

Universidad Católica de Santa María
Facultad de Ciencias e Ingenierías Físicas y Formales
Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica-Eléctrica y
Mecatrónica



**“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO EN LA
COMPAÑÍA DE BOMBEROS DE YANAHUARA - AREQUIPA”**

Tesis presentada por el Bachiller:

Helfer Lazo, Alfredo Mateo

Para optar el Título Profesional de:

Ingeniero Mecánico Electricista

Asesor:

Dr. Gordillo Andía, Carlos

Arequipa – Perú

2021

UCSM-ERP

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTA MARÍA
INGENIERIA MECANICA, MECANICA-ELECTRICA Y MECATRONICA
TITULACIÓN CON TESIS
DICTAMEN APROBACIÓN DE BORRADOR

Arequipa, 09 de Noviembre del 2021

Dictamen: 002072-C-EPIMMEM-2021

Visto el borrador del expediente 002072, presentado por:

2010210051 - HELFER LAZO ALFREDO MATEO

Titulado:

**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO EN LA COMPAÑÍA DE
BOMBEROS DE YANAHUARA - AREQUIPA**

Nuestro dictamen es:

APROBADO

**1470 - CASTILLO CACERES CESAR PIO
DICTAMINADOR**



**1530 - FERNANDEZ BARRIGA CAMILO GRIMALDO
DICTAMINADOR**

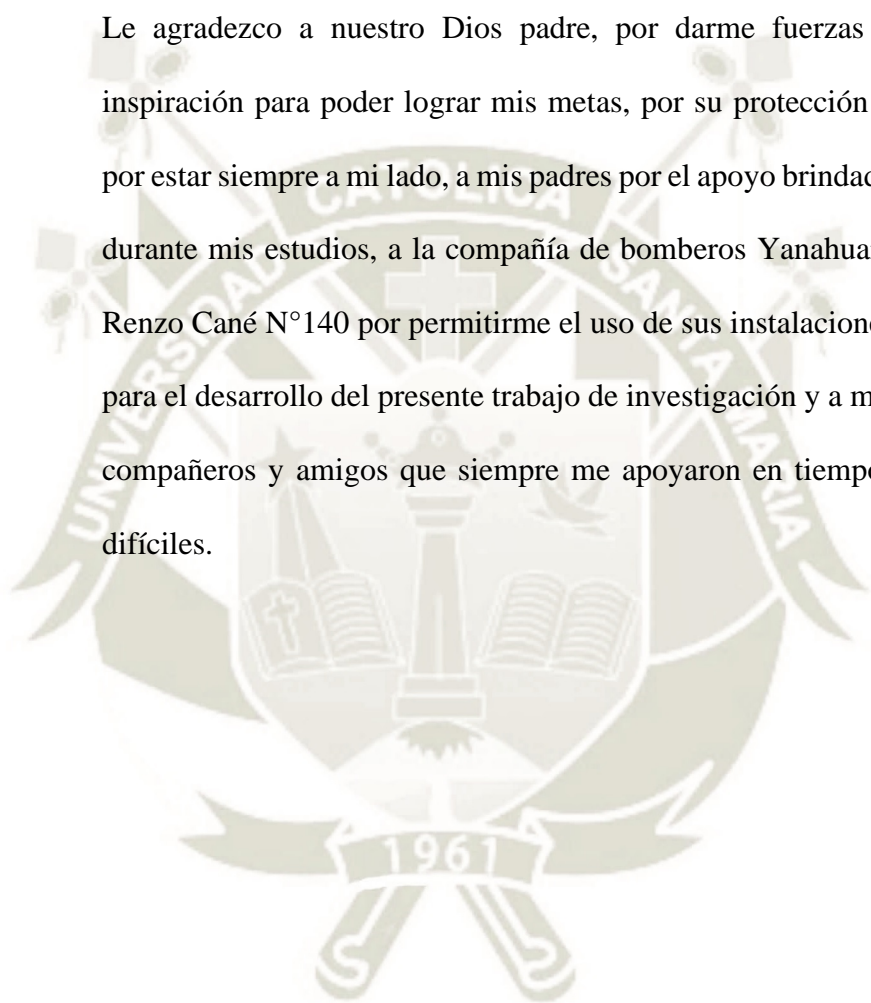


**9185 - SIERRA VASQUEZ JULIO RAUL
DICTAMINADOR**



AGRADECIMIENTO

Le agradezco a nuestro Dios padre, por darme fuerzas e inspiración para poder lograr mis metas, por su protección y por estar siempre a mi lado, a mis padres por el apoyo brindado durante mis estudios, a la compañía de bomberos Yanahuara Renzo Cané N°140 por permitirme el uso de sus instalaciones para el desarrollo del presente trabajo de investigación y a mis compañeros y amigos que siempre me apoyaron en tiempos difíciles.



RESUMEN

En la actualidad, los constantes cortes de energía en la ciudad de Arequipa, el aumento de emergencias y las condiciones críticas suscitadas por la pandemia ocasionada por el Covid-19 ponen en riesgo y demora la atención de emergencias por parte del CGBVP y nos permite ver una realidad de las consecuencias de un déficit de energía eléctrica en época de desastre. El presente trabajo buscó una solución al suministro energético de una compañía de bomberos en el distrito de Yanahuara en la región de Arequipa considerando un tipo de energía renovable y autónoma la cual es la energía fotovoltaica, se diseñó el sistema utilizando el software PVSyst, seleccionando cada elemento del sistema en base a un análisis previo de la eficiencia, confiabilidad, costo, comportamiento, disponibilidad en el mercado actual, avances en la tecnología y las condiciones de funcionamiento. El sistema consta de seis paneles fotovoltaicos policristalinos de 270W cada uno, soportes fijos de Aluminio AL6005 -T5, un inversor controlador de 3000W, un banco de baterías y sus respectivos componentes de protección. Se realizó el rediseño del sistema eléctrico existente, según el CNE Utilización y la NTP vigente, para adaptar los circuitos conectados al sistema fotovoltaico. Se simuló diferentes condiciones críticas para realizar un análisis del comportamiento del sistema, permitiendo obtener la mejor configuración del sistema para una máxima confiabilidad y una configuración óptima para un máximo aprovechamiento posible de la energía.

Palabras Claves: *Sistema fotovoltaico, PVSyst, paneles policristalinos, Yanahuara, Arequipa, energía renovable.*

ABSTRAC

At present, the constant power outages in the city of Arequipa, the increase in emergencies and the critical conditions caused by the pandemic caused by Covid-19 put at risk and delay the attention of emergencies by the CGBVP and allows us to see a reality of the consequences of a power shortage in times of disaster. The present work sought a solution to the energy supply of a fire company in the district of Yanahuara in the region of Arequipa considering a type of renewable and autonomous energy which is photovoltaic energy, the system was designed using PVSyst software, selecting each system element based on a previous analysis of efficiency, reliability, cost, performance, availability in the current market, advances in technology and operating conditions. The system consists of six polycrystalline photovoltaic panels of 270W each, fixed AL6005 -T5 aluminum supports, a 3000W inverter controller, a battery bank, and its respective protection components. The existing electrical system was redesigned, according to the CNE Utilization and the NTP in force, to adapt the circuits connected to the photovoltaic system. Different critical conditions were simulated to perform an analysis of the system behavior, allowing to obtain the best configuration of the system for maximum reliability and an optimal configuration for maximum possible use of energy.

