



UNIVERSIDAD TÉCNICA
FEDERICO SANTA MARÍA

PROYECTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA EL SECTOR RURAL JUAN AMIGO DE LA PRECORDILLERA DE LINARES

BENEDICTO ANTONIO URRUTIA MORALES

PROFESOR GUÍA: LUIS MUÑOZ

HUALPÉN, CHILE

2021

Resumen

Este proyecto tiene como objetivo la proyección de una instalación de generación eléctrica fotovoltaica aislada de 40 kW aprox. con el fin de abastecer al sector Juan amigo de la provincia de Linares. Con esta instalación se pretende cubrir la necesidad eléctrica básica de 9 viviendas.

La metodología utilizada para el desarrollo del presente documento es el de la realización de estudios previos de normativa involucrada, radiación solar del sector y un estudio de las cargas asociadas a las viviendas según zona térmica. A través de esta información y los datos técnicos de los elementos implicados en la instalación se procederán a realizar los debidos cálculos que justifiquen la edificación, incorporación y utilización de cada elemento de la instalación, lo cual se verá reflejado en la cubicación de materiales y respectivos planos de esta.

Índice

Resumen	2
1 Introducción.....	11
1.1 Motivación.....	12
1.2 Objetivos	13
2 Marco teórico	14
2.1 Marco teórico.....	15
2.1.1 Radiación solar y su distribución.....	15
2.1.2 Componentes de una instalación fotovoltaica	16
2.1.3 Célula fotoeléctrica	17
2.1.4 Regulador	20
2.1.5 Baterías.....	20
2.1.6 Inversor	21
2.2 Normativa.....	23
2.2.1 Pliego Técnico Normativo RIC N°02 tableros eléctricos.	23
2.2.2 Pliego Técnico Normativo RIC N°03 alimentadores y demanda de una instalación.....	24
2.2.3 Pliego Técnico Normativo RIC N°04 conductores, materiales y sistemas de canalización.	25
2.2.4 Pliego Técnico Normativo RIC N°05 medidas de protección contra tensiones peligrosas y descargas eléctricas.	29
2.2.5 Pliego Técnico Normativo RIC N°06 puesta a tierra y enlace equipotencial.....	30
2.2.6 Pliego Técnico Normativo RIC N°10 instalaciones de uso general.	32
2.2.7 Pliego Técnico Normativo RIC N°17 operación y mantenimiento	33
2.2.8 Pliego Técnico Normativo RIC N°18 presentación de proyectos.	34
2.2.9 Pliego Técnico Normativo RIC N°19 puesta en servicio	35
2.2.10 Instrucción técnica general RIC N°9.1/2021: diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas aisladas de las redes de distribución.....	36
2.2.11 Pliegos técnicos RPTD N° 01, N° 04, N° 05, N° 06 y N° 13	38
3 Estudios del proyecto.....	39
3.1 Estudio de irradiancia	40
43	

3.2	Estudio de cargas	43
3.2.1	Luminaria led	45
3.2.2	Refrigerador.....	45
3.2.3	Hervidor eléctrico	46
3.2.4	Lavadora.....	47
3.2.5	Televisor.....	48
3.2.6	Celulares.....	49
3.2.7	Electrobomba.....	49
4	Cálculos justificativos.....	52
4.1	Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica.....	53
4.1.1	Cálculo del número total de paneles	53
4.1.2	Cálculo de baterías.....	55
4.1.3	Cálculo del regulador.....	56
4.1.4	Cálculo del Inversor.....	58
4.2	Dimensionamiento de las protecciones.....	59
4.2.1	Protecciones desde los paneles al regulador	59
4.2.2	Protecciones del banco de baterías.	60
4.2.3	Protecciones del inversor	62
4.3	Protecciones del Transformador elevador.....	63
4.3.1	Protecciones del Transformador reductor.	64
4.4	Cálculo de conductores en DC	65
4.4.1	Conductores paneles a regulador	65
4.4.2	Sección del conductor	65
4.4.3	Caída de tensión.....	66
4.5	Cálculo de la línea de distribución en media tensión.....	67
4.5.1	Cálculo de la tensión mecánica del cable.....	67
4.5.2	Cálculo de los tensores.....	68
4.5.3	Cálculo de empotramiento de postes	69
4.5.4	Cálculo de la sección del conductor.	69
4.5.5	Cálculo de caída de tensión.....	70
4.5.6	Inductancia de la línea	71

4.5.7	Reactancia de la línea.....	73
4.5.8	Caída de tensión.....	73
4.6	Cálculo de la línea de distribución en baja tensión.....	74
4.6.1	Cálculo de la tensión mecánica del cable.....	74
4.6.2	Cálculo de los tensores.....	76
4.6.3	Cálculo de empotramiento de postes	76
4.6.4	Cálculo de la sección del conductor.	77
4.6.5	Cálculo de caída de tensión.....	78
4.6.6	Inductancia de la línea	78
4.6.7	Reactancia de la línea.....	80
4.6.8	Caída de tensión.....	80
4.7	Puesta a tierra en CA.....	81
4.7.1	Perfil del terreno.	81
4.7.2	Cálculo del fusible	82
4.7.3	Tensiones tolerables por el cuerpo humano.	83
4.7.4	Tensión de paso	84
4.7.5	Tensión de toque.....	85
4.7.6	Resistencia de la malla a tierra.	85
4.7.7	Capacidad térmica de la malla.....	87
4.7.8	Tensión de la malla.....	88
4.7.9	Coeficiente Km.....	88
4.7.10	Coeficiente Ki.....	89
4.7.11	Tensión de toque de la malla.....	90
4.7.12	Coeficiente Ks	90
4.7.13	Coeficiente Ki.....	91
4.8	Cálculo puesta a tierra en CC.	91
4.8.1	Perfil del terreno.	91
4.8.2	Rho de cálculo del terreno.....	92
4.8.3	Cálculo del fusible	92
4.8.4	Corriente de falla	93
4.8.5	Tensiones tolerables por el cuerpo humano.	93

4.8.6	Tensión de paso	94
4.8.7	Tensión de toque.....	95
4.8.8	Resistencia de la malla a tierra.	95
4.8.9	Capacidad térmica de la malla.....	97
4.8.10	Tensión de la malla.....	98
4.8.11	Coeficiente Km.....	98
4.8.12	Coeficiente Ki.....	99
4.8.13	Tensión de toque de la malla.....	100
4.8.14	Coeficiente Ks	100
4.8.15	Coeficiente Ki.....	101
4.9	Características constructivas de la central.....	101
4.9.1	Distancia entre paneles	102
4.10	Cálculo distancia entre paneles.....	105
5	Especificaciones técnicas y cubicación.....	107
5.1	Especificaciones técnicas	108
5.1.1	Paneles fotovoltaicos.	108
5.1.2	Controlador de carga.....	108
5.1.3	Banco de baterías.....	109
5.1.4	Inversor	109
5.1.5	Protecciones DC.	109
5.1.6	Protecciones AC.	110
5.1.7	Canalización subterránea.	110
5.1.8	Ferretería y elementos de fijación.....	110
5.2	Cubicación de materiales.	111
6	Conclusión.....	114
6.1	Conclusión.....	115
7	Anexos fichas técnicas y bibliografía	116
7.1	Panel solar.	117
7.2	Regulador	119
7.3	Batería.	121
7.4	Inversor.	124

7.5	Fusibles DC	126
7.6	Fusibles AC	129
7.7	Línea de distribución.....	131
7.1	Bibliografía.....	133
7.2	Linkografía.	134

Índice de imágenes

Capítulo 2: marco teórico.

Figura 2.1. ilustración de los efectos de la interacción de la radiación solar con los componentes de la atmosfera	15
Figura 2.2 espectro de radiación solar sobre la superficie terrestre	16
Figura 2.3 componentes de una instalación fotovoltaica.....	16
Figura 2.4 funcionamiento de un panel fotovoltaico.	17
Figura 2.5 tipos de paneles fotovoltaicos	19
Figura 2.6 regulador de carga solar	20
Figura 2.7 batería AGM	21
Figura 2.8 baterías de litio.	21
Figura 2.9 inversor MPPT	22

Capítulo 3: estudios del proyecto.

Figura 3.1 zona geográfica correspondiente al sector Juan Amigo, con su respectiva radiación solar	40
Figura 3.2 radiación solar del territorio chileno.....	41
Figura 3.3 radiación solar del territorio chileno.....	42
Figura 3.4 zonas térmicas establecidas para Chile.....	44

Capítulo 4: cálculos justificativos.

Figura 4.1 disposición de conductores en la línea.....	72
Figura 4.2 disposición de conductores en la línea.....	79
Figura 4.3 malla a tierra de transformadores	86
Figura 4.4 malla a tierra de la central fotovoltaica.....	96

Figura 4.5 trazado de la línea de inclinación solar del mes de junio.....	102
Figura 4.6 tamaño panel fotovoltaico de la instalación.....	104
Figura 4.7 distancia entre paneles.	105
Figura 4.8 distancia entre paneles con sus medidas	106

Índice de tablas

Capítulo 2: marco teórico.

Tabla 2.1. tipos de célula fotovoltaica	18
Tabla 2.2. puntos implicados en el proyecto del pliego normativo RIC N° 02.	23
Tabla 2.3. puntos implicados en el proyecto del pliego normativo RIC N° 03.	24
Tabla 2.4. puntos implicados en el proyecto del pliego normativo RIC N° 04.	25
Tabla 2.5. puntos implicados en el proyecto del pliego normativo RIC N° 05.	29
Tabla 2.6. puntos implicados en el proyecto del pliego normativo RIC N° 06.	30
Tabla 2.7. puntos implicados en el proyecto del pliego normativo RIC N° 10.	32
Tabla 2.8. puntos implicados en el proyecto del pliego normativo RIC N° 17.	33
Tabla 2.9. puntos implicados en el proyecto del pliego normativo RIC N° 18.	34
Tabla 2.10. puntos implicados en el proyecto del pliego normativo RIC N° 19. ..	35
Tabla 2.11. puntos implicados en el proyecto de la instrucción técnica general RIC N° 9.1.	36
Tabla 2.12. puntos implicados en el proyecto de los pliegos técnicos RPTD.	38

Capítulo 3: estudios del proyecto.

Tabla 3.1. radiación en plano horizontal versus plano inclinado a 36°.	43
Tabla 3.2. luminarias usadas por zona térmica.	45
Tabla 3.3. tipo de refrigerador usado por zona térmica.	46
Tabla 3.4. uso de hervidor por zona térmica	47
Tabla 3.5. uso de hervidor por zona geográfica	47
Tabla 3.6. uso de lavadora por zona térmica	47
Tabla 3.7. uso de televisor por zona térmica	48
Tabla 3.8. tipo de televisor utilizado por zona térmica	48
Tabla 3.9. uso de cargador de celular por zona térmica	49
Tabla 3.10. número de celulares por zona térmica	49
Tabla 3.11. datos técnicos electrobomba	50
Tabla 3.12. total de cargas por vivienda	50
Tabla 3.13. consumo de cargas por vivienda	51

Capítulo 4: cálculos justificativos.

Tabla 4.1. elevación solar del sector Juan Amigo durante un día del mes de junio	103
---	-----

Capítulo 5: especificaciones técnicas y cubicación.

Tabla 5.1. Cubicacion de materiales	111
---	-----

Siglas, simbologías y abreviaciones.

Sigla, símbolo o abreviación	Definición	Unidad de medida
V	Símbolo del potencial eléctrico, expresado en voltios.	Volt
I	Símbolo del flujo de carga eléctrica expresado en amperios	Amper
kW	Símbolo de unidad de medida que equivale a la cantidad de energía expresado en orden de miles.	Watts
kVA	Unidad de potencia aparente expresada en orden de miles	Volt Amper
A	Intensidad de corriente eléctrica	Amper
Wp	Potencia pico de panel fotovoltaico	W/m ²

Wh	Unidad de energía expresada en unidades de potencia por tiempo	Watts hora
HPS	Horas de sol pico	h/día
PR	Factor global de funcionamiento de paneles	Porcentaje
Pmpp	Potencia pico del panel fotovoltaico en condiciones estándar	W/m ²
Ah		Amper hora
Pdmax	Profundidad de descarga máxima diaria de las baterías	Porcentaje
Pdmax,d	Profundidad de descarga mínima diaria de las baterías	Porcentaje
Cnd	Descarga máxima diaria de las baterías	Watts hora
DC	Corriente continua	-
CA	Corriente alterna	-
NP	Numero de módulos fotovoltaicos en paralelo	-
Fs	Factor de seguridad	-
Imod,sc	Corriente de cortocircuito del modulo fotovoltaico	Amper
Pdc	Potencia de cargas en corriente continua	Watts
Pac	Potencia de cargas en corriente alterna	Watts
Ninv	Rendimiento del inversor	Porcentaje
XL	Reactancia inductiva	ohm
VA	Unidad de potencia aparente	Volt Amper
Ibt	Corriente en baja tensión	Amper
Iat	Corriente en alta tensión	Amper
S	Sección del conductor en milímetros cuadrados	mm ²
Ω	Unidad de resistencia eléctrica	ohm
km	Unidad de metro expresada en miles	kilometro
m	Unidad de longitud del sistema internacional	metros
°C	Temperatura medida en grados Celsius	Celsius
f	Flecha del conductor	metros
mm	Milésima parte de un metro	milímetro
Ki	Factor dependiente del número de conductores utilizados	-
ρ_c	Resistividad del terreno en ohm	ohm
Ks	Coeficiente que tiene en cuenta la influencia combinada de la profundidad del espaciamiento de la malla a tierra.	-
Km	Coeficiente de las características geométricas de la malla a tierra	-
Em	Tensión de paso	Volt
Ep	Tensión de toque	Volt
Bat.	Batería	-
AWG	American Wire Gauge (medida de la sección del conductor)	AWG
N°	Número	-



UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA

1 Introducción.

1.1 Motivación

En la provincia de Linares a la altura del km 49 de la ruta L45, se encuentra ubicado el sector rural Juan Amigo. Este sector se encuentra bastante alejado de la ciudad y cuenta con nulo acceso a servicios básicos por parte de empresas, siendo uno de estos el abastecimiento eléctrico, donde la distribución eléctrica más cercana al lugar se ubica a 20 km aproximadamente.

Este sector como se menciona anteriormente no cuenta con suministro de energía eléctrica por parte de alguna empresa asociada al rubro, ya que el alcance de estas se ubica bastante remoto, lo que dificulta cualquier labor que requiera energía eléctrica. Algunos de sus habitantes hacen uso de generadores de su propiedad para abastecerse de energía por periodos intermitentes y para la extracción de agua desde pozos, invirtiendo parte de su capital en combustible para estos y a la vez para el transporte para su compra.

De esta forma nace el interés por proyectar una planta fotovoltaica para el sector y de esta forma abastecerlo, generando una mejora en su calidad de vida.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

- Proyectar un sistema fotovoltaico off grid con el fin de abastecer de energía eléctrica a 9 casas del sector Juan Amigo, bajo la normativa vigente.

1.2.2 Objetivos específicos

- Realizar un estudio sobre la normativa vigente aplicada al proyecto.
- Generar un estudio de irradiancia en la zona este de la precordillera de linares, específicamente en el sector Juan Amigo.
- Dimensionamiento del sistema fotovoltaico off grid.
- Proyectar planta fotovoltaica y el pertinente sistema de distribución para las viviendas asociadas, adhiriéndose a la normativa vigente.



UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA

2 Marco teórico

2.1 Marco teórico

2.1.1 Radiación solar y su distribución

La radiación solar es la energía emitida por el sol, que se propaga en todas las direcciones a través del espacio mediante ondas electromagnéticas.

La radiación solar que alcanza el planeta tierra no es la que finalmente la que llega a la superficie terrestre, puesto que esta es reflejada, difundida y absorbida por los diferentes elementos que componen la atmosfera (vapor de agua, CO₂, partículas de polvo, el ozono, aerosoles, etc.)

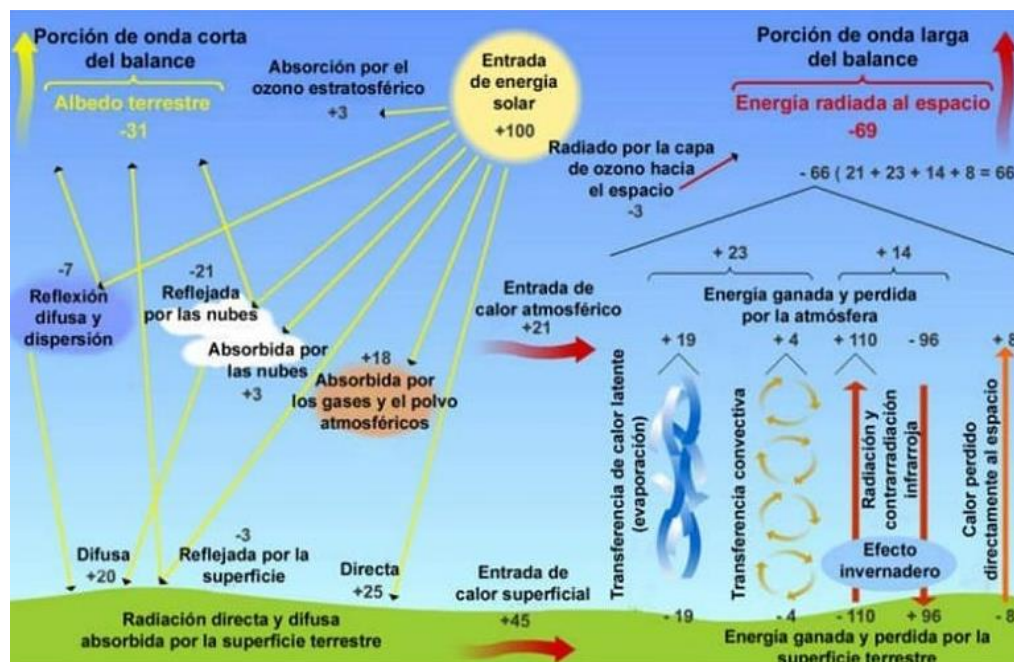


Figura 2.1. ilustración de los efectos de la interacción de la radiación solar con los componentes de la atmosfera. Fuente: componentes de la radiación solar, researchgate.

En la gráfica de la figura 2.2 se puede observar el espectro solar antes de atravesar la atmosfera y el espectro real presente en la superficie terrestre, una vez ya atravesado la atmosfera compuesta con los diversos elementos mencionados anteriormente.

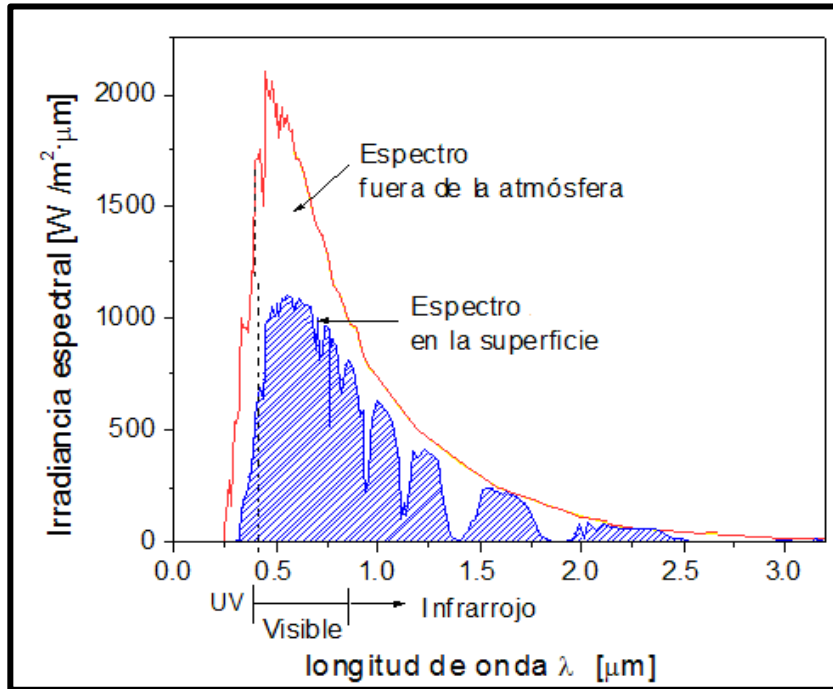


Figura 2.2. espectro de radiación solar sobre la superficie terrestre. Fuente: caracterización de temperatura y mecanismos de transferencia de calor de un sistema óptico para el aprovechamiento efecto foto térmico de la radiación solar en calor, para optimizar eficiencia de una estufa solar.

2.1.2 Componentes de una instalación fotovoltaica

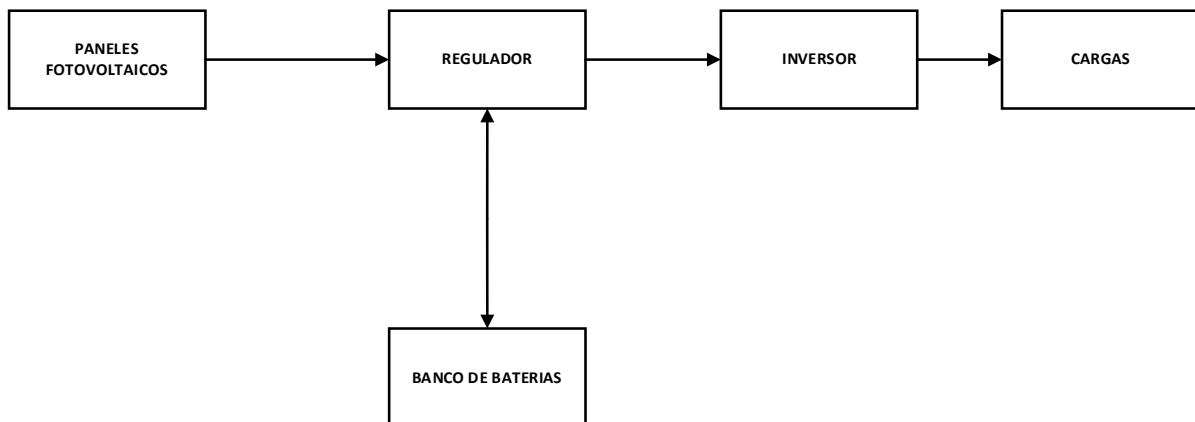


Figura 2.3 componentes de una instalación fotovoltaica. Fuente: elaboración propia

2.1.3 Célula fotoeléctrica

La célula fotoeléctrica es un semiconductor con una ventana para que en este penetre la luz solar. Su composición se basa en las uniones P y N, formando de esta manera una barrera de potencial que se rompe cuando la alcanzan los fotones, dando lugar a una corriente eléctrica que recorre la carga externa y entra por el lado opuesto a la recirculación mientras exista luz con suficiente intensidad.

El semiconductor de estas células se produce con silicio de extrema pureza, al que se dopa para generar 2 regiones separadas con una polaridad eléctrica opuesta. Una de estas regiones queda con un déficit de electrones quedando con carga positiva (P) y otra sustancia con electrones en exceso que consta con una polaridad negativa (N).

Las regiones P y N se sitúan muy próximas, formando una barrera que es superada por la luz solar para recombinarse y dar lugar a una corriente eléctrica. Los fotones de esta luz rompen el par electrón-hueco, dejando portadores libres que a través de la carga externa provocan la circulación de corriente.

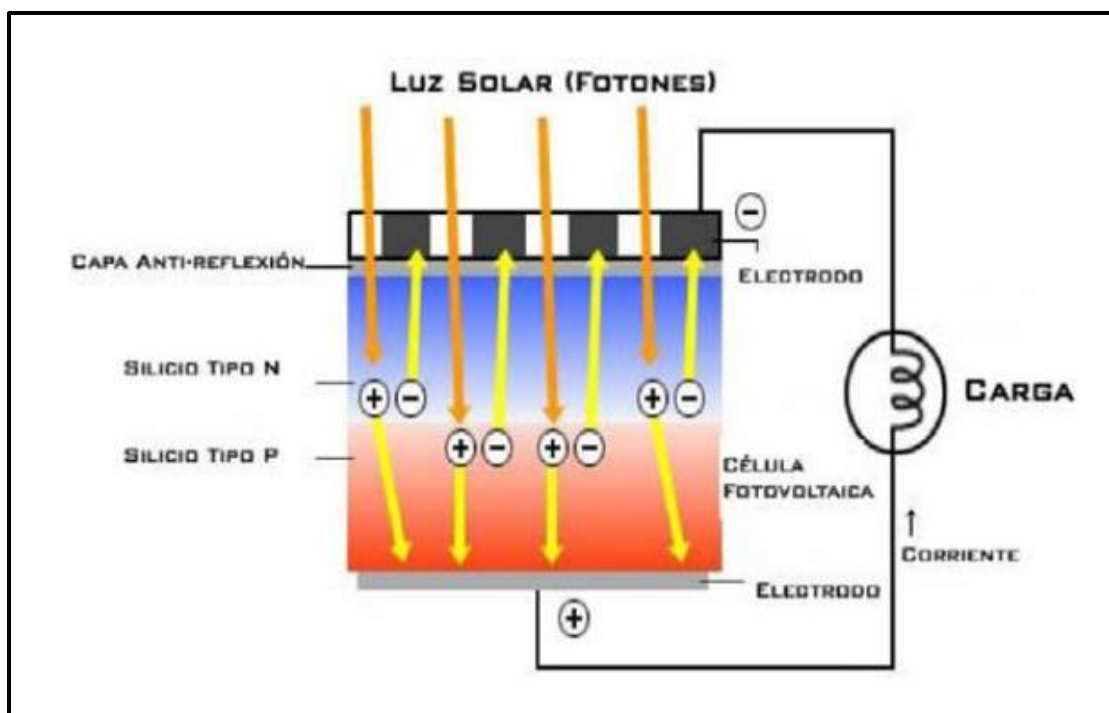


Figura 2.4. Funcionamiento de un panel fotovoltaico. Fuente: Modelación del funcionamiento de un parque fotovoltaico de 1MW, conectado a la red eléctrica, 2015.

