientos al personal de la 5ta compañía por permitir la visita de terreno y toma de fotos.

Para solucionar las deficiencias de la instalación se diseñó un nuevo sistema eléctrico, en donde se incorporarán tableros adicionales independientes al tablero general de cuartel (T.G.C), esto para que el sistema funcione en óptimas condiciones y con la normativa vigente. El T.G.C se modificó con tal que se separaron las cargas críticas para agruparlas en un nuevo tablero, independiente de este, el cual se llamará tablero de distribución de cargas críticas (T.D.C).

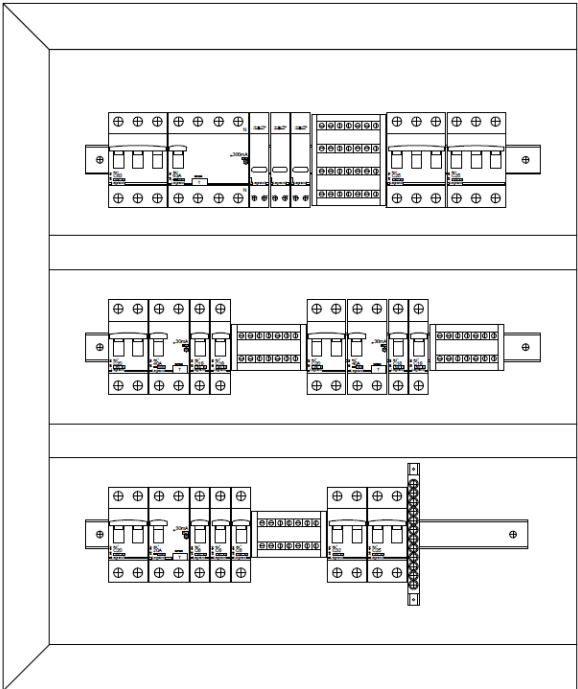


Figura 6-4. Tablero T.G.C normalizado. Fuente: Elaboración propia.

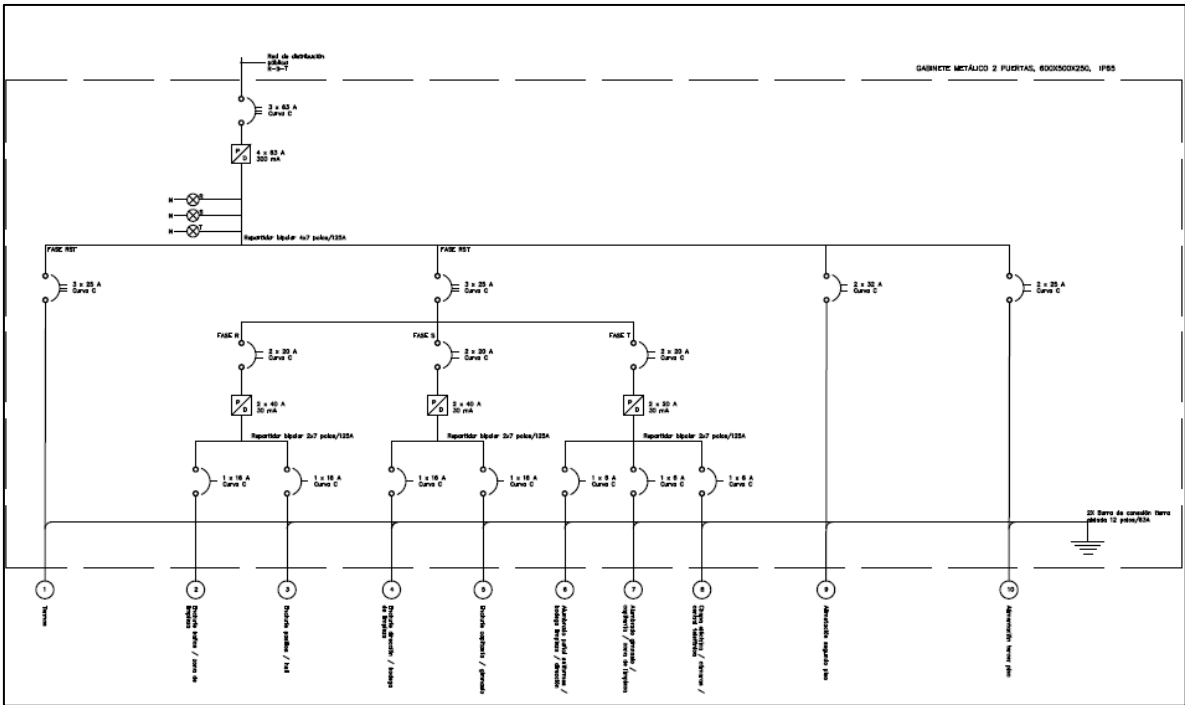


Figura 6-5. Diagrama unilineal T.G.C. Fuente: Elaboración propia.

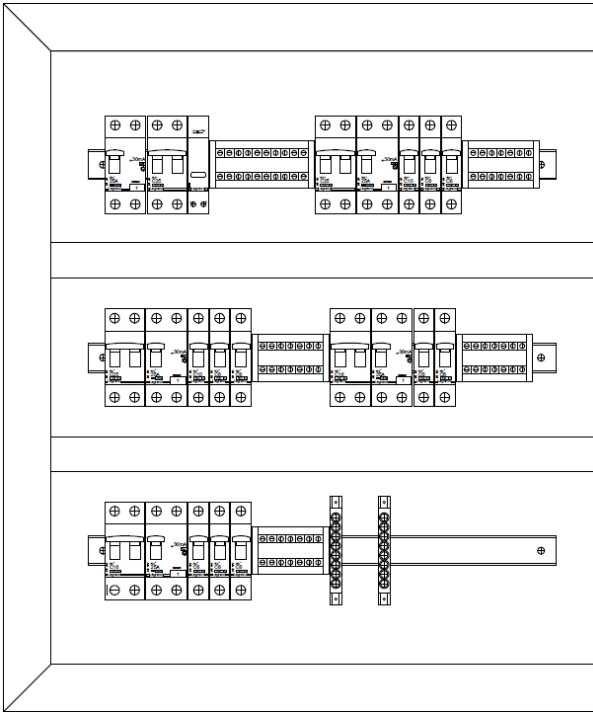


Figura 6-6. Tablero T.D.C normalizado. Fuente: Elaboración propia.

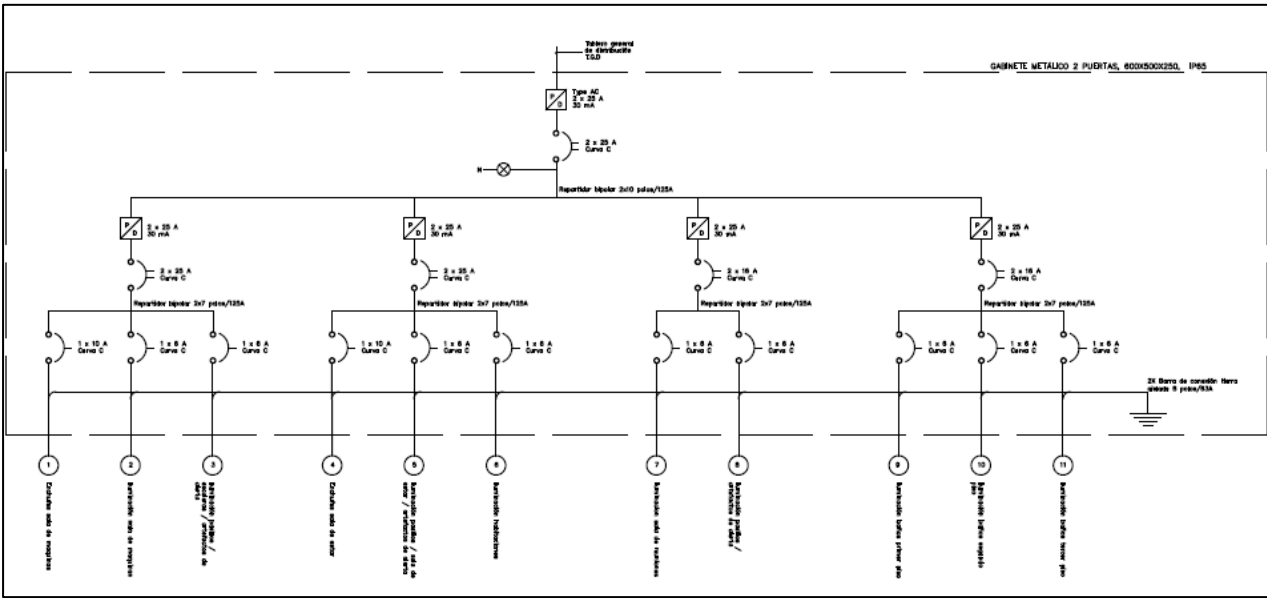


Figura 6-7. Diagrama unilineal T.D.C. Fuente: Elaboración propia.