Keywords: *Photovoltaic system, PVSyst, polycrystalline panels, Yanahuara, Arequipa, renewable energy.*

ÍNDICE

AGRADECIMIENTO.....	3
RESUMEN.....	4
ABSTRAC.....	5
NOMENCLATURA.....	13
INTRODUCCIÓN.....	16
CAPÍTULO 1 MARCO METODOLÓGICO.....	18
1.1 Definición del Problema.....	18
1.2 Objetivo de la Investigación.....	19
1.2.1 Objetivo Principal.....	19
1.2.2 Objetivos Específicos.....	19
1.3 Alcances.....	20
1.4 Justificación.....	20
1.5 Estado de la Cuestión.....	21
CAPÍTULO 2 MARCO TEÓRICO.....	23
2.1 Energía Solar.....	23
2.2 Energía Solar en Arequipa.....	25
2.3 Tecnología Fotovoltaica.....	26
2.4 Sistema Fotovoltaico Híbrido.....	27
2.5 Panel Fotovoltaico.....	27
2.6 Controlador de Cargas.....	29
2.7 Inversores.....	31
2.8 Baterías.....	31
CAPÍTULO 3 DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	34
3.1 Localización de la Instalación.....	34
3.2 Parámetros Según la Localización.....	34
3.2.1 Temperatura Ambiental.....	34
3.2.2 Irradiancia.....	34
3.2.3 Orientación del Panel Fotovoltaico.....	34
3.2.4 Inclinación del Panel Fotovoltaico.....	34
3.3 Análisis del Consumo de Cargas.....	36
3.4 Selección del Tipo de Panel Fotovoltaico.....	37
3.5 Selección de las Tecnologías del Sistema.....	39
3.6 Cálculo y Selección del Inversor Controlador.....	39
3.7 Disponibilidad y Ubicación de los Paneles.....	40
3.8 Cálculo y Selección de los Paneles Fotovoltaicos.....	41
3.8.1 Selección del Panel Sotovoltaico Según el Inversor Controlador.....	41

3.8.2 Selección de Panel Fotovoltaico Según Costo	42
3.8.3 Dimensionamiento por Área Disponible.....	42
3.8.4 Dimensionamiento por sustitución energética	43
3.8.5 Dimensionamiento por Capacidad del Inversor	58
3.8.6 Disposición de los Paneles Fotovoltaicos	58
3.9 Cálculo y Selección de las Baterías.....	59
3.10 Calculo y Selección de los Conductores y Dispositivos de Protección	60
3.10.1 Cálculo y Selección del Conductor de los Paneles al Inversor	60
3.10.2 Cálculo y Selección de las Protecciones de los Paneles al Inversor.....	62
3.10.3 Cálculo y Selección del Conductor del Banco de Baterías al Inversor	62
3.10.4 Dispositivo de Desconexión del Banco de Baterías al Inversor.....	63
3.11 Selección del tipo de soporte a utilizar	63
3.12 Simulación del Sistema Fotovoltaico con PVSyst.....	66
CAPÍTULO 4 INSTALACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	72
4.1 Ubicación de las Cargas	72
4.1.1 Ubicación de las Cargas Críticas Permanentes	72
4.1.2 Ubicación de las Cargas Críticas Temporales.....	72
4.1.3 Ubicación de las Cargas Adicionales	72
4.2 Ubicación y Estado del Tablero Eléctrico General	72
4.3 Rediseño del Sistema Eléctrico Existente	73
4.3.1 Cálculo y Selección del Conductor.....	73
4.3.2 Verificación del Diametro de la Tubería.....	74
4.3.3 Selección de los Dispositivos de Protección.....	74
4.4 Instalación del Sistema Eléctrico	75
4.5 Instalación del Sistema Fotovoltaico.....	75
4.6 Procedimiento de Puesta en Marcha del Sistema Fotovoltaico	78
4.6.1 Verificación del Sistema Previo a la Puesta en Marcha.....	78
4.6.2 Configuración del Inversor Growatt	78
4.6.3 Puesta en Marcha del Sistema Fotovoltaico.....	79
4.6.4 Monitoreo del Sistema Fotovoltaico	79
4.7 Sistema de Puesta a Tierra	80
CAPÍTULO 5 PRUEBAS, RESULTADOS Y ANÁLISIS DEL SISTEMA	82
5.1 Comportamiento del Sistema en Diferente Condiciones Climaticas.....	82
5.1.1 Días Nublados.....	82
5.1.2 Días Seminublados.....	83
5.1.3 Días con Precipitación	85
5.1.4 Días Soleados.....	86
5.1.5 Temperatura del Soporte de los Paneles Fotovoltaicos.....	88
5.2 Análisis del Sistema Fotovoltaico a Máxima Demanda.....	88

5.3	Cálculo de Confiabilidad y Disponibilidad Usando el Software Weibull DR	89
5.3.1	Cálculo y Análisis de la Confiabilidad del Sistema Fotovoltaico	89
5.3.2	Cálculo de la confiabilidad de la Red eléctrica tipo A	91
5.3.3	Cálculo de la Confiabilidad de la Red eléctrica Tipo B	93
5.3.4	Cálculo de la Confiabilidad Del Sistema Híbrido.	95
5.3.5	Cálculo y Análisis de la Disponibilidad del Sistema Fotovoltaico	98
5.4	Configuración Final del Sistema Fotovoltaico	100
5.5	Mantenimiento de los Paneles Fotovoltaicos	102
CAPÍTULO 6 ANÁLISIS ECONÓMICO		104
6.1	Costo del Sistema Fotovoltaico Híbrido	104
6.2	Cálculo y Análisis del TIR y VAN	106
6.2.1	Sistema Fotovoltaico Híbrido Instalado.....	106
6.2.2	Análisis del Número Óptimo de Baterías.....	107
CONCLUSIONES		110
RECOMENDACIONES		111
REFERENCIAS		112
ANEXOS		114

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Estadísticas de la atención a emergencias de las compañías de Arequipa	20
Tabla 2 Características de los Tipos de Paneles Fotovoltaicos.....	29
Tabla 3 Tipos de Reguladores Según Diferentes Condiciones	30
Tabla 4 Tipos de Acumuladores de Energía.....	33
Tabla 5 Consumo de las Cargas Críticas Permanentes.....	36
Tabla 6 Consumo de las Cargas Críticas Temporales.....	36
Tabla 7 Datos de Variación de Parametros por Variación de Temperatura de celda.....	37
Tabla 8 Parametros de los Paneles Solares a una Temperatura de Celda de 59°C	39
Tabla 9 Datos de los Paneles Solares Policristalinos mas Comerciales en el Perú.....	41
Tabla 10 Datos de los Paneles Solares Mono PERC mas Comerciales en el Perú	41
Tabla 11 Valores de las constantes α_i para paneles fotovoltaicos por NIST	50
Tabla 12 Valores de las constantes b_i para paneles fotovoltaicos por NIST	52
Tabla 13 Potencia del panel fotovoltaico a diferentes horas del día	57
Tabla 14 Selección de Conductor para Instalaciones Fotovoltaicas	61
Tabla 15 Selección de las Protecciones para Corriente Continua.....	62
Tabla 16 Selección de Conductor para Baterías	63
Tabla 17 Elementos del Soporte KH915	64
Tabla 18 Puntos de Referencia Para Sombras Lejanas.....	69
Tabla 19 Cálculo de la Corriente Nominal	73
Tabla 20 Cálculo de la Corriente de Diseño.....	73
Tabla 21 Verificación de la Caída de Tensión.....	74
Tabla 22 Cuadro de Dispositivos de Proteccion de los Circuitos	74
Tabla 23 Temperatura del Panel Solar en Días Nublados	83
Tabla 24 Temperatura del Panel Solar en Días Seminublados	84
Tabla 25 Temperatura del Panel Solar en Días Soleados	87
Tabla 26 Potencia Medida y Teórica del Sistema Fotovoltaico.....	88
Tabla 27 Tiempo de Falla del Sistema Fotovoltaico	90
Tabla 28 Confiabilidad del Sistema Fotovoltaico.....	91
Tabla 29 TBF de la Red Eléctrica Tipo A	92

Tabla 30 Confiabilidad de la Red Eléctrica Tipo A.....	93
Tabla 31 TBF de la Red Eléctrica Tipo B	94
Tabla 32 Confiabilidad de la Red Eléctrica Tipo B.....	95
Tabla 33 Confiabilidad del Sistema Fotovoltaico y Red Eléctrica Tipo A.....	96
Tabla 34 Confiabilidad del Sistema Fotovoltaico y Red Eléctrica Tipo B	97
Tabla 35 Flujo de Caja del Sistema Fotovoltaico Híbrido.....	106
Tabla 36 TIR y VAN del Sistema Fotovoltaico Variando el Número de Baterías	108