2.1.3.1 Tipos de célula fotovoltaica

TIPO DE CÉLULA	VERSIONES
Cristalinas	Monocristalinas
	Policristalinas
	Policristalinas de capa delgada
Amorfas	Capa delgada
Compuestas	CIS (cobre, indio y cadmio) -.CdTe (telurio de cadmio)
	GaAs (Arseniuro de galio)

Tabla 2.1. Tipos de célula fotovoltaica. Fuente. Elaboración propia a partir de Tomas Perales Benito, 2012.

En la tabla 2.1 se aprecian los distintos tipos de células fotovoltaicas más comúnmente disponibles en el mercado.

2.1.3.1.1 Células monocristalinas

Estas forman una estructura cristalina casi perfecta. Se caracterizan por presentar sus obleas de forma cuadrada, comúnmente con las esquinas redondeadas, un espesor entre 0,4 y 0,5 mm, y un color homogéneo. Su rendimiento directo es del 15% al 18%.

2.1.3.2 Células policristalinas

En este tipo de células los átomos no se organizan en un único cristal como lo hacen en las monocristalinas, si no que forman una estructura policristalina. El silicio empleado para su fabricación es de menor pureza, reduciendo su rendimiento, alcanzando máximos de 14% en rendimiento directo y un mínimo de 12%. Este tipo de célula se caracteriza por presentar distintas tonalidades de azul, siendo más económica que la anterior.

2.1.3.3 Células amorfas

Estas se alejan de lo que es el proceso del silicio, formando una red desordenada. Esta condición le permite espesores de 1 micra o inferiores, otorgándole de esta forma la condición de flexibilidad. Su rendimiento se ve disminuido con respecto a las anteriores, sin embargo presentan dos grandes ventajas:

- Gran adaptabilidad a cualquier entorno debido a su condición de flexibilidad.
- Excelente comportamiento frente a altas temperaturas

Presentan un rendimiento menos al 10% y se caracterizan por presentar un color marrón homogéneo y existe una versión de silicio cristalino y silicio amorfo denominada híbrida (HIT), la cual combina las ventajas de ambas tecnologías.

2.1.3.4 Células CIS

Esta se forma mediante una composición de diselenio de cobre e indio. Es el tipo de célula que mayor rendimiento aporta en las compuestas, aunque no sobrepasa el 10%. Presenta una estructura negra homogénea y es muy económico en cuanto a precio.

2.1.3.5 Células CdTe

Presenta un rendimiento similar a la CIS, con la ventaja de contar con una mayor diversidad de técnicas de fabricación. Se caracteriza por presentar un color verde oscuro.

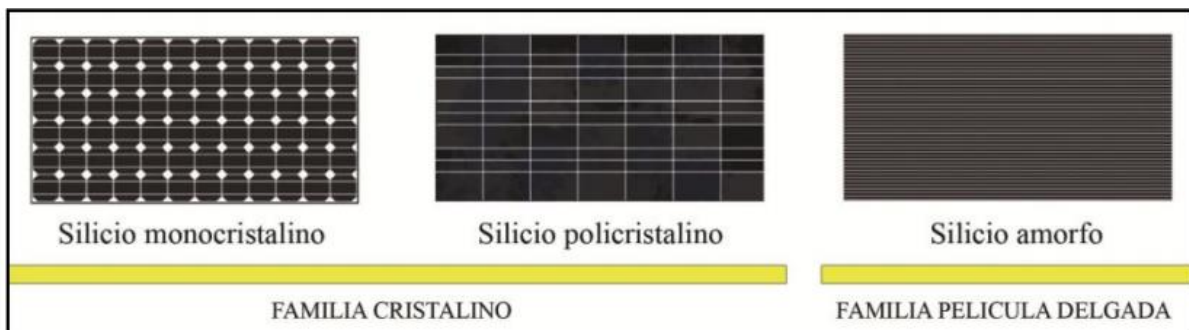


Figura 2.5. Tipos de paneles fotovoltaicos. Fuente: Eficiencia de una celda solar común y su comparación con celdas de tecnología, 2013.

2.1.4 Regulador

Se encarga de regular el flujo de corriente desde los paneles fotovoltaicos a la batería y protegerlo de sobretensiones. Este tiene la capacidad de interrumpir el paso de energía cuando la batería se encuentra totalmente cargada, evitando la sobrecarga de esta, aumentando su esperanza de vida y previniendo la reducción del rendimiento de forma prematura.

El regulador opera constantemente sobre el paso de energía, controlándola cuando estime pertinente y posee la capacidad de prevenir una descarga profunda de una batería, llegando incluso a realizar una descarga controlada de esta



Figura 2.6. Regulador de carga solar. Fuente:
www.weamerisolar.com

2.1.5 Baterías

Las baterías son dispositivos electroquímicos que almacenan la energía eléctrica en forma de enlaces químicos. Las células electroquímicas que conforman la batería se encuentran conectadas en configuración serie/paralelo, con el fin de proporcionar los adecuados niveles de voltaje, intensidad y capacidad de esta.

La principal función de esta dentro del sistema fotovoltaico es la de almacenar energía para cuando los paneles no produzcan o no puedan satisfacer la demanda requerida (principalmente de noche o en climas con escasa radiación solar).



Figura 2.7. Batería AGM. Fuente:
www.naturaenergy.cl/



Figura 2.8. Baterías de litio. Fuente:
<https://www.naturaenergy.cl/>

2.1.6 Inversor

La señal de tensión continua generada por los paneles, debe adecuarse a los requerimientos de las cargas que ha de alimentar. Para dicho acondicionamiento se requiere del uso de un inversor DC/AC, el cual realiza la conversión de corriente y tensión continua a alterna, cumpliendo con ciertos criterios de tensión eficaz, frecuencia, distorsión armónica, eficiencia y seguridad eléctrica.

A grandes rasgos los inversores se pueden clasificar en tres categorías:

- **Inversor central:** un único inversor dedicado a todo el generador (o a un conjunto de ramas). Este tipo es recomendado para instalaciones de medio o gran tamaño
- **Inversor orientado a rama (string-inverter):** es un inversor dedicado a una rama del generador. Este tipo de inversores son particularmente útiles cuando se requiere un funcionamiento con orientaciones e inclinaciones diversas de la instalación.
- **Módulo-AC:** es un inversor dedicado a un módulo del generador. Estos deben descartarse en cualquier caso (salvo pequeños sistemas demostrativos).

El principio de funcionamiento del inversor se basa en la composición de los siguientes elementos:

- **Filtro de entrada:** actúa atenuando el rizado que produce la conmutación de entrada
- **Convertidor DC/DC:** eleva o reduce la tensión de salida del generador a la tensión que necesite el puente de conmutación.
- **Puente inversor:** convierte la señal continua en alterna
- **Filtro de salida:** este atenúa o elimina los armónicos no deseados de la señal eléctrica.
- **Transformador:** adecua el valor de tensión de salida del puente al de la red y proporciona aislamiento galvánico entre la componente DC y AC.
- **Control:** realiza la supervisión de la entrada y salida del convertidor DC/DC y del puente inversor y entrega las consignas correspondientes para localizar y seguir el punto máximo de potencia del generador. También obtiene una señal sinusoidal con bajo contenido en armónicos en la salida del inversor.



Figura 2.9. Inversor MPPT. Fuente: SMA solar technology

2.2 Normativa

2.2.1 Pliego Técnico Normativo RIC N°02 tableros eléctricos.

El objetivo del presente pliego técnico es establecer los requisitos de seguridad que deben cumplir los tableros eléctricos en instalaciones de consumos, aplicando a todos los tableros de las instalaciones de consumo

A través de esta normativa se considerarán los siguientes puntos dentro del proyecto:

Punto de la normativa	Especificación técnica
5	Conceptos generales sobre la instalación de tableros
5.3.5	Rotulación que debe cumplir un tablero
Tabla N°2.1	Espacios de trabajo
5.4.2	Se establecen las condiciones de aplicación de la tabla 2.1
5.7.4 a 5.7.7	Espacios de trabajo y luminancia mínima de los tableros
6.1	Se establecerán las formas constructivas de los tableros, que propiedades mecánicas, térmicas y eléctricas deben poseer los tableros, incluyendo como se menciona anteriormente la forma constructiva de acorde a su uso. También se incluye el tipo de montaje de estos, capacidad total y ampliación, como los principales puntos a destacar.
6.1.21	Se establecerá el grado de protección IP de los tableros y condiciones mínimas con relación a esto.
Tabla N°2.2:	Distancias entre partes energizadas desnudas dentro de un tablero
6.1.22	Se determinan los puntos de altura a cumplir en la instalación de los tableros.
6.2.14	Se establece que los tableros deben tener tanto un indicador visual como luces piloto que indiquen presencia de energía.
6.4	Establece que todo tablero debe tener su respectiva conexión a tierra

6.5	Establece que toda instalación que cuente con más de un tablero de distribución debe contar con un tablero general.
ANEXO 2.3	Verificaciones de diseño y pruebas de rutina para tablero

Tabla 2.2. Puntos implicados en el proyecto del pliego normativo RIC N° 02. Fuente. Elaboración propia.

2.2.2 Pliego Técnico Normativo RIC N°03 alimentadores y demanda de una instalación.

El objetivo del presente pliego técnico es establecer los requisitos de seguridad que deben cumplir los alimentadores y subalimentadores en las instalaciones de consumo de energía eléctrica del país.

A través de esta normativa se considerarán los siguientes puntos dentro del proyecto:

Punto de la normativa	Especificación técnica
5.1.2	La sección mínima para subalimentadores será de 2,5 mm ² y de 4 mm ² para alimentadores .
5.1.3	La sección de alimentadores, subalimentadores y conductores será tal que caída de tensión provocada por la corriente máxima que circula por ellos no exceda del 3% de la tensión nominal de alimentación y la caída de tensión en el punto más desfavorable no exceda el 5% de dicha tensión.
5.2.3	El conductor de puesta a tierra de protección, perteneciente a alimentadores o subalimentadores monofásicos y trifásicos, no deberá tener protecciones asociadas.
5.2.5	Cada alimentador o subalimentador deberá tener un dispositivo individual de protección. El dispositivo del alimentador principal deberá ser de corte omnipolar, se exceptúa de la exigencia de corte omnipolar para los dispositivos mayores a 630A.
	Las derivaciones tomadas desde un alimentador deberán protegerse contra las sobrecargas y los cortocircuitos. Se exceptuarán de esta

5.2.6	exigencia a aquellas derivaciones de no más de 5 m de largo, que se conectan directamente desde la barra de distribución del alimentador, que sean canalizadas en ductos cerrados y que queden protegidas por la protección del alimentador. No se permite hacer derivaciones en el tramo desde el equipo de medida y el primer tablero de la instalación.
5.2.6	
6.1	La demanda nominal de un alimentador, según la cual se dimensionará, no será menor que la suma de las potencias nominales.
6.4.1	El neutro de alimentadores o subalimentadores monofásicos tendrá la misma sección del conductor de fase.
Anexo 3.1	Configuraciones de cables dispuestos en paralelo

Tabla 2.3. Puntos implicados en el proyecto del pliego normativo RIC N° 03. Fuente. Elaboración propia.

2.2.3 Pliego Técnico Normativo RIC N°04 conductores, materiales y sistemas de canalización.

El objetivo del presente pliego técnico es establecer los requisitos de seguridad que deben cumplir los conductores, los materiales y los sistemas de canalización a utilizar en las instalaciones de consumo de energía eléctrica del país.

A través de esta normativa se considerarán los siguientes puntos dentro del proyecto:

Punto de la normativa	Especificación técnica
5.4	La sección mínima de los conductores a utilizar será de: • Circuitos de iluminación 1.5 mm² • Circuitos de enchufes 2.5 mm² • Circuitos mixtos 2.5 mm² • Subalimentadores 2.5 mm² • Alimentadores 4,0 mm²

5.8	Todo conductor que se instale en cualquier tipo de ducto metálico y no metálico, cuya sección sea superior a 6 mm ² deberá ser del tipo cable.										
5.9	Los cables de cualquier sección deberán contar con terminal, salvo que el borne o puente de conexión lo impida										
5.29	Los conductores de una canalización eléctrica se identificarán según el siguiente código de colores: <table border="1"> <tr> <td>Conductor de la fase 1</td><td>azul</td></tr> <tr> <td>Conductor de la fase 2</td><td>negro</td></tr> <tr> <td>Conductor de la fase 3</td><td>rojo</td></tr> <tr> <td>Conductor de neutro y tierra de servicio</td><td>blanco</td></tr> <tr> <td>Conductor de protección</td><td>verde o verde/amarillo</td></tr> </table>	Conductor de la fase 1	azul	Conductor de la fase 2	negro	Conductor de la fase 3	rojo	Conductor de neutro y tierra de servicio	blanco	Conductor de protección	verde o verde/amarillo
Conductor de la fase 1	azul										
Conductor de la fase 2	negro										
Conductor de la fase 3	rojo										
Conductor de neutro y tierra de servicio	blanco										
Conductor de protección	verde o verde/amarillo										
5.33	Para secciones de conductores sobre 21 mm ² , en que el mercado nacional sólo ofreciera aislaciones monocolors, se deberán marcar los conductores en los extremos y cada 5 m, con un tipo de pintura de buena adherencia u otro método que asegure el código de colores en el tiempo.										
5.34	Todos los conductores deben ser continuos entre tableros eléctricos, entre caja y caja o entre artefactos y artefactos.										
5.35	Establece estándares básicos para la instalación de alambrado.										
5.37.4	Define criterios sobre la temperatura máxima de un conductor.										
5.39	Se recomienda evitar, en lo posible, la mezcla de canalizaciones de ductos metálicos con ductos no metálicos.										
5.43	No se deben instalar canalizaciones no metálicas en lugares expuestos a daños físicos o a la luz solar directa, excepto que estén certificadas para ser utilizadas en tales condiciones										
Tabla N°4.1	Conductores de cobre blando, conductividad mínima 100% IACS										
Tabla N°4.2	Características y condiciones de uso de conductores aislados										
Tabla N°4.3	Capacidad de corriente de conductores de cobre desnudos										
Tabla N°4.4	Capacidad de transporte de corriente de conductores de cobre aislados. Para tensiones nominales que no excedan 1 kV CA o 1,5 kV CC.										

	Se indican los distintos métodos de instalación.
Tabla N°4.5	Intensidades de corriente admisible en amperes para conductores aislados de uso móvil, cables planos y similares Para tensiones nominales que no excedan 1 kV CA o 1,5 kV CC.
Tabla N°4.6	Factor de corrección de capacidad de transporte de corriente por cantidad de conductores en ductos
Tabla N°4.7	Factores de corrección de capacidad de transporte de corriente ft por variación de temperatura ambiente
7.1.3	Condiciones a cumplir en sistemas de canalización
Tabla N°4.8	Elección de las canalizaciones Conductor desnudo en tubería se permite si es único y solo para conductores de tierra de protección.
Tabla N°4.9	Situación de las canalizaciones
7.2	Establece el uso de conductores desnudo sobre aisladores para líneas aéreas de baja tensión.
7.2.6	La sección mínima de los conductores para líneas aéreas a la intemperie será de 4 mm ² para vanos no superiores a 10 m, de 6 mm ² para vanos de hasta 30 m y de 10 mm ² para vanos de hasta 45 m.
Tabla N°4.10	Secciones máximas de conductores sobre aisladores en baja tensión
Tabla N°4.14	Características mínimas de las bandejas portaconductores no metálicas tipo pesado o Industriales.
7.10.5	Las bandejas metálicas deberán soportar las cargas que se determinen según la cantidad y sección de los conductores (kg/m)
7.10.10	La sección mínima de conductores será de 2.5 y solo se autoriza a menores calibres en cables multiconductores.
7.10.12	Las fijaciones de la bandeja no deben tener una distancia mayor a 1.5 metros entre ellas. Se podrá aumentar la distancia hasta 3 metros con previa justificación.

7.10.18	Deberá mantenerse una distancia útil mínima de 0,30 m entre el borde superior de la bandeja y el cielo del recinto y una de 2 m entre la parte inferior y el piso.
7.10.19	Se dispondrán los conductores tal que no ocupen más del 40 % de la sección transversal de la bandeja.
7.10.25	Las bandejas podrán atravesar muros, losas o partes no accesibles de no más de 1,0 m de espesor. Al atravesar paneles o muros deberán instalarse sellos cortafuego F 60 cada vez que lo hagan.
7.10.26	Todas las partes metálicas del sistema de canalización en bandejas deberán estar conectadas a un conductor de protección,
7.10.27	Dentro de las bandejas metálicas deberá colocarse un conductor de protección desnudo, común a todos los servicios y circuitos, excepto los que operen a tensiones extra bajas. La sección de este conductor será el que resulte del cálculo de corto circuito en el punto, no pudiendo su sección ser menor a 8,37 mm ² . Se unirá a la bandeja con prensas de bronce del tipo paralela,
Tabla N° 4.16	Características mínimas de los canastillos portaconductores
7.12.4	Todos los canastillos portaconductores y sus accesorios formarán un conjunto eléctricamente continuo, el cual deberá asegurar una resistencia máxima de 5 mΩ/m según IEC 61537. Todas las partes metálicas del sistema de canalización deberán estar conectadas a un conductor de protección cada 3 m.
Tabla N°4.21	Porcentaje de sección transversal de la tubería ocupada por los conductores
7.16.2	Establece condiciones básicas sobre el uso de tuberías metálicas para conductores.
Anexo 4.1	Grados de protección de carcasas y cajas de equipos y aparatos
Anexo 4.6	Bandejas portaconductores

Tabla 2.4. Puntos implicados en el proyecto del pliego normativo RIC N° 04. Fuente. Elaboración propia.

2.2.4 Pliego Técnico Normativo RIC N°05 medidas de protección contra tensiones peligrosas y descargas eléctricas.

El objetivo del presente pliego técnico es establecer las medidas de protección contra tensiones peligrosas y descargas eléctricas que se deben considerar en la ejecución y en el uso de las instalaciones de consumo de energía eléctrica del país.

A través de esta normativa se considerarán los siguientes puntos dentro del proyecto:

Punto de la normativa	Especificación técnica
5.8	se considerarán como máximos valores de tensión de seguridad a los cuales puede quedar sometido el cuerpo humano sin ningún riesgo, 50 V en corriente alterna y 120 V en corriente continua en lugares secos y 24 V en corriente alterna y 60 V en corriente continua en lugares húmedos o mojados en general
5.9	Se considerará piso aislante a aquel que tenga una resistencia superior a 50.000 Ohm, en instalaciones que operen a una tensión de servicio de 380/220 V y a una frecuencia de 50 Hz.
6	Establece los códigos de los esquemas de conexión a tierra y los distintos tipos de conexión existentes.
6.7.1.1	El esquema de las redes de distribución para instalaciones de consumo alimentadas directamente de una red de distribución pública de baja tensión es el esquema TT.
6.7.1.2	En instalaciones de consumo, se deberá elegir cualquiera de los siguientes esquemas TN-S, TT e IT. Solamente en casos justificados técnicamente podrá utilizarse los esquemas TN-C o TN-C-S.
7	Establece medidas de protección contra contactos directos
7.2	Se considerará suficiente protección contra los contactos directos con partes energizadas que funcionen a más 24 V en lugares húmedos y más de 50 V en lugares secos
8	Establece medidas de protección contra contactos indirectos
	Se detallan los sistemas de protección clase B. que corresponden a la protección por corte automático de la alimentación .

8.7	
Tabla 5.1	Tiempos de interrupción (s) de la Ia (corriente que asegura el funcionamiento del dispositivo de corte automático en un tiempo como máximo). Esquema TN
8.7.7	Características y prescripciones de los dispositivos de protección de los esquemas TT.

Tabla 2.5. Puntos implicados en el proyecto del pliego normativo RIC N° 05. Fuente. Elaboración propia.

2.2.5 Pliego Técnico Normativo RIC N°06 puesta a tierra y enlace equipotencial.

El objetivo del presente pliego técnico es establecer los requisitos de seguridad que deben cumplir los sistemas de puesta a tierra, protección contra rayos y enlaces equipotenciales, en las instalaciones de consumo de energía eléctrica del país.

Los sistemas de puesta a tierra y protección contra rayos se establecen principalmente con el objeto de limitar las tensiones con respecto a tierra que puedan presentarse, en un momento dado, en las masas metálicas de los elementos que componen una instalación de consumo, asegurando la operación de las protecciones y controlando de esta forma el riesgo tanto para las personas como para los equipos.

A través de esta normativa se considerarán los siguientes puntos dentro del proyecto:

Punto de la normativa	Especificación técnica
5	Se establecen exigencias generales de las puesta a tierra de una instalación.
6	Establece exigencias en relación con la puesta de tierra de servicio.
6.1	El diseño de la tierra de servicio deberá garantizar que, en el caso de circulación de una corriente de falla permanente, la tensión de cualquier conductor activo con respecto a tierra no sobrepase los 250 V y el valor resultante de la puesta a tierra de servicio no debe superar los 20 Ohm.

7.2	Toda pieza conductora que pertenezca a la instalación eléctrica o forme parte de un equipo eléctrico y que no sea parte integrante del circuito, deberá conectarse a una puesta a tierra de protección para evitar tensiones de contacto peligrosas o contactos indirectos.
7.11	Establece que requerimientos debe cumplir las uniones y derivaciones de puesta a tierra.
Tabla N°6.1	Dimensiones mínimas de materiales utilizados por su resistencia a la corrosión y su resistencia mecánica para enterramiento en el terreno.
8.7	Los conductores desnudos utilizados como electrodos tendrán una sección mínima de 25 mm ² y serán de “clase 2” para cables en calibres estándar en mm ² .
8.8	Los conductores que conformen la puesta a tierra deberán ser dimensionados para la mayor corriente a tierra previsible
8.11	La profundidad mínima para las mallas de puesta a tierra nunca deberá ser inferior a 0,5 m.
Tabla N°6.2	Valores orientativos de la resistividad en función del terreno
Tabla N°6.3	Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno
Tabla N°6.4	Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo
9	Se considerará independiente una toma de tierra respecto a otra, cuando una de las tomas de tierra, no alcance respecto a un punto de potencial cero, una tensión superior a 50 V cuando por la otra circula la máxima corriente de falla a tierra prevista.
10.1 b)	Dispone la fórmula para el cálculo de la distancia de puestas a tierra.
11	Establece las condiciones para realizar la medición de una puesta a tierra.
12	Se disponen las pruebas y registros de inspección para el mantenimiento de puestas a tierra.
13	Se establece el diseño y criterios para la protección contra rayos.
Tabla N°6.5	Características de los terminales de captación, bajantes, diámetros y espesores mínimos.

Tabla N°6.6	Distancias para la separación de bajantes y anillos
Anexo 6.1	Criterio de tensión de paso y de contacto tolerables basados en IEEE 80
Anexo 6.3	Metodología para la medición de la resistencia de puesta a tierra
Anexo 6.4	Conductores de equipotencialidad
Anexo 6.5	Interconexión de varias puestas a tierra
Anexo 6.6	Procedimiento de medición de resistividad de terreno
Anexo 6.7	Dimensionamiento de la sección mínima del conductor de tierra de protección.

Tabla 2.6. Puntos implicados en el proyecto del pliego normativo RIC N° 06. Fuente. Elaboración propia.

2.2.6 Pliego Técnico Normativo RIC N°10 instalaciones de uso general.

El objetivo del presente pliego técnico es establecer los requisitos de seguridad y de operación que deben cumplir las instalaciones de consumo de energía eléctrica de uso general del país.

A través de esta normativa se considerarán los siguientes puntos dentro del proyecto:

Punto de la normativa	Especificación técnica
5	Establece puntos generales sobre conceptos, canalizaciones, tableros, circuitos y conductores.
Anexo 10.1	Iluminación en lugares de trabajo para interiores, tareas y actividades.

Tabla 2.7. Puntos implicados en el proyecto del pliego normativo RIC N° 10. Fuente. Elaboración propia.

2.2.7 Pliego Técnico Normativo RIC N°17 operación y mantenimiento

Este pliego técnico tiene por objetivo fijar los requisitos mínimos para la intervención y la verificación de las instalaciones de consumo de energía eléctrica del país, sean éstas de baja o de media tensión, con el fin de salvaguardar a las personas que las operan o hacen uso de ellas.