Con la normalización del T.G.C y la incorporación del T.D.C, también se incorporaron al sistema 4 tablero más, en los cuales serán representados por el siguiente esquema de funcionamiento:

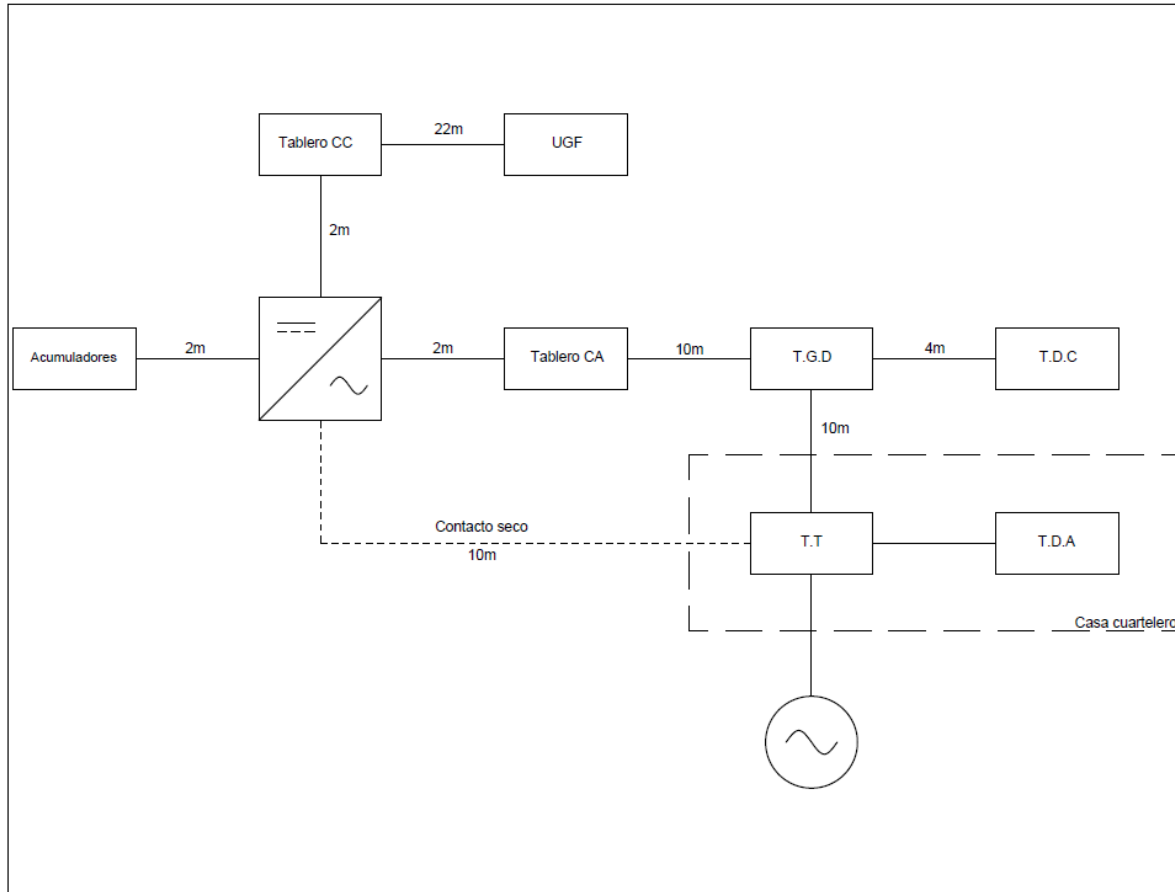


Figura 6-8. Esquema de funcionamiento. Fuente: Elaboración propia.

1. Tablero de corriente continua (T.CC): Este tablero está destinado a proteger el inversor de la alimentación de los paneles y seccionar la alimentación de los mismo en caso de ser necesario.
2. Tablero de corriente alterna (T.CA): Por temas prácticos y normativos se decidió separar este tablero del tablero general de distribución ya que el ITG N°9.1 exige el diseño de un tablero para la salida de la corriente alterna del inversor a una distancia máxima de 2 metros con un diferencial tipo A acompañado de una protección bifásica general, cabe mencionar que la malla a tierra llega a este tablero y desde este se deriva en conductor de protección a tierra a los demás tableros del sistema del respaldo.
3. Tablero general de distribución (T.G.D): En este caso, el T.G.D está destinado a distribuir lo generado por la U.G.F a dos tableros ubicados aguas abajo, uno de estos es el T.D.C ubicado en el cuartel de bomberos y el tablero de transferencia ubicado en la casa del cuartelero.
4. Tablero de transferencia (T.T): Este tablero se encarga de inyectar los excedentes generados por la U.G.F al tablero de alimentación (T.D.A) ya existente en la casa del cuartelero, con el fin de aprovechar al máximo la generación fotovoltaica. Este

alimentador se llevará a cabo con un conductor RI de 4mm² diseñado para exteriores mediante aisladores de porcelana, desde el cuartel hasta la casa del cuartelero. Adicionalmente se extenderá un cordón de 2x2,5 mm² con la tensión de referencia del contacto seco del inversor que accionará el conmutador del T.T para inyectar los excedentes de la U.G.F siempre y cuando el inversor haya cargado completamente el banco de acumuladores. Es necesario aclarar que el conmutador de transferencia es automático y separa la alimentación de la red eléctrica de la alimentación del inversor.

5. Tablero de distribución de cargas críticas (T.D.C): Este tablero se encarga de agrupar y alimentar las cargas críticas dispuestas en el cuartel de bomberos.

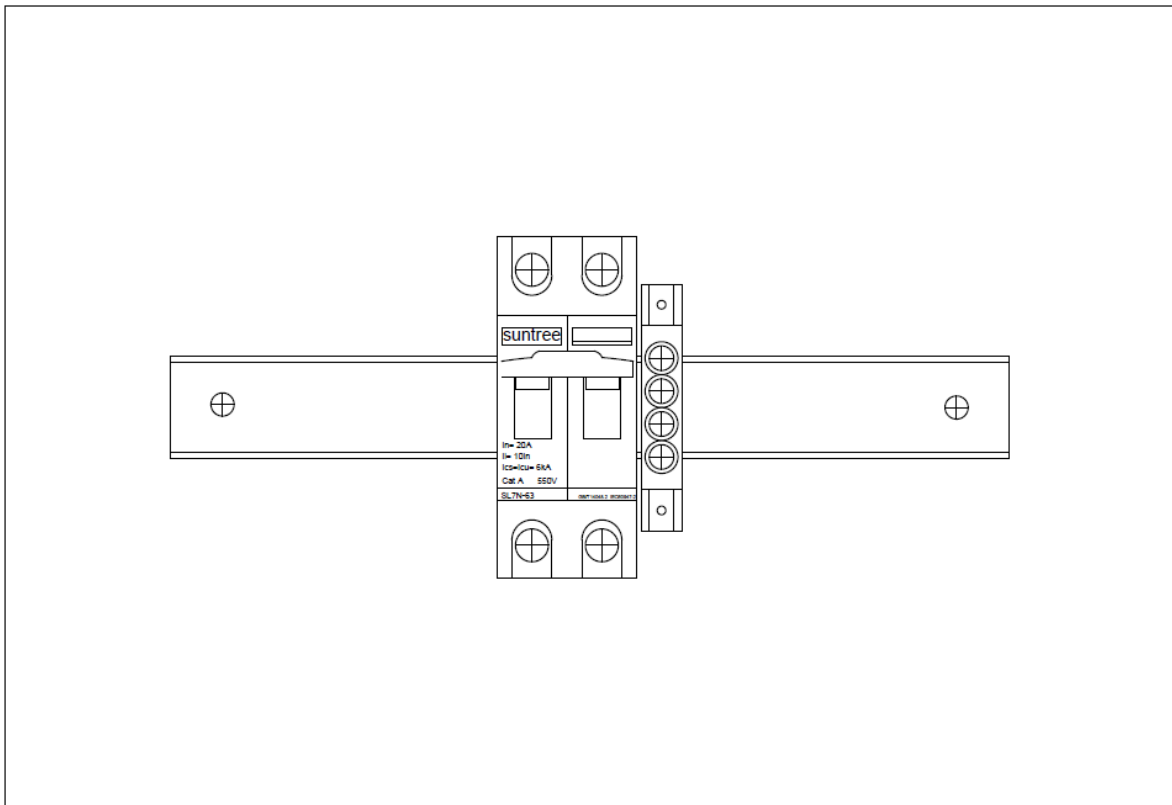


Figura 6-9. Tablero T.CC. Fuente: Elaboración propia.

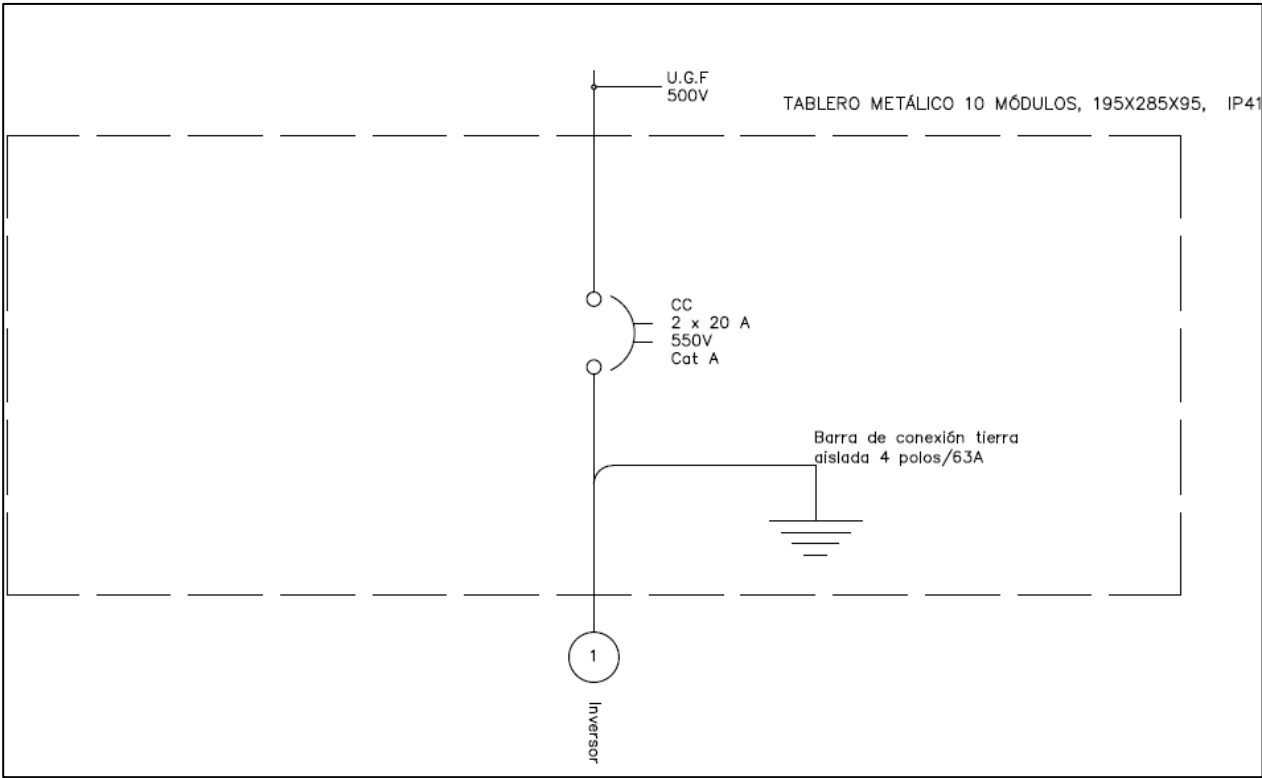


Figura 6-10. Diagrama unilineal T.CC. Fuente: Elaboración propia.