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 <i>Espectro de Emisión de Energía Electromagnética</i>	23
Figura 2 <i>Distribución de la intensidad de radiación durante el año</i>	24
Figura 3 <i>Absorción de la Radiación Extraterrestre</i>	24
Figura 4 <i>Mapa de Incidencia de la Energía Solar en Arequipa</i>	25
Figura 5 <i>Incidencia de Radiación Solar en Arequipa</i>	26
Figura 6 <i>Conexión de un Sistema Fotovoltaico Híbrido.</i>	27
Figura 7 <i>Características de un Panel Fotovoltaico</i>	28
Figura 8 <i>Conexión del Regulador de un Sistema Fotovoltaico.</i>	29
Figura 9 <i>Conexión del Inversor de un Sistema Fotovoltaico</i>	31
Figura 10 <i>Ángulo de Inclinación Optimo en la Ciudad de Arequipa</i>	35
Figura 11 <i>Distribución del Consumo de las Cargas Críticas durante el día.</i>	37
Figura 12 <i>Variación de la Eficiencia Respecto a la Temperatura de Celda</i>	38
Figura 13 <i>Espacio Seleccionado para la colocación de los Paneles Fotovoltaicos</i>	40
Figura 14 <i>Costo de Paneles por Watt Instalado a Diferentes Temperaturas</i>	42
Figura 15 <i>Ángulo de Incidencia con Acimut de 169° y 180°</i>	44
Figura 16 <i>Variación del Ángulo de Incidencia</i>	45
Figura 17 <i>Ángulo de Incidencia del Sol el 22 de Junio</i>	48
Figura 18 <i>Eficiencia del Panel AE Solar 270W a Diferentes Temperaturas de Celda</i>	56
Figura 19 <i>Arreglo de los Paneles Fotovoltaicos a Instalar</i>	59
Figura 20 <i>Esquema del Sistema Fotovoltaico a Instalar</i>	60
Figura 21 <i>Vista 3D de los componentes del soporte KH915 y el armado.</i>	64
Figura 22 <i>Vista 3D del Soporte Riel Armado e Instalado</i>	66
Figura 23 <i>Ingreso de los parámetros de Ubicación en PVSyst</i>	66
Figura 24 <i>Ingreso de los datos técnicos de los componentes en PVSyst</i>	67
Figura 25 <i>Definiendo los parámetros de campo en PVSyst</i>	67
Figura 26 <i>Definiendo las características del sistema en PVSyst</i>	68
Figura 27 <i>Ubicación de los puntos de sombras lejanas</i>	69
Figura 28 <i>Definición de Perfil de Obstáculos Lejanos en el Software PVSyst</i>	70
Figura 29 <i>Definición de Perfil de Obstáculos Cercanos en el Software PVSyst</i>	70

Figura 30 <i>Tablero General con Sistema Fotovoltaico</i>	75
Figura 31 <i>Paneles Fotovoltaicos Instalados</i>	76
Figura 32 <i>Sistema Fotovoltaico Instalado</i>	77
Figura 33 <i>Detalles del pozo a tierra para la compañía de bomberos.</i>	81
Figura 34 <i>Cielo Nublado en Arequipa</i>	82
Figura 35 <i>Comportamiento Sistema Fotovoltaico en Día Nublado</i>	82
Figura 36 <i>Comportamiento Sistema Fotovoltaico en Día Seminublado</i>	83
Figura 37 <i>Temperatura del Panel Solar en Día Seminublado</i>	84
Figura 38 <i>Cielo con Precipitación en Arequipa</i>	85
Figura 39 <i>Comportamiento Sistema Fotovoltaico en Días con Precipitación</i>	86
Figura 40 <i>Comportamiento Sistema Fotovoltaico en Días Soleados</i>	86
Figura 41 <i>Temperatura del Panel Fotovoltaico en Días Soleados</i>	87
Figura 42 <i>Temperatura del Soporte de los Paneles en Días Soleados</i>	88
Figura 43 <i>Parámetros de Weibull Corregidos con el Software Weibull DR</i>	90
Figura 44 <i>Corrección de los Parámetros de Weibull de la Red Tipo A</i>	92
Figura 45 <i>Corrección de los Parámetros de Weibull de la Red Tipo B</i>	94
Figura 46 <i>Diagrama de Flujo del Sistema Fotovoltaico Híbrido Instalado</i>	101
Figura 47 <i>Paneles Fotovoltaicos a una Semana y a un Mes de ser Instalados</i>	102
Figura 48 <i>Paneles Fotovoltaicos Después de una Precipitación</i>	103
Figura 49 <i>Costos del Sistema Fotovoltaico Híbrido</i>	104
Figura 50 <i>Porcentaje Distribuidos de los Costos del Sistema</i>	105
Figura 51 <i>Aprovechamiento Energético del Sistema Fotovoltaico</i>	108
Figura 52 <i>TIR vs Número de Baterías Posibles a Instalar al Sistema</i>	109
Figura 53 <i>VAN vs Número de Baterías a Instalar al Sistema</i>	109

NOMENCLATURA

Símbolo	Descripción	Unidad
A_p	Área del panel fotovoltaico	$[m^2]$
A_D	Área total disponible	$[m^2]$
B	Factor de ubicación de la ecuación del tiempo	$[-]$
b	Constante modificador del ángulo de incidencia	$[-]$
C_s	Costo total del sistema	$[\$/]$
C_{bat}	Capacidad de corriente de las baterías	$[Ah]$
d	Cantidad de días	$[día]$
d_p	Distancia entre paneles fotovoltaicos	$[mm]$
E_{alm}	Energía requerida de almacenamiento de las baterías	$[Wh/día]$
E_{req}	Energía requerida por la carga	$[Wh/día]$
E_p	Energía efectiva suministrada por un panel fotovoltaico	$[Wh/día]$
E_{fv}	Energía entregada por el arreglo de paneles	$[Wh/día]$
e_p	Espesor del vidrio del panel fotovoltaico	$[m]$
F	Factor de sobredimensionamiento	$[-]$
G	Radiación sobre una superficie	$[W/m^2]$
h	Ángulo de hora	$[grados]$
H_t	Radiación incidente en superficie inclinada	$[J/m^2]$
I_{cc}	Corriente de corto circuito	$[A]$
I_{inv}	Corriente máxima admisible por el inversor	$[A]$
I_n	Corriente nominal	$[A]$
I_d	Corriente de diseño	$[A]$
I_{mp}	Corriente a máxima potencia	$[A]$
K	Coefficiente de extinción	$[-]$
K_θ	Modificador del ángulo de incidencia	$[-]$
l_{AD}	Lado del área disponible	$[mm]$
l_p	Lado del panel fotovoltaico	$[mm]$
M	Modificador por masa de aire	$[m^2]$
m	Masa de aire	$[-]$
N	Día del año	$[día]$
N_p	Número de paneles fotovoltaicos	$[-]$
n	Índice de refracción	$[-]$
P	Potencia activa	$[W]$
P_{inv}	Potencia máxima del inversor	$[W]$
P_p	Potencia del panel fotovoltaico	$[W]$
P_{stc}	Potencia nominal del panel fotovoltaico	$[W]$
Q_p	Radiación solar incidente en el panel	$[W]$
q_p	Irradiación por unidad de área sobre el panel	$[W/m^2]$
Q_u	Energía útil del sistema	$[J]$
R	Factor de inclinación de radiación	$[-]$
$R_{(t)}$	Confiabilidad del sistema	$[-]$
$R_{(pv)}$	Confiabilidad del sistema fotovoltaico	$[-]$

R_(red)	Confiabilidad de la red eléctrica	[--]
S	Radiación solar absorbida por unidad de área	[W/m ²]
t	Tiempo	[min]
T_a	Temperatura ambiente	[°C]
T_c	Temperatura de celda	[°C]
T_{pa}	Temperatura promedio del ambiente	[°C]
T_p	Temperatura del panel fotovoltaico	[°C]
T_{stc}	Temperatura estándar de prueba	[°C]
U_{PV}	Coefficiente de pérdida térmica	[W·°C ⁻¹ ·m ⁻²]
v_v	Velocidad del viento alrededor del panel	[m·s ⁻¹]
V	Voltaje	[V]
V_{ca}	Voltaje de circuito abierto	[V]
V_{mppt}	Voltaje en el punto máximo de potencia	[V]
V_{mp}	Voltaje a máxima potencia del panel fotovoltaico	[V]
z	Ángulo de acimut solar	[grados]
Z_s	Ángulo de acimut de la superficie	[grados]

Símbolos Griegos

Símbolo	Descripción	Unidad
α	Altura solar	[grados]
α_n	Altura solar al medio día solar	[grados]
β	Inclinación del panel	[grados]
β_{stc}	Coefficiente de potencia por temperatura	[°C ⁻¹]
β_c	Parámetro de forma beta de Weibull	[--]
γ_c	Parámetro de posición gamma de Weibull	[--]
δ	Declinación	[grados]
λ	Longitud de onda	[m]
η_c	Parámetro de escala eta de Weibull	[--]
η_p	Eficiencia del panel fotovoltaico	[--]
η_s	Eficiencia del sistema instalado	[--]
η_{stc}	Eficiencia del panel en condiciones de prueba	[--]
θ	Ángulo de incidencia	[grados]
θ_e	Ángulo de eficiencia efectivo	[grados]
θ_r	Ángulo de refracción	[grados]
Γ	Ángulo diario	[grados]
$\tau\alpha$	Transmitancia absorbancia	[--]
Φ	Ángulo zenit	[grados]