Por intervención se define a todas aquellas actividades que se desarrollan tanto para la operación del sistema eléctrico, como también para el mantenimiento de este, de acuerdo con las exigencias o requisitos de seguridad que rigen en el ámbito de las instalaciones de consumo de electricidad.

A través de esta normativa se considerarán los siguientes puntos dentro del proyecto:

Punto de la normativa	Especificación técnica
6.1	Requisitos generales de un programa de seguridad eléctrica para el mantenimiento, evaluación, planificación, inspección, procedimientos de emergencia y tratamiento de riesgos eléctricos. Se establecen de igual forma capacitaciones de seguridad técnica y auditorias de seguridad eléctrica.
6.2	Procedimiento para la identificación de peligros y evaluación de riesgos
6.3	Procedimientos de trabajo seguro (PTS), se determinan “Las 5 reglas de oro” para la seguridad eléctrica.
6.4.1	Las tierras de protección temporal se deberán instalar y ubicar de manera tal, que se evite que todo el personal electricista que intervenga en los trabajos esté expuesto a los peligros de diferencias de potencial eléctrico.
6.4.2	Capacidad: Las tierras de protección temporal, deberán ser capaces de conducir la máxima corriente de falla que pueda fluir en el punto de puesta a tierra, durante el tiempo que corresponda para despejar la falla.

6.4.4	Las tierras de protección temporal deberán tener una impedancia suficientemente baja, para provocar la operación inmediata de los dispositivos de protección
-------	--

Tabla 2.8. Puntos implicados en el proyecto del pliego normativo RIC N° 10. Fuente. Elaboración propia.

2.2.8 Pliego Técnico Normativo RIC N°18 presentación de proyectos.

El objetivo del presente pliego técnico es establecer las disposiciones técnicas que deben cumplirse en la elaboración y presentación de proyectos de las instalaciones de consumo de energía eléctrica del país.

A través de esta normativa se considerarán los siguientes puntos dentro del proyecto:

Punto de la normativa	Especificación técnica
5	Establece exigencias generales de un proyecto eléctrico asociado a una instalación.
6	Establece el orden y contenido que debe tener un proyecto eléctrico para instalaciones de energía eléctrica.
Anexo 18.1	formatos de presentación de proyectos eléctricos
Anexo 18.2	rotulación de planos de proyectos eléctricos
Anexo 18.3	simbología de proyectos eléctricos
Anexo 18.4	cuadros de cargas y cuadro resumen de alimentadores
Anexo 18.5	diagrama unilineal

Tabla 2.9. Puntos implicados en el proyecto del pliego normativo RIC N° 18. Fuente. Elaboración propia.

2.2.9 Pliego Técnico Normativo RIC N°19 puesta en servicio

El objetivo del presente pliego técnico es establecer el procedimiento general para la puesta en servicio de las instalaciones de consumo de energía eléctrica del país.

A través de esta normativa se considerarán los siguientes puntos dentro del proyecto:

Punto de la normativa	Especificación técnica
6	La inspección inicial deberá preceder a las pruebas y ensayos y se efectuará antes de alimentar eléctricamente la instalación. Se indican los puntos a considerar durante la inspección y los estándares que debe cumplir esta.
7.1	Establece las pruebas, ensayos y el orden que deben tener estos para llevarlos a cabo en una instalación eléctrica para asegurar su correcto funcionamiento, todo desde un punto de vista técnico.
7.2	Determina los ensayos de continuidad en conductores
7.3	Protocolo para medición de resistencia de aislamiento
Tabla N° 19.1	Valores mínimos de la resistencia de aislamiento
7.4	Establece la separación de circuitos con su debida protección y empleos.
7.6	Verificación de la desconexión automática de alimentación para la protección en contra del contacto indirecto según esquemas TT, TN e IT.
7.6.7	Determina la verificación del funcionamiento de los protectores diferenciales o dispositivos de corriente residual mediante un instrumento de medición verificado.
Anexo 19.1	Método de medida de la resistencia de aislamiento/impedancia de suelos y paredes con relación a tierra o al conductor de protección

Tabla 2.10. Puntos implicados en el proyecto del pliego normativo RIC N° 19. Fuente. Elaboración propia.

2.2.10 Instrucción técnica general RIC N°9.1/2021: diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas aisladas de las redes de distribución.

El objetivo de esta instrucción técnica acota los requerimientos que se deben observar para el diseño, ejecución, inspección y mantención de instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red eléctrica de distribución que se comunican a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, con el fin de entregar un servicio eficiente y de salvaguardar la seguridad de las personas que las operan o hacen uso de ellas. A través de esta normativa se considerarán los siguientes puntos dentro del proyecto:

Punto de la normativa	Especificación técnica
5.3	La tensión máxima de la unidad de generación fotovoltaica en lado de corriente continua CC, no deberá ser superior a 1kV.
11.11	Los conductores utilizados en el lado de CC de la unidad de generación fotovoltaica serán de cobre estañado para 1kV en CA y de 1,8kV en CC.
11.12	Los conductores a utilizar en la unidad de generación fotovoltaica deberán ser conductores tipo fotovoltaicos con la designación H1Z2Z2-K o equivalentes.
11.16	Los conductores de la unidad de generación deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.
11.17	Los conductores del lado de CC, 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 deben tener una 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%.
11.21	La sección mínima de los conductores activos será de 2.5 mm ² y la sección mínima del conductor de tierra será de 4 mm ² . Para los

	conductores de tierra que posean una protección mecánica se aceptará que tengan una sección mínima de 2,5 mm ² .
Tabla N°1	Factores de corrección por temperatura ambiente y nominal de los conductores.
Tabla N°2	Valores mínimos de resistencia de aislamiento
13.13	Los controladores de carga del tipo MPPT deberán ser compatibles con el BMS del sistema de almacenamiento cuando se utilice la tecnología de litio.
14.10	Las instalaciones fotovoltaicas, en el lado de corriente alterna, deberán contar con una protección diferencial, e interruptor general magnetotérmico bipolar,
14.14-14.15	La protección diferencial indicada en el punto 14.10, deberán ser de una corriente diferencial no superior a 300mA y de tipo A.
15.5	El sistema de puesta a tierra utilizado para las instalaciones fotovoltaicas será TT o T
Anexo N° 1	Figura N°1: Inversor cargador y tabla N° 3
Anexo N° 3	Características mínimas para tubos en canalizaciones que estén sujetas a riesgo de daños mecánicos
Anexo N° 6	Eliminación de condensación al interior de canalizaciones a la intemperie
Anexo N° 10	Metodología para la medición de la resistencia de puesta a tierra

Tabla 2.11. Puntos implicados en el proyecto del instrucción técnica general RIC N° 9.1. Fuente. Elaboración propia.

2.2.11 Pliegos técnicos RPTD N° 01, N° 04, N° 05, N° 06 y N° 13

Pliego técnico	Descripción
RPTD N° 01 tensiones y frecuencias nominales	Describe principalmente las tensiones que existen entre fases y entre fase y neutro. De igual forma establece los valores de tensión nominal para sistemas de media tensión. También determina la frecuencia que debe tener la red (50HZ).
RPTD N° 04 conductores	Dispone los rangos nominales y normativa que deben cumplir los conductores de líneas de distribución, para el caso de este proyecto con un enfoque más fuerte en el apartado 7 de conductores aislados.
RPTD N° 05 aislación	Decreta los valores nominales utilizados para la coordinación de aislación, al igual que las certificaciones y condiciones básicas que deben cumplir tanto aisladores como herrajes de la línea.
RPTD N° 06 puesta a tierra	Determina las exigencias que debe tener una puesta a tierra y los criterios de tensión de paso y contacto tolerables por el cuerpo humano, estableciendo la fórmula de cálculo de cada una.
RPTD N° 13 líneas eléctricas de media y baja tensión.	Dispone todos los estándares mínimos para establecer una línea de media tensión, ya sea la aislación, transformadores y características con las que debe cumplir este, estructura de soporte, redes aéreas, puesta a tierra, alumbrado público, etc.

Tabla 2.12. Puntos implicados en el proyecto de los pliegos técnicos RPTD. Fuente. Elaboración propia.



UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA

3 Estudios del proyecto

3.1 Estudio de irradiancia

En la figura 6.1 se muestra la base de datos del explorador solar de la Universidad de Chile, el cual indica los niveles de radiación solar a lo largo de del país.

En la figura 6.2 se muestra la radiación solar del sector Juan Amigo, el cual se encuentra ubicado en las coordenadas 36°09'35.1" sur y 71°18'26.1" este, a una altura de 606 metros sobre el nivel del mar, abarcando más de 1.000.000 de m²

La información meteorológica de la zona indica que la temperatura promedio anual es de 12.8°C con un 13% de probabilidad de nubes y una velocidad promedio del viento de 1.9 m/s.

Esta localidad posee una radiación anual global de 5.04 kWh/m²/día en su componente horizontal, y 5,53 kWh/m²/día en su componente inclinada a 36°.

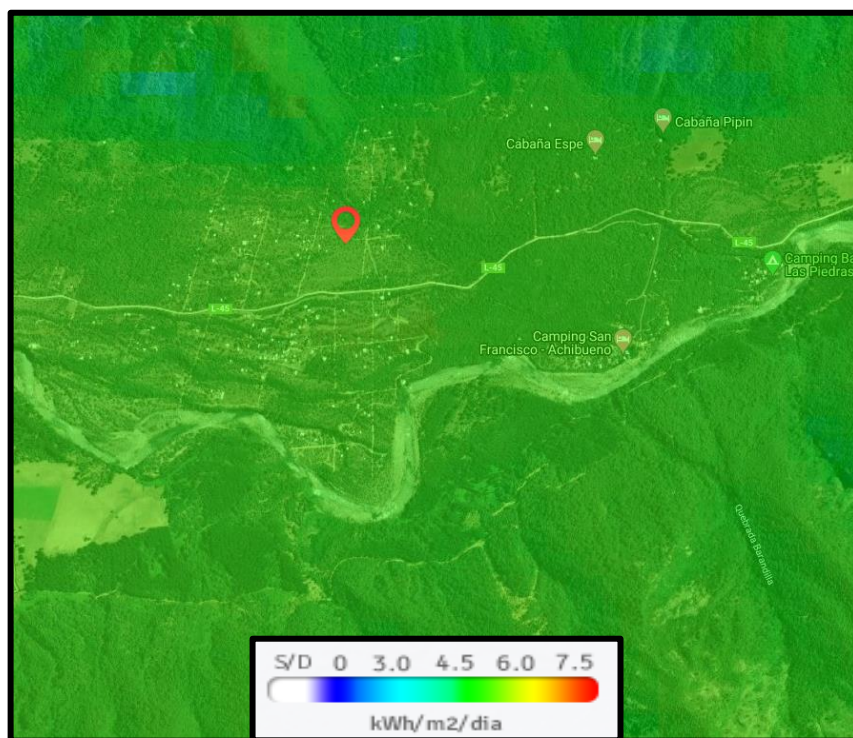


Figura 3.1. zona geográfica correspondiente al sector Juan Amigo, con su respectiva radiación solar. Fuente: Explorador solar Universidad de Chile



Figura 3.2. radiación solar del territorio chileno. Fuente: Explorador solar Universidad de Chile

En el siguiente grafico se puede apreciar la radiación global horizontal versus la radiación global inclinada, con su componente difuso para ambos casos.

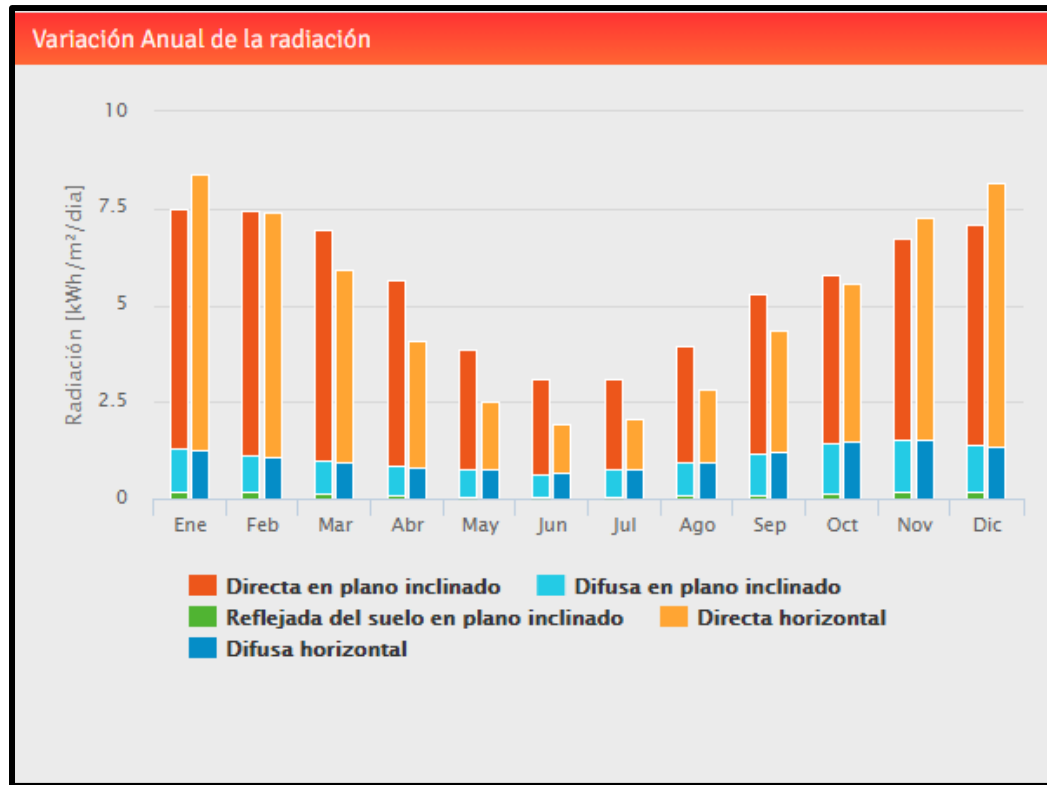


Gráfico 3.3. variación anual de radiación sector Juan Amigo. Fuente: explorador solar Universidad de Chile

Se puede observar que el componente difuso para ambos casos no presenta mayores variaciones a lo largo del año.

Si bien la componente horizontal ve un aumento en meses de mayores temperaturas (noviembre, diciembre, enero y febrero), esta se ve disminuida en mayor cantidad que en el plano inclinado (a 36° para el sector Juan Amigo) en meses de menores temperaturas (principalmente mayo, junio, julio y agosto), lo que genera que la producción de energía eléctrica se vea disminuida considerablemente, reduciéndose casi a la mitad. Es por esto por lo que la radiación anual global inclinada a 36° en promedio supera a la radiación en un plano horizontal, ya que mantiene más tiempo la perpendicularidad con el sol.

Tabla resumen de datos de radiación mensual expuesta en el grafico 1

Ciclo anual de radiación (kWh/m2/día)													
Mes	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Promedio
Plano horizontal total	8.35	7.36	5.9	4.09	2.56	2.01	2.1	2.85	4.37	5.56	7.27	8.16	5.05
Plano inclinado total	7.49	7.43	6.96	5.7	3.93	3.27	2.27	3.98	5.3	5.77	6.72	7.1	5.49

Tabla 3.1. Radiación en plano horizontal versus plano inclinado a 36°. Fuente: elaboración propia

3.2 Estudio de cargas

Los electrodomésticos se establecerán utilizando como guía el informe final de usos de energía de los hogares de Chile 2018 de la corporación de desarrollo tecnológico IN-DATA.

El informe realizado por la corporación está basado en el estudio “Usos finales y curva de oferta de conservación de la energía en el sector residencial de Chile, 2018”, obteniéndose información mediante la aplicación de 3500 encuestas presenciales aplicadas a fines del 2018.

El estudio tiene como objetivo el caracterizar los usos finales de la energía en el sector residencial en Chile determinando el consumo anual de energía por uso, tipo de equipamiento de las viviendas, y las medidas implementadas de eficiencia energética o uso de energía renovable. Adicionalmente, en este estudio se realiza la evaluación económica de un conjunto de medidas de eficiencia energética y energía renovables.

Este estudio entrega resultados a nivel país, por zona térmica y nivel socioeconómico, utilizándose los datos relacionados a cada zona térmica para determinar los electrodomésticos asociados las viviendas.

Estos artefactos se dividirán según la zona térmica (ZT) en que se encuentren según el informe, siendo la zona térmica 4 la correspondiente a la provincia de Linares, en la cual se encuentra el sector Juan Amigo.

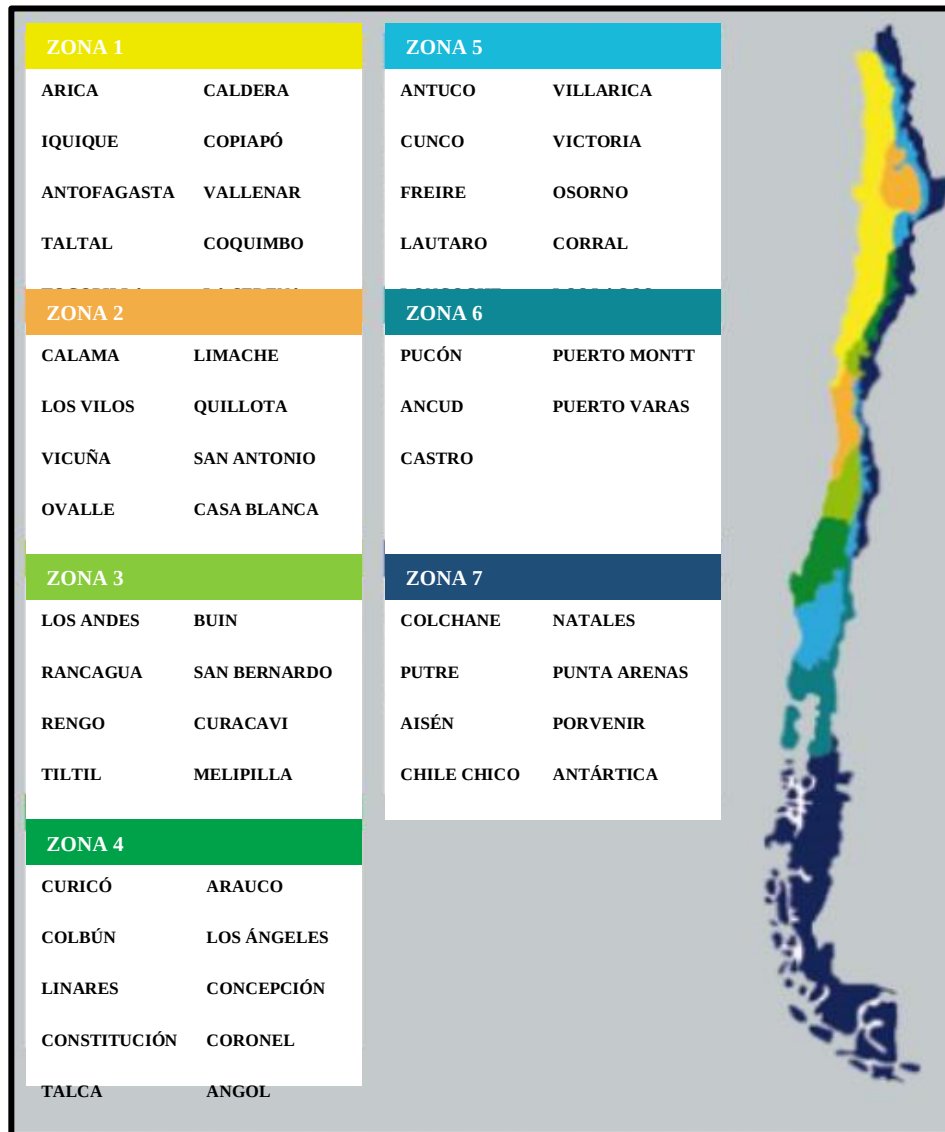


Figura 3.4. zonas térmicas establecidas para Chile. Fuente: modificado de informe final de usos de energía de los hogares de chile. IN-DATA. 2018.

Para determinar la potencia de cada hogar implicado en el proyecto se procederá a estimar un promedio en relación con el uso de electrodomésticos básicos y esenciales en el hogar, al igual que la incorporación de un motor para la extracción de agua desde pozos

Entre los artefactos contemplados para las viviendas se encuentran:

3.2.1 Luminaria led

Se determinará la cantidad de luminarias necesarias en base a los datos obtenidos de la tabla del informe final de usos de energía de los hogares de Chile 2018.

	NACIONAL	ZT1	ZT2	ZT3	ZT4	ZT5	ZT6	ZT7
N° de luces en living	2,3	2,1	2,4	2,6	1,7	2,5	2,0	2,6
N° de luces en comedor	1,8	1,6	1,9	1,9	1,5	1,8	1,4	2,1
N° de luces en cocina	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,6	1,4	1,6
N° de luces en baños	1,6	1,5	1,7	1,8	1,2	1,5	1,4	1,6
N° de luces en dormitorios	3,7	3,7	3,9	4,1	3,0	3,6	3,4	3,6
N° de luces en pasillos	1,0	1,0	1,0	1,2	0,8	1,0	0,7	1,0
N° de luces en patios	1,4	1,1	1,6	1,7	0,9	1,5	0,9	0,9
N° Total de luces	13,2	12,3	13,9	14,7	10,5	13,5	11,1	13,4

Tabla 3.2. luminarias usadas por zona térmica. Fuente: elaboración propia a partir de informe final de usos de energía de los hogares de Chile. IN-DATA. 2018.

Según lo observado en el gráfico el número de luminarias utilizadas por la ZT4 corresponde a un total de 10.5 por vivienda, por lo que para la estimación de cálculos se redondeará a un total de 11 luminarias por vivienda.

Se establecerá una luminaria led de 9.5 W para las viviendas del sector.

3.2.2 Refrigerador

Se determinará el tipo de refrigerador y su eficiencia energética en base a los datos obtenidos de la tabla del informe final de usos de energía de los hogares de Chile 2018.

		NACIONAL	ZT1	ZT2	ZT3	ZT4	ZT5	ZT6	ZT7
Tipo de refrigerador 1	1 Puerta	20,6%	19,9%	17,2%	14,9%	32,1%	26,6%	27,4%	18,7%
		1.287.323	151.876	131.926	395.192	366.162	138.141	86.211	17.815
	Puerta Refrigerador separada del freezer	65,8%	62,8%	69,8%	72,7%	55,3%	53,4%	61,7%	70,5%
		4.115.103	479.032	537.085	1.930.355	629.909	277.034	194.453	67.235
	Dos puertas	9,5%	12,9%	9,2%	6,8%	10,3%	16,1%	10,4%	7,9%
		591.879	98.054	70.935	180.87	117.874	83.733	32.863	7.551
	Tres o Cuatro puertas	1,8%	2,8%	1,2%	1,6%	1,8%	2,5%	0,4%	2,9%
		110.928	21.489	9.553	42.109	20.946	12.888	1.202	2.741
	Ns-Nr	2,4%	1,6%	2,5%	4,0%	0,4%	1,4%	0,1%	0,0%
		149.304	11.936	19.599	105.727	4.586	7.234	221	0
Calificación de eficiencia energética de refrigerador 1	A++	21,8%	29,1%	24,3%	27,5%	11,2%	10,0%	7,8%	19,3%
		1.362.314	222.1	186.516	731.243	127.677	51.697	24.648	18.433
	A+	32,9%	32,5%	31,1%	29,4%	37,9%	36,0%	44,4%	30,8%
		2.055.901	247.738	239.365	780.434	432.19	186.861	139.919	29.394
	A	15,2%	13,5%	10,2%	11,7%	20,2%	30,8%	16,3%	16,9%
		951.001	102.774	78.748	311.59	230.439	160.113	51.213	16.123
	B	3,9%	1,8%	2,4%	2,2%	10,5%	2,8%	5,4%	2,3%
		242.705	13.343	18.474	57.103	119.657	14.774	17.148	2.205
	C	0,4%	0,0%	0,3%	0,3%	1,2%	0,2%	0,4%	0,7%
		27.337	0	2.661	7.794	14.067	904	1.202	709
	No tiene etiquetado	25,3%	21,6%	31,6%	28,4%	18,6%	20,0%	25,1%	29,9%
		1.585.027	164.495	243.334	753.665	212.263	103.777	79.017	28.476
	Ns-Nr	0,5%	1,6%	0,0%	0,5%	0,3%	0,2%	0,6%	0,0%
		30.253	11.936	0	12.426	3.184	904	1.803	0

Tabla 3.3. Tipo de refrigerador usado por zona térmica. Fuente: elaboración propia a partir de informe final de usos de energía de los hogares de Chile. IN-DATA. 2018.

Según lo observado en la tabla el tipo de refrigerador más utilizado en la ZT4 es el de puerta de refrigerador separada de freezer, con un 55.3%. En cuanto a la calificación de eficiencia energética, la más usada es la de A+, con un 37.9%.

se considerará un refrigerador de puerta de refrigerador separada del freezer de 250 litros en total, con 40 litros para el freezer.

3.2.3 Hervidor eléctrico

Se determinará el uso de hervidor eléctrico en base a los datos obtenidos de la tabla del informe final de usos de energía de los hogares de Chile 2018.