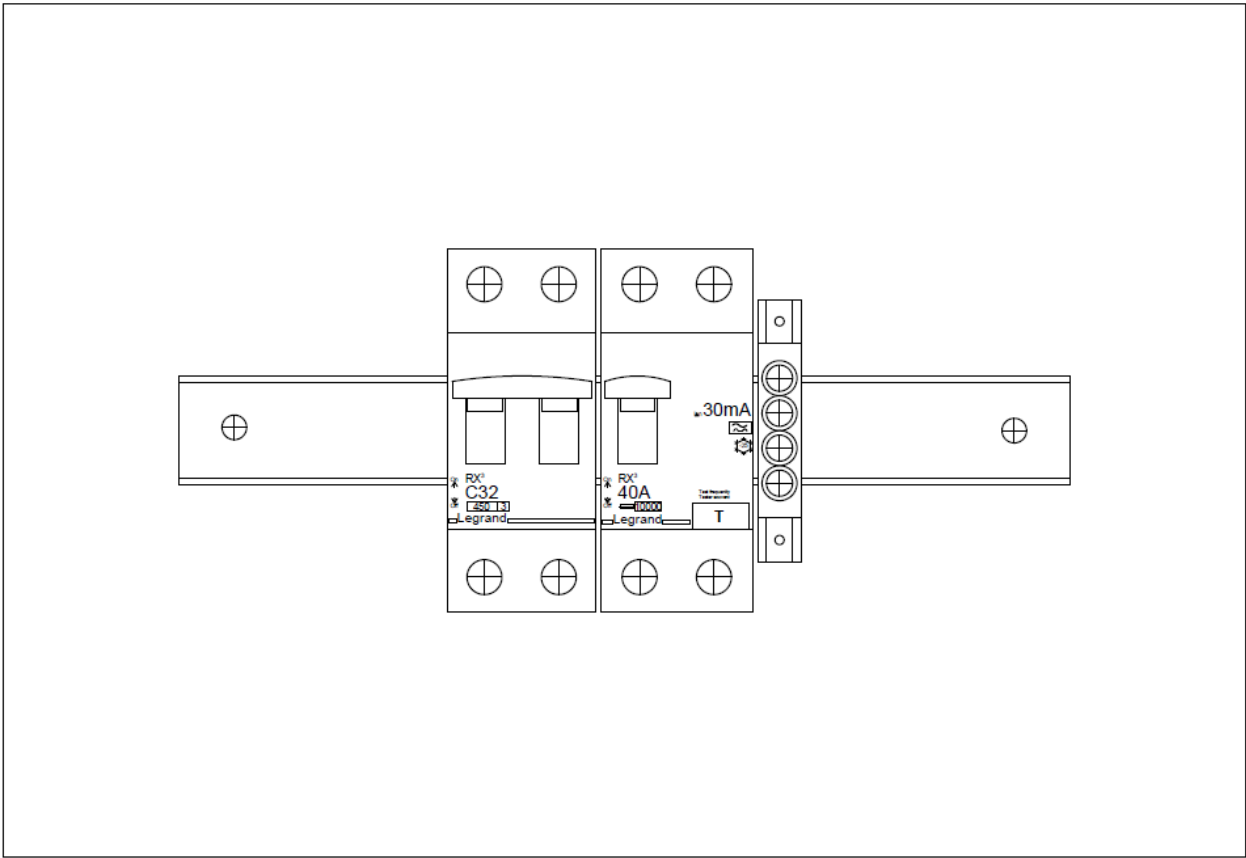


Figura 6-11. Tablero T.CA. Fuente: Elaboración propia.

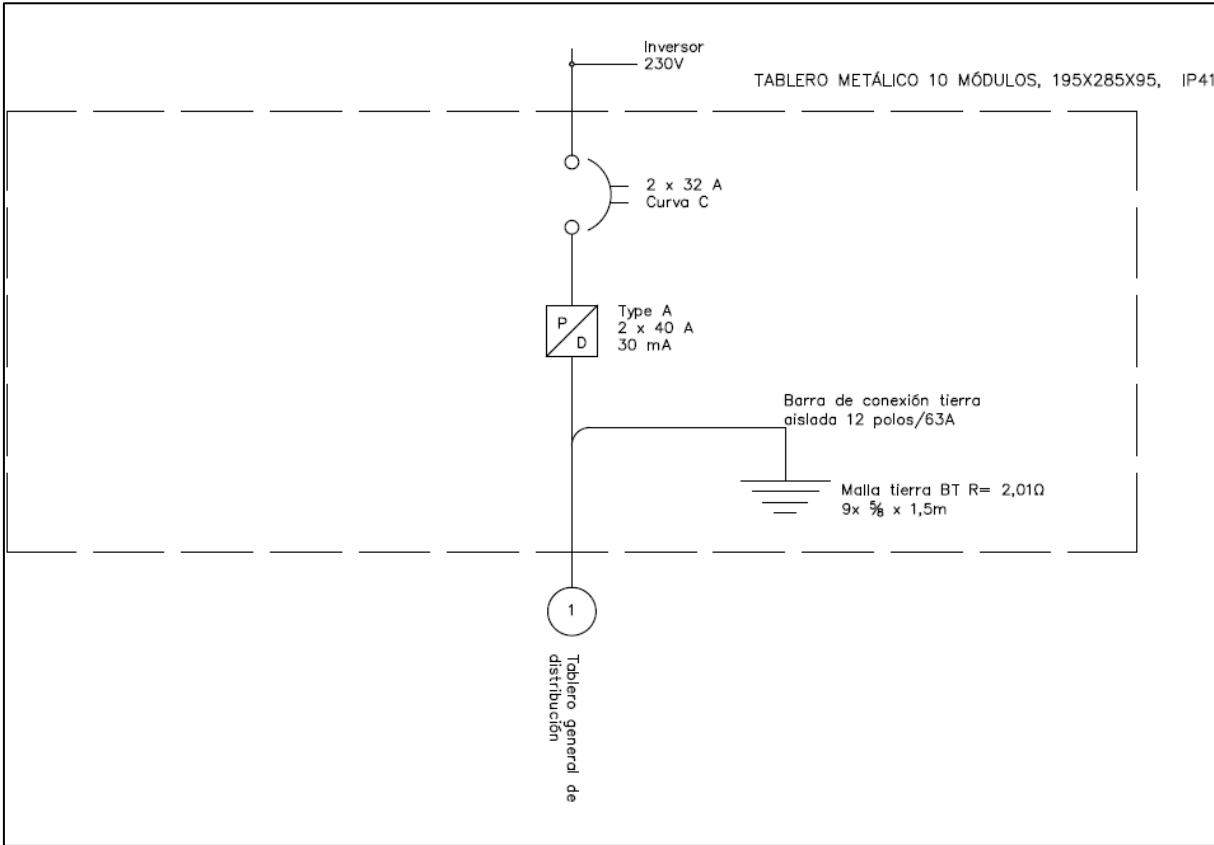


Figura 6-12. Diagrama unilineal T.CA. Fuente: Elaboración propia.

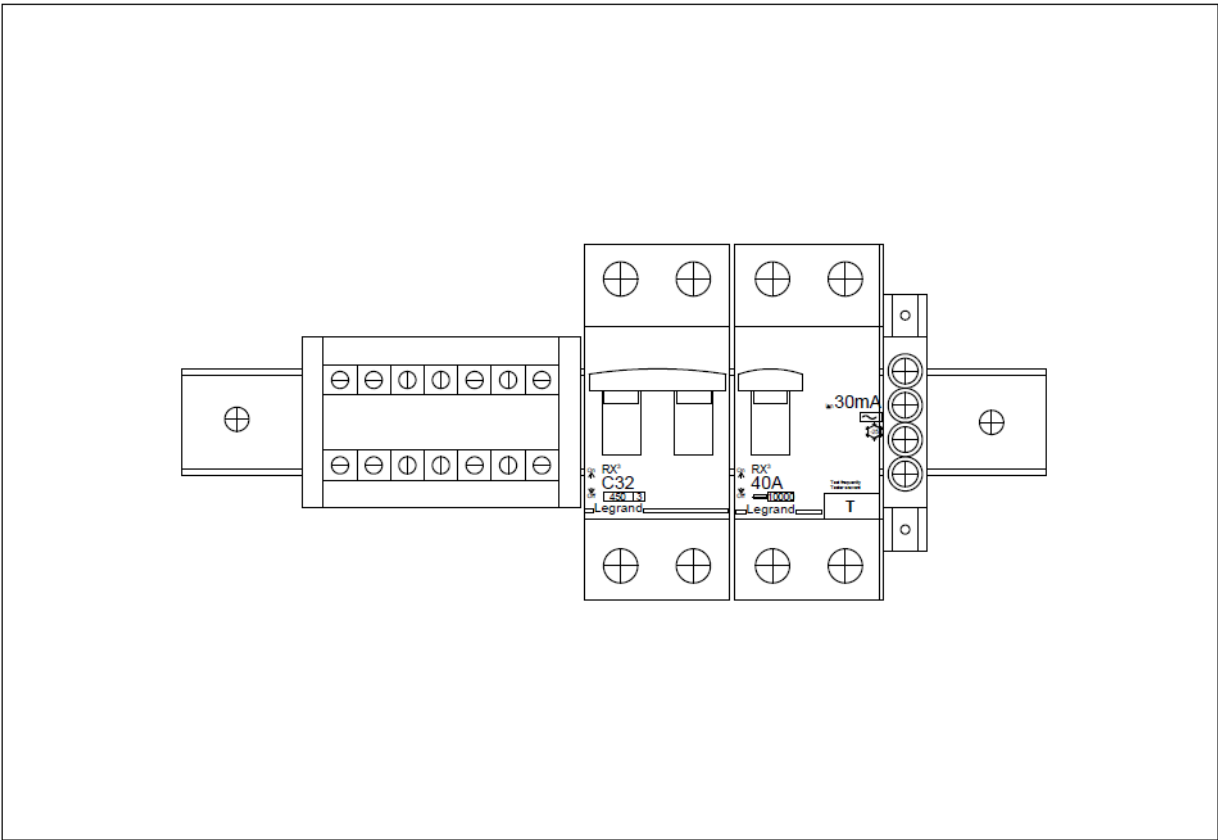


Figura 6-13. Tablero T.G.D. Fuente: Elaboración propia.