Subíndices

Símbolo	Descripción
0	Referencia
1	Primer orden
2	Segundo Orden
max	Máximo
B	Directa
ccri	Cargas críticas
d	Difusa
g	Reflejada
n	normal

Abreviaturas

ATS	Aparente tiempo solar
CGBVP	Cuerpo General de Bomberos Voluntarios del Perú
D	Disponibilidad
ET	Ecuación del tiempo
FV	Fotovoltaico
HA	Horizontal Ancho
HR	Humedad relativa
HL	Horizontal largo
L	Latitud
LE	Longitud estándar
LL	Longitud Local
NIST	Instituto nacional de normas y tecnología
NOCT	Temperatura en condiciones normales de operación
PERC	Passivated Emitter Rear Cell (Celda trasera de emisión pasiva)
TBF	Tiempo antes de la falla
TBMF	Tiempo medio entre fallas
TIR	Tasa interna de retorno
VA	Vertical Ancho
VAN	Valor actual neto
VL	Vertical largo
VMPP	Voltaje en el punto máximo de potencia
VP	Valor presente

INTRODUCCIÓN

Las compañías de bomberos voluntarios del Perú en la ciudad de Arequipa en la actualidad están en la necesidad de mantener una continuidad en el flujo eléctrico para su sistema de comunicaciones de respuesta a emergencia. Ante esto la energía fotovoltaica nace como una solución confiable, de bajo costo y que asegura un suministro de electricidad independiente y amigable con el medio ambiente.

La energía fotovoltaica utiliza la energía proveniente del sol, lo cual hace que la ciudad de Arequipa que posee más de 300 días soleados al año tenga un potencial mayor al resto del país, escogiendo como lugar de instalación del sistema la compañía de bomberos Yanahuara Renzo Cané 140, por ser una de las compañías más importantes.

Los paneles fotovoltaicos son los componentes principales del sistema, siendo estos los encargados de convertir la energía proveniente del sol en energía eléctrica. La energía proveniente de los paneles fotovoltaicos es entregada como corriente continua, la cual por medio de un inversor es transformada a corriente alterna para su posterior uso en los equipos necesarios.

Dependiendo de la disposición del sistema a instalar, las instalaciones fotovoltaicas pueden ser aisladas de la red eléctrica, interconectadas a la red o híbridas, escogiendo para el presente trabajo un sistema híbrido, debido a la existencia de suministro de energía eléctrica proveniente de la red de distribución de la zona. Para lo cual se realizará un rediseño del sistema eléctrico de la compañía de bomberos Yanahuara Renzo Cane 140, permitiendo que la energía solar obtenida se priorice como la fuente principal de suministro eléctrico y que la energía proveniente de la red eléctrica se utilice como fuente secundaria, además, se utilizará un banco de baterías que permita el almacenamiento del excedente de energía solar para su uso cuando ambas fuentes de energía no se encuentren disponibles, aumentando de esta forma la confiabilidad de nuestro sistema solar híbrido.

Para el diseño del sistema se tomará en cuenta un enfoque diario de la necesidad de energía, se realizarán los cálculos mediante modelos matemáticos basados en datos calculados como la posición del sol, la distancia de la tierra respecto del sol, la atenuación de la atmosfera respecto a la ubicación y los parámetros que afectan directamente el comportamiento de las celdas fotovoltaicos, como son la temperatura, la humedad relativa, la masa de aire , la velocidad del viento y las especificaciones técnicas de los diferentes componentes del sistema, con el fin de predecir un comportamiento del sistema bajo condiciones reales, evitando el uso de factores prefijados, como son los factores de desempeño (PR), los cuales son creados en base a datos estadísticos de otros lugares del mundo como Europa o EE. UU. Antes de la instalación del sistema fotovoltaico, se realizará una simulación utilizando el software PVSyst con el fin de evitar una incompatibilidad entre los equipos del sistema, asimismo, nos brindará un informe del balance de energía anual lo cual nos permitirá tener un mayor panorama del sistema.

El presente trabajo busca realizar un diseño del sistema lo más costo eficiente posible, con una confiabilidad mayor a la red eléctrica y un costo menor por kWh, para lo cual se realizará un análisis de cada componente comparando los equipos disponibles en el mercado actual, tomando en cuenta el tiempo de vida de cada componente y su costo de reposición, considerando que el tiempo de vida del sistema será de 20 años. Asimismo, se re realizará la instalación del sistema para realizar un análisis de datos que nos permitan comprender mejor el comportamiento del sistema fotovoltaico en la ciudad de Arequipa, comparando los resultados obtenidos con los teóricos calculados.

Capítulo 1 Marco Metodológico

1.1 Definición del Problema

En muchos lugares de la ciudad de Arequipa se busca formas alternativas de generar energía eléctrica para aumentar la confiabilidad de sus sistemas. Una de las instituciones más importantes al servicio de la sociedad es el CGBVP, el cual utiliza la energía eléctrica para la alimentación de sus equipos de comunicación durante la atención de emergencias, por esta razón buscan satisfacer su necesidad de energía por medio del uso de grupos electrógenos, los cuales son una solución común en muchos lugares, siendo estos equipos ruidosos, contaminantes y con un costo de uso muy elevado.

La contaminación ambiental es un punto muy importante de estudio en la actualidad, debido a que afecta gravemente el comportamiento de nuestro planeta, lo cual se busca actualmente satisfacer todas las necesidades de la humanidad por medio del desarrollo sostenible. Se busca una forma alternativa de satisfacer esta necesidad de energía eléctrica que no sea contaminante, que sea autónoma y de un costo viable.

La ciudad de Arequipa posee un gran potencial para el desarrollo de energías renovables, siendo la energía solar una de ellas. El uso de paneles fotovoltaicos permite aprovechar de forma óptima la energía proveniente del sol, pero debido a que muchas personas no poseen conocimientos acerca de este tipo de energía se piensa que no es muy confiable y que su continuidad se ve afectada por las horas del día. Es posible que, con las tecnologías actuales de uso de paneles fotovoltaicos, almacenamiento de energía y combinación de sistemas sea una respuesta a este problema.

1.2 Objetivo de la Investigación

1.2.1 Objetivo Principal

Diseñar e implementar un sistema de energía fotovoltaico para la alimentación de los principales equipos de comunicación de emergencias en la compañía de bomberos en la zona de Yanahuara – Arequipa, con una confiabilidad del suministro energético mayor al de la red y a un costo competitivo en el mercado actual.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Determinar la temperatura promedio de trabajo de las celdas fotovoltaicas en diferentes climas en la ciudad de Arequipa.
- Determinar las condiciones más críticas para el funcionamiento del sistema fotovoltaico en la ciudad de Arequipa.
- Realizar la simulación del sistema fotovoltaico usando el software PVSyst y realizar la comparación de los datos obtenidos con los resultados teóricos y los obtenidos en campo.
- Diseñar un sistema fotovoltaico que permita un uso constante de la energía aumentando la confiabilidad y disponibilidad de la energía eléctrica.
- Rediseño del sistema eléctrico existente para su adaptación al sistema de energía fotovoltaica.
- Establecer dos posibles configuraciones para el sistema, una que priorice la confiabilidad y otra que priorice la rentabilidad.
- Determinar el costo de inversión, TIR y VAN de sistema fotovoltaico y establecer su comparación con otros tipos de sistemas.

1.3 Alcances

La presente tesis, abarca el diseño e instalación de un sistema fotovoltaico híbrido, utilizando la energía solar como fuente principal y la energía de la red como fuente auxiliar, realizando la simulación en el software PvSyst.

Incluye además el análisis de los parámetros del sistema y su comparación con los cálculos realizados.

1.4 Justificación

Se busca una solución a la necesidad de energía eléctrica en una de las compañías más importantes de la ciudad de Arequipa. Como se puede observar en la tabla 1, la compañía de bomberos B-140 R. Cané tiene un total de 2952 emergencias atendidas en los años 2018, 2019 y 2020 siendo la compañía con el mayor porcentaje de emergencias atendidas.