	NACIONAL	ZT1	ZT2	ZT3	ZT4	ZT5	ZT6	ZT7
Sí usa Hervidor eléctrico	77,9%	74,9%	78,4%	76,9%	80,8%	83,2%	74,8%	73,5%
	4.893.988	575.046	603.188	2.048.963	925.74	432.766	236.341	71.943
No	22,1%	25,1%	21,6%	23,1%	19,2%	16,8%	25,2%	26,5%
	1.386.487	192.4	165.91	615.06	220.617	87.169	79.431	25.901

Tabla 3.4. uso de hervidor por zona térmica. Fuente: elaboración propia a partir de informe final de usos de energía de los hogares de chile. IN-DATA. 2018.

	NACIONAL	Urbana	Rural
Sí usa Hervidor eléctrico	77,9%	79,6%	68,1%
	4.893.988	4.284.794	609.194
No	22,1%	20,4%	31,9%
	1.386.487	1.100.595	285.892

Tabla 3.5. uso de hervidor por zona geográfica. Fuente: elaboración propia a partir de informe final de usos de energía de los hogares de chile. IN-DATA.2018.

Como se puede observar en las tablas, el uso de hervidor se ve presente en la mayoría de los hogares de la ZT4 y con una importante presencia en zonas rurales (68.1%), por ende se ha de considerar dentro de los electrodomésticos de las viviendas.

Se considerará un hervidor de 2200W para las viviendas del sector.

3.2.4 Lavadora

Se determinará el uso de lavadora en base a los datos obtenidos de la tabla del informe final de usos de energía de los hogares de chile 2018.

	NACIONAL	ZT1	ZT2	ZT3	ZT4	ZT5	ZT6	ZT7
Sí usa lavadora de ropa	98,0%	97,5%	98,2%	97,9%	98,7%	98,2%	97,7%	94,8%
	6.153.805	748.467	755.545	2.607.205	1.130.994	510.483	308.374	92.736
No	2,0%	2,5%	1,8%	2,1%	1,3%	1,8%	2,3%	5,2%
	126.67	18.979	13.553	56.818	15.363	9.452	7.398	5.108

Tabla 3.6. uso de lavadora por zona térmica. Fuente: elaboración propia a partir de informe final de usos de energía de los hogares de chile. IN-DATA. 2018.

Según lo observado en la tabla, casi el total de encuestados en la ZT4 utiliza lavadora para lavar ropa, por ende se ha de considerar dentro de los electrodomésticos de las viviendas.

Se considerará una lavadora de 15 kg. por vivienda para el sector.

3.2.5 Televisor

Se determinará el uso de televisor, el tipo y tamaño de este en base a los datos obtenidos de la tabla del informe final de usos de energía de los hogares de Chile 2018.

	NACIONAL	ZT1	ZT2	ZT3	ZT4	ZT5	ZT6	ZT7
Sí usa Televisor	98,8%	98,7%	98,3%	99,3%	99,1%	97,5%	97,4%	97,2%
	6.204.436	757.808	755.946	2.645.326	1.136.139	506.693	307.427	95.095
No	1,2%	1,3%	1,7%	0,7%	0,9%	2,5%	2,6%	2,8%
	76.039	9.638	13.152	18.697	10.218	13.242	8.345	2.749

Tabla 3.7. uso de televisor por zona térmica. Fuente: elaboración propia a partir de informe final de usos de energía de los hogares de Chile. IN-DATA. 2018.

		NACIONAL	ZT1	ZT2	ZT3	ZT4	ZT5	ZT6	ZT7
Tipo de televisor TV1	Tradicional o análogo	18,1%	15,8%	16,8%	20,1%	13,2%	20,9%	23,2%	15,6%
		1.121.318	119.951	127.12	532.581	149.66	105.968	71.178	14.859
	LCD/LED o Plasma	81,9%	84,2%	83,2%	79,9%	86,8%	79,1%	76,8%	84,4%
		5.083.118	637.857	628.826	2.112.744	986.479	400.726	236.249	80.236
Tamaño de pantalla (pulgadas) TV1	55" o menor	83,5%	84,5%	89,8%	88,4%	72,5%	81,8%	67,3%	85,9%
		5.076.196	640.333	671.646	2.238.261	823.49	414.244	206.848	81.373
	56" a 70"	15,4%	13,8%	9,7%	11,0%	25,5%	17,7%	29,6%	11,2%
		937.191	104.947	72.509	278.701	289.718	89.737	91.016	10.564
	+ de 70"	1,1%	1,7%	0,5%	0,6%	2,0%	0,5%	3,1%	3,0%
		68.34	12.528	3.446	14.355	22.931	2.713	9.563	2.803

Tabla 3.8. tipo de televisor utilizado por zona térmica. Fuente: elaboración propia a partir de informe final de usos de energía de los hogares de Chile. IN-DATA. 2018.

Como se observa en las tablas casi la totalidad de la población encuestada de la ZT4 usa televisor y este se encuentra en el rango de 55 pulgadas o menos, por ende se establecerá de acorde a estos criterios un televisor de 32 pulgadas para las viviendas del sector.

Se considerará un televisor de led de 32 pulgadas por vivienda para el sector.

3.2.6 Celulares

Se determinará la cantidad de celulares necesarios en base a los datos obtenidos de la tabla del informe final de usos de energía de los hogares de Chile 2018.

	NACIONAL	ZT1	ZT2	ZT3	ZT4	ZT5	ZT6	ZT7
Sí posee Cargador de Celular	99,3%	99,2%	99,2%	99,5%	98,8%	99,4%	99,6%	99,5%
	6.235.215	761.182	762.744	2.649.668	1.132.777	516.946	314.57	97.329
No	0,7%	0,8%	0,8%	0,5%	1,2%	0,6%	0,4%	0,5%
	45.26	6.264	6.354	14.355	13.58	2.989	1.202	515

Tabla 3.9. uso de cargador de celular por zona térmica. Fuente: elaboración propia a partir de informe final de usos de energía de los hogares de Chile. IN-DATA. 2018.

	NACIONAL	ZT1	ZT2	ZT3	ZT4	ZT5	ZT6	ZT7
Media	3,2	3,2	3,1	3,1	2,7	4,3	3,4	4,6
Mediana	3,0	3,0	3,0	3,0	2,0	2,0	2,0	3,0

Tabla 3.10. numero de celulares por zona térmica. Fuente: elaboración propia a partir de informe final de usos de energía de los hogares de Chile. IN-DATA. 2018.

Como se observa en las tablas casi la totalidad de la población encuestada de la ZT4 usa cargador de celular, implicando el uso del dispositivo (celular), presentando un total de 2.7 por hogar.

Se considerará el uso de 3 celulares por vivienda para el sector.

3.2.7 Electrobomba

Debido a que en el sector Juan Amigo no cuenta con acceso al agua potable en su totalidad, se considerará el uso de motores monofásicos de 1HP para la extracción de agua desde pozos, estimando de igual forma el uso de estos para regadío.

Datos técnicos	Cantidad
Flujo de salida	90 litros por minuto
Capacidad de succión	7 metros
Corriente	6A
Voltaje	220V
Potencia	750 W

Tabla 3.11. datos técnicos electrobomba. Fuente: elaboración propia

Tabla resumen de cargas eléctricas

cantidad	Carga eléctrica	Consumo individual en W.	consumo total en W.
11	Iluminación led	9.5	104.5
1	Refrigerador	35	35
1	Hervidor	2200	2200
1	Lavadora 15 kg	600	600
1	Televisor led	75	75
3	Celular	15	45
1	Motor de 1 HP	750	750
Consumo total			3809.5

Tabla 3.12. total de cargas por vivienda. Fuente: elaboración propia

Se establece el uso diario según el mes de junio para las cargas eléctricas presentes en las viviendas.

cantidad	Carga eléctrica	Consumo individual en W/h	Horas de uso diario (aprox.)	consumo total en Wh
11	Iluminación led	9.5	6	285
1	Refrigerador	35	24	840
1	Hervidor	2200	0.33	726
1	Lavadora 15 kg	600	1	600
1	Televisor led	75	6	450
3	Celular	15	3	45
1	Motor de 1 HP	750	1	750
Consumo total				3696

Tabla 3.13. total de cargas por vivienda. Fuente: elaboración propia

De acorde a lo señalado en la tabla 6.3.1, el consumo diario de cada vivienda será de 3546 W/h. Por lo tanto se establece un consumo total diario para las viviendas de:

$$\text{Consumo total} = N^{\circ} \text{ total de viviendas} * \text{consumo individual en Wh}$$

$$\text{Consumo total} = 9 * 3696 \text{ Wh/ día}$$

$$\text{Consumo total} = 33264 \text{ Wh/ día}$$

Nota: el consumo total se establece en cuanto a meses donde existe un mayor consumo de energía eléctrica.

A este consumo total se le aplicara un factor de 20% para de esta forma obtener la potencia final a generar

$$\text{Consumo total} = 33264 \text{ Wh/día} * 1.2$$

$$\text{Consumo total} = 39916.8 \sim 39917 \text{ Wh/día}$$



UNIVERSIDAD TÉCNICA
FEDERICO SANTA MARÍA

4 Cálculos justificativos.

4.1 Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica.

4.1.1 Cálculo del número total de paneles

El módulo fotovoltaico a utilizar será un monocristalino, ya que poseen un mayor rendimiento respecto de los otros tipos de paneles y una garantía de rendimiento de alrededor del 80% tras 30 años de uso.

Datos

Pmpp nominal de salida : 380 Wp

Vmpp voltaje nominal : 35 V

Impp corriente nominal : 10.86A

Corriente de cortocircuito : 11.44A

Voltaje de circuito abierto : 42 V

Eficiencia del módulo : 20.54%

Se debe conocer el la cantidad de horas pico del mes critico el cual se obtiene a partir del mes de junio en la tabla 3.13

HPS : horas de sol pico del mes crítico.

$$HPS = \frac{2010 \text{ Wh/día/m}^2}{1000 \text{ W/m}^2} \Rightarrow HPS = 2.01 \frac{h}{\text{día}} \quad (4.1)$$

Total de paneles

Datos

Pmpp :Potencia pico del módulo en condiciones estándar

HPS :Horas de sol pico del mes crítico.

PR : Factor global de funcionamiento. Se considerará un factor de 0.8

$$N^{\circ} \text{ total de paneles} = \frac{\text{consumo total Wh/día}}{P_{mpp} * HPS * PR}, \quad (4.2)$$

$$N^{\circ} \text{ total de paneles} = \frac{39917}{380 * 2.01 * 0.8}$$

$$N^{\circ} \text{ total de paneles} = 65.32 \sim 66 \text{ paneles}$$

Se seleccionaran finalmente 66 paneles para la instalación.

4.1.1.1 Paneles en serie.

$$N^{\circ} \text{ serie} = \frac{\text{Voltaje entrada inversor}}{\text{Voltaje panel, MPP}} \quad (4.3)$$

$$N^{\circ} \text{ serie} = \frac{385}{35}$$

$$N^{\circ} \text{ serie} = 11 \text{ paneles en serie}$$

4.1.1.2 Paneles en paralelo.

$$N^{\circ} \text{ paralelo} = \frac{\text{Total de paneles}}{\text{paneles en serie}} \quad (4.4)$$

$$N^{\circ} \text{ paralelo} = \frac{66}{11} = 6 \text{ ramas en paralelo}$$

$$N^{\circ} \text{ paralelo} = 2 \text{ ramas en paralelo}$$

Se necesitarán 6 ramas en paralelo con 11 paneles por rama para cada inversor, por lo que el total de paneles será finalmente de 66, para así generar 384 VDC.

4.1.2 Cálculo de baterías

Datos

Capacidad nominal : 200Ah

Voltaje nominal : 12V

Para el cálculo de baterías se debe tener en consideración la profundidad de descarga máxima estacional (P_{dmax}) y la profundidad de descarga mínima diaria ($P_{dmax,d}$). Como norma general se considerará una P_{dmax} del 70% y una $P_{dmax,d}$ de 15%

Datos

P_{dmax} : 0.7

$P_{dmax,d}$: 0.15

N (días de autonomía) : 2

Consumo total Wh/día : 39917 Wh

Factor de corrección de T° (F_{ct}) : 1

Voltaje de la batería (V_{bat}) : 12V

La capacidad nominal de las baterías en función de la descarga máxima diaria (C_{nd}) diaria está dada por:

$$C_{nd} (Wh) = \frac{\text{consumo total Wh/día}}{P_{dmax} * F_{ct}} \quad (4.5)$$

$$C_{nd} (Wh) = \frac{39917}{0.15 * 1}$$

$$C_{nd} (Wh) = 266113 Wh$$

$$Cnd (Ah) = \frac{\text{consumo total Wh/día}}{Vbat} \quad (4.6)$$

$$Cnd (Ah) = \frac{266113}{12}$$

$$Cnd (Ah) = 22176 Ah$$

La capacidad nominal del conjunto de baterías deberá ser de 22176 Ah.

Por lo tanto las baterías necesarias serán:

Datos

Capacidad nominal : 250Ah

Cnd : 22176Ah

$$Total\ baterías = \frac{Cnd}{Cnd\text{capacidad nominal}} \quad (4.7)$$

$$Total\ baterías = \frac{22176}{200}$$

$$Total\ baterías = 110.88 \sim 114\ baterías$$

Se utilizaran 114 baterías, ya que se precisa equilibrar el suministro de voltaje de las 6 ramas, para así generar 228 V, que es lo requerido por el inversor.

4.1.3 Cálculo del regulador

Datos

Tensión de carga de la batería : 228

Corriente de carga por entrada DC : 45A

Potencia del regulador : 40kW

Tensión de trabajo del MPPT : 250-450V

Para el cálculo de baterías se debe tener en consideración la corriente máxima que debe soportar este a su entrada y salida

Datos

Corriente unitaria de cortocircuito del módulo ($I_{mod,sc}$) : 11.44A

Numero de ramas en paralelo por modulo (NP) : 2

Factor de seguridad (F_s) : 1.2

Por lo tanto la corriente de entrada del regulador está dada por:

$$I_{entrada} = F_s * I_{mod,sc} * NP \quad (4.8)$$

$$I_{entrada} = 1.25 * 11.44 * 2$$

$$I_{entrada} = 28.6 A$$

Para calcular la corriente de salida se deben tener en consideración las cargas del proyecto

Datos

Potencias de las cargas en continua (P_{dc}) : 0V

Potencias de las cargas en alterna (P_{ac}) : 35 kVA

Rendimiento del inversor (N_{inv}) : 98.4%

Factor de seguridad (F_s) : 1.25

$$I_{salida} = \frac{F_s * (P_{dc} + \frac{P_{ac}}{N_{inv}})}{V_{bat}} \quad (4.9)$$

$$I_{salida} = \frac{1.25 * (0 + \frac{35000}{0.984})}{228}$$

$$I_{salida} = 195A$$

Se seleccionara un regulador de 45A de corriente de entrada por modulo (6 módulos en total) y 200A de corriente de salida para suplir la demanda requerida, ya que se agruparan las baterías de tal forma que cada grupo contemple 19 en serie, logrando un voltaje de 228 por rama.

4.1.4 Cálculo del Inversor

Datos

Tensión de carga de la bateria : 228V

Corriente de carga nominal por MPPT : 26A

Potencia nominal : 100 kVA

Tensión de trabajo del MPPT : 200-1000V

Para el cálculo del inversor se debe tener en consideración las cargas en alterna del sistema.

Datos

Potencias de las cargas en alterna (P_{ac}) : 35 kVA

Factor de seguridad (F_s) : 1.2

Potencia del inversor (P_{inv}) : 100 kVA

Por lo tanto la potencia del inversor está dada por:

$$P_{inv} = F_s * P_{ac} \quad (4.10)$$

$$P_{inv} = 1.25 * 35000$$

$$P_{inv} = 43750 KVA$$

Se debe considerar que algunos de los artefactos poseen picos de arranque, lo que supone que en su arranque van a demandar una potencia mayor a la nominal, es por

esto por lo que se considerará un sobredimensionamiento para suplir estos picos de arranque.

$$P_{inv} = F_s * P_{ac} \quad (4.11)$$

$$P_{inv} = 1.25 * \frac{(750 * 4 + 600 + 75 + 45 + 35 + 2200 + 104.5) * 9}{0.95}$$

$$P_{inv} = 71757 \text{ VA}$$

Por lo tanto será necesario un inversor de 71.75 kVA.

Se seleccionara un inversores de 100kVA para la instalación, con el propósito de expandir el número de paneles y la energía generada en el futuro, para de esta forma alimentar más casas.

4.2 Dimensionamiento de las protecciones

4.2.1 Protecciones desde los paneles al regulador

Para determinar el calibre de las protecciones se utilizaran los valores de corriente más altos de los paneles, el cual corresponde a la corriente de cortocircuito.

Datos

Nº de paneles en paralelo por MPPT : 2

Corriente de cortocircuito : 11.44 A

Potencia pico por panel : 380Wp

$$I_{salida \text{ paneles}} = I_n * N^{\circ} \text{ paralelo} \quad (4.12)$$

$$I \text{ salida paneles} = 11.44 * 2$$

$$I \text{ salida paneles} = 22.88 \text{ A}$$

Se seleccionara un fusible gPV QR26-gPV de 25A para cada string en paralelo por MPPT.

Se seleccionara un protector de sobre tensión de 450V DC para el regulador.

4.2.2 Protecciones del banco de baterías.

4.2.2.1 Protección general.

Se deberán seleccionar protecciones para la corriente de salida del regulador proveniente de los bancos de baterías.

Datos

Potencia total del sistema : 35 kVA

Rendimiento del inversor : 98.4%

Voltaje del banco de baterías : 228V

$$I \text{ salida regulador} = \frac{P. \text{total}}{\frac{\text{Rendimiento Inv.}}{V \text{ banco bat.}}} \quad (4.13)$$

$$I \text{ salida regulador} = \frac{35000}{\frac{0.984}{228}}$$

$$I \text{ salida regulador} = 156 \text{ A}$$

Se seleccionara un fusible gPV de 160A para la entrada desde las baterías hasta el regulador

4.2.2.2 Protección por sección.

De acorde a lo señalado en la instrucción técnica RGR N° 06/2020, si cada sistema de baterías supera los 60 Vdc deberá ser equipada con interruptores de aislamiento, para de esta forma separar en secciones con una tensión menor a 60 Vdc.

Por lo tanto se designará un voltaje menor a 60Vdc para cumplir con la normativa. La cantidad de secciones por cada sistema en serie será de:

Datos

Total voltaje de baterías en serie : 228V

Voltaje nominal por sección : 48V

Total de baterías en serie : 19

Total de sistemas en paralelo : 6

$$Secciones\ totales = \frac{V\ bat.\ serie}{V\ nominal} \quad (4.14)$$

$$Secciones\ totales = \frac{228}{48}$$

$$Secciones\ totales = 4.75 \sim 5$$

Se obtiene un total de 5 secciones dentro de cada sistema de baterías en serie.

Baterías por sección

$$Bat.\ por\ sección = \frac{Bat.\ serie}{Secciones} \quad (4.15)$$

$$Bat.\ por\ sección = \frac{19}{5}$$

$$Bat.\ por\ sección = 3.8 \sim 4$$

El total de baterías será de 4 secciones con 4 baterías en serie y una sección de 3 baterías en serie por cada rama en paralelo, obteniendo un total de 30 secciones.

Se debe considerar la corriente que poseerá cada rama de baterías en serie para el dimensionamiento final de la protección.

$$I_{\text{por MPPT}} = \frac{I_{\text{salida regulador}}}{N^{\circ} \text{ ramas en paralelo}} \quad (4.16)$$

$$I_{\text{por MPPT}} = \frac{152.82}{6}$$

$$I_{\text{por MPPT}} = 25.47A$$

La corriente total por rama obtenida es de 25.47 A, por lo que se seleccionara un fusible seccionador E-90 PV de 32A, 1000 Vdc, para cada sección.

4.2.3 Protecciones del inversor

Se deberán seleccionar protecciones para la corriente de salida del regulador proveniente de los bancos de baterías.

Datos

Potencia total del sistema : 35 kVA

Rendimiento del inversor : 98.4%

Voltaje del banco de baterías : 228V

$$I_{\text{salida regulador}} = \frac{\frac{P_{\text{total}}}{\text{Rendimiento Inv.}}}{V_{\text{banco bat.}}} \quad (4.17)$$

$$I_{\text{salida regulador}} = \frac{\frac{35000}{0.984}}{228}$$

$$I \text{ salida regulador} = 156 A$$

Como se procederá a conectar en paralelo la de salida del regulador a cada MPPT del inversor, utilizando 7 MPPT en total; se procederá a calcular la debida protección de sobre corriente para cada MPPT del inversor

$$I \text{ por MPPT} = \frac{I \text{ salida regulador}}{N^{\circ} \text{ de MPPT}} \quad (4.18)$$

$$I \text{ por MPPT} = \frac{156}{7}$$

$$I \text{ por MPPT} = 22.28A$$

Se seleccionara un fusible gPV QR26-gPV de 25A para cada MPPT en paralelo del inversor.

Se seleccionara un protector de sobre tensión de 450V DC.

4.3 Protecciones del Transformador elevador.

Protecciones en el lado de baja tensión

Datos

Potencia total del transformador : 45 kVA

Voltaje lado de baja : 380V

$$I_{bt} = \frac{S \text{ trafo}}{\sqrt{3} * V \text{ baja}} \quad (4.19)$$

$$I_{bt} = \frac{45000}{\sqrt{3} * 380}$$

$$I_{bt} = 68.37A$$

Protecciones en el lado de alta tensión

Datos

Potencia total del transformador : 45 kVA

Voltaje lado de alta : 13200V

$$I_{bt} = \frac{S_{trafo}}{\sqrt{3} * V_{alta}} \quad (4.20)$$

$$I_{bt} = \frac{45000}{\sqrt{3} * 13200}$$

$$I_{bt} = 1.968 \sim 1.97A$$

4.3.1 Protecciones del Transformador reductor.

Protecciones en el lado de baja tensión

Datos

Potencia total del transformador : 45 kVA

Voltaje lado de baja : 380V

$$I_{at} = \frac{S_{trafo}}{\sqrt{3} * V_{baja}} \quad (4.21)$$

$$I_{at} = \frac{45000}{\sqrt{3} * 380}$$

$$I_{at} = 68.37A$$

Protecciones en el lado de alta tensión

Datos

Potencia total del transformador : 45 kVA

Voltaje lado de alta : 13200V

$$I_{bt} = \frac{S \text{ trafa}}{\sqrt{3} * V \text{ alta}} \quad (4.22)$$

$$I_{bt} = \frac{45000}{\sqrt{3} * 13200}$$

$$I_{bt} = 1.968 \sim 1.97A$$

4.4 Cálculo de conductores en DC

4.4.1 Conductores paneles a regulador

4.4.2 Sección del conductor

De acorde a lo establecido en la normativa técnica RIC N ° 9.1 los conductores del lado CC deben dimensionarse tal que soporten 1.25 veces la corriente nominal establecida.

Datos

Largo del conductor : 20 m

Conductividad del cobre : 58 m/Ωmm²)

corriente nominal : 22.88A

Caída de tensión : 4 V

$$S = \frac{L * I}{\gamma * V} \quad (4.23)$$

Donde:

L: largo del conductor en metros

I: corriente nominal

Y: conductividad del cobre

V: caída de tensión (se considerará una caída de tensión de 2V como máximo)

$$S = \frac{20 * 22.88}{58 * 2} = 3.944 \text{ mm}^2$$

Para la distribución desde los paneles se utilizara un conductor ZZ-F de 4 mm², de una capacidad de 55A, por lo que cumple con lo establecido por normativa.

4.4.3 Caída de tensión.

De acorde a lo establecido en la normativa técnica RIC N ° 9.1 los conductores del lado CC deben tener una sección suficiente para que la caída de tensión no sea mayor a 1.5% el voltaje nominal.

$$\text{Caída de tensión máxima} = 385 * 0.015 = 5.77 \text{ V} \quad (4.24)$$

Por lo tanto la caída de tensión no deberá ser mayor a 5.77 V.

Datos

Resistencia del conductor : 5.09 Ω/km

Largo del conductor : 20 m

corriente nominal : 22.88A

$$V_p = \Omega/km * 2 * L * I \quad (4.25)$$

Donde:

V_p: caída de tensión

Ω/km: resistencia del conductor

L: largo del conductor en metros

I: corriente nominal

$$Vp = 5.09 * 2 * 0.02 * 22.88 = 4.65 \text{ V}$$

Finalmente la caída de tensión será de 4.65V, lo que corresponde al 1.2% del voltaje nominal, cumpliendo así con lo establecido por norma

4.5 Cálculo de la línea de distribución en media tensión.

4.5.1 Cálculo de la tensión mecánica del cable

Se debe determina la tensión mecánica que soporta el cable en la instalación para verificar que cumpla con los requerimientos mínimo según el fabricante con la siguiente formula:

Datos

Peso del conductor : 0.188 kg

Distancia entre postes : 50m

Flecha : 0.4 m

$$T = \frac{p * a^2}{8 * f} \quad (4.26)$$

Donde:

T: tensión del soportada por el conductor en kg

p: peso del conductor en kg

a: distancia horizontal entre postes en metros

f: flecha

$$T = \frac{(0.188 * 3) * 50^2}{8 * 0.4} = 440.62 \text{ kg}$$

El valor para la tensión mecánica del conductor es de 440.62 kg, el cual se ha de comparar con la tensión mecánica nominal establecida por el fabricante para determinar si cumple con las condiciones mínimas de instalación.