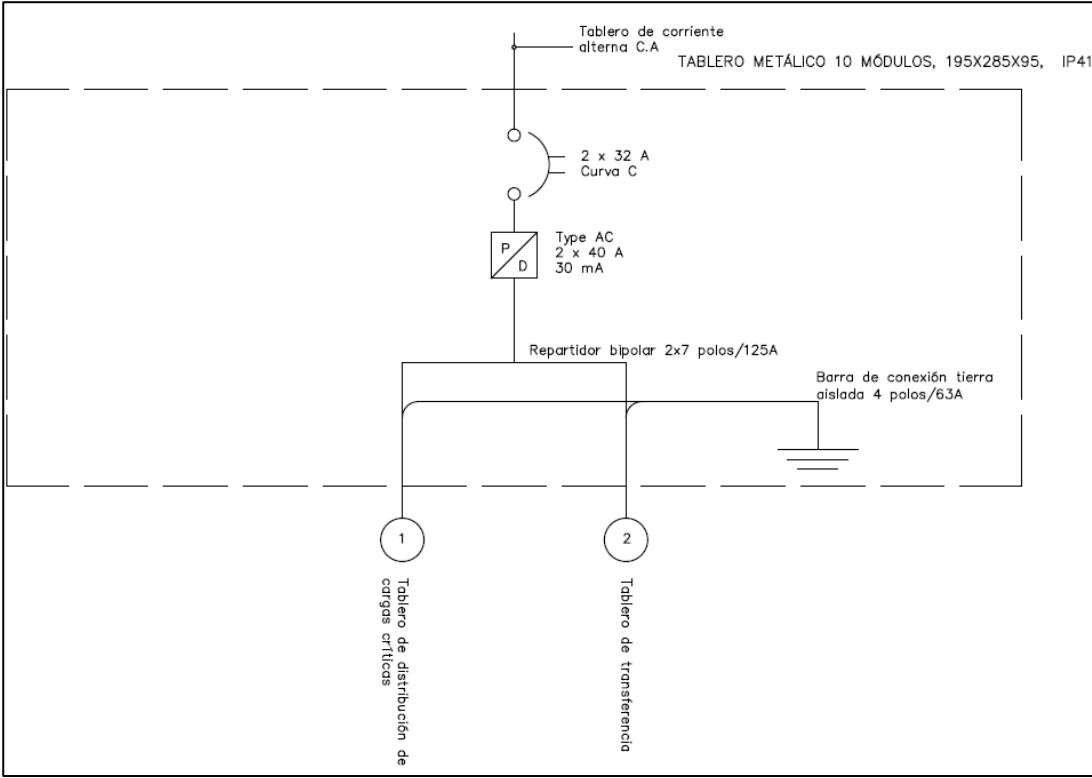


Figura 6-14. Diagrama unilineal T.G.D. Fuente: Elaboración propia.

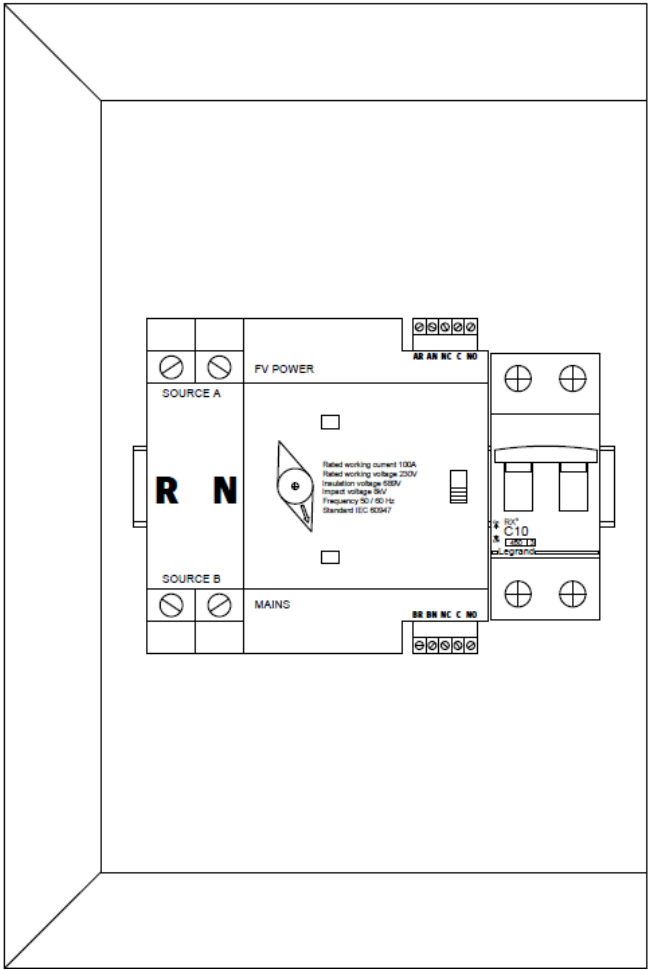


Figura 6-15. Tablero T.T. Fuente: Elaboración propia.

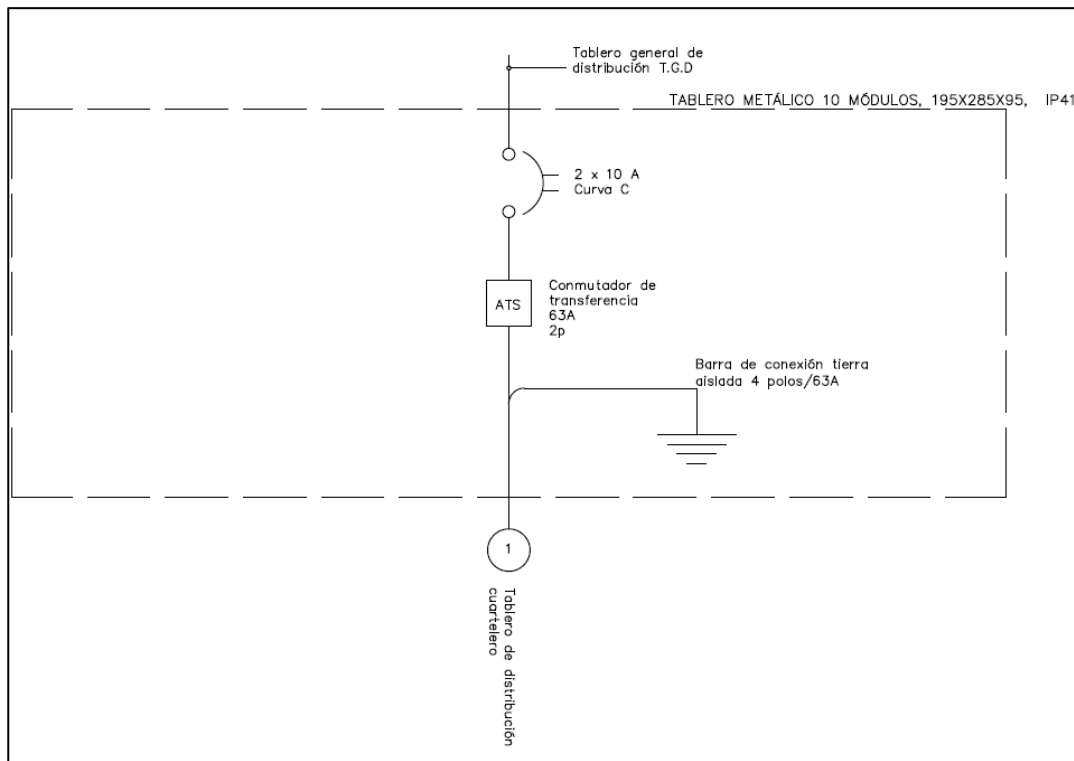


Figura 6-16. Diagrama unilineal T.T. Fuente: Elaboración propia.

6.2 CÁLCULO DE PUESTA A TIERRA.

La instalación existente del cuartel de bomberos cuenta con su propia malla de puesta a tierra, pero para efectos de este proyecto se realizará una nueva puesta a tierra exclusiva para el sistema de respaldo, asignando una malla independiente para corriente alterna y otra para corriente continua, considerando todas las exigencias que el pliego técnico RIC N°6 y el instructivo técnico ITG RIC N°9.1 requieran para el dimensionamiento de este.

Según el anexo N°6.7 del pliego técnico RIC N°6, si la sección del conductor de fase es menor que o igual a 25mm^2 se podrá utilizar la misma sección que la de fase, para esta instalación la sección de fase es de 6mm^2 por lo que utilizara la misma sección para la conexión hasta el TDA de cargas críticas.

6.2.1 Naturaleza del terreno.

El terreno consiste en un tipo de turba compacta y húmeda, según la tabla N°6.2: “Valores orientativos de la resistividad en función del terreno”, del pliego técnico RIC N°6 se considera que la resistencia que más se asemeja a la descripción del terreno es la naturaleza del terreno de tipo “Turba húmeda”, la cual presenta una resistencia de entre 5 a $100\ \Omega\text{m}$.

Para efectos de este proyecto se considerará una resistencia de $80 \Omega m$, se reducirá la resistividad del terreno mediante un aditivo con el fin de mejorar las condiciones de conductividad del terreno, aplicando este aditivo de 7 kilos de la marca “EXOALUM” por cada 3 metros lineales de conductor del reticulado, cubriendo los electrodos y malla con 5 centímetros de aditivo, reduciendo a la mitad la resistividad del terreno a $40 \Omega m$.

6.2.2 Tensiones tolerables por el cuerpo humano.

Dependiendo de la resistividad del cuerpo humano este puede soportar una determinada magnitud de tensión, debido a que la resistividad puede variar considerablemente entre cada individuo se utilizarán valores típicos, los cuales corresponden a 2000Ω en baja tensión y de 1000Ω en alta tensión. Para efecto de este proyecto se considerará una resistividad de 1000Ω . El punto 5.7 del pliego normativo RIC N°5 considera que la resistencia humana es de 2000Ω , pero solo como un valor referencial, para el dimensionamiento de la malla de puesta a tierra se considerará una resistencia máxima de 1000Ω .

Existen 2 tipos de tensión a los que una persona puede estar expuesta, estas corresponden la tensión de contacto y paso, estas deben asegurarse que sean inferiores a la tensión de tolerancia del cuerpo humano.