Tabla 1

Estadísticas de la atención a emergencias de las compañías de Arequipa

Compañía	2018	2019	2020	Total
B-19 Arequipa	1134	1374	429	2937
B-77 Kaemena	1131	904	464	2499
B-78 Crosby	650	284	483	1417
B-140 R. Cané	1477	1033	442	2952
B-186 M. Melgar	559	272	119	950
B-187 R. Glave	441	328	75	844
B-233 V. De Chapi	121	432	174	727
B-241 Hunter	0	0	9	9
Total	6856	5680	2972	15508

Nota. La compañía B-140 R. Cané cuenta con un 23.9% del total de emergencias.

El siguiente estudio pretende no solo demostrar la factibilidad del uso de paneles fotovoltaicos sino también demostrar su alta confiabilidad y determinar las ventajas al realizar la instalación en una aplicación real al alimentar el sistema de comunicaciones de

emergencias de una compañía de bomberos, la cual se requiere en funcionamiento las 24hrs de día. Encontrándose en una ubicación donde se goce de sol la mayor cantidad del año, se debe aprovechar esta ventaja geográfica que se posee y fomentar el desarrollo y uso de las energías renovables no solo como estudio sino también como aplicación en diferentes campos y así aumentar la confianza en este tipo de tecnología energética. Así mismo la propuesta del presente proyecto busca promover una conciencia ambientalista con el uso de energías renovables y evaluar su uso bajo el enfoque de confiabilidad.

1.5 Estado de la Cuestión

El presente trabajo empieza con una investigación de los recientes estudios y sus resultados.

Hou & Tsai (2019), después de realizar un análisis determinaron que las ondas de radiación son influenciadas por factores atmosféricos, tales como la humedad relativa, la temperatura ambiente y la intensidad de la radiación, siendo, la temperatura uno de los factores más determinantes, cuanto más incrementaba la temperatura, mayor era la intensidad de la radiación, asimismo, se comprende en su estudio que cuando la temperatura ambiente aumenta, la humedad relativa del ambiente disminuye, teniendo ambas una relación inversa, además, se observa que al aumentar la radiación solar la temperatura del ambiente aumenta, pero al disminuir la radiación solar la temperatura del ambiente desciende a una menor velocidad, es decir, que en caso de los paneles fotovoltaicos, les es más fácil a las celdas ganar temperatura que perderla, lo cual significaría una menor eficiencia.

Battioni et al. (2016), evaluaron distintos métodos matemáticos con el fin de predecir de forma aceptable la temperatura de celda de los paneles fotovoltaicos de silicio, utilizando los modelos teóricos como el modelo estándar, el modelo de Skoplaki, modelo de Koehl, modelo de Mattei y el modelo de Kurtz, determinando que el modelo de Mattei (Mattei et al., 2006) es el que se ajustaba mejor a los valores experimentales obtenidos, siendo este

modelo una aproximación matemática que incluye la temperatura ambiente, la radiación sobre la superficie y la velocidad del viento.

Peters et al. (2018), realizaron un estudio análisis respecto a la influencia de las partículas en suspensión del ambiente debido a la contaminación en las principales ciudades sobre la radiación incidente sobre los paneles fotovoltaicos, encontrando que las pérdidas varían desde un 2.9% hasta un 9.1% considerando las principales ciudades de diferentes países.

Schwingshackl et al. (2013), indican en su estudio realizado que el viento es un factor muy determinante en la estimación de la temperatura de las celdas fotovoltaicas, debido a sus efectos de enfriamiento, siendo el método matemático de Mattei (Mattei et al., 2006) un método muy acertado para describir el comportamiento de los paneles policristalinos y monocristalinos.

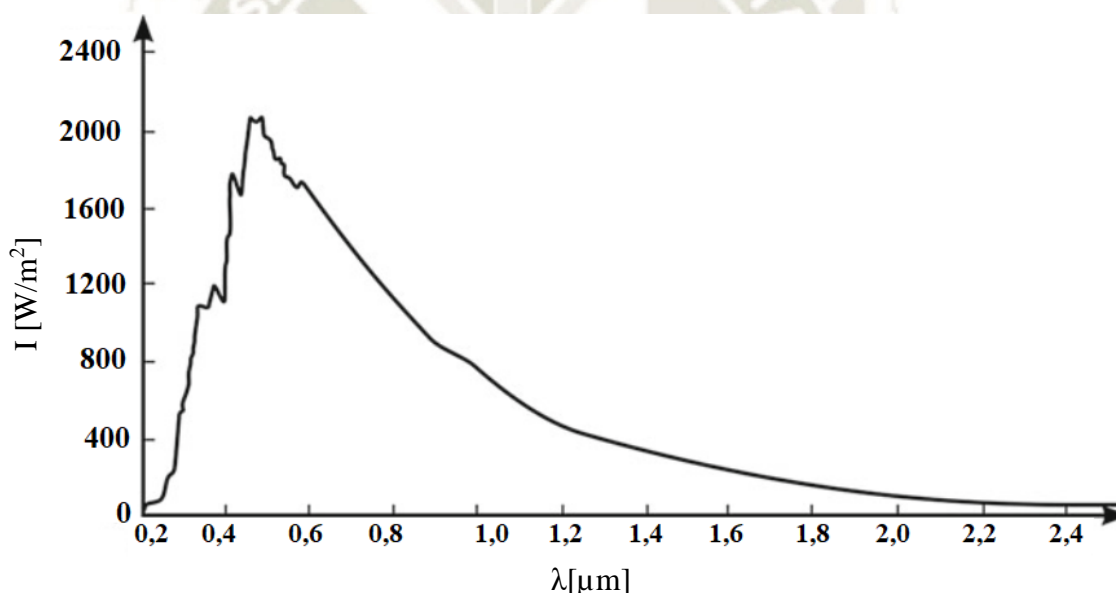
Veith-Wolf et al. (2018), sostienen que para las celdas de silicio considerando parámetros intrínsecos, se puede lograr una eficiencia máxima teórica de 29.47%, realizando nuevos cálculos matemáticos en función de la concentración del dopaje y del espesor de la celda, teniendo en cuenta los parámetros de modelado recientemente optimizados.

Capítulo 2 Marco Teórico

2.1 Energía Solar

Se determinó que la energía solar se origina en el núcleo del sol mediante el proceso de una fusión termonuclear al transformar hidrogeno en helio, ocasionando que la energía generada en el núcleo del sol alcance la tierra en forma de ondas electromagnéticas. La radiación solar que ingresa a la atmósfera de la tierra es conocida como radiación extraterrestre y el espectro de la radiación solar antes de su ingreso a la atmósfera posee una longitud de onda desde 0.015 hasta 1000 μm .(Pavlovic, 2020, p. 11)

Figura 1
Espectro de Emisión de Energía Electromagnética



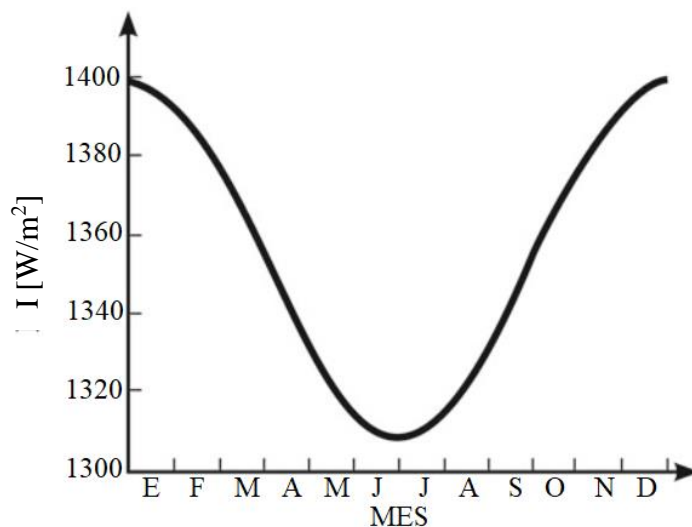
Nota. La figura muestra la longitud de onda del espectro de radiación solar extraterrestre, (Pavlovic, 2020, p. 11)

La radiación solar que atraviesa la atmósfera de la tierra y alcanza la superficie de la tierra se conoce como radiación terrestre y es generalmente con una longitud de onda entre 0.29 y 2.5 μm . Del espectro de la radiación electromagnética acerca del 3% es ultravioleta, cerca del 42% es visible y un 55% es infrarrojo.(Pavlovic, 2020, p. 12)

Como se observa en la figura 2 la intensidad de la radiación varía a lo largo del año debido a la distancia que existe entre el sol y la tierra.