Se aplicara un factor de seguridad del 0.6 a la tensión total soportada por el conductor.

Datos

Tensión mecánica según fabricante : 879 kg

Factor de seguridad : 0.6 m

$$T = 879 * 0.6 = 527.4 \text{ kg} \quad (4.27)$$

Al realizar la comparativa entre la tensión aplicando un factor de seguridad y la anteriormente calculada, el conductor cumple con los requerimientos mecánicos para la línea.

4.5.2 Cálculo de los tensores

Datos

Poste de hormigón armado : 43 x 25 x 7.2m

Tensión conductor : 440.62 kg

Ángulo de inclinación del tensor : 45°

$$T = \frac{F}{\sin \Theta} \quad (4.28)$$

Donde:

F: tensión del soportada por el conductor en kg

Θ: ángulo de inclinación del tensor

$$T = \frac{440.72}{\sin 45^\circ} = 623.27 \text{ Kg}$$

El tensor debe soportar 623.27 kg como mínimo para la línea. Se seleccionara un tensor de acero galvanizado de alma de acero con una resistencia a la ruptura de 1050 kg.

4.5.3 Cálculo de empotramiento de postes

Se debe determinar la profundidad a la cual irán enterrados los postes según el tipo de suelo con el que se cuente. En este caso se cuenta con un suelo margo, por lo que se considerará como suelo blando.

$$T = \frac{H}{5} \quad (4.29)$$

Donde:

T: Profundidad a enterrar el poste

H: Altura del poste

$$T = \frac{8.7}{5} = 1.74 \text{ m.}$$

Por lo tanto se deberá enterrar como mínimo a 1.74 metros el poste. Se redondeará a 1.8 metros.

4.5.4 Cálculo de la sección del conductor.

Datos

Rho del cobre : 0.018Ω

Corriente por línea : 1.53 A

Voltaje de pérdida máximo : 10V

Largo de la línea : 100 m

De acorde a lo señalado en la norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución se permitirá una caída máxima de tensión en la línea de un 8% en media tensión, que corresponde a 1056V. Para cuestiones de cálculo se considerará una caída de 1V en la línea, el cual corresponde a un 0.001%.

$$S = \rho * \frac{2 * L * I \text{ carga}}{V_p} \quad (4.30)$$

Donde:

S: sección del conductor en mm²

ρ : resistividad del cobre a 20 °C

L: largo de la línea en metros

I carga: corriente de la carga en amperes

V_p: voltaje de perdida máximo establecido.

$$S = 0.018 * \frac{2 * 100 * 1.53}{1} = 5.5 \text{ mm}^2$$

Finalmente se seleccionara un conductor equivalente al de baja tensión de 4 AWG.

4.5.5 Cálculo de caída de tensión

Para determinar la caída de tensión se debe tener en cuenta la reactancia , resistencia del conductor y el factor de potencia de las cargas. Se establece un factor de potencia de 0.95 para las viviendas y una resistividad del conductor de 0.885 Ω /Km.

4.5.6 Inductancia de la línea

Para determinar la reactancia del conductor se debe conocer previamente la inductancia de este.

Datos

Sección del conductor en mm² : 21.2 mm²

Diámetro del cobre : 146.95 kg

Resistividad del conductor : 0.882 Ω/Km

Distancia entre conductores : 100 m

Radio medio geométrico : 2.392 mm

$$L = (1 + 9.2 \times \log \frac{DMG}{RMG}) * 10^{-4} = \frac{H}{km} \quad (4.31)$$

Donde:

RMG: radio medio geométrico del cobre (mm)

DMG: distancia media geométrica. (mm)

El radio medio geométrico se extrae a partir de tablas con valores preestablecidos para conductores. Para este caso se considera un valor de 2.392 mm, que corresponde a un conductor de 7 hebras.

Para determinar la distancia media geométrica se debe considerar la separación de fases paralelamente a lo largo de la línea

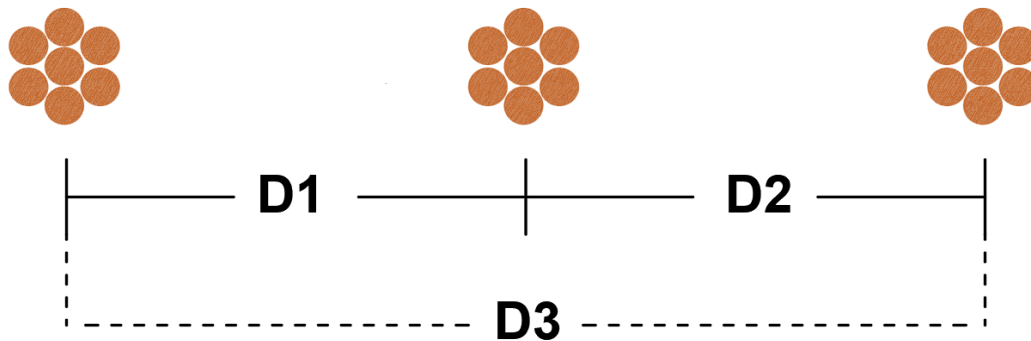


Figura 4.1 Disposición de conductores en la línea, elaboración propia

Por lo tanto se establece que la distancia media geométrica (DMG) es:

D1 : 600mm

D2 : 400 mm

D3 : 1000 mm

$$DMG = \sqrt[3]{D1 * D2 * D3} \quad (4.32)$$

$$DMG = \sqrt[3]{600 * 400 * 1000}$$

$$DMG = 621.44 \text{ mm}$$

Entonces la inductancia es de:

$$L = (1 + 9.2 * \log \frac{DMG}{RMG}) * 10^{-4} \quad (4.33)$$

$$L = (1 + 9.2 * \log \frac{621.44}{2.392}) * 10^{-4}$$

$$L = 0.00232 \frac{H}{km}$$

4.5.7 Reactancia de la línea

La reactancia va determinada principalmente por la frecuencia y la inductancia de esta.

Datos

Frecuencia de la red : 50 Hz

Inductancia de la línea : 0.00232 H/km

Donde:

f: frecuencia de la red.

L: inductancia de la línea.

$$XL = 2 * \pi * f * L \quad (4.34)$$

$$XL = 2 * \pi * 50 * 0.00232$$

$$XL = 0.728 \, \Omega$$

Esta reactancia corresponde a la reactancia de ida y vuelta de la línea, por lo que para obtener la reactancia de ida se debe dividir el resultado a la mitad.

$$XL \, ida = \frac{0.728}{2} \quad \Rightarrow \quad XL \, ida = 0.364 \, \Omega \quad (4.35)$$

4.5.8 Caída de tensión

De acorde a lo indicado en la norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución se permitirá una caída máxima de tensión en la línea de un 8% en media tensión, que corresponde a 1056V.

Datos

Factor de potencia : 0.95

Corriente de la carga : 53.2 A

Largo de la línea : 100 m

Resistividad del conductor : 0.882 Ω /Km

Reactancia de la línea : 0.333 Ω

$$V_p = 2 * I * L * (R \cos \varphi + X L \sin \varphi) \quad (4.36)$$

Donde:

I: corriente de la carga.

L: largo de la línea en Km.

R: corriente de la carga.

L: largo de la línea.

φ : ángulo de desfase entre voltaje y corriente

$$V_p = 2 * 1.53 * 0.1 * (0.882 * 0.95 + 0.333 * 0.31) = 0.287 V$$

4.6 Cálculo de la línea de distribución en baja tensión.

4.6.1 Cálculo de la tensión mecánica del cable

Se debe determina la tensión mecánica que soporta el cable en la instalación para verificar que cumpla con los requerimientos mínimo según el fabricante con la siguiente formula:

Datos

Peso del conductor : 0.188 kg

Distancia entre postes : 40m

Flecha : 0.4 m

$$T = \frac{p * a^2}{8 * f} \quad (4.37)$$

Donde:

T: tensión del soportada por el conductor en kg

p: peso del conductor en kg

a: distancia horizontal entre postes en metros

f: flecha

$$T = \frac{(0.188 * 3) * 40^2}{8 * 0.4} = 282 \text{ kg}$$

El valor para la tensión mecánica del conductor es de 282 kg, el cual se ha de comparar con la tensión mecánica nominal establecida por el fabricante para determinar si cumple con las condiciones mínimas de instalación.

Se aplicara un factor de seguridad del 0.6 a la tensión total soportada por el conductor.

Datos

Tensión mecánica según fabricante : 879 kg

Factor de seguridad : 0.6

$$T = 879 * 0.6 = 527.4 \text{ kg} \quad (4.38)$$

Al realizar la comparativa entre la tensión aplicando un factor de seguridad y la anteriormente calculada, el conductor cumple con los requerimientos mecánicos para la línea.

4.6.2 Cálculo de los tensores

Datos

Poste de hormigón armado : 43 x 25 x 7.2m

Tensión conductor : 282 kg

Ángulo de inclinación del tensor : 45°

$$T = \frac{F}{\sin \Theta} \quad (4.40)$$

Donde:

F: tensión del soportada por el conductor en kg

Θ: ángulo de inclinación del tensor

$$T = \frac{282}{\sin 45^\circ} = 398.8 \text{ Kg}$$

El tensor debe soportar 398.8 kg como mínimo para la línea. Se seleccionara un tensor de acero galvanizado de alma de acero con una resistencia a la ruptura de 588 kg.

4.6.3 Cálculo de empotramiento de postes

Se debe determinar la profundidad a la cual irán enterrados los postes según el tipo de suelo con el que se cuente. En este caso se cuenta con un suelo margo, por lo que se considerará como suelo blando.

$$T = \frac{H}{5} \quad (4.41)$$

Donde:

T: Profundidad a enterrar el poste

H: Altura del poste

$$T = \frac{8.7}{5} = 1.74 \text{ m.}$$

Por lo tanto se deberá enterrar como mínimo a 1.74 metros el poste. Se redondeará a 1.8 metros.

4.6.4 Cálculo de la sección del conductor.

Datos

Rho del cobre : 0.018Ω

Corriente por línea : 53.2

Voltaje de pérdida máximo : 12V

Largo de la línea : 100 m

De acorde a lo señalado en la norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución se permitirá una caída máxima de tensión en la línea de un 10% en media tensión, que corresponde a 38V. Para cuestiones de cálculo se considerará una caída de 12V en la línea, el cual corresponde a un 3.15%.

$$S = \rho * \frac{2 * L * I \text{ carga}}{Vp} \quad (4.42)$$

Donde:

S: sección del conductor en mm²

ρ : resistividad del cobre a 20 °C

L: largo de la línea en metros

I carga: corriente de la carga en amperes

Vp: voltaje de pérdida máximo establecido.

$$S = 0.018 * \frac{2 * 120 * 53.2}{12} = 19.15 \text{ mm}^2$$

4.6.5 Cálculo de caída de tensión

Para determinar la caída de tensión se debe tener en cuenta la reactancia , resistencia del conductor y el factor de potencia de las cargas. Se establece un factor de potencia de 0.95 para las viviendas y una resistividad del conductor de 0.885 Ω/Km .

4.6.6 Inductancia de la línea

Para determinar la reactancia del conductor se debe conocer previamente la inductancia de este.

Datos

Sección del conductor en mm^2 21.2 mm^2

Diámetro del cobre 146.95 kg

Resistividad del conductor 0.882 Ω/Km

Radio medio geométrico 2.392 mm

$$L = (1 + 9.2 \times 10^{-4} \log \frac{DMG}{RMG}) * 10^{-4} = \frac{H}{km} \quad (4.43)$$

Donde:

RMG: radio medio geométrico del cobre (mm)

DMG: distancia media geométrica. (mm)

El radio medio geométrico se extrae a partir de tablas con valores preestablecidos para conductores. Para este caso se considera un valor de 2.392 mm, que corresponde a un conductor de 7 hebras.

Para determinar la distancia media geométrica se debe considerar la separación de fases paralelamente a lo largo de la línea

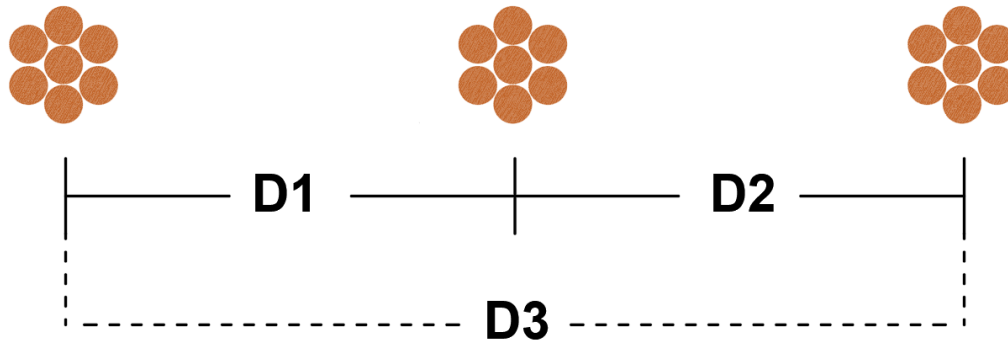


Figura 4.2. Disposición de conductores en la línea, elaboración propia

Por lo tanto se establece que la distancia media geométrica (DMG) es:

D1 : 600mm

D2 : 400 mm

D3 . 1000 mm

$$DMG = \sqrt[3]{D1 * D2 * D3} \quad (4.44)$$

$$DMG = \sqrt[3]{600 * 400 * 1000}$$

$$DMG = 621.44 \text{ mm}$$

Entonces la inductancia es de:

$$L = (1 + 9.2 * \log \frac{DMG}{RMG}) * 10^{-4} \quad (4.45)$$

$$L = (1 + 9.2 * \log \frac{621.44}{2.392}) * 10^{-4}$$

$$L = 0.00232 \frac{H}{km}$$

4.6.7 Reactancia de la línea

La reactancia va determinada principalmente por la frecuencia y la inductancia de esta.

Frecuencia de la red : 50 Hz

Inductancia de la línea : 0.00232 H/km

Donde:

f: frecuencia de la red.

L: inductancia de la línea.

$$XL = 2 * \pi * f * L \quad (4.46)$$

$$XL = 2 * \pi * 50 * 0.00232$$

$$XL = 0.728 \Omega$$

Esta reactancia corresponde a la reactancia de ida y vuelta de la línea, por lo que para obtener la reactancia de ida se debe dividir el resultado a la mitad.

$$XL \text{ ida} = \frac{0.728}{2} \quad (4.47)$$

$$XL \text{ ida} = 0.364 \Omega$$

4.6.8 Caída de tensión

De acorde a lo indicado en la norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución se permitirá una caída máxima de tensión en la línea de un 10% en baja tensión, que corresponde a 38V.

Datos

Factor de potencia : 0.95

Corriente de la carga : 53.2 A

Largo de la línea : 100 m

Resistividad del conductor : 0.882 Ω /Km

Reactancia de la línea : 0.333 Ω

$$V_p = 2 * I * L * (R \cos \varphi + X L \sin \varphi) \quad (4.48)$$

Donde:

I: corriente de la carga.

L: largo de la línea en Km.

R: corriente de la carga.

L: largo de la línea.

φ : ángulo de desfase entre voltaje y corriente

$$V_p = 2 * 53.2 * 0.12 * (0.882 * 0.95 + 0.333 * 0.31) = 12 \text{ V}$$

El valor de 12 V corresponde al 3.1% de pérdida, cumpliendo con lo establecido en la norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución.

4.7 Puesta a tierra en CA

4.7.1 Perfil del terreno.

Al tratarse de un terreno blando y rico en minerales para el cultivo, la categoría que más se asemeja de acorde a la tabla N°6.2: valores orientativos de la resistividad en función del terreno, del pliego técnico N° 06 puesta a tierra y enlace equipotencial, es el de tierras margas y arcillas compactas, la cual considera una resistividad del

terreno entre 100 a 200 Ω m. Para cuestiones de cálculo se considerará una resistividad de 125 Ω m.

4.7.2 Cálculo del fusible

Corriente nominal

Datos

Potencia del transformador : 45 kVA

Voltaje de la línea : 13.2 KV

$$In = \frac{P.trafo}{\sqrt{3} * VL} \quad (4.49)$$

$$In = \frac{45000}{\sqrt{3} * 13200}$$

$$In = 1.96 A$$

Finalmente se debe cumplir que el fusible a seleccionar debe tener como rango entre 1.5 a 2 veces la corriente nominal del lado de media tensión. Para el actual caso se designara una corriente de 1.5 veces la nominal.

$$Infusible = 1.5 * In \quad (4.50)$$

$$Infusible = 1.5 * 1.96$$

$$Infusible = 2.94 A$$

Se determinara un tiempo de operación de 0.1 segundo para el fusible, con una corriente de falla de 100A según curva de operación.

Corriente de falla

De acorde en lo indicado en el punto 8.27 del pliego normativo RPTD N°6 puesta a tierra, la resistencia de la puesta a tierra no podrá ser mayor a 20 ohm, por lo que se considerará para efectos de cálculo una puesta a tierra de 12 ohm.

Voltaje de la línea : 13.2 KV

Resistencia puesta a tierra : 15 Ω

$$I_{falla} = \frac{\text{Voltaje fase}}{\text{Resistencia puesta tierra}} \quad (4.51)$$

$$I_{falla} = \frac{\frac{13200}{\sqrt{3}}}{12.71}$$

$$I_{falla} = 599.6 \text{ A}$$

Para esta corriente de falla el fusible presenta un tiempo de respuesta menor al requerido, por lo que su respuesta será prácticamente instantánea en el caso de un cortocircuito franco.

4.7.3 Tensiones tolerables por el cuerpo humano.

El cuerpo humano soporta una determinada tensión dependiendo de la resistencia de este, el voltaje al cual fue expuesto y la resistividad del suelo en donde se expuso al voltaje. Los tipos de tensión a los que se puede ver expuesto son 2 y corresponden a la tensión de toque y de paso, las cuales deben cumplir con los rangos de tolerancia del cuerpo.

La resistencia del cuerpo humano puede variar según la composición de este, por lo que se utilizan valores típicos para efecto de cálculo, donde la resistencia en baja tensión corresponderá a 2000 ohm y en alta tensión a 1000 ohm.

De acorde a lo señalado en el pliego RPTD N° 06, se debe considerar un factor Cs el cual será igual a 1 si no se considera ninguna capa protectora de un espesor finito

en el pie (pie descalzo). De igual forma se considerará una resistividad del terreno igual a la resistividad de la tierra por debajo de la superficie.

4.7.4 Tensión de paso

Tensión de paso para un cuerpo de 70 kg.

Datos

Resistencia del cuerpo humano : 1000 Ω

Factor Cs : 1

Resistividad del terreno : 125 Ω m

Duración de la corriente de falla : 0.1 s

$$Ep = (Rc + 6Cs * \rho s) * \frac{0.157}{\sqrt{ts}} \quad (4.52)$$

Donde:

Ep: tensión de paso

Rc: resistencia del cuerpo humano

Cs: factor igual a 1

ρs : resistividad del terreno en Ω m.

Ts: duración de la corriente de falla

$$Ep = (1000 + 6 * 1 * 125) * \frac{0.157}{0.1} = 868.83 V$$

4.7.5 Tensión de toque

Tensión de paso para un cuerpo de 70 kg.

Datos

Resistencia del cuerpo humano : 1000 Ω

Factor Cs : 1

Resistividad del terreno : 125 Ω m

Duración de la corriente de falla : 0.1 s

$$Et = (Rc + 1.5Cs * \rho s) * \frac{0.157}{\sqrt{ts}} \quad (4.53)$$

Donde:

Et: tensión de toque

Rc: resistencia del cuerpo humano

Cs: factor igual a 1

ρs : resistividad del terreno en Ω m.

Ts: duración de la corriente de falla

$$Et = (1000 + 1.5 * 1 * 125) * \frac{0.157}{\sqrt{0.1}} = 589.56 V$$

4.7.6 Resistencia de la malla a tierra.

De acorde con lo señalado en el punto 8.27 del pliego normativo RPTD N°6 puesta a tierra, esta no debe tener un valor mayor a 20 ohm.

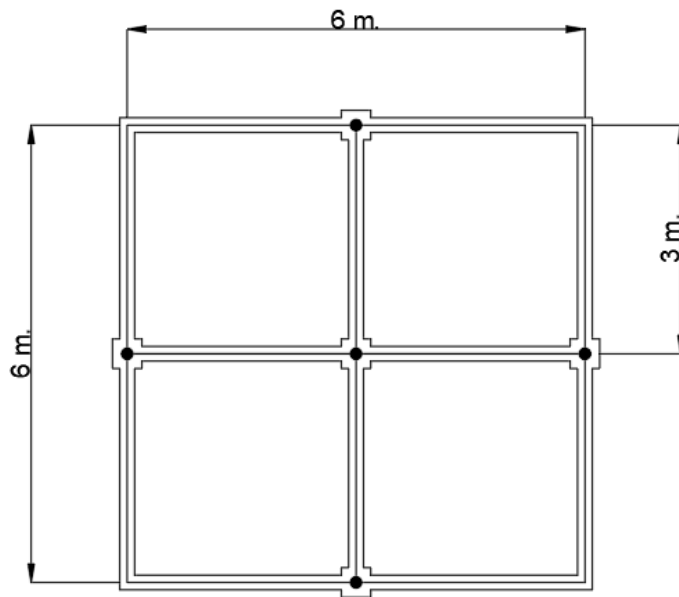


Figura 4.3. malla a tierra de transformadores. Fuente elaboración propia

Datos

Resistencia del terreno : 125Ω

Largo de la malla : 36 m

$$R = \frac{\rho c}{4r} + \frac{\rho c}{L} \quad (4.54)$$

Donde:

R: resistencia de la malla

ρc : resistividad del terreno

r: área equivalente de un círculo de radio “r”

L: largo de la malla

Área equivalente

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} + \quad \Rightarrow \quad r = \sqrt{\frac{36}{\pi}} \quad \Rightarrow \quad r = 3.38 \quad (4.55)$$

Por lo tanto la resistencia de la malla a tierra será de:

$$R = \frac{125}{4 * 3.38} + \frac{125}{36} = 12.71 \Omega \quad (4.56)$$

La malla cumple con los estándares establecidos por normativa, ya que su resistencia es menor a 20 ohm.

4.7.7 Capacidad térmica de la malla

La corriente o capacidad térmica de la malla debe ser cubierta por esta, donde la $I_{máx}$ debe ser mayor a la corriente de falla anteriormente calculada.

$$I_{máx} = S * 1973 * \sqrt{\frac{\log\left(\frac{T_m - T_a}{231 - T_a} + 1\right)}{33 * t}} \quad (4.57)$$

Donde:

S: sección del conductor en mm²

T_m : temperatura máxima de operación a la que va a estar sometida la malla

T_a : temperatura ambiente (se asume como 30 °C)

t: tiempo de operación

T_m : el cable de cobre tiene un punto de fusión de 1081 °C aproximadamente, al que se ha de aplicar un factor de seguridad en función de 3.

$$T_m = \frac{\text{temperatura máxima de fusión}}{3} T_m \quad \Rightarrow \quad \frac{1081}{3} = 361 \text{ °C} \quad (4.58)$$

Por lo tanto la capacidad térmica de la malla será:

$$I_{m\acute{a}x} = 33.6 * 1973 * \sqrt{\frac{\log\left(\frac{361-30}{231-30} + 1\right)}{33 * 0.1}} = 8491.8 \text{ A} \quad (4.59)$$

Se cumple con el requerimiento de que la corriente máxima de operación o capacidad térmica de la malla es mayor a la corriente de falla a tierra (599.6 A).

4.7.8 Tensión de la malla

Se debe cumplir que la tensión de la malla debe ser menor a la tensión de toque.

$$E_m = K_m * K_i * \rho_c * \frac{I}{L} \quad (4.60)$$

Donde:

E_m : tensión de la malla

K_m : coeficiente de las características geométricas de la malla

K_i : factor dependiente del número de conductores utilizados

ρ_c : resistividad del terreno

I : corriente asociada al tiempo máximo de operación del fusible

L : largo del cable de la malla

4.7.9 Coeficiente K_m

$$K_m = \frac{1}{2\pi} * I_n * \left(\frac{D^2}{16 * h * d} \right) + (K_m)n \quad (4.61)$$

Donde:

K_m : coeficiente de las características geométricas de la malla

D : Largo reticulado interno de la malla

h: profundidad de la malla

d: diámetro del conductor.