Según el anexo 6.1 del pliego técnico RIC N°6 se debe de considerar un factor C_s el cual corresponde a una corrección para calcular la resistividad efectiva del pie en presencia de un espesor finito de material sobre la superficie, en este caso debido a que regularmente se realizan ejercicios de incendio con abundante agua en toda la periferia del cuartel se considerará que no se cuenta con capa protectora (como si fuera un pie descalzo), por lo que el factor será $C_s = 1$.

Para determinar la duración de la corriente de falla se debe de determinar la corriente de falla monofásica a tierra desde el inversor a la malla de puesta a tierra, para ello se utilizará un factor de voltaje indicado por la normativa IEC 60038 / IEC 60909 que corresponde a un factor de 1.1 para tensiones entre 100 V y 1000 V, para este proyecto al contar con un inversor aislado de la red, en el que las cargas no tendrán una conexión directa con la red de distribución eléctrica se considerará que la resistencia del sistema de protección a tierra será la suma de las resistencias correspondientes a los conductores, al ser distancias muy cortas se despreciará la reactancia en los conductores, se considerarán las resistencias desde el alimentador del inversor hasta el tablero de distribución de cargas críticas, junto a la resistencia del retorno de los conductores de protección hasta la malla de puesta a tierra y una resistencia estimada de la malla de puesta a tierra la cual será una resistencia de 2Ω .

6.3 CÁLCULO DE RESISTENCIA EQUIVALENTE.

La resistencia del conductor se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$R = \rho \frac{L}{S}$$

Donde:

- R= Resistencia del conductor.
- ρ = Resistividad del cobre a 20°C
- L= Largo del tramo del conductor
- S= Sección transversal del conductor

1. Resistencia desde el inversor al tablero general:

$$R_{inv-tg} = 0.0172 \frac{10}{6} = 0.029$$

2. Resistencia desde el tablero general al tablero de distribución de cargas críticas (considerando el retorno del conductor de protección):

$$R_{tg-tdc} = 0.0172 \frac{4}{4} * 2 = 0.034$$

3. Resistencia del retorno del conductor de protección desde el tablero general a la malla de puesta a tierra:

$$R_{tg-tp} = 0.0172 \frac{16}{6} = 0.046$$

Resultando en una resistencia total junto a la malla de puesta a tierra de 2.11 Ω .

La corriente de cortocircuito (I_{ft}) se estimará mediante la siguiente expresión:

$$I_{ft} = \frac{c * U_n}{R_{eq}}$$

Donde:

- I_{ft} : Corriente de falla monofásica a tierra
- c: Factor de voltaje indicado en la norma IEC 60038
- U_n : Tensión nominal del inversor

- R_{eq} : Impedancia equivalente entre los conductores y la malla de puesta a tierra

- Despejando:

$$I_{ft} = \frac{1.1 * 230}{2.11}$$

$$I_{ft} \approx 120 A$$

Si consideramos que la protección del circuito de enchufes de la sala de máquinas que es el de mayor capacidad cuenta con una protección de 10 A curva C, si se considera una corriente de falla a tierra, se podrá considerar que la duración de la corriente de falla será la expresada en la siguiente hoja logarítmica:

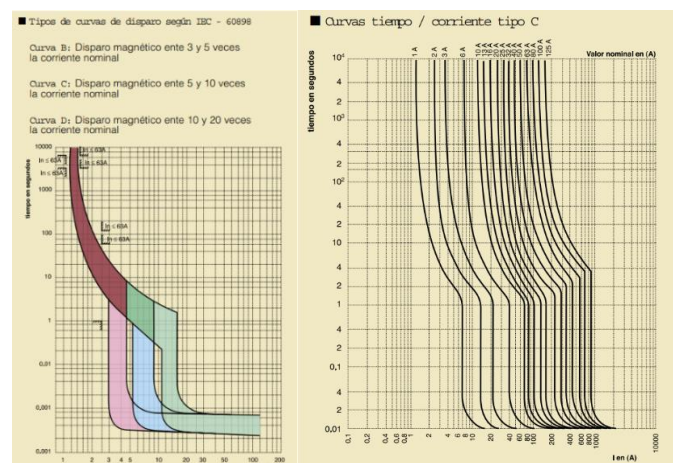


Figura 6-17. Hoja logarítmica protección curva C Legrand. Fuente: <https://www.legrand.cl>.

Por lo que el tiempo de operación de la protección con una corriente de falla para la protección magnetotérmica de 10 A de curva C se considerará de 0.02s.

6.3.1 Tensión de paso.

La tensión de paso en el anexo 6.1 del pliego RIC N°6 para una persona de 70Kg se calcula mediante la siguiente expresión:

$$V_{paso70} = (R_c + 6C_s * \rho) * \frac{0.157}{\sqrt{ts}}$$

Donde:

- R_c : Resistencia del cuerpo humano.
- C_s : Coeficiente de corrección igual a 1.
- ρ : Resistividad del terreno en Ωm .

- Ts: Duración de la corriente de falla.

Datos:

- Resistencia del cuerpo humano: 1000 Ω .
- Coeficiente de corrección: 1.
- Resistividad del terreno: 40 Ω .
- Duración de la corriente de falla: 0.02 s.

- Despejando:

$$V_{paso70} = (1000 + 6 * 1 * 40) * \frac{0.157}{\sqrt{0.02}}$$

$$V_{paso70} = 1240 * 1.11$$

$$V_{paso70} = 1,377 \text{ V}$$

6.3.2 Tensión de contacto.

La tensión de contacto en el anexo 6.1 del pliego RIC N°6 para una persona de 70Kg se calcula mediante la siguiente expresión:

$$V_{paso70} = (R_c + 1.5C_s * \rho) * \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$

Donde:

- Rc: Resistencia del cuerpo humano.
- Cs: Coeficiente de corrección igual a 1.
- ρ : Resistividad del terreno en Ωm .
- Ts: Duración de la corriente de falla.

Datos:

- Resistencia del cuerpo humano: 1000 Ω .
- Coeficiente de corrección: 1.
- Resistividad del terreno: 40 Ω .
- Duración de la corriente de falla: 0.02 s.

- Despejando:

$$V_{contacto\ 70} = (1000 + 1.5 * 1 * 40) * \frac{0.157}{\sqrt{0.02}}$$

$$V_{contacto\ 70} = 1060 * 1.11$$

$$V_{\text{contacto } 70} = 1,177 \text{ V}$$

6.4 RESISTENCIA DE LA MALLA TIERRA.

Según el punto 7.3 del pliego técnico RIC N°6 indica que la resistencia de la tierra de protección no podrá tener una resistencia superior al resultado de la siguiente expresión:

$$R_{TP} = \frac{V_S}{I_0}$$

Donde:

- R_{tp} : resistencia de la tierra de protección.
- V_s : tensión de seguridad de acuerdo con el punto 5.8 del pliego técnico RIC N°5.
- I_0 : Corriente de operación de la protección del circuito protegido por la puesta a tierra.

Según el punto 5.8 del pliego técnico RIC N°5 se consideran como máximos valores de tensión de seguridad a los cuales puede estar sometido el cuerpo humano sin ningún riesgo, 50V en corriente alterna y 120V en corriente continua en lugares secos, y 24V en corriente alterna y 60V en corriente continua en lugares húmedos. Para efecto de este proyecto se considerará una tensión máxima de 24V en corriente alterna debido a que se realizan regularmente ejercicios de incendio en la periferia del cuartel en la que se utiliza agua nebulizada aumentando el nivel de humedad en las dependencias del cuartel.

Para determinar la corriente de operación se asignará la intensidad de la protección del circuito más grande de las cargas críticas que corresponde al circuito de enchufes de la sala de máquinas, que cuenta con una protección de 10A.

Datos:

- Tensión de seguridad: 24V.
- Corriente de operación: 10 A.

- Despejando:

$$R_{TP} = \frac{24}{10}$$

$$R_{TP} = 2.4 \Omega$$

Por lo que la resistencia de la malla de puesta a tierra no podrá superar los 2.4 Ω .

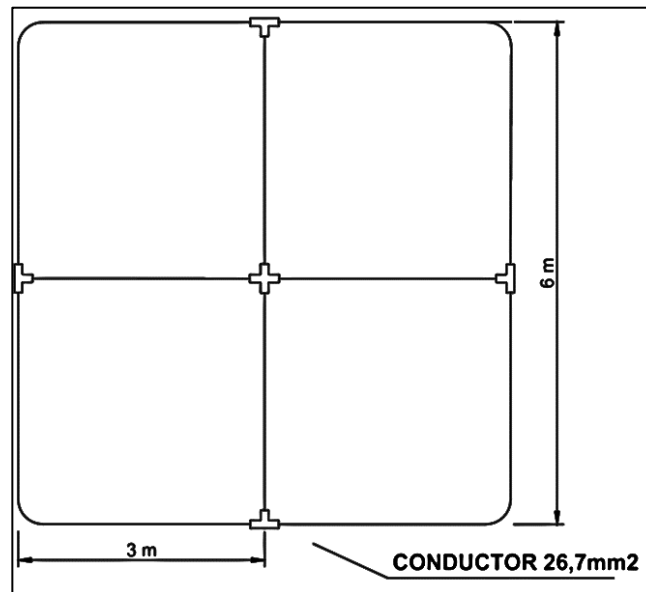


Figura 6-18. Reticulado de malla a tierra. Fuente: Elaboración propia.

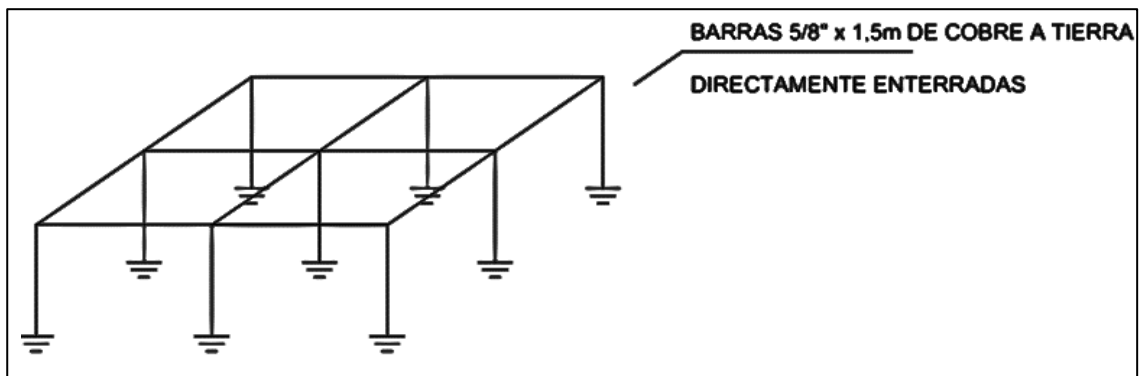


Figura 6-19. Distribución de electrodos de malla a tierra. Fuente: Elaboración propia.