Figura 2

Distribución de la intensidad de radiación durante el año

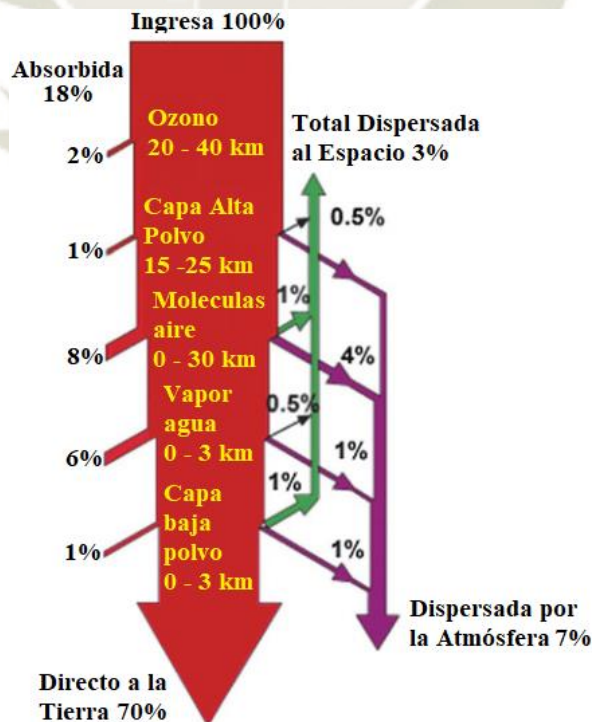


Nota. La figura muestra la variación de la intensidad de la radiación a lo largo del año debido a la distancia de la tierra al sol, (Pavlovic, 2020, p. 12).

Al momento de ingresar la radiación solar a la atmósfera, esta es influenciada por las diferentes masas que se encuentra hasta su contacto directo con la superficie de la tierra (Pavlovic, 2020, p. 14)

Figura 3

Absorción de la Radiación Extraterrestre



Nota. El gráfico representa la influencia de la atmosfera sobre la radiación solar incidente en la superficie terrestre.(Pavlovic, 2020, p. 14)

Es posible clasificar la radiación solar de tres formas:

Radiación Directa. Aquella que se produce directamente desde el sol hasta la superficie sin ningún tipo de atenuación.

Radiación Difusa. Aquella parte de la radiación solar que se dispersa al momento de que las ondas electromagnéticas ingresan a la atmosfera.

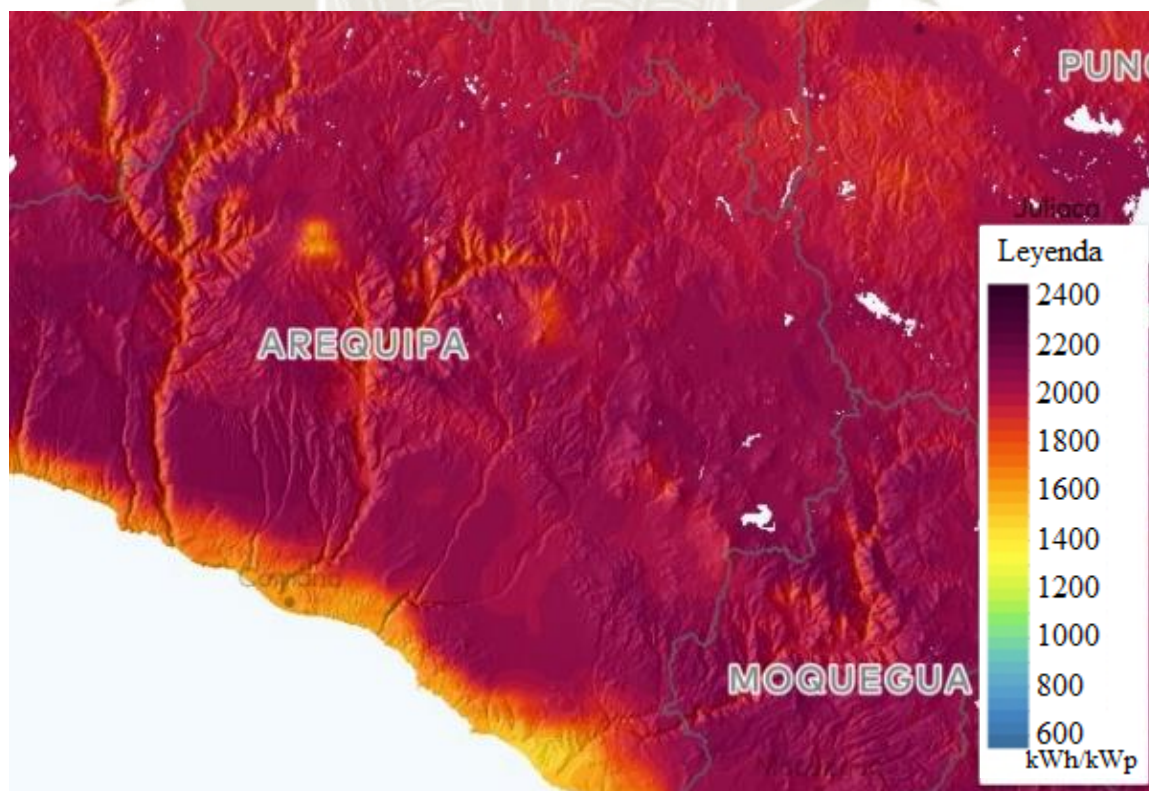
Albedo. Aquella que proviene luego de que la radiación solar rebote en una superficie.

2.2 Energía Solar en Arequipa

Arequipa es una ciudad con más de 300 días soleados al año, lo cual la hace adecuada para el uso de energía solar. Arequipa se encuentra ubicada en la costa sur del Perú, lugar donde se encuentra la mayor incidencia de energía solar según el Global Solar Atlas, la incidencia promedio anual es de 6.08 KW/m².(Villegas & Canales, 2003)

Figura 4

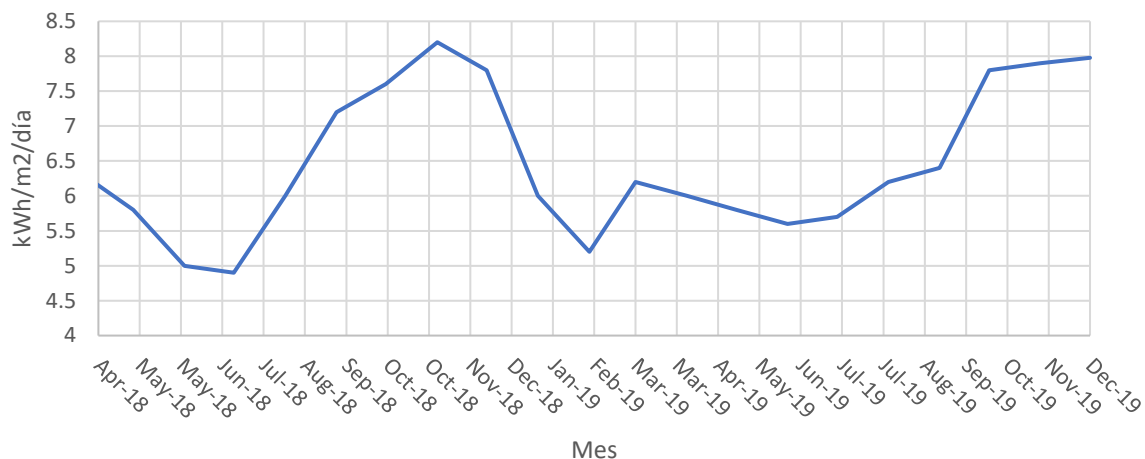
Mapa de Incidencia de la Energía Solar en Arequipa



Nota. La imagen muestra la distribución de la incidencia solar en Arequipa. (Villegas & Canales, 2003)

Según la información obtenida por la NASA en cuanto a radiación solar en la ciudad de Arequipa en la figura 5 se puede observar que el mes con más radiación solar es noviembre y el mes con menos radiación solar es julio. (NASA, 2020)

Figura 5
Incidencia de Radiación Solar en Arequipa



Nota. La figura muestra la incidencia de radiación solar durante los años 2018 y 2019, (NASA, 2020)