(Km)n: coeficiente tabulado dependiente del número de conductores.

$$Km = \frac{1}{2\pi} * In * \left(\frac{3^2}{16 * 0.5 * 0.00742} \right) + (-0.276934) = 0.522 \quad (4.61)$$

4.7.10 Coeficiente Ki

$$Ki = 0.65 + 0.172 * n \quad (4.62)$$

Donde:

Ki: factor dependiente del número de conductores utilizados

n: número de conductores

$$Ki = 0.65 + 0.172 * 6 = 1.68$$

Por lo tanto la tensión de la malla será de:

$$Em = Km * Ki * \rho c * \frac{I}{L} \quad (4.63)$$

$$Em = 0.522 * 1.68 * 125 * \frac{100}{36} = 304.5 \text{ V}$$

Se cumple que la tensión de la malla (304.5 V) es menor a la tensión de toque soportada por el cuerpo humano (589.56 V)

4.7.11 Tensión de toque de la malla

Se debe cumplir que la tensión de la malla debe ser menor a la tensión de toque.

$$E_{tm} = K_s * K_i * \rho_c * \frac{I}{L} \quad (4.64)$$

Donde:

E_{tm} : tensión de toque de la malla

K_s : coeficiente que tiene en cuenta la influencia combinada de la profundidad del espaciamiento de la malla.

K_i : factor dependiente del número de conductores utilizados

ρ_c : resistividad del terreno

I : corriente asociada al tiempo máximo de operación del fusible

L : largo del cable de la malla

4.7.12 Coeficiente K_s

$$K_s = \frac{1}{\pi} * \left(\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + (K_s)n \right) \quad (4.65)$$

Donde:

K_s : coeficiente que tiene en cuenta la influencia combinada de la profundidad del espaciamiento de la malla.

D : Largo reticulado interno de la malla

h : profundidad de la malla

d : diámetro del conductor.

$(K_s)n$: coeficiente tabulado dependiente del número de conductores.

$$K_s = \frac{1}{\pi} * \left(\frac{1}{2 * 0.5} + \frac{1}{3 + 0.5} + 1.59286 \right) = 0.916$$

4.7.13 Coeficiente Ki

$$K_i = 0.65 + 0.172 * n \quad (4.66)$$

Donde:

Ki: factor dependiente del número de conductores utilizados

n: número de conductores

$$K_i = 0.65 + 0.172 * 6 = 1.68$$

Por lo tanto la tensión de la malla será de:

$$E_{tm} = K_s * K_i * \rho_c * \frac{I}{L} \quad (4.67)$$

$$E_m = 0.916 * 1.68 * 125 * \frac{100}{36} = 534.33 \text{ V}$$

Se cumple que la tensión de toque de la malla (534.33 V) es menor a la tensión de paso soportada por el cuerpo humano (868.83 V)

4.8 Cálculo puesta a tierra en CC.

4.8.1 Perfil del terreno.

Al tratarse de un terreno blando y rico en minerales para el cultivo, la categoría que más se asemeja de acorde a la tabla N°6.2: valores orientativos de la resistividad en función del terreno, del pliego técnico N° 06 puesta a tierra y enlace equipotencial, es el de tierras margas y arcillas compactas, la cual considera una resistividad del

terreno entre 100 a 200 Ωm . Para cuestiones de cálculo se considerará una resistividad de 125 Ωm .

4.8.2 Rho de cálculo del terreno

Para esta malla a tierra se requerirá una resistividad menor del terreno, lo cual se conseguirá aplicando Erico gel al suelo. Para obtener la resistividad final de este se deberá aplicar el factor K, extraído de la curva de operación de efectividad del Erico gel.

Finalmente la resistividad será:

$$\rho_c = K * \rho_s$$

Donde:

ρ_c : resistividad final del suelo.

K : factor de corrección de erico gel.

ρ_s : resistividad del suelo.

$$\rho_c = 0.5 * 125 = 62.5 \Omega$$

Por lo tanto la resistividad final del suelo será de 62.5 Ω

4.8.3 Cálculo del fusible

Datos

Potencia total del sistema : 35 kVA

Rendimiento del inversor : 98.4%

Voltaje del banco de baterías : 228V

$$I \text{ salida regulador} = \frac{\frac{P. total}{Rendimiento Inv.}}{V \text{ banco bat.}} \quad (4.68)$$

$$I \text{ salida regulador} = \frac{\frac{35000}{0.984}}{228}$$

$$I \text{ salida regulador} = 156 A$$

Para este caso se empleará un fusible del tipo gPV de 160A, el cual posee una corriente de corte a 0.1 segundos de 900A.

4.8.4 Corriente de falla

La corriente de falla se determinará en base a la corriente de cortocircuito que presente la protección general del sistema de baterías, ya que cuentan con la mayor corriente circulante dentro de la instalación.

Se determinará un fusible con una corriente de falla de 1000A según curva de operación.

4.8.5 Tensiones tolerables por el cuerpo humano.

El cuerpo humano soporta una determinada tensión dependiendo de la resistencia de este, el voltaje al cual fue expuesto y la resistividad del suelo en donde se expuso al voltaje. Los tipos de tensión a los que se puede ver expuesto son 2 y corresponden a la tensión de toque y de paso, las cuales deben cumplir con los rangos de tolerancia del cuerpo.

La resistencia del cuerpo humano puede variar según la composición de este, por lo que se utilizan valores típicos para efecto de cálculo, donde la resistencia en baja tensión corresponderá a 2000 ohm y en alta tensión a 1000 ohm.

De acuerdo a lo señalado en el pliego RPTD N° 06, se debe considerar un factor Cs el cual será igual a 1 si no se considera ninguna capa protectora de un espesor finito en el pie (pie descalzo). De igual forma se considerará una resistividad del terreno igual a la resistividad de la tierra por debajo de la superficie.

4.8.6 Tensión de paso

Tensión de paso para un cuerpo de 70 kg.

Datos

Resistencia del cuerpo humano : 1000Ω

Factor Cs : 1

Resistividad del terreno : $62.5 \Omega \text{ m}$

Duración de la corriente de falla : 0.1 s

$$Ep = (Rc + 6Cs * \rho s) * \frac{0.157}{\sqrt{ts}} \quad (4.69)$$

Donde:

Ep: tensión de paso

Rc: resistencia del cuerpo humano

Cs: factor igual a 1

ρs : resistividad del terreno en $\Omega \text{ m}$.

Ts: duración de la corriente de falla

$$Ep = (1000 + 6 * 1 * 62.5) * \frac{0.157}{\sqrt{0.1}} = 682.7 \text{ V} \quad (4.70)$$

4.8.7 Tensión de toque

Tensión de paso para un cuerpo de 70 kg.

Datos

Resistencia del cuerpo humano : 1000 Ω

Factor Cs : 1

Resistividad del terreno : 62.5 Ω m

Duración de la corriente de falla : 0.1 s

$$Et = (Rc + 1.5Cs * \rho s) * \frac{0.157}{\sqrt{ts}} \quad (4.71)$$

Donde:

Et: tensión de toque

Rc: resistencia del cuerpo humano

Cs: factor igual a 1

ρs : resistividad del terreno en Ω m.

Ts: duración de la corriente de falla

$$Et = (1000 + 1.5 * 1 * 62.5) * \frac{0.157}{\sqrt{0.1}} = 543 V$$

4.8.8 Resistencia de la malla a tierra.

De acorde con lo señalado en el punto 8.27 del pliego normativo RPTD N°6 puesta a tierra, esta no debe tener un valor mayor a 20 ohm.

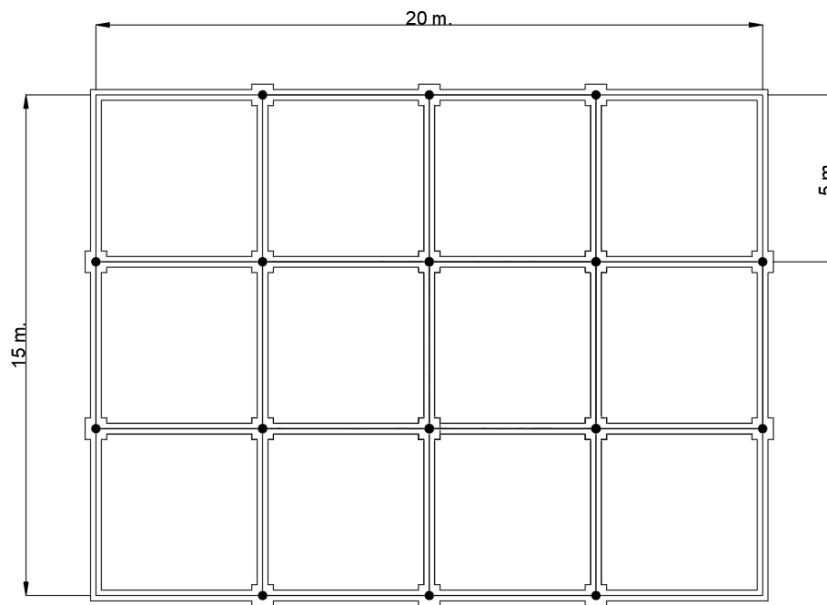


Figura 4.4. malla a tierra de la central. Fuente elaboración propia

Datos

Resistencia del terreno : 62.5Ω

Largo de la malla : 155 m

$$R = \frac{\rho c}{4r} + \frac{\rho c}{L} \quad (4.72)$$

Donde:

R: resistencia de la malla

ρc : resistividad del terreno

r: área equivalente de un círculo de radio “r”

L: largo de la malla

Área equivalente

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} \Rightarrow r = \sqrt{\frac{155}{\pi}} \Rightarrow r = 7.02 \quad (4.73)$$

Por lo tanto la resistencia de la malla a tierra será de:

$$R = \frac{62.5}{4 * 7.02} + \frac{62.5}{155} = 2.63 \Omega \quad (4.74)$$

La malla cumple con los estándares establecidos por normativa, ya que su resistencia es menor a 20 ohm.

4.8.9 Capacidad térmica de la malla

La corriente o capacidad térmica de la malla debe ser cubierta por esta, donde la $I_{m\acute{a}x}$ debe ser mayor a la corriente de falla anteriormente calculada.

$$I_{m\acute{a}x} = S * 1973 * \sqrt{\frac{\log\left(\frac{T_m - T_a}{231 - T_a} + 1\right)}{33 * t}} \quad (4.75)$$

Donde:

S: sección del conductor en mm²

T_m: temperatura máxima de operación a la que va a estar sometida la malla

T_a: temperatura ambiente (se asume como 30 °C)

t: tiempo de operación

T_m: el cable de cobre tiene un punto de fusión de 1081 °C aproximadamente, al que se ha de aplicar un factor de seguridad en función de 3.

$$T_m = \frac{\text{temperatura máxima defusión}}{3} \Rightarrow T_m = \frac{1081}{3} = 361^\circ\text{C} \quad (4.76)$$

Por lo tanto la capacidad térmica de la malla será:

$$I_{\text{máx}} = 33.6 * 1973 * \sqrt{\frac{\log\left(\frac{361 - 30}{231 - 30} + 1\right)}{33 * 1}} = 7503 \text{ A} \quad (4.77)$$

Se cumple con el requerimiento de que la corriente máxima de operación o capacidad térmica de la malla es mayor a la corriente de falla a tierra (900 A).

4.8.10 Tensión de la malla

Se debe cumplir que la tensión de la malla debe ser menor a la tensión de toque.

$$E_m = K_m * K_i * \rho_c * \frac{I}{L} \quad (4.78)$$

Donde:

E_m : tensión de la malla

K_m : coeficiente de las características geométricas de la malla

K_i : factor dependiente del número de conductores utilizados

ρ_c : resistividad del terreno

I : corriente asociada al tiempo máximo de operación del fusible

L : largo del cable de la malla

4.8.11 Coeficiente K_m

$$K_m = \frac{1}{2\pi} * \ln\left(\frac{D^2}{16 * h * d}\right) + (K_m)n \quad (4.79)$$

Donde:

Km: coeficiente de las características geométricas de la malla

D: Largo reticulado interno de la malla

h: profundidad de la malla

d: diámetro del conductor en km.

(Km)n: coeficiente tabulado dependiente del número de conductores.

$$Km = \frac{1}{2\pi} * \ln\left(\frac{5^2}{16 * 1.2 * 0.00742}\right) + (-0.276934) = 0.55$$

4.8.12 Coeficiente Ki

$$Ki = 0.65 + 0.172 * n \quad (4.80)$$

Donde:

Ki: factor dependiente del número de conductores utilizados

n: número de conductores

$$Ki = 0.65 + 0.172 * 9 = 2.2$$

Por lo tanto la tensión de la malla será de:

$$Em = Km * Ki * \rho c * \frac{I}{L} \quad (4.81)$$

$$Em = 0.55 * 2.2 * 62.5 * \frac{900}{155} = 439.11 V$$

Se cumple que la tensión de la malla (351.79 V) es menor a la tensión de toque soportada por el cuerpo humano (543 V)

4.8.13 Tensión de toque de la malla

Se debe cumplir que la tensión de la malla debe ser menor a la tensión de toque.

$$E_{tm} = K_s * K_i * \rho_c * \frac{I}{L} \quad (4.82)$$

Donde:

E_{tm} : tensión de toque de la malla

K_s : coeficiente que tiene en cuenta la influencia combinada de la profundidad del espaciamiento de la malla.

K_i : factor dependiente del número de conductores utilizados

ρ_c : resistividad del terreno

I : corriente asociada al tiempo máximo de operación del fusible

L : largo del cable de la malla

4.8.14 Coeficiente K_s

$$K_s = \frac{1}{\pi} * \left(\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + (K_s)n \right) \quad (4.83)$$

Donde:

K_s : coeficiente que tiene en cuenta la influencia combinada de la profundidad del espaciamiento de la malla.

D : Largo reticulado interno de la malla

h: profundidad de la malla

d: diámetro del conductor.

(Ks)n: coeficiente tabulado dependiente del número de conductores.

$$Ks = \frac{1}{\pi} * \left(\frac{1}{2 * 1.2} + \frac{1}{5 + 1.2} + 1.59286 \right) = 0.69$$

4.8.15 Coeficiente Ki

$$Ki = 0.65 + 0.172 * n \quad (4.84)$$

Donde:

Ki: factor dependiente del número de conductores utilizados

n: número de conductores

$$Ki = 0.65 + 0.172 * 9 = 2.2$$

Por lo tanto la tensión de la malla será de:

$$Etm = Ks * Ki * \rho c * \frac{I}{L} \quad (4.85)$$

$$Em = 0.69 * 2.2 * 62.5 * \frac{900}{155} = 550 \text{ V}$$

Se cumple que la tensión de toque de la malla (550 V) es menor a la tensión de paso soportada por el cuerpo humano (682.7 V)

4.9 Características constructivas de la central

4.9.1 Distancia entre paneles

Para establecer la distancia que existirá entre cada conjunto de string en paralelo se deberá conocer la perdida por sombra, que estará determinada por la elevación solar. Para el caso de la parcela en la cual se ubicara la planta, será a campo abierto, con una gran extensión de terreno llano, sin presencia de árboles, matorrales y/u otro obstáculo que genere sombras a los paneles.

Dado que tanto línea de distribución, la caseta para la ubicación de baterías, regulador e inversores pueden provocar sombras, se ubicaran en sectores estratégicos dentro de la instalación con el fin de evitar sombreado significativo en el conjunto de paneles.

A continuación se muestra el trazado de la línea de inclinación solar a lo largo del día durante el mes de junio, tomándose como el peor caso del año.

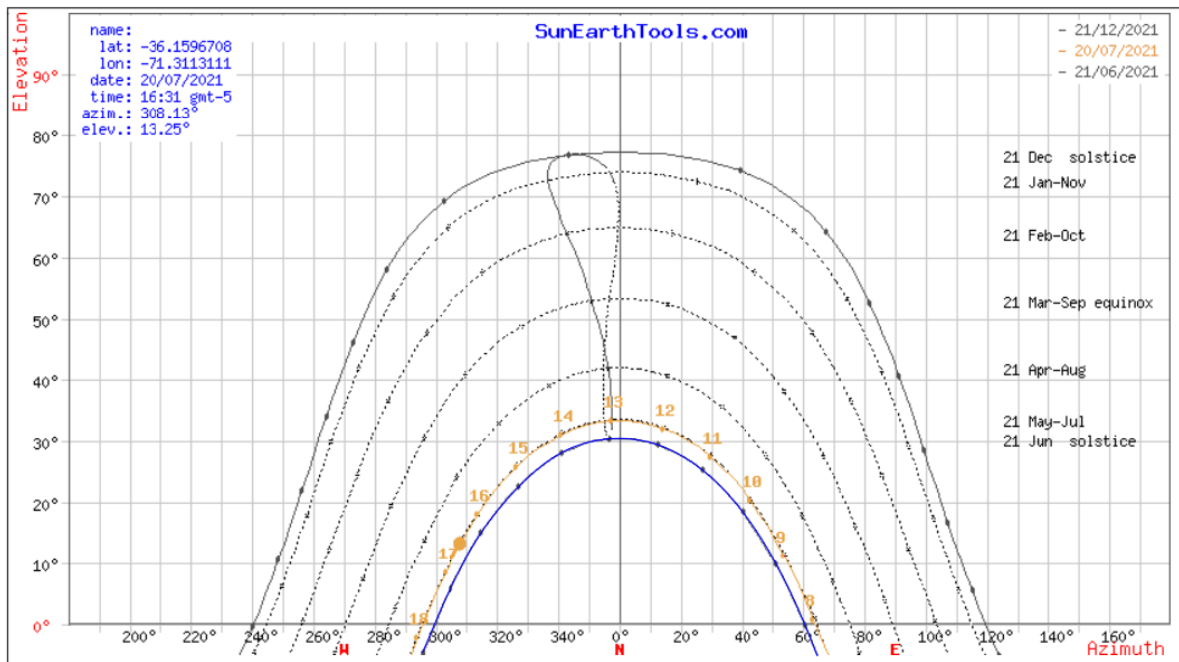


Figura 4.5. trazado de la línea de inclinación solar del mes de junio. Fuente: SunEarthTools

Se tomaran como horas de uso solar desde las 9.00 Am hasta las 17:00 Pm, obteniendo en este rango horario distintos planos de elevación. En este caso se tomara en cuenta el peor caso de elevación representado en la figura 13, el cual corresponde a las 17:00 hrs. y esta especificado en la siguiente tabla.

ubicación:	-36.15967080,-71.31131110	
hora	Elevación	Azimut
07:50:43	-0.833°	64.89°
8:00:00	0.85°	63.52°
9:00:00	11.21°	53.98°
10:00:00	20.28°	42.83°
11:00:00	27.46°	29.61°
12:00:00	32.01°	14.3°
13:00:00	33.29°	357.67°
14:00:00	31.07°	341.27°
15:00:00	25.73°	326.48°
16:00:00	17.97°	313.86°
17:00:00	8.49°	303.19°
17:52:54	-0.833°	295.01°

Tabla 4.1. elevación solar del sector Juan Amigo durante un día del mes de junio. Fuente: SunEarthTools

Como se puede observar en la tabla 4.9.1 la peor elevación en el horario de funcionamiento establecido anteriormente corresponde a 8.49°.

Como se puede observar en la figura 13.1, la disposición de paneles será de forma horizontal, para un mejor aprovechamiento del terreno y evitar así una mayor separación entre ramas.

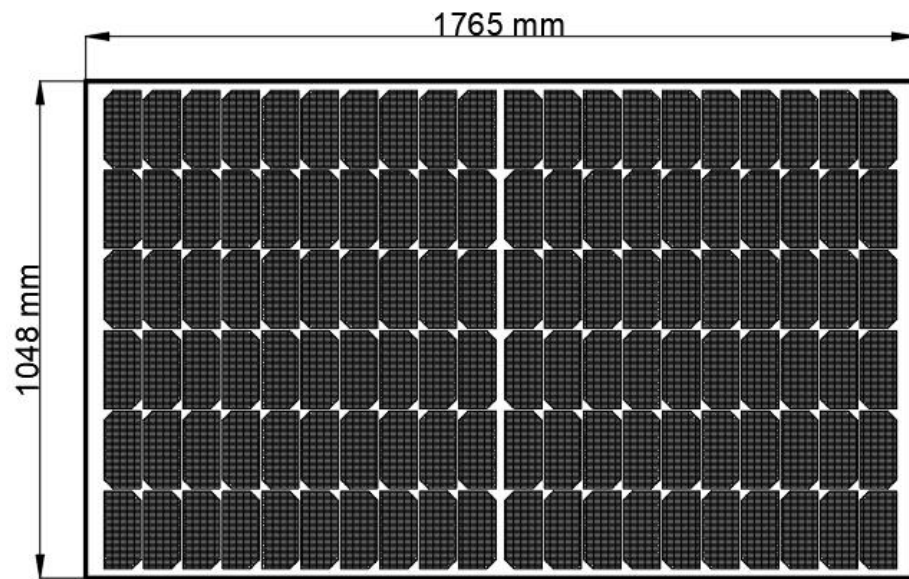


Figura 4.6. tamaño panel fotovoltaico de la instalación. Fuente: Elaboración propia

4.10 Cálculo distancia entre paneles

En la siguiente figura se aprecia la inclinación que han de tener los paneles (36°) y la separación entre ramas para evitar sombras durante el periodo de funcionamiento diurno.

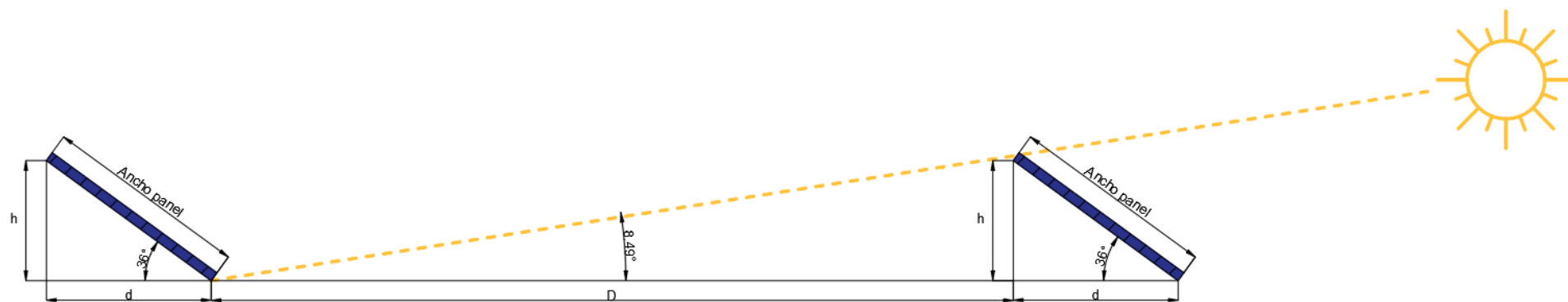


Figura 4.7. distancia entre paneles. Fuente: Elaboración propia

$$D = \frac{(\text{ancho panel} * \sin 36^\circ)}{\tan 8.49^\circ} \quad (4.86)$$

Donde:

D: distancia entre paneles

h: altura de paneles a nivel de soportes

$$D = \frac{(2096 * \sin 36^\circ)}{\tan 8.49^\circ} = 8253.34 \text{ mm.}$$

Por lo tanto la distancia entre ramas con el fin de evitar sombras en ellas será de 4126.67 mm, la cual se redondeara en 4130 mm. o 4.13 metros.

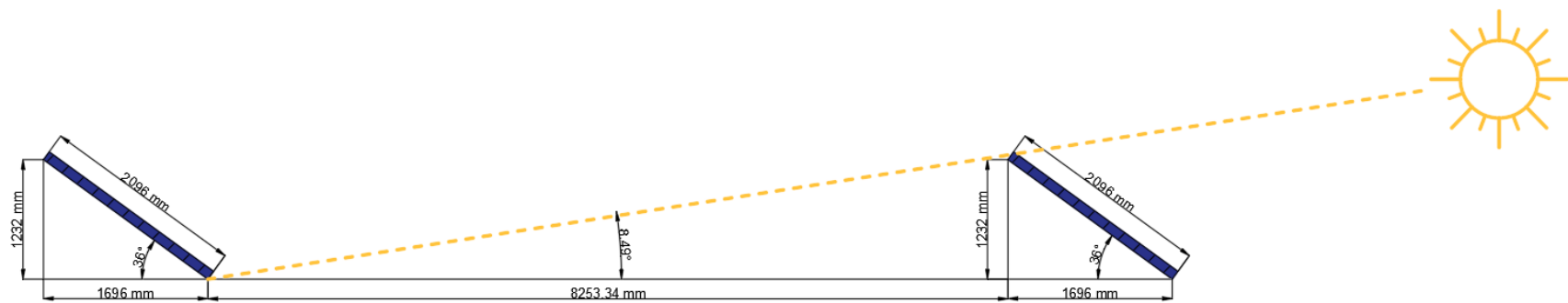


Figura 4.8. distancia entre paneles con sus medidas. Fuente: Elaboración propia



UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA

5 Especificaciones técnicas y cubicación.

5.1 Especificaciones técnicas

5.1.1 Paneles fotovoltaicos.

Los paneles a instalar serán de 380W con un voltaje nominal de 35V, una corriente de cortocircuito de 11.44A, del fabricante Amerisolar.

Los paneles no deberán ser cambiados por otros de distinta potencia o voltaje en caso de falla y se recurrirá a paneles del mismo modelo que se encuentra en la instalación.

Los paneles se ubicaran en filas de 11 paneles y columnas de 2, formando un conjunto de 22 paneles por rama, las cuales tendrán una inclinación de 36° hacia el norte.