6.4.1 Cálculo de resistencia de malla.

Para el cálculo de malla a tierra se utilizará el método Schwars, este método nos permite determinar la resistencia total de la malla de manera bastante más precisa que otros métodos utilizados, este método permite calcular la resistencia de la malla compuesta de reticulados y barras copperweld, calculando la resistencia de manera independiente.

Para el dimensionamiento de esta malla a tierra se utilizarán barras copperweld 5/8" x 1.5m, en un cuadrado de 6x6 metros con una separación de 3 metros entre cada barra.

6.4.2 Cálculo de malla del reticulado.

Según la tabla N°6.1 del pliego técnico RIC N°6 las dimensiones mínimas de los materiales utilizados para la construcción de una malla a tierra por su resistencia a la corrosión y su resistencia mecánica para enterramiento en el terreno indica que la sección mínima del reticulado para un conductor de cobre desnudo es de $16mm^2$, en caso de no poder comprobar físicamente que el conductor no estará expuesto a altos niveles de corrosión se deberá utilizar una sección de conductor desnudo de $25mm^2$. Por lo que se considerara una sección de $25mm^2$.

El cálculo para la malla del reticulado del método Schwars se resuelve mediante las siguientes expresiones:

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi L} \left[\ln \frac{2L}{\sqrt{hd}} + K_1 * \frac{L}{\sqrt{S}} - K_2 \right]$$

$$K_1 = 1.43 - \frac{2.3h}{\sqrt{S}} - 0.044 * \frac{A}{B}$$

$$K_2 = 5.5 - \frac{8h}{\sqrt{S}} + \left(0.15 - \frac{h}{\sqrt{S}} \right) \frac{A}{B}$$

Donde:

- ρ : Resistencia del terreno (Ωm).
- d : diámetro del conductor (m).
- h : profundidad de enterramiento (m).
- L : largo conductor reticulado (m).
- S : área de la malla (m^2).
- A : lado mayor malla (m).
- B : lado menor malla (m).

- Despejando:

$$\circ K_1 = 1.43 - \frac{2.3*1.5}{\sqrt{36}} - 0.044 * \frac{6}{6}$$

$$K_1 = 0.811$$

$$\circ K_2 = 5.5 - \frac{8*1.5}{\sqrt{36}} + \left(0.15 - \frac{1.5}{\sqrt{36}} \right) \frac{6}{6}$$

$$K_2 = 3.4$$

$$\circ R_1 = \frac{40}{\pi*36} \left[\ln \frac{2*36}{\sqrt{1.5*0.00564}} + 0.811 * \frac{36}{\sqrt{36}} - 3.4 \right]$$

$$R_1 = 2,357 \Omega$$

6.4.3 Cálculo de malla de barras.

Para la malla de barras se utilizarán un total de 9 electrodos separados por 3 metros de distancia cada uno, el largo de cada electrodo es de 1.5 metros y el radio corresponde a la transformación de 5/8" a metros.

El cálculo de la malla de barras del método Schwars se resuelve mediante la siguiente expresión:

$$R_2 = \frac{\rho}{2\pi Nl} \left[\ln \frac{4l}{r} - 1 + \frac{2K_1 l}{\sqrt{S}} (\sqrt{N} - 1)^2 \right]$$

Donde:

- N: número de barras
- l: largo de cada barra (m)
- r: radio de cada barra (m)

- Despejando:

$$R_2 = \frac{40}{2\pi 9 * 1.5} \left[\ln \frac{4 * 1.5}{\frac{0.01587}{2}} - 1 + \frac{2 * 0.811 * 1.5}{\sqrt{36}} (\sqrt{9} - 1)^2 \right]$$

$$R_2 = 3,126 \Omega$$

6.4.4 Malla combinada.

$$R_m = \frac{\rho}{\pi L} \left[\ln \frac{2L}{l} + K_1 * \frac{L}{\sqrt{S}} - K_2 + 1 \right]$$

$$R_m = \frac{40}{\pi * 36} \left[\ln \frac{2 * 36}{1.5} + 0.811 * \frac{36}{\sqrt{36}} - 3.4 + 1 \right]$$

$$R_m = 1,386 \Omega$$

6.4.5 Resistencia total de malla.

$$R_T = \frac{R_1 R_2 - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2R_m}$$

$$R_T = \frac{2.357 * 3.126 - 1.386^2}{2.357 + 3.126 - 2 * 1.386}$$

$$R_T = 2,009 \Omega$$

6.5 TENSIÓN DE MALLA.

Se debe cumplir que la tensión de malla sea menor a la tensión de contacto. Para ello se debe aplicar la siguiente expresión:

$$V_m = K_m * K_i * \rho * \frac{I_F}{L}$$

Donde:

- K_m : factor de forma de la malla
- K_i : factor de irregularidad que considera la no homogeneidad del terreno
- ρ : resistividad del terreno Ωm
- I_f : corriente de falla monofásica con la malla instalada
- L : largo total de los conductores

Para la corriente de falla (I_f) monofásica a tierra se calculó anteriormente para determinar el tiempo de operación de las protecciones, dado que se estimó una resistencia de 2Ω para la malla de puesta a tierra se considerará la misma corriente de falla para calcular la tensión de malla.

1. La corriente de falla monofásica será:

$$I_f = 120 A$$

2. K_m y K_i se obtienen mediante las siguientes expresiones:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left[\frac{3}{4} * \frac{5}{6} * \frac{7}{8} \dots \right]$$

$$K_i = 0.65 + 0.172 * n$$

Donde:

- h : profundidad de enterramiento.
- d : diámetro del conductor en metros.
- n : número de conductores paralelos en el lado mayor de la malla.
- D : separación de los conductores.

- La serie n considera n – 2 al término de esta.
- En caso de que $D1 \neq D2$ se considera $D = \sqrt{D1 * D2}$.

- Despejando:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{3^2}{16 * 1.5 * 0.00564} + \frac{1}{\pi} \ln \left[\frac{3}{4} \right]$$

$$K_m = 0.667$$

$$K_i = 0.65 + 0.172 * 3$$

$$K_i = 1.166$$

Por lo que la tensión de malla correspondería a:

$$V_m = 0.667 * 1.166 * 40 * \frac{120}{36}$$

$$V_m = 104V$$

3. Del cálculo de la tensión de malla también se obtiene la tensión de paso de la malla mediante la siguiente expresión:

$$V_{pm} = K_s * K_i * \rho * \frac{I_F}{L}$$

Donde:

- K_s : factor de forma de malla.

El factor de forma de malla se obtiene de la siguiente expresión:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \dots + \frac{1}{(n-1)D} \right]$$

- Despejando:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 * 1.5} + \frac{1}{3 + 1.5} + \frac{1}{2 * 3} + \frac{1}{3 * 3} \right]$$

$$K_s = 0.265$$

Por lo que la tensión de paso en la malla corresponderá a:

$$V_{pm} = 0.265 * 1.166 * 40 * \frac{120}{36}$$

$$V_{pm} = 41.2V$$

Se debe de cumplir que:

$$V_m \leq V_{Contacto}$$

$$V_{pm} \leq V_{Paso}$$

Reemplazando:

$$104 V \leq 1,377V$$

$$41.2 V \leq 1,177 V$$

Por lo que las tensiones de paso y contacto cumple con las exigencias mínimas del pliego técnico normativo RIC N°6.

7. CAPÍTULO 7.

7.1 CONCLUSIÓN:

El desarrollo de este proyecto pudo evidenciar que el sistema de respaldo energético alimentado por la U.G.F dimensionada logro satisfacer las necesidades expuestas al inicio de este trabajo, cumpliendo el objetivo de no afectar los tiempos de respuesta a emergencias por cortes del suministro eléctrico. La implementación de este tipo de sistemas evidencio los diversos procesos para llegar a ser ejecutada, como la visita a terreno la cual fue un punto clave para identificar las cargas críticas y determinar el espacio disponible para la instalación de los componentes del sistema de respaldo energético, la utilización de programas, como el “Explorador solar”, para obtener los datos necesarios para el dimensionamiento del generador fotovoltaico como es la insolación solar o tasa de aparición de nubes en la zona de interés, la consulta técnica de las normativas vigente y la utilización de métodos matemáticos para demostrar de forma teórica el cumplimiento de las exigencias mínimas de la normativa.

El procedimiento para considerar que cargas respaldar se llevó a cabo tomando en consideración las funciones cotidianas del personal al momento de prepararse para alguna emergencia, por lo que se refleja que el ocio no está considerado en este punto. Uno de los aspectos más destacados del proyecto es que el sistema de respaldo energético se encuentra completamente aislado de la instalación eléctrica existente del cuartel, esto genera una autonomía total para las luminarias del edificio, para los artefactos de comunicación y alerta y para la carga de herramientas.

Los paneles fotovoltaicos en el cuartel de bomberos no afectarán de ninguna forma las funciones cotidianas del personal, ya que el lugar de instalación de estos se encuentra en un terreno colindante al edificio principal, se tomó esta decisión ya que con el espacio disponible se puede considerar más adelante, con los mismos criterios y procedimientos teórico técnico utilizados en este trabajo, la ampliación de este sistema en caso de ser necesario.

El siguiente punto destacable de este proyecto fue cumplir satisfactoriamente con la normalización de la instalación existente del cuartel, rediseñando el tablero general respetando las exigencias mínimas establecidas por la normativa vigente permitiendo un uso eficiente de la distribución de circuitos y protecciones.

Por último, se evidencio que la energía producida por la U.G.F es mayor a la necesaria por el cuartel y casa del cuartelero durante la mayoría del año a excepción de los meses de Junio y Julio en los que no se alcanzó a generar la energía necesaria para ambas instalaciones, por lo que se concluye que la necesidad energética de la casa del cuartelero podrán ser cubiertas a lo largo del año a excepción de Junio y Julio permitiéndole un ahorro anual de 739.5kWh que si se considera que el costo de 1kWh es de 121 pesos, permitiéndole un ahorro anual de aproximadamente 89.500 pesos.