2.3 Tecnología Fotovoltaica

El efecto fotovoltaico consiste en convertir la energía solar en energía eléctrica por medio de celdas fotovoltaicas, esta conversión se debe a que el sol al emitir su energía hacia la tierra lo hace en paquetes a los cuales se denominan fotones. La energía acumulada en un fotón al tener contacto con un electrón de un metal le da la energía suficiente para que este rompa su enlace, pero para que este efecto ocurra se debe tener como condición que la frecuencia de la radiación incidente debe ser mayor o igual a la frecuencia umbral. (Commission of the European Communities, 1981, p. 147)

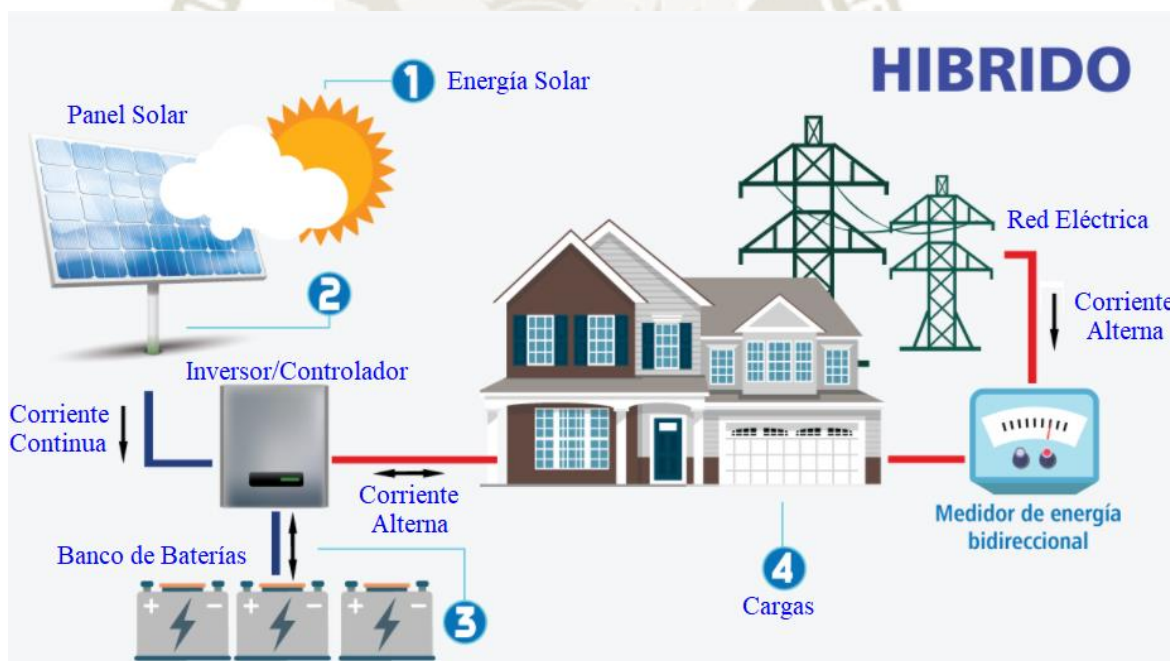
Para poder aprovechar este efecto se utiliza un material semiconductor que al combinarlo con otros materiales es posible crear un campo electromagnético que genere una diferencia de potencial. El silicio es un semiconductor por excelencia para su uso en celdas fotovoltaicas, esto debido que es un material tetravalente que forma una red cristalina bien ordenada.

2.4 Sistema Fotovoltaico Híbrido

Una instalación la cual combina la energía fotovoltaica con una fuente adicional de energía como puede ser la red eléctrica, un generador o cualquier fuente de energía eléctrica alternativa, como se observa en la figura 6. La energía eléctrica excedente proveniente de los paneles fotovoltaicos es almacenada en un banco de baterías y cuando la energía no satisface las necesidades de las cargas, se toma energía de la fuente auxiliar.

Este tipo de instalación es más costosa, pero garantiza una mayor confiabilidad en la disponibilidad de la energía y permite mayor versatilidad en la forma de cómo administrar los recursos energéticos integrando varias fuentes de energía. (HG Ingeniería y Construcciones SAS, 2020)

Figura 6
Conexión de un Sistema Fotovoltaico Híbrido.



Nota. La figura muestra la descripción de un sistema fotovoltaico híbrido, y sus características, (HG Ingeniería y Construcciones SAS, 2020)

2.5 Panel Fotovoltaico

Un panel fotovoltaico tiene como función captar la energía proveniente del sol y convertir en energía eléctrica para que pueda ser consumida, estos paneles están fabricados

por capas muy delgadas de silicio que al ser dopados con otros elementos permiten crear un flujo de electrones.

Como se puede observar en la figura 7, el panel cuenta con un vidrio frontal el cual protege al panel de cualquier tipo de impacto que pudiera generar algún daño a la celda, posee un recubrimiento trasero el cual suele ser de aluminio, este recubrimiento también permite el intercambio de temperatura entre la celda y el ambiente, dependiendo de la ventilación a la que este expuesta el panel fotovoltaico. Se ha señalado que los paneles fotovoltaicos pueden alcanzar hasta más de 25 años de vida útil.(OVACEN, 2019)

Figura 7
Características de un Panel Fotovoltaico.

PARTES DE UN PANEL FOTOVOLTAICO



En el mercado se pueden encontrar 3 tipos de paneles fotovoltaicos:

Paneles Fotovoltaicos



Monocristalino Policristalino Mono PERC



Nota. La figura muestra las partes principales que componen un panel fotovoltaico, (OVACEN, 2019)

En la parte inferior se observa una caja de conexiones del cual se desprenden los conductores positivos y negativos del panel para su conexión con el sistema, esta caja de conexión también tiene las protecciones respectivas para el panel fotovoltaico.

Existen dos principales tipos de paneles fotovoltaicos dependiendo de su fabricación, paneles monocristalinos y paneles policristalinos.

Tabla 2
Características de los Tipos de Paneles Fotovoltaicos

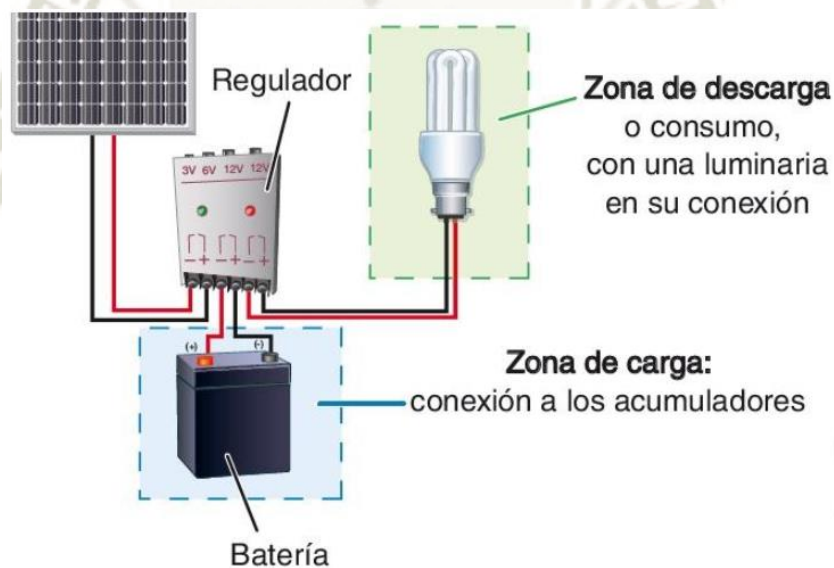
Tipo de Panel Fotovoltaico	Características	Eficiencia	Costo
Monocristalino	Posee una superficie uniforme y son de un color azul homogéneo.	16 – 21.5%	Elevado
Policristalino	La superficie posee imperfecciones y se tienen diferentes tonos de azul.	12 – 17.5%	Moderado

Nota. Fuente Propia

2.6 Controlador de Cargas

Controlador o regulador de carga es elemento que tiene como función principal garantizar el correcto funcionamiento del sistema, así como la protección de las baterías ante cualquier situación de carga o sobredescargas, como se observa en la figura 8.

Figura 8
Conexión del Regulador de un Sistema Fotovoltaico.