La conexión se realizará mediante conectores MC4 con una capacidad de 1000V, los cuales no pueden quedar expuestos a radiación solar.

Cada string en paralelo contara con las debidas protecciones de sobre corriente y sobretensión, las cuales se encontraran en un tablero (IP 65) al costado de cada pilar de montaje. (ver anexo tablero

Los paneles de la instalación deberán ser montados de forma horizontal sobre la estructura de acero galvanizado, calzando justamente con los rieles horizontales.

5.1.2 Controlador de carga.

El controlador de carga cumplirá con la capacidad de soportar la corriente proveniente de los módulos fotovoltaicos, la cual corresponde a 28.6 A por cada MPPT.

Se utilizará un total de 3 MPPT del regulador para la conexión de los paneles a este.

El controlador se ubicara en una sala aparte a la de las baterías, contando con su propia sala, la cual corresponde a la sala 1 (ver anexo sala eléctrica).

5.1.3 Banco de baterías.

La conexión de baterías será como se disponga en el anexo conexionado de baterías del presente documento (ver anexo conexión de baterías)

Cada 4 baterías en serie se deberán conectar obligatoriamente seccionadores con una capacidad de 32 A, 1000 Vdc.

El conexionado de baterías se realizará a través de terminales ojo.

Las baterías se dispondrán en una sala aparte del regulador (ver anexo sala eléctrica), donde se conectara con este.

5.1.4 Inversor

La conexión de baterías será como se disponga en el anexo conexionado de baterías del presente documento (ver anexo conexión de baterías)

Cada 4 baterías en serie se deberán conectar obligatoriamente seccionadores con una capacidad de 32 A, 1000 Vdc.

El conexionado de baterías se realizará a través de terminales ojo.

Las baterías se dispondrán en una sala aparte del regulador (ver anexo sala eléctrica), donde se conectara con este.

5.1.5 Protecciones DC.

Para la sección desde los paneles fotovoltaicos al inversor se destinarán fusibles tipo gPV de 25A, para cada mppt del inversor.

Para la sección desde las baterías al regulador se destinarán fusibles tipo gPV de 32A, para cada mppt del regulador.

5.1.6 Protecciones AC.

Para el lado de alta tensión se utilizarán fusibles del tipo hilo, curva T.

Para el lado de baja tensión se utilizarán fusibles de expulsión, curva T.

5.1.7 Canalización subterránea.

Para la conexión desde el inversor a el transformador se dispondrá de canalización subterránea, la cual emergerá hacia el transformador por el poste (ver anexo detalle 1 postes.)

La canalización se realizará con E.M.T. galvanizado de 40 mm.

La conexión en zonas curvas se realizará a través de cajas de paso galvanizadas subterráneas.

5.1.8 Ferretería y elementos de fijación.

Toda la ferretería a utilizar será galvanizada.

En el uso de pernos se debe considerar el uso de golillas.

En el uso de tornillos en concreto se debe considerar tarugos para su anclaje.

Para la fijación de los transformadores se utilizarán soportes galvanizados.

Para la fijación de los desconectadores se utilizarán crucetas galvanizadas, anclada al poste del transformador.

5.2 Cubicación de materiales.

Presupuesto para instalación fotovoltaica aislada.					
Instalador:	Benedicto Antonio Urrutia Morales	Técnico Universitario en Electricidad	PRESUPUESTO N° 0001		
Mail:	benedicto.urrutia@usm.cl		FECHA: 25 DE AGOSTO 2021		
Ubicación:	Juan Amigo, Linares.				
Descripción de la Obra y alcance técnico					
Proyección de una central fotovoltaica para abastecer de energía eléctrica a 9 viviendas del sector. La especificación de la siguiente cubicación de materiales se ajusta a la normativa establecida en los pliegos normativos técnicos					
	MATERIAL: Ctos. abiertos factura más % gestión			\$ 41,145,194	
	PERSONAL: Ctos. abiertos según tarifas convenidas			\$ 6,150,000	
	Equipos y Servicios: Ctos. abiertos según tarifas convenidas			\$ 240,000	
	GG y Util.: Ctos. abiertos % convenido s/costo HH			\$ 16,637,318	
	VALOR TOTAL NETO OFERTA POR CADA SP/OT			\$ 64,172,512	
ITEM	MATERIALES, REPUESTOS Y EQUIPOS	UNIDAD	CANTIDAD	\$ UNITARIO	\$ TOTAL
1	panel fotovoltaico as-6m120-hc 380W	C/U	66		\$0
2	exzhellent solar zz-f 1.8 kv 4 mm² rojo	m.	160	\$890	\$142,400
3	exzhellent solar zz-f 1.8 kv 4 mm² negro	m.	160	\$890	\$142,400
4	porta fusible corriente continua 1000V solar abb	C/U	36	\$6,380	\$229,680

5	barra repartidora tetrapolar general conectores 160 A 7 contactos	C/U	1	\$32,536	\$32,536
6	fusible qr25-25gpv1k 25 a	C/U	20	\$675	\$13,500
7	protección de sobretensión 2p citel ds42vgs-450dc 450 vdc	C/U	13	\$9,170	\$119,210
8	regulador de carga solar serie jp-hsc220m6	C/U	1	\$1,560,000	\$1,560,000
9	inversor sun 2000-100ktl-m1	C/U	1	\$6,600,000	\$6,600,000
10	batería ultracell ucg275-12 200 Ah.	C/U	114	\$220,000	\$25,080,000
11	caja metálica 300x200x150 mm ip65 con placa montaje-bm electric	C/U	3	\$15,591	\$46,773
12	riel din 35x15x2x2000 mm galvanizado ranurado - phoenix contact		2	\$7,490	\$14,980
13	terminal ferrule de 25 mm	C/U	50	\$25	\$1,250
14	terminal ojo 25 mm	C/U	488	\$30	\$14,640
15	perno acero galvanizado 5/8x14" 6"h: 1 tuerca	C/U	26	\$2,710	\$70,460
16	fusible 3 a modelo cx-150-3t72k	C/U	6	\$2,430	\$14,580
17	fusible 70 A modelo ixv400-e	C/U	6	\$3,554	\$21,324
18	transformador trifásico 45kVA 13.2 KV cge	C/U	2	\$2,536,252	\$5,072,504
19	alambre cobre desnudo duro 4 AWG 1 hebra covisa	kg.	130	\$11,863	\$1,542,190
20	aislador polimérico retención 15KV elezor	C/U	12	\$9,225	\$110,700
21	aislador porcelana espiga 15KV ansi 55-5 elezor	C/U	9	\$5,227	\$47,043
22	barra ojo acero galvanizado 5/8' x 1,83mts	C/U	4	\$12,995	\$51,980
23	prensa paralela para conductor 6-1/0awg	C/U	4	\$2,552	\$10,208
24	eslabón angular acero galvanizado para perno 5/8"	C/U	4	\$3,087	\$12,348
25	muerto cónico concreto	C/U	4	\$3,815	\$15,260
26	cable de acero galvanizado 1/8" , alma fibra	m.	40	\$320	\$12,800
27	cable rv-k 1x 8 AWG 1kv negro 90 grados 15370471 nexans - cocesa	m.	50	\$1,442	\$72,100
28	tubería metálica EMT rígida 32 mm x 3 m.	m.	4	\$4,760	\$19,040
29	caja electro galvanizada 100x100x65mm c/tapa	C/U	2	\$1,474	\$2,948
30	copla galvanizada para conduit EMT 32mm	C/U	4	\$463	\$1,852
31	terminal electro galvanizado para conduit EMT 32mm	C/U	6	\$525	\$3,150
32	abrazadera tipo cd zincada con perno iec 32mm	C/U	15	\$287	\$4,305

33	tubería metálica EMT rígida 40 mm x 3 m.	m.	2	\$8,517	\$17,034
34	copla galvanizada para conduit EMT 40mm	C/U	2	\$1,313	\$2,626
35	terminal electro galvanizado para conduit EMT 40mm	C/U	2	\$1,176	\$2,352
36	abrazadera tipo cd zincada con perno IEC 40mm	C/U	5	\$553	\$2,765
37	erico gem 25a, bolsas de 11,36 kg	C/U	1	\$38,256	\$38,256
SUBTOTAL					41,145,194
ITEM	M.O. DETALLE POR ESPECIALIDAD	UNIDAD	TOTAL	\$ UNITARIO MENSUAL	\$ TOTAL
H.H NORMALES					
1	Técnicos mecánicos	UN	1	550,000	550,000
2	Técnicos eléctricos	UN	4	600,000	2,400,000
3	Obreros	UN	8	400,000	3,200,000
				SUBTOTAL	\$ 6,150,000
ITEM	EQUIPOS Y SERVICIOS	UNIDAD	CANTIDAD	\$ UNITARIO	\$ TOTAL
1	Colación	UN	60	1,500	90,000
3	Transporte	UN	5000	30	150,000
				SUBTOTAL	\$ 240,000

Tabla 5.1. Cubicación de materiales. Fuente: Elaboración propia



UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA

6 Conclusión

6.1 Conclusión

Como se evidencia en el proyecto el proceso de llevar a cabo una pequeña central de generación fotovoltaica consta de diversos procesos para llegar a ser implementada, como lo son estudios previos a su realización, como lo son los estudios de la normativa que aplica, estudios de carga del sector involucrado y estudios de radiación en la zona. De igual forma se debe considerar la debida aplicación de diversas fórmulas para los cálculos de los elementos que componen la instalación y así realizar la implementación de estos con la mayor precisión posible.

Con respecto a la generación fotovoltaica en la zona cabe mencionar que se encuentra en un término medio/bajo en cuanto al nivel de radiación y que para suplir la necesidad de 9 casas se requieren 66 paneles, por lo que para abastecer a todo el sector (139 viviendas) serían necesarios alrededor de 1000 paneles, siendo necesaria la utilización de 3.5 hectáreas en paneles aproximadamente. Dados estos datos se puede concluir que la zona está capacitada para albergar la cantidad de paneles mencionados en un terreno llano sin mayores dificultades, por lo que la ampliación de esta central es un opción válida y considerada a futuro.

Respecto a la electrificación de la zona cabe recalcar que supondría una mejora significativa tanto para la mejora en la calidad de vida de las personas y el desuso de combustibles fósiles para la generación eléctrica, al igual que la incorporación de otras tecnologías (bombas eléctricas) para riegos de cultivos.

Cabe recalcar que la implementación de este tipo de generación no requiere el uso de combustibles, por lo que es amigable con el medio ambiente y reduce en cierta forma la intervención a este como lo sería por ejemplo una hidroeléctrica, que considerando la crisis hídrica que vive actualmente el país y lo controversiales que son hoy en día este tipo de centrales hacen que su implementación sea más dificultosa.

Otro punto que favorece a la implementación de una central fotovoltaica en vez de una hidroeléctrica es el tiempo de implementación, el cual sería tan solo de unos cuantos meses en la central fotovoltaica (2 a 4 meses), en cambio para la construcción de una central hidroeléctrica tomaría más de un año.

Por otra parte una de las principales desventajas que presenta este sistema fotovoltaico es que depende de baterías para la generación de energía eléctrica nocturna, lo que eleva mucho su costo de construcción y la hace dependiente de estas para un abastecimiento continuo durante 24 horas al día.



UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA

7 Anexos fichas técnicas y bibliografía

7.1 Panel solar.

AS-6M120-HC

355W~380W

MONOCRYSTALLINE MODULE

ADVANCED PERFORMANCE & PROVEN ADVANTAGES

- High module conversion efficiency up to 20.54% by using innovative Half-cell design and Multi-busbar(MBB) cell technology.
- Low temperature coefficient and excellent performance under high temperature and low light conditions.
- Robust aluminum frame ensures the modules to withstand wind loads up to 2400Pa and snow loads up to 5400Pa.
- High reliability against extreme environmental conditions (passing salt mist, ammonia and hail tests).
- Potential induced degradation (PID) resistance.
- Positive power tolerance of 0 ~ +3 %.

CERTIFICATIONS

- IEC 61215, IEC 61730, UL 1703, IEC 62716, IEC 61701, IEC TS 62804, CE, CQC
- ISO 9001:2015: Quality management system
- ISO 14001:2015: Environmental management system
- ISO 45001:2018: Occupational health and safety management system

SPECIAL WARRANTY

- 20 years product warranty
- 30 years linear power output warranty

Passionately
committed to
delivering innovative
energy solution

The graph illustrates the power output warranty over a 30-year period. The y-axis represents 'Warranted Power' from 80% to 100%, and the x-axis represents 'Year' from 0 to 30. A grey bar represents the 'Standard performance warranty' at 90% power for the first 10 years. An orange area represents the 'Linear performance warranty from Amerisolar', which starts at 97.5% and decreases linearly to 80% by year 30. The difference between the two warranties is labeled 'Additional Value From Warranty'.

Year	Standard performance warranty (%)	Linear performance warranty from Amerisolar (%)
0	90	97.5
10	90	90
20	80	82.5
30	80	80

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC						
Maximum Power (P_{max})	355W	360W	365W	370W	375W	380W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	41.0V	41.2V	41.4V	41.6V	41.8V	42.0V
Short Circuit Current (I_{sc})	11.09A	11.16A	11.23A	11.30A	11.37A	11.44A
Voltage at Maximum Power (V_{mp})	34.0V	34.2V	34.4V	34.6V	34.8V	35.0V
Current at Maximum Power (I_{mp})	10.45A	10.53A	10.62A	10.70A	10.78A	10.86A
Module Efficiency (%)	19.19	19.46	19.73	20.00	20.27	20.54
Operating Temperature	-40°C to +85°C					
Maximum System Voltage	1000V DC/1500V DC					
Fire Resistance Rating	Type 1 (in accordance with UL1703)/Class C (IEC61730)					
Maximum Series Fuse Rating	20A					

STC: Irradiance 1000W/m², Cell temperature 25°C, AM1.5

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT						
Maximum Power (P_{max})	263W	267W	271W	275W	279W	283W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	37.6V	37.8V	38.0V	38.2V	38.4V	38.6V
Short Circuit Current (I_{sc})	8.97A	9.03A	9.09A	9.15A	9.21A	9.27A
Voltage at Maximum Power (V_{mp})	31.0V	31.2V	31.4V	31.6V	31.8V	32.0V
Current at Maximum Power (I_{mp})	8.49A	8.56A	8.64A	8.71A	8.78A	8.85A

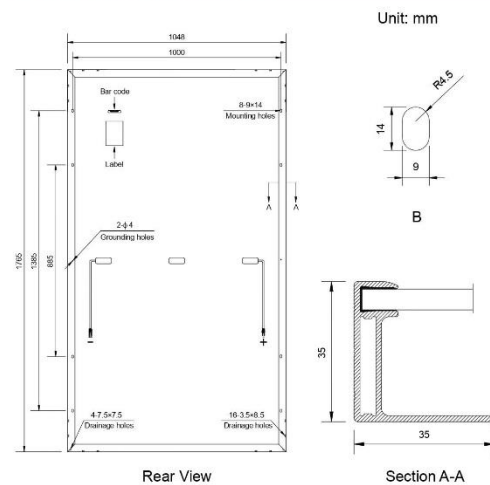
NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

MECHANICAL CHARACTERISTICS	
Cell type	Monocrystalline PERC 166*83mm
Number of cells	120 (6x20)
Module dimensions	1765x1048x35mm (69.49x41.26x1.38inches)
Weight	20kg (44.1lbs)
Front cover	3.2mm (0.13inches) tempered glass with AR coating
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP68, 3 diodes
Cable	4mm ² (0.006inches ²), Portrait: 300mm (11.81inches); Landscape: 1250mm (49.21inches)
Connector	MC4 or MC4 compatible

TEMPERATURE CHARACTERISTICS	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	43°C±2°C
Temperature Coefficients of P_{max}	-0.36%/°C
Temperature Coefficients of V_{oc}	-0.28%/°C
Temperature Coefficients of I_{sc}	0.05%/°C

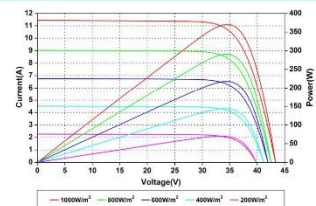
PACKAGING	
Standard packaging	31pcs/pallet
Module quantity per 20' container	186pcs
Module quantity per 40' container	806pcs

ENGINEERING DRAWINGS

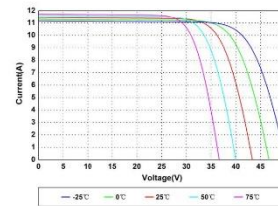


Specifications in this datasheet are subject to change without prior notice.

IV CURVES



Current-Voltage and Power-Voltage Curves at Different Irradiances



Current-Voltage Curves at Different Temperatures

Amerisolar and Amerisolar logo denoted with ® are registered trademarks of Worldwide Energy and Manufacturing USA Co., Ltd.

7.2 Regulador

El controlador de la serie JP-HSC220 tiene tres corrientes diferentes para su elección:

JP-HSC220M4 (220V 10KW, 20KW, 30KW, 40KW);

JP-HSC220M6 (220V 50KW, 60KW);

JP-HSC220M8 (220V 70KW, 80KW)



Especificaciones técnicas

Modelo	JP-HSC220M4				JP-HSC220M6		JP-HSC220M8					
Aporte												
Potencia nominal del sistema (kW)	10	20	30	40	50	60	70	80				
Modelo de módulo	SC22050											
Numero de modulos	1	2	3	4	5	6	7	8				
Cada módulo de potencia nominal (kW)	10											
Cada módulo máx. potencia de entrada (kW)	11											
Cada módulo máx. corriente de entrada (A)	45											
Rango de voltaje MPP (Vdc)	250 ~ 450											
Max. voltaje de entrada (Vdc)	460											
Voltaje MPP recomendado (Vdc)	330											
Dimensión del módulo (D * W * H mm)	335 * 436 * 84,5											
Peso del módulo (kg)	11											
Producción												
Voltaje / rango nominal de la batería (Vdc)	220/192 ~ 264											
Corriente nominal (A)	50	100	150	200	250	300	350	400				

Información General								
Max. eficiencia del sistema	> 98,0%							
Eficiencia MPPT	> 99,5%							
Consumo en espera (W)	<30							
Ruido [dB (A)]	<60 (1 m)							
Enfriamiento	Refrigeración por aire forzado							
Clasificación de protección de ingreso	IP20							
Comunicación	RS485							
Mostrar	LCD + LED							
Capacidad de almacenamiento	Hasta 200 registros de alarma							
Rango de temperatura de funcionamiento (° C)	-20 ~ 55 (> 50 ° C reducción de potencia)							
Temperatura de almacenamiento (° C)	-25 ~ + 70							
Humedad relativa en funcionamiento	0 ~ 95% (sin condensación)							
Max. altitud de funcionamiento (m)	<6000 (> 3000 m reducción de potencia)							
Dimensión (D * W * H mm)	550 * 580 * 900			550 * 580 * 1200			550 * 580 * 1400	
Peso (kilogramo)	71	82	93	104	135	146	177	188

7.3 Batería.

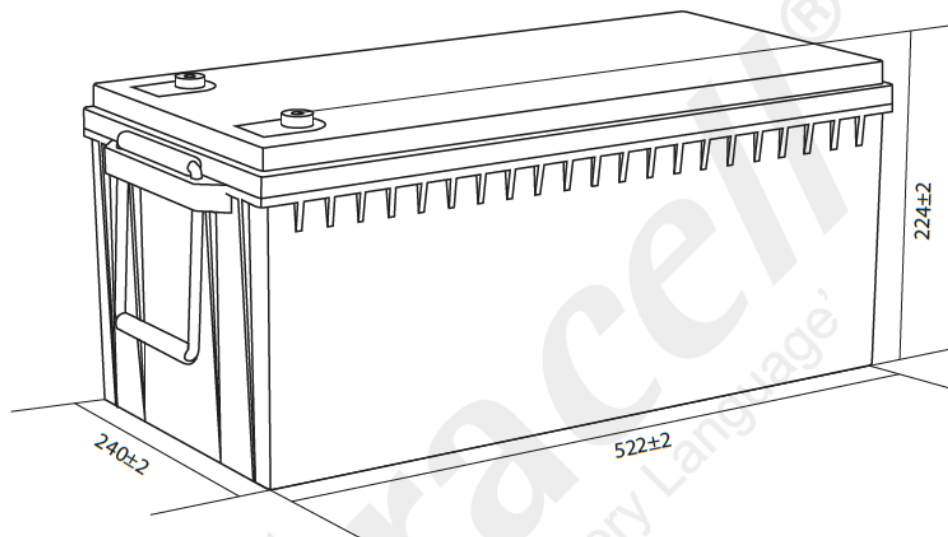
Ultracell®
'Quality in Every Language'

UC200-12E

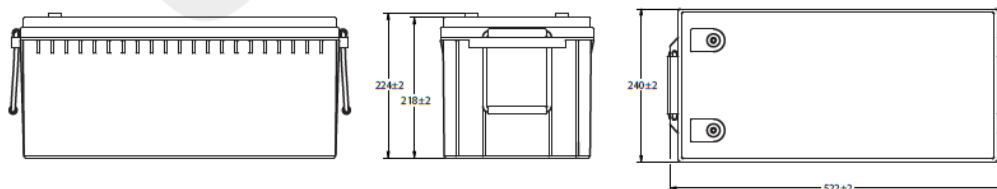
12V 200Ah (C₁₀)

12V 230Ah (C₁₀₀)

Deep Cycle Series



Technical Dimensions (mm)



1

Ultracell (UK) Ltd | Vesty Business Park, Vesty Road, Liverpool, L30 1NY, United Kingdom
Tel: +44 (0) 151 523 2777 | Fax: +44 (0) 151 523 0855 | Email: info@ultracell.co.uk
www.ultracell.co.uk

UC-V1-BEV16/02B
ALL DATA IS SUBJECT TO CHANGE WITHOUT NOTICE

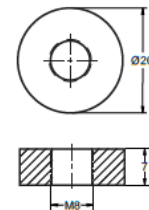
Image



Lorem ipsum

Terminal Dimensions (mm)

Standard Terminal: F11



Technical Specification

Output	Nominal Voltage	12V
	Nominal Capacity (10HR)	200Ah
Terminal Type	Standard Terminal	F11
Container Material	Standard Option	ABS
	Flame Retardant Option (FR)	ABS (UL94VO)
Rated Capacity	(100HR 1.80V/cell, 25°C) (20HR 1.80V/cell, 25°C) (10HR 1.80V/cell, 25°C) (5HR 1.75V/cell, 25°C) (3HR 1.75V/cell, 25°C) (1HR 1.60V/cell, 25°C)	230 Ah/2.3A 208 Ah/10.4A 200 Ah/20A 180 Ah/36A 164.1 Ah/54.7A 126.2 Ah/126.2A
Max Discharge Current	2000A (5s)	
Internal Resistance	Approx 3.2mΩ	
Discharge Characteristics	Operating Temp Range	Discharge: -15 ~ 50°C Charge: 0 ~ 40°C Storage: -15 ~ 40°C
	Nominal Operating Temp Range	25 ± 3°C
	Cycle Use	Initial Charging Current less than 60A. Voltage 14.4V ~ 15.0V @ 25°C Temp. Coefficient -30mV/°C
	Standby Use	No limit on initial charging current. Voltage 13.5V ~ 13.8V @ 25°C Temp. Coefficient -20mV/°C
	Capacity affected by Temperature	40°C 103% 25°C 100% 0°C 86%
Design Floating Life at 20°C	8 Years	

Self Discharge

Ultracell® batteries may be stored for up to 6 months at 25°C and then a refresh charge is required. For higher temperatures the time intervals will be shorter.