7.2 CUBICACION DE MATERIALES.

Item	Cantidad	Unidad	Descripción	Precio Unitario	Precio Total
1	7	Pzas.	Batería Pylontech UP5000 48V 100Ah	\$ 1.771.000	\$ 12.397.000
2	9	Pzas.	Panel Solar 660W Monocristalino Risen	\$ 239.990	\$ 2.159.910
3	1	Pzas.	Inversor Axpert King	\$ 739.990	\$ 739.990
4	9	Pzas.	Estructura Inclínada 30-60° Para Montaje Modulo FV	\$ 69.900	\$ 629.100
5	12	Pzas.	Geo Gel Puesta a Tierra 7 Kg	\$ 6.150	\$ 73.800
6	36	Pzas.	Cable de Cobre desnudo 3 AWG 7H	\$ 4.944	\$ 177.984
7	9	Pzas.	Barra Toma Tierra 5/8" (13,5mm) X 1.5 Mts	\$ 5.090	\$ 45.810
8	7	Pzas.	Tubo conduit 32 mm x 3 m	\$ 1.265	\$ 8.855
9	3	Pzas.	Curva PVC conduit 32 mm	\$ 690	\$ 2.070
10	3	Pzas.	Caja Estanca Libre de Halogenos 100X100X70	\$ 1.592	\$ 4.776
11	4	Pzas.	Caja Emt 100x65x65	\$ 1.366	\$ 5.464
12	11	Mts.	Conduit galvanizado 20mm 3 metros	\$ 4.210	\$ 46.310
13	3	Pzas.	Tablero Metalico Sobrepuesto IP41, 10 Modulos	\$ 49.990	\$ 149.970
14	2	Mts.	Gabinete Metálico Tablero Eléctrico 600x500x250 Ip65	\$ 108.420	\$ 216.840
15	3	Mts.	Cable Flexible RV-K Multipolar 3x6.0mm²	\$ 3.105	\$ 9.315
16	26	Mts.	Cable Solar 6mm² TOPSOLAR ZZ-F Rojo	\$ 1.560	\$ 40.560
17	26	Mts.	Cable Solar 6mm² TOPSOLAR ZZ-F Negro	\$ 1.560	\$ 40.560
18	12	Mts.	Cable 6.0mm² Rojo H07Z1-K X Metros	\$ 906	\$ 10.872
19	12	Mts.	Cable 6.0mm² Blanco H07Z1-K X Metros	\$ 906	\$ 10.872
20	50	Mts.	Cable 6.0mm² Verde H07Z1-K X Metros	\$ 906	\$ 45.300
21	6	Mts.	Cable 4.0mm² Rojo H07Z1-K X	\$ 604	\$ 3.624
22	6	Mts.	Cable 4.0mm² Blanco H07Z1-K X	\$ 604	\$ 3.624
23	6	Mts.	Cable 4.0mm² Verde H07Z1-K X	\$ 604	\$ 3.624
24	4	Mts.	Cable 2.5mm² Rojo H07Z1-K X Rollo 100 Mts.	\$ 38.716	\$ 154.864
25	4	Mts.	Cable 2.5mm² Blanco H07Z1-K X Rollo 100 Mts.	\$ 38.716	\$ 154.864
26	4	Mts.	Cable 2.5mm² Verde H07Z1-K X Rollo 100 Mts.	\$ 38.716	\$ 154.864
27	1	Pzas.	Interruptor diferencial DX³-ID 4P 400Vac 63A tipo AC 300mA	\$ 316.423	\$ 316.423
28	1	Pzas.	Interruptor Automatico Dx 3X63A curva C 10kA	\$ 115.990	\$ 115.990
29	2	Pzas.	Interruptor Automatico Dx 3X25A curva C 10kA	\$ 75.310	\$ 150.620
30	4	Pzas.	Lex/Piloto Led Rojo 110 - 400V	\$ 30.740	\$ 122.960
31	1	Pzas.	Repartidor Tetrapolar 7 Polos 125A a Riel DIN	\$ 13.930	\$ 13.930
32	1	Pzas.	Repartidor Bipolar 11 Polos 125A a Riel DIN	\$ 10.715	\$ 10.715
33	8	Pzas.	Repartidor Bipolar 7 Polos 125A a Riel DIN	\$ 6.922	\$ 55.376
34	1	Pzas.	Regleta de Conexión Aislada a Riel DIN Verde 13 Polos	\$ 14.462	\$ 14.462
35	5	Pzas.	Regleta de Conexión Aislada a Riel DIN Verde 8 Polos	\$ 1.525	\$ 7.625
36	4	Pzas.	Interruptor automático 10A 6 kA curva C	\$ 8.290	\$ 33.160
37	12	Pzas.	Interruptor automático 6A 6 kA curva C	\$ 7.190	\$ 86.280
38	1	Pzas.	Diferencial Inmunizado Tipo A 2X40A	\$ 42.000	\$ 42.000
39	3	Pzas.	Interruptor Automático Bipolar 2x32a 6ka Curva C	\$ 8.500	\$ 25.500
40	5	Pzas.	Interruptor Automático Bipolar 2x25a 6ka Curva C	\$ 8.390	\$ 41.950
41	3	Pzas.	Interruptor Automático Bipolar 2x16a 6ka Curva C	\$ 10.200	\$ 30.600
42	6	Pzas.	Interruptor Diferencial 2 x 25A 30mA	\$ 25.900	\$ 155.400
43	3	Pzas.	Interruptor Diferencial 2 x 40A 30mA Tipo AC	\$ 31.920	\$ 95.760
44	1	Pzas.	Interruptor Automático Bipolar 2x10a 6ka Curva C	\$ 9.900	\$ 9.900
45	1	Pzas.	Switch de Transferencia Automatica 63A 2P Monofásico	\$ 47.600	\$ 47.600
46	1	Pzas.	Automático bipolar 20A 550V DC	\$ 24.000	\$ 24.000
47	28	Mts.	Alambre RI 4mm2	\$ 1.120	\$ 31.360
48	2	Mts.	Alambre PI 4mm2	\$ 1.150	\$ 2.300
49	4	Pzas.	Pie Rack Galvanizado 1 Via	\$ 3.190	\$ 12.760
50	4	Pzas.	Aislador Carrete Porcelana	\$ 1.030	\$ 4.120
51	4	Mts.	Cable Flexible RV-K Multipolar 3x6.0mm²	\$ 3.105	\$ 12.420
52	4	Pzas.	Conector M4 Hembra/Macho 2.5 - 6mm² 1500Vdc	\$ 1.090	\$ 4.360
53	1	Pzas.	Pack 10 Prensa Estopa Cables	\$ 2.990	\$ 2.990
54	1	Pzas.	Gabinete Grande Para Baterias Pylontech 8 Modulos	\$ 499.000	\$ 499.000
				Sub Total	\$ 19.260.383
				Monto Total	\$ 19.260.383

7.3 **BIBLIOGRAFIA:**

- 1) Sotomayor Canales, Rodrigo. Proyecto de generación y autoconsumo mediante paneles solares para municipalidad de Pichidegua. Memoria (Ingeniero de ejecución en mecánica de procesos y mantenimiento industrial) Viña del Mar, Chile: UTFSM Sede Viña del Mar, 2019.
- 2) Alvarado Ladrón de Guevara, Jorge. Diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica aislada. Memoria (Ingeniero Industrial), Madrid, España: Universidad Politécnica de Madrid, 2018.
- 3) Pareja Aparicio, Miguel. Dimensionado de la instalación fotovoltaica aislada. En su: Energía Solar Fotovoltaica: cálculo de una instalación aislada. Barcelona: Macombo. 2015.
- 4) Superintendencia de Electricidad y Combustibles (Chile) Pliegos técnicos normativos RIC, Chile: 2021.
- 5) Superintendencia de Electricidad y Combustibles (Chile) Instrucción técnica general RIC n°9.1/2021: diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas aisladas de las redes de distribución, Chile, 2021.

7.4 **LINKOGRAFIA:**

- <https://www.sec.cl/reglamento-de-seguridad-de-las-instalaciones-de-consumo-de-energia-electrica-decreto-08/>
- <https://solar.minenergia.cl/exploracion>
- <https://www.gedisa.com.ve/boletin/pdf/2016/Boletin%20técnico%2031%20Baterias%20solares%20Calculo.pdf>
- <https://www.solarstore.cl>
- <https://www.aquitosolar.cl>
- <https://diartek.cl>
- <https://www.sfe-solar.com>
- <https://www.naturaenergy.cl>
- <https://www.todosolarchile.cl>

- <https://www.naturaenergy.cl/product/panel-solar-660w-monocristalino-risen>
- <https://enertik.com/cl/tienda/baterias/litio/bateria-de-litio-pylontech-48v-4800wh>
- <https://www.solarstore.cl/producto/inversor-cargador-5000w-48v-axpert-king/>
- https://rhona.cl/uploads/archivos/20141226122827_cat-266705-26679801-interruptores.pdf

7.5 ANEXO Y FICHAS TÉCNICAS:

7.5.1 Inversor off grid.

Solar Input (MPPT type)	
INVERTER MODEL	5KW
Rated Power	6000W
Max. PV Array Open Circuit Voltage	500Vdc
PV Array MPPT Voltage Range	120~450V
Maximum solar input current	27A

Figura 7-1. Ficha técnica inversora off grid. Fuente: <https://voltronicpower.com/>.