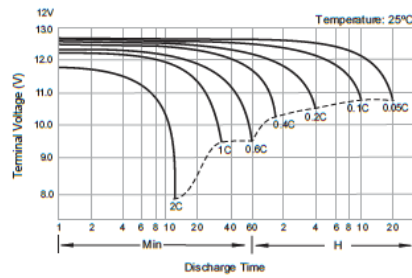
Constant Current Discharge / Constant Power Discharge At 25°C (Amperes & Watts/Cell)

F.V/TIME		A= Amperes W = Watts															
		10 min	15 min	20 min	30 min	45 min	60 min	90 min	2 hours	3 hours	4 hours	5 hours	6 hours	8 hours	10 hours	20 hours	
A	W																
1.85V/cell		287.1	254.0	199.7	178.6	130.6	110.6	80.2	67.4	49.4	38.8	33.7	29.7	22.8	18.9	10.0	
		529.0	480.9	379.9	341.2	251.1	213.9	155.5	131.1	96.6	76.1	66.3	58.6	45.3	37.6	20.0	
1.80V/cell		325.8	287.8	225.8	194.4	138.4	114.6	82.9	69.6	53.7	41.4	35.4	31.9	24.0	20.0	10.4	
		591.8	537.9	424.9	368.6	264.3	220.4	160.0	134.7	104.4	80.9	69.4	62.7	47.5	39.3	20.7	
1.75V/cell		353.4	311.6	243.8	198.4	143.4	120.2	87.1	73.3	54.7	42.2	36.0	32.1	24.1	20.1	10.5	
		631.6	574.1	453.5	373.2	272.2	230.2	167.4	141.3	106.1	82.2	70.4	63.0	47.6	39.7	20.8	
1.70V/cell		376.8	330.9	258.5	202.4	146.2	122.6	88.9	74.7	55.8	42.9	36.6	32.3	24.5	20.2	10.6	
		664.0	603.5	476.8	377.5	275.7	233.6	170.0	143.5	107.8	83.3	71.4	63.3	48.3	40.0	21.0	
1.67V/cell		388.7	340.6	265.5	205.3	148.4	124.4	90.2	75.8	56.3	43.6	37.4	32.4	24.8	20.5	10.7	
		674.8	613.3	484.5	380.2	278.2	235.7	171.6	145.0	108.3	84.3	72.6	63.4	48.9	40.5	21.3	
1.60V/cell		402.0	351.1	272.4	208.3	150.5	126.2	91.5	76.9	56.8	44.1	37.9	32.7	25.2	20.7	10.9	
		684.2	621.9	491.3	381.8	279.6	237.5	173.0	146.2	108.8	84.9	73.3	63.6	49.4	40.9	21.5	

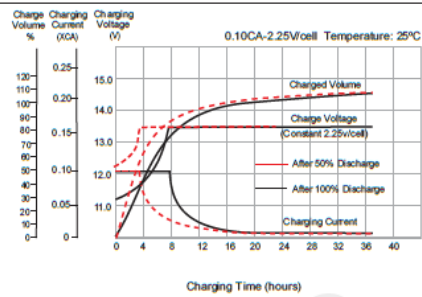
Ultracell (UK) Ltd | Vesty Business Park, Vesty Road, Liverpool, L30 1NY, United Kingdom
Tel: +44 (0) 151 523 2777 | Fax: +44 (0) 151 523 0855 | Email: info@ultracell.co.uk
www.ultracell.co.uk

UL-1A-REV16 04/2016
ALL DATA IS SUBJECT TO CHANGE WITHOUT NOTICE

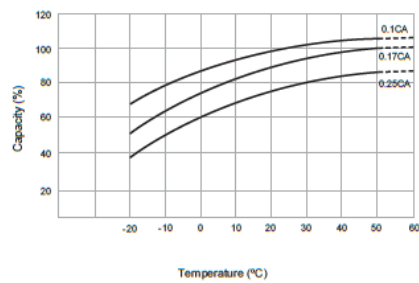
Discharge Characteristics



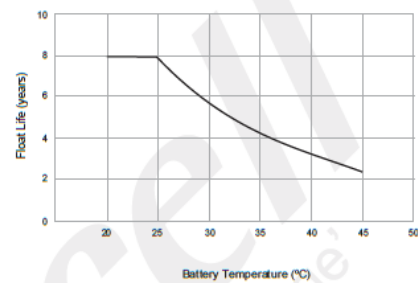
Float Charging Characteristics



Temperature Effects in Relation to Battery Capacity



Effects of Temperature on Long Term Float Life



7.4 Inversor.

SUN2000-100KTL-M1 Inversor de String Inteligente



10
Seguidores MPP



98.8%
Máx. Eficiencia



Monitorización a nivel
de string



Diagnóstico inteligente
de curvas I-V admitido



Detección de corriente
residual integrada



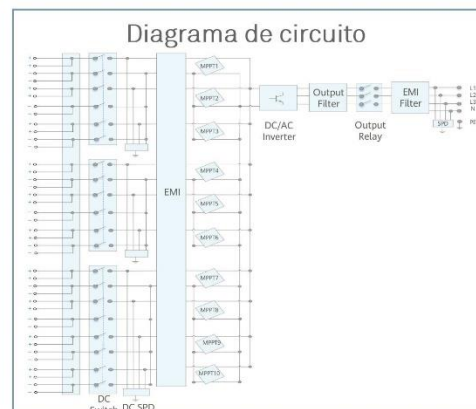
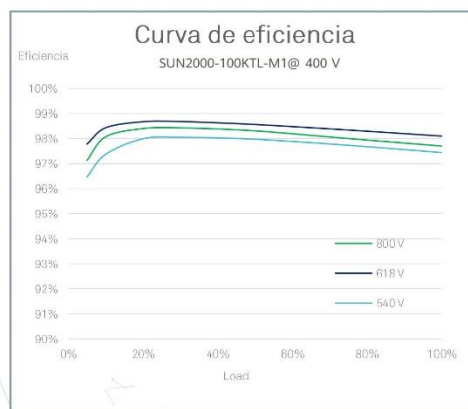
Diseño
sin fusibles



Protección contra
sobretensiones DC y AC



IP66
Protección



Preliminary Version

SOLAR.HUAWEI.COM

Especificaciones técnicas

Eficiencia	
Máx. Eficiencia	98.8% @480 V; 98.6% @380 V/400 V
Eficiencia europea	98.6% @480 V; 98.4% @380 V/400 V
Entrada	
Máx. tensión de entrada	1,100 V
Máx. intensidad por MPPT	26 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	40 A
Tensión de entrada inicial	200 V
Rango de tensión de operación de MPPT	200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada	570 V @380 V; 600 V @400 V; 720 V @480 V
Número de entradas	20
Número de MPPTs	10
Salida	
Potencia nominal activa de CA	100,000 W (380 V / 400 V / 480 V @40°C)
Máx. potencia aparente de CA	110,000 VA
Máx. potencia activa de CA (cosφ=1)	110,000 W
Tensión nominal de salida	220 V / 230 V, default 3W + N + PE; 380 V / 400 V / 480 V, 3W + PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad de salida nominal	152.0 A @380 V; 144.4 A @400 V; 120.3 A @480 V
Máx. intensidad de salida	168.8 A @380 V; 160.4 A @400 V; 133.7 A @480 V
Factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD
Máx. distorsión armónica total	<3%
Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado CC	Sí
Protección contra funcionamiento en isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa de CC	Sí
Monitorización de fallas en strings de sistemas fotovoltaicos	Sí
Protector contra sobretensiones de CC	Tipo II
Protector contra sobretensiones de CA	Tipo II
Detección de aislamiento de CC	Sí
Unidad de monitorización de la intensidad Residual	Sí
Comunicaciones	
Monitor	Indicadores LED, Bluetooth/WLAN + APP
USB	Sí
RS485	Sí
MBUS	Sí (Transformador de aislamiento requerido)
General	
Dimensiones (ancho x alto x profundidad)	1,035 x 700 x 365mm (40.7 x 27.6x 14.4 pulgadas)
Peso (con soporte de montaje)	90 kg (198.4 lb.)
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Enfriamiento	Ventilación inteligente
Altitud de operación	4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0 ~ 100%
Conector de CC	Staubli MC4
Conector de CA	Conector resistente al agua + OT/DT Terminal
Clase de protección	IP66
Topología	Sin transformador
Cumplimiento estándar (Más información disponible a pedido)	
Certificados	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683

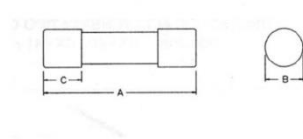
Preliminary Version

SOLAR.HUAWEI.COM

7.5 Fusibles DC



MODELO QR26-gPV (1000 Vdc)



Dimensiones

Modelo	Número	A	B	C
QR	26	50,8	14,3	12,7

Nota: Dimensiones en milímetros

Amper	Código
15	QR26-15gPV1K
20	QR26-20gPV1K
25	QR26-25gPV1K
32	QR26-32gPV1K

Los fusibles DELTA modelo QR26 clase gPV tamaño 14X51mm, son diseñados especialmente para la protección de sistemas fotovoltaicos (combinadores, recombinadores, inversores, baterías y controladores de carga) en la eventualidad de fallas en módulos solares, cables y errores de conexión. Son fabricados bajo la recomendación de la norma IEC 60269-6.

La respuesta de no fusión (Inf) de los fusibles gPV es de 1,13 veces la corriente nominal (In), siendo la corriente mínima de interrupción de $1,5 \times I_n$ (para 15-20A) y $1,75 \times I_n$ (para 25-32A).

Los fusibles DELTA QR26-gPV están diseñados para operar en circuitos de 1000 Volts corriente continua, su capacidad de ruptura es de 10KA, la constante de tiempo en los módulos fotovoltaico es baja, está dada entre 1 a 25 ms (relación L/R), lo cual es bastante diferente a las aplicaciones tradicionales en corriente continua (dc) por esto se garantiza esta capacidad no siendo necesaria más de 10KA lo cual es requerido por la norma.

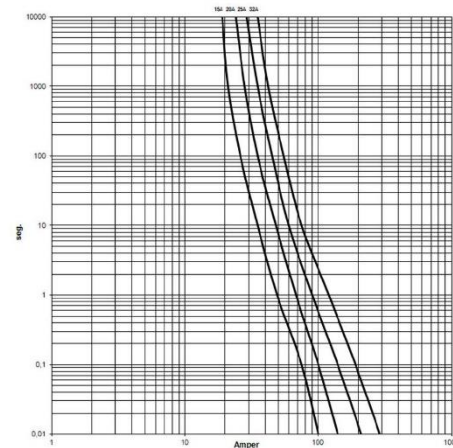
El cuerpo de los cartuchos es fabricado en cerámica, los terminales son de cobre matizado recubiertos con un baño de plata depositada electrolíticamente. El elemento fusible es de plata 99,9% de pureza y se encuentra rodeado con arena de sílice con tratamiento de vibración y purificación magnética.

La protección óptima se alcanza con fusibles localizados dentro de la cadena de celdas y también en los terminales de salida del arreglo, dispositivos que se denominan "fusibles de cadena" y "fusibles de banco" respectivamente. La carga promedio se elige entre el 70 y 80% de la intensidad nominal del fusible (In). También debe considerarse que la In debe ser igual o mayor que 1,4 veces la corriente de cortocircuito del módulo o cadena (Isc), para evitar la fusión no deseada del fusible bajo condiciones normales y en el caso de falla de otra cadena que esté conectada en paralelo.

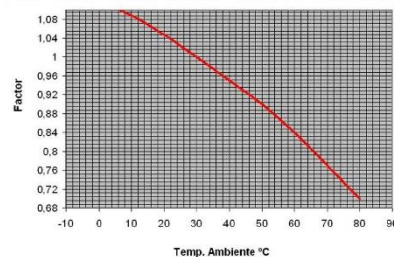
Como generalmente las instalaciones fotovoltaicas están instaladas en lugares donde la temperatura es alta, debe hacerse las correcciones por efecto de temperatura.



CURVAS DE PREARCO



FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA



Fusibles y Elementos Eléctricos Ltda. (Fuselco Ltda.), fabricante de los fusibles DELTA M.R. es una empresa certificada por el organismo internacional Bureau Veritas bajo la norma ISO 9001:2008. El alcance de la certificación es "Fabricación, Diseño y Comercialización nacional e internacional de Fusibles y Elementos Eléctricos" certificado 8514.

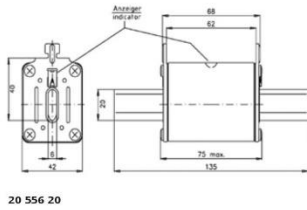


Desde 1972 protegiendo a la industria chilena

Los datos de esta página pueden ser modificados sin previo aviso.
Para más información consulte nuestro Departamento técnico
O visite nuestra página web:

www.fusibles.cl

DC 1000 V NH 1



20 556 20

Verpackungseinheit / Packing unit: 3 Stück / 3 pieces

Betriebsklasse / Class Überlast- u. Kurzschlusschutz overload and short circuit protection		in Anlehnung / following IEC 60 269-6 UL 2579	
Bemessungs- spannung Rated Voltage	Artikel Nr. Article No	Größe Size	Bemessungs- strom Rated current
V			A
DC 1000	20 556 20	NH 1	50-160

Bemessungsausschaltvermögen / Rated breaking capacity 30 kA L/R = 2 mS

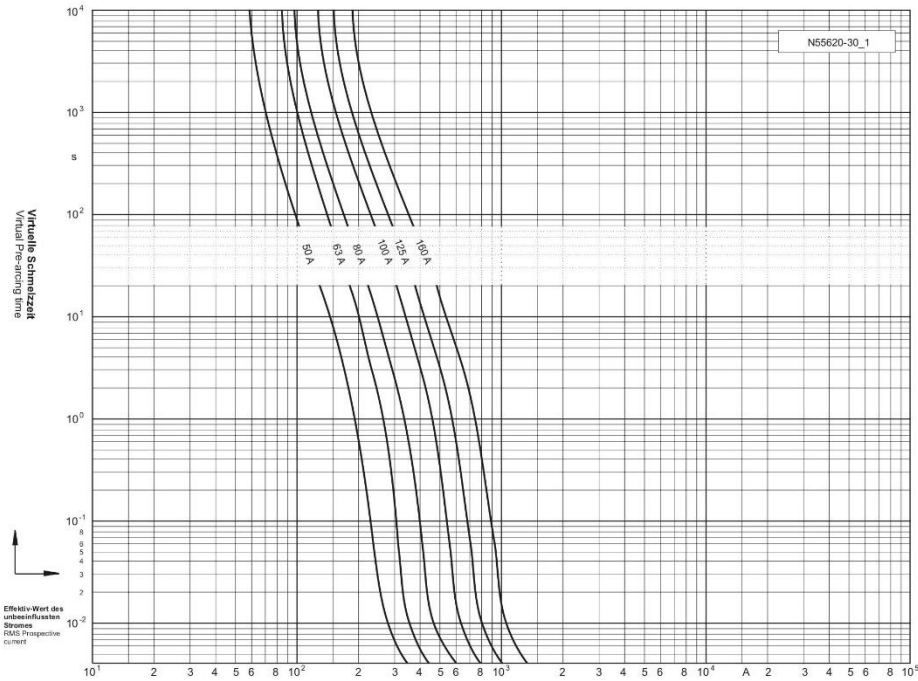
Bemessungsstrom Rated Current	Artikel Nr. Article No.	Gewicht Weight	Betriebs- klasse in An- lehnung Class following	Bemessungs- spannung Rated Voltage	Schmelz- integral Pre-Arcing- I ² t-Value	Ausschalt- integral Total I ² t-Value @ DC 1000 V	Leistungs- abgabe Power Loss
A		kg / 1		V	A ² s	A ² s	W
50	20 556 20.50	0,48	gPV	DC 1000	251	950	12
63	20 556 20.63	0,48	gPV	DC 1000	415	1.600	14
80	20 556 20.80	0,48	gPV	DC 1000	740	2.750	18
100	20 556 20.100	0,48	gPV	DC 1000	1.310	4.800	20
125	20 556 20.125	0,48	gPV	DC 1000	2.050	7.700	28
160	20 556 20.160	0,48	gPV	DC 1000	3.700	13.500	34

* GL-Meldeswitcher siehe Seiten 138-139
GL switch see pages 138-139

Applikationskoeffizienten / Application coefficients (Weiterführende Informationen siehe Seite 13 / for more information see page 13)					
a	A2	B1 max.	B2	Cf3	
130	0,6	1,3	0,6	0,8	

DC 1000 V NH 1

Zeit/Strom-
Kennlinien
Time-current
characteristics



7.6 Fusibles AC

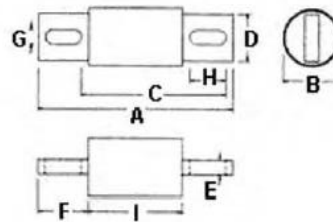
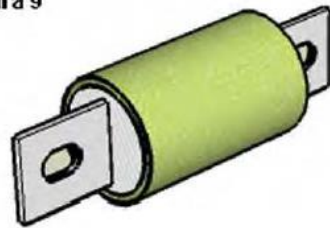


Fusibles DELTA M.R.
Fusibles Clase J de Fusión Lenta

Hoja de dato W0024

MODELO MV255-T

Figura 9



Características mecánicas

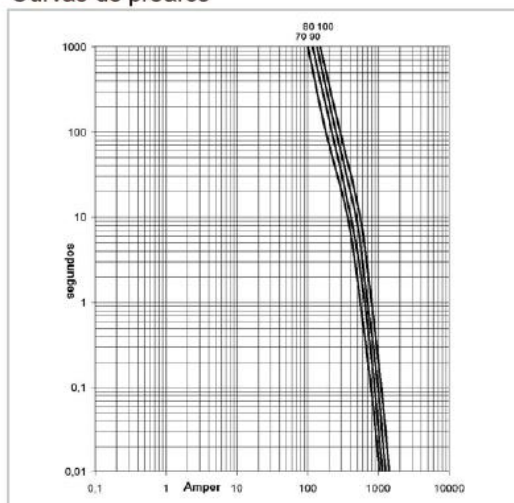
Número	Modelo	Figura	Material del cuerpo	A	B	C	D	E	F	G	H	I
255	MV	9	Fibra de vidrio	117.5	26	92.1	19	3	25.4	8.4	13	66.7

Nota: Dimensiones en milímetros.

Características eléctricas

Código	Amper	Volts AC	Fusión
MV255-70T600	70	600	T
MV255-80T600	80	600	T
MV255-90T600	90	600	T
MV255-100T600	100	600	T

Curvas de prearco



Los fusibles DELTA clase J se fabrican según las exigencias de la norma UL 198C.

El cuerpo de los fusibles modelo MV tipo cuchilla es fabricado en fibra de vidrio y su capacidad máxima de ruptura es de 200.000 amperes.

Este fusible tiene un alto grado de limitación de corriente, por lo cual es muy apropiado para proteger interruptores automáticos y en general sistemas donde puede haber una alta corriente de cortocircuito presunta.

Los terminales son de una pieza torneada en bronce y cuchillas de cobre con un baño de plata electrolítica.

Poseen retardo de tiempo, interrumpiendo en mínimo 10 segundos con 5 veces la corriente nominal del fusible, entregando una gran protección a dispositivos que producen altas corrientes de inrush, como transformadores y motores.

Pueden ser usados hasta 600 V ac



Fusibles DELTA M.R.

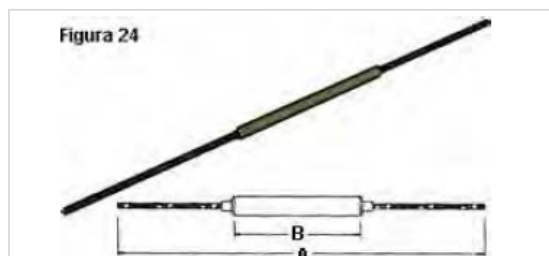
Desde 1972 protegiendo a la industria Chilena

Los datos de esta página pueden ser modificados sin previo aviso. Para más información consulte nuestro Departamento técnico o visite nuestra página web:

www.fusibles.cl

MODELO EX143 - EX121 Y EX107

Curva T (Lento)



Características generales

Número	Modelo	Figura	Material del cuerpo	A	B
143	EX	24	Cartón Impregnado	600	125
121	EX	24	Cartón Impregnado	600	100
107	EX	24	Cartón Impregnado	600	160

Nota: Dimensiones en milímetros.

Códigos

Amper	Cabeza fija	Cabeza atornillada
1	EX-143-1T15K	-
2	EX-143-2T15K	-
3	EX-143-3T15K	-
6	EX-143-6T15K	-
8	EX-143-8T15K	-
10	EX-143-10T15K	-
12	EX-143-12T15K	-
15	EX-143-15T15K	-
20	EX-143-20T15K	-
25	EX-143-25T15K	-
30	EX-143-30T15K	-
40	EX-143-40T15K	-
50	EX-143-50T15K	-
65	-	EX121-65T15K
80	-	EX121-80T15K
100	-	EX121-100T15K
140	-	EX107-140T15K
200	-	EX107-200T15K



Los hilos fusibles Delta tipo doble cola modelo EX de fusión Lenta (T), se fabrican en conformidad a la norma ANSI C37.41-42.

Pueden ser usados hasta 15 KV

Rangos de fusión curva T (valores en Amp.) 15 KV

In (Amp)	Mínimo 300 seg.	Máximo 300 seg.	Mínimo 10 seg.	Máximo 10 seg.	Mínimo 0,1 seg.	Máximo 0,1 seg.
1	2	24	-	11	-	100
2	4	4.8	-	11	-	100
3	6	7.2	-	11	-	100
6	12	14.4	15.3	23	120	144
8	15	18	20.5	31	166	199
10	19.5	23.4	26.5	40	224	269
12	25	30	34.5	52	296	355
15	31	37.2	44.5	67	388	466
20	39	47	57	85	496	595
25	50	60	73.5	109	635	762
30	63	76	93	138	812	975
40	80	96	120	178	1040	1240
50	101	121	152	226	1310	1570
65	128	153	195	291	1650	1975
80	160	192	248	370	2080	2500
100	200	240	319	475	2620	3150
140	310	372	520	775	4000	4800
200	480	576	850	1275	6250	7470

7.7 Línea de distribución.

Poste hormigón armado 8,7M reforzado 440/900Kg Chilquinta

Sku: 3201203



Información Técnica

Metros	8,7
Ancho (mm)	300
Alto (mm)	200
Embalaje	Piezas
Material	Hormigón
Largo (mm)	8700
Unidades por caja o rollo	1

Alambre Cobre Desnudo Duro 4 Awg 1Hebra

Sku: 2201075



Código	Calibre	Número de Hebras	Diámetro Hebras (mm)	Diámetro Total Aprox. (mm)	Resistencia Eléctrica 20°C Ohm/km	Peso Aprox. (kg/km)	Corriente a 40°C (Amp)
	Awg	mm²					
2201056	6	13,3	1	4,11	1,35	117,9	135
2201065	-	16	1	4,5	1,12	142	118
2201075	4	21,2	1	5,19	0,85	188,1	170
2201078	4	21,2	7	1,96	0,882	192	155

Aislador Porcelana Espiga 15KV Ansi 55-6 Elexor

Sku: 1105038



Información Técnica

Tensión	15KV	Norma Técnica	55-6
Ancho (mm)	20	Largo (mm)	215
Alto (mm)	14	Marca	Elexor
Unidades por caja o rollo	4	Embalaje	Caja

Aislador Polimerico Retención 15KV Elexor

Sku: 1102025



Información Técnica

Tensión	15KV	Ancho (mm)	9
Largo (mm)	35	Alto (mm)	9
Marca	Elexor	Unidades por caja o rollo	12
Embalaje	Caja		



	Código			Potencia [kVA]	Clase [kV]	Perdidas		Z%	Dimensiones			Aceite [Lts.]	Peso [kg]
	CH [12 kV]	CGE [13.2 kV]	NAC [13.2 kV]			Pfe[W]	Pcu Nominal [W]		Alto [mm]	Ancho [mm]	Largo/Diámetro [mm]		
	-	-	3801008			60	330		875	660	465	40	170
	3801072	3801250	3801065	15	15	90	430	4	930	700	460	50	200
	3801076	3801074	3801075	30	15	130	650	4	930	755	580	70	285
	3801042	3801255	3801040	45	15	190	790	4	920	855	580	90	355

7.1 Bibliografía

- 1) ARRIAGADA Urrutia, Francisco. Proyecto fotovoltaico para edificio de biblioteca universidad técnica Federico Santa María sede Concepción. Memoria (Ingeniero Constructor) Concepción, Chile: UTFSM Sede Concepción, 2018. 48-50 h.
- 2) Morató Moreno, Sergio. Diseño de una central fotovoltaica de 100 kW. Memoria (Ingeniero Electrónico Industrial), España: Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ETSE), 2006. 82-86 h.
- 3) Parera Guardiola, Roger. Diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica de 1.1 MW. Memoria (Ingeniero Técnico Industrial en Electricidad), España: Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ETSE), 2008. 82-86 h.
- 4) Pareja A., Miguel. Protecciones, En su: Energía solar fotovoltaica: cálculo de una instalación aislada, 3º Edición. Barcelona: Macombo, 2016. pp 171-197.
- 5) Pareja A., Miguel. Cálculo del cableado de la instalación, En su: Energía solar fotovoltaica: cálculo de una instalación aislada, 3º Edición. Barcelona: Macombo, 2016. pp 199-225.
- 6) Perales B, Tomas. Procedimiento fotovoltaico, En su: El universo de las energías renovables, 1º Edición. Macombo, 2012. pp 81-102.
- 7) 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.
- 8) Superintendencia de Electricidad y Combustibles (Chile) Pliegos técnicos normativos RPTD, Chile: 2020.
- 9) Superintendencia de Electricidad y Combustibles (Chile) Pliegos técnicos normativos RIC, Chile: 2021.

7.2 Linkografía.

- <https://www.rhona.cl/>
- <https://www.dartel.cl/>
- <https://www.eecol.cl/>
- <https://www.gobantes.cl/control-y-potencia/tableros>
- <https://www.vitel.cl/>
- <https://www.sodimac.cl/sodimac-cl/product/65927/electrobomba-centrifuga-1-hp-90-l-min/65927/>
- <https://www.tecnored.cl/>
- <https://www.sma.de/es/>
- <https://www.solartex.cl/tienda/producto/bateria-agm-200ah-12v-ultracell/>
- <https://solarmat.es/es/placas-solares/accesorios-paneles-solares/>
- <https://www.naturaenergy.cl/product/panel-solar-380w-24v-ulica-solar-monocristalino-certificado-sec>
- <https://www.generalcable.com/eu/es>
- <https://www.nexans.cl/>