Off-Grid Inverter

Axpert King II Off-Grid Inverter



- Zero (0ms) transfer time to protect mission-critical loads such as servers and ATMs
- High PV input voltage range
- Removable LCD control module with multiple communications
- Selectable high power charging current
- Built-in Wi-Fi for mobile monitoring (App is available)
- Configurable AC/Solar input priority via LCD setting
- Reserved communication port for BMS (RS485 or CAN-BUS)
- Parallel operation up to 9 units



Axpert King II Off-Grid Inverter Specification

MODEL		Axpert KING II-5000-48
Rated Power		5000VA,5000W
Parallel Capability		Up to 9 units
GRID INPUT		
Voltage		230 VAC
Voltage Range		110-280 VAC
Frequency Range		50 Hz/60 Hz (Auto sensing) ± 4Hz
Power Factor		≥ 0.98 @ Nominal Voltage (100% Load)
THDi		≤ 10%
LOAD OUTPUT		
AC Voltage Regulation (Line&Batt. Mode)		230VAC ± 5%
Frequency Range (Synchronized Range)		46~54 Hz or 56~64 Hz
Frequency Range (Batt. Mode)		50 Hz ± 0.1 Hz or 60Hz ± 0.1 Hz
Harmonic Distortion		≤ 3 % THD (Linear Load); ≤ 5 % THD (Non-linear Load)
Transfer Time	AC Mode to Batt. Mode	0 ms
	Inverter to Bypass	4 ms (Typical)
Waveform		Pure sine wave
EFFICIENCY		
Line Mode		94%
ECO Mode		98%
Battery Mode		92%
BATTERY		
Battery Voltage		40~62 VDC
Floating Charge Voltage		54 VDC
Overcharge Protection		62 VDC
SOLAR INPUT		
Solar Charger type		MPPT
Maximum PV Array Power		6000 W
MPPT Range @ Operating Voltage		120 ~ 450 VDC
Maximum PV Array Open Circuit Voltage		500 VDC
Maximum Solar Charge Current		100A
Maximum AC Charge Current		100A
PHYSICAL		
Dimension, D x W x H (mm)		138.4 x 298 x 467.6
Net Weight (kgs)		12
Communication Interface		RS232, USB, DRY CONTACT, WI-FI, RS485, CAN
ENVIRONMENT		
Humidity		5% to 95% Relative Humidity(Non-condensing)
Operating Temperature		-10°C to 50°C
Storage Temperature		-15°C to 60°C

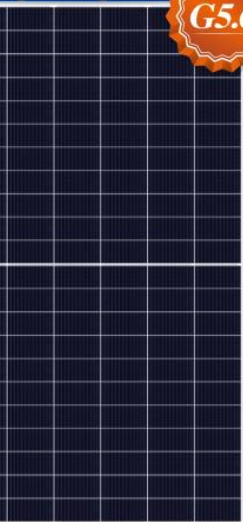
Product specifications are subject to change without further notice.

Figura 7-2. Anexo inversor off grid. Fuente: <https://voltronicpower.com/>.

7.5.2 Panel fotovoltaico.

TITAN

MÓDULO PERC MONOCRISTALINO DE ALTO RENDIMIENTO



G5.6



* Como existen diferentes requisitos de certificación en diferentes mercados, comuníquese con su representante de ventas local de Risen Energy para obtener los certificados específicos aplicables a los productos en la región en la que se utilizarán los productos.

RSM132-8-645M-670M

132 celdas

Módulo PERC mono

1500VDC

Voltaje máximo del sistema

645-670Wp

Rango de potencia de salida

21.6%

Máxima eficiencia

Principales características destacadas:

Marca global, financiable de nivel 1, con fabricación automatizada de última generación certificada de forma independiente.

El menor coeficiente térmico de energía líder en la industria

12 años de garantía de producto líder en la industria

Excelente rendimiento de baja irradiancia

Excelente resistencia a PID

Tolerancia de potencia ajustada positiva (0~+3%)

Inspección 100% EL de doble etapa que garantiza un producto sin defectos*

La agrupación de módulos por Corriente (Imp) reduce las pérdidas por desajuste en los arreglos de string.

Excelente resistencia a carga mecánica, 2400Pa y a carga de nieve 5400Pa.

Certificación integral de productos y sistemas

- IEC61215: 2016; IEC61730-1 / -2: 2016;
- Sistema de gestión de calidad ISO 9001: 2015
- ISO 14001: 2015 Sistema de gestión ambiental
- ISO 45001: 2018 Sistema de gestión de seguridad y salud ocupacional

Acercas de Risen Energy

Risen Energy es un fabricante líder mundial de primer nivel de productos fotovoltaicos solares de alto rendimiento y proveedor de soluciones comerciales totales para la generación de energía a escala residencial, comercial y de servicios públicos. La empresa, fundada en 1986 y que cotiza en bolsa en 2010, impulsa la generación de valor para sus clientes globales elegidos. La innovación tecnológica y comercial, respaldada por una calidad y un soporte integrales, engloba a Risen Energy como una de las soluciones comerciales totales y completas de energía solar fotovoltaica, que se encuentran entre las más poderosas y rentables de la industria. Con presencia en el mercado local y un sólido estado de bancabilidad financiera, estamos comprometidos y somos capaces de construir colaboraciones estratégicas y mutuamente beneficiosas con nuestros socios, ya que juntos capitalizamos el creciente valor de la energía verde.

Tashan Industry Zone, Melin, Ninghai 315609, Ningbo | PRC
Tel: +86-574-59953239 Fax: +86-574-59953599
E-mail: marketing@risenenergy.com Website: www.risenenergy.com

GARANTÍA DE RENDIMIENTO LINEAL

Garantía de producto de 12 años / Garantía de potencia lineal de 25 años



* Verifique la versión válida de la Garantía limitada del producto que es oficialmente publicada por Risen Energy Co., Ltd

THE POWER OF RISING VALUE

Figura 7-3. Anexo panel fotovoltaico. Fuente: <https://es.risenenergy.com/>.

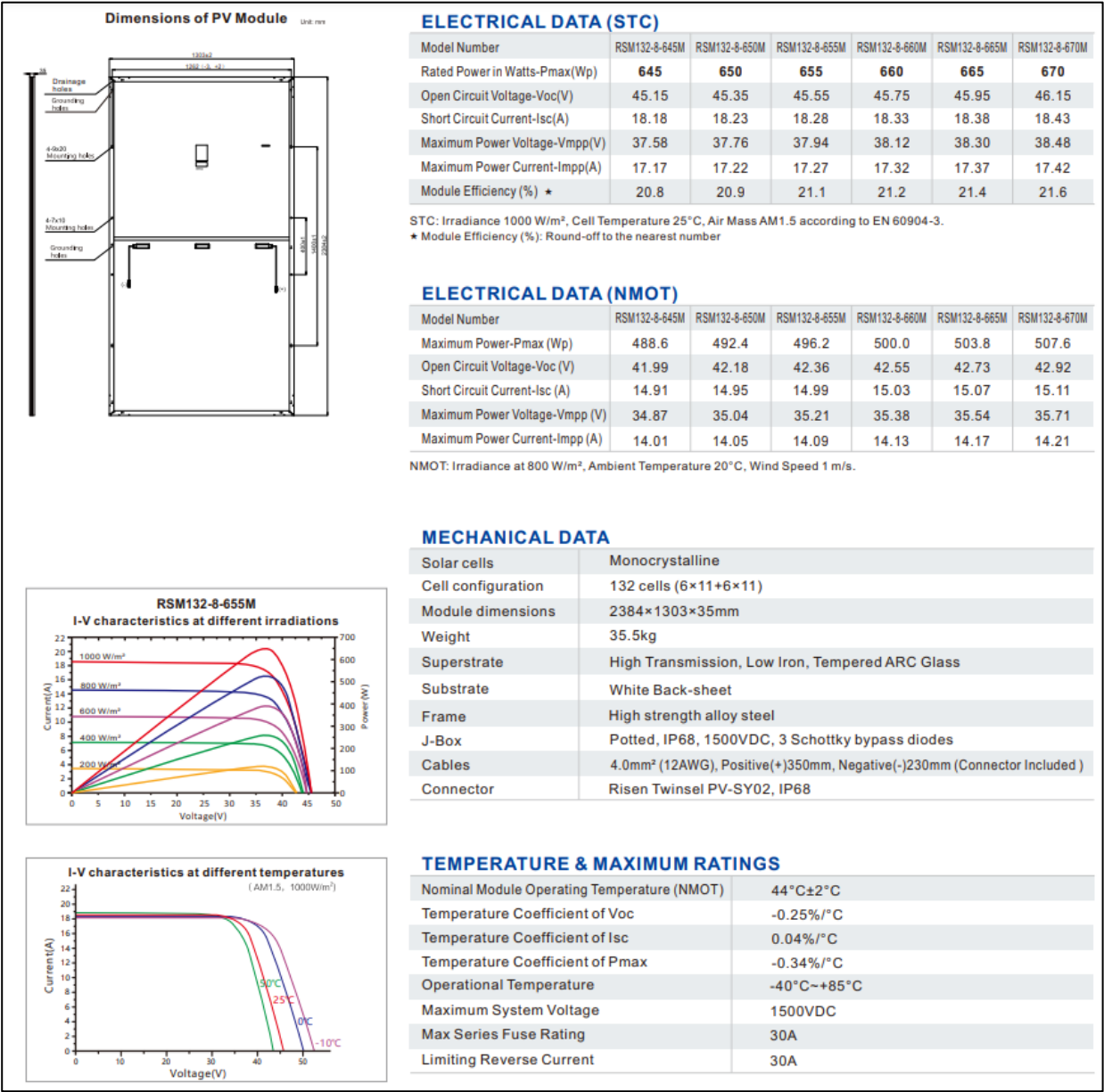


Figura 7-4. ficha técnica panel fotovoltaico. Fuente: <https://es.risenenergy.com/>.

7.5.3 Módulo de batería de litio.



Figura 7-5. Batería de litio (LFP) Pylontech UP5000. Fuente: <https://enertik.com/cl>.

Specification	Basic Parameters	UP5000
Nominal	Nominal Voltage (V)	48
	Nominal Capacity (Wh)	4,800
	Ussable Capacity (Wh)	4,560
Physical	Dimension (mm)	442*485*132
	Weight (Kg)	45
Electrical	Discharge Voltage (Vdc)	44.5
	Charge Voltage (Vdc)	52.5 ~ 53.5
	Charge / Discharge Current (Amps)	50 (Recommended)
		75 (Max)
		90 (Peak@15s)
Others	Communication Port	RS485,CAN
	Single string quantity(pcs)	16
	Working Temperature/°C	0~50 Charge
		-10~50 Discharge
	Shelf Temperature/°C	-20~60
	Altitude (M)	< 2000
	IP rating	IP20
	Humidity (RH)	5~95%
	Certification	IEC62619/CE/ UN38.3
	Design life	10+ Years (25°C/77°F)
	Cycle Life	>4,500 (25°C)

Figura 7-6. Ficha técnica módulo de batería de litio. Fuente: <https://enertik.com/cl>.