Nota. La figura muestra una conexión típica del regulador. (Bellota, 2019, p. 24)

Debido a que los paneles fotovoltaicos inyectan una tensión nominal mayor a la tensión de alimentación de las baterías es que se debe colocar un regulador de carga en el sistema para evitar el daño de las baterías, así mismo se debe de considerar que debido a que la radiación incidente en los paneles varía según muchas condiciones como el clima, posición del sol, hora del día, etc. Es que se debe regular la tensión de salida para que sea continua y no sea perjudicial para el funcionamiento de los equipos.

Como se observa en la tabla 3, se debe tener en cuenta diferentes características para la selección del regulador.

Tabla 3
Tipos de Reguladores Según Diferentes Condiciones

Condición de Selección	Tipo de Regulador
Tecnología	MPPT (Seguidor de punto de máxima Potencia) PWM (Modulación por anchura de pulsos)
Según tecnología del interruptor.	Relé electromecánico Estado sólido (MOSFET, IGBT)
Según método de desconexión del sistema.	Por Tensión Por algoritmo de cálculo del estado de carga. Por otros algoritmos de gestión de la energía.
Según tipo de conexión de la llave general.	Paralelo Serie

Nota. Fuente Propia

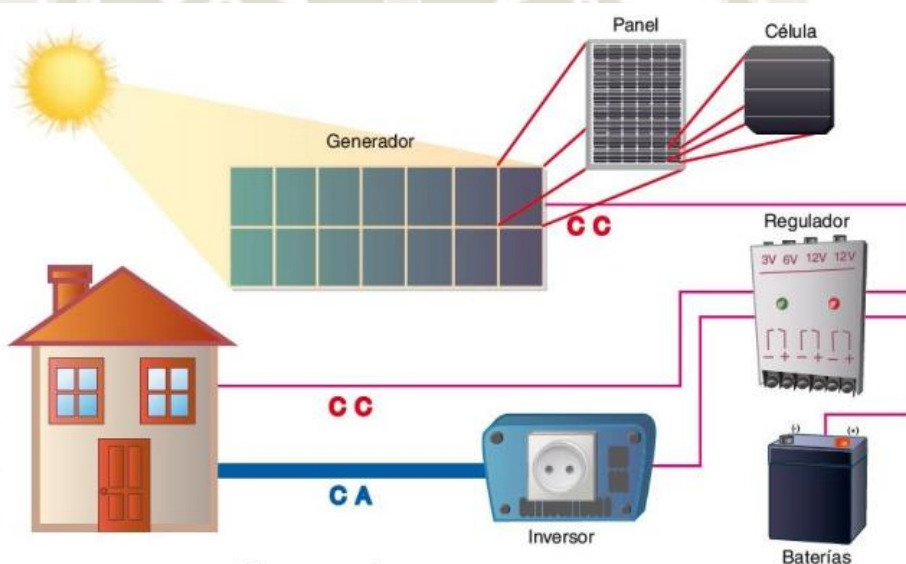
Los controladores PWM (Modulación por anchura de pulsos) solo disponen en su interior un diodo, por lo tanto, requieren que la tensión del controlador sea la misma tensión que el de las baterías, lo cual ocasiona que la corriente en la entrada y en la salida del controlador sea la misma, esto implica que los paneles deberán ser del mismo voltaje de las baterías. Una de las mayores desventajas son las pérdidas energéticas que se ocasionan cuando los paneles se encuentran a un voltaje menor que el de las baterías. Este tipo de controlador son muy económicos en comparación de los MPPT, pero su rendimiento se encuentra muy por debajo, debido a que limitan a los paneles fotovoltaicos a trabajar por debajo de su punto de máxima potencia.

Los controladores MPPT (Seguidor de punto de máxima Potencia) está compuesto por convertidores CC-CC con un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia, lo cual le permite trabajar con diferentes valores de tensión en su entrada y en su salida, el aprovechamiento energético es mucho mayor, pudiendo cargar las baterías incluso cuando el voltaje de los paneles sea menor, por lo cual la potencia que se aprovecha de los paneles es mayor en comparación a los controladores PWM, pero su costo es más elevado.

2.7 Inversores

El inversor es un elemento de los sistemas fotovoltaicos que tiene como función convertir la corriente continua en corriente alterna, como se observa en la figura 9, y adaptar esta corriente a las características de funcionamiento de las cargas, tanto en tensión como en frecuencia. La forma en la que adapta la corriente continua dependerá del tipo de tecnología que se emplea en su diseño, siendo mientras más pura la tecnología más elevada el costo del inversor.

Figura 9
Conexión del Inversor de un Sistema Fotovoltaico.



Nota. La figura muestra una conexión típica del inversor. (Bellota, 2019, p. 27)

2.8 Baterías

Se utiliza un banco de baterías para los momentos en los cuales la energía captada por los paneles solares no es la suficiente para satisfacer las necesidades de las cargas, por esta razón es que se adiciona estos elementos que permiten el almacenamiento de la energía durante un tiempo determinado, convirtiendo la energía eléctrica en energía química y viceversa. Se componen por celdas que constan de un electrodo positivo (ánodo), un electrodo negativo (cátodo) y electrolitos. Cuando se aplica la energía proveniente de los paneles solares, esta la almacena transformándola en energía química y cuando se conecta

una carga, este la libera transformando la energía química en energía eléctrica para alimentar la carga.

Etapas de Funcionamiento

Las baterías a lo largo de su vida útil presentan diferentes etapas de funcionamiento, a continuación se detalla cada etapa:

Etapa Bulk. Esta es la etapa inicial, donde la corriente que se suministra a la baterías es a intensidad máxima, ocasionando que el voltaje de la baterías aumente rápidamente hasta llegar a su primer límite de voltaje. Al encontrarse en el primer límite de voltaje, se considera que la batería está cargado entre un 80 a 90%, luego de superar el primer límite la carga se realiza de forma lenta dependiendo de las baterías.

Etapa de Absorción. Esta es la fase en la cual la carga de la batería se realiza de forma lenta hasta llegar al 100%. En esta etapa se trabaja al mismo voltaje que el del final de la etapa Bulk, con el propósito de recuperar el electrolito que fuese afectado por un proceso de descarga profunda, siendo que, en baterías de descarga profunda muy largas, la etapa de absorción será mucho mayor.

Etapa de Flotación. Esta es la fase en la cual la carga de la batería se encuentra al 100%, con la finalidad de mantenerse con una carga del 100% se suministra una corriente que compense las pérdidas por autodescarga, operando a una potencia baja y constante. Las baterías líquidas a diferencia de las baterías de gel no pueden ser almacenadas en su voltaje de flotación por periodos prolongados (meses).

Etapa de Ecuilibración. Se realiza con el objetivo de elevar el gas dentro del ácido (electrolito) para que la disolución sea homogénea, con lo cual se evita la sulfatación de las placas por variación de la densidad inferior y superior.

Las principales características a tener en cuenta a la hora de seleccionar las baterías son la capacidad de descarga (Ah), eficiencia de almacenamiento (%), porcentaje de autodescarga mensual (%), potencia (kW) y profundidad de descarga máxima (%).

Los acumuladores se deben seleccionar dependiendo de la necesidad del sistema, debido a que estos son muy costosos se debe evaluar si vale la pena su uso. Como se observa en la tabla 4, se detalla las ventajas y desventajas para los principales tipos de baterías existentes en el mercado.

Tabla 4
Tipos de Acumuladores de Energía

Batería	Ventaja	Desventaja
Monoblock Plomo Acido	Las más económica del mercado	Mantenimiento constante, requiere estar controlando el nivel del líquido, no se puede ubicar a la intemperie.
Monoblock AGM	No requiere Mantenimiento, mayores ciclos de vida	Mayor costo que las de Plomo Acido
Monoblock GEL	No requiere Mantenimiento, mayores ciclos de vida	Costo más elevado que las AGM
Estacionarias	Mismas ventajas dependiendo del tipo de tecnología (Plomo Acido, AGM o Gel)	Mismas desventajas dependiendo del tipo de tecnología (Plomo Acido, AGM o Gel), requieren mucho espacio, costo muy elevado comparado con el monoblock a una misma capacidad.
Litio	No requiere Mantenimiento, ni mucho espacio, bajo peso, una mayor durabilidad, mayor capacidad.	No permite puntas de arranque, límite de corriente bajo, más costosas del mercado. No se puede utilizar con equipos que requieran una elevada corriente de arranque.

Nota. Fuente Propia

Capítulo 3 Diseño del Sistema Fotovoltaico

3.1 Localización de la Instalación.

El sistema fotovoltaico se instaló en la compañía de bomberos Yanahuara Renzo Tomás Cané de Garay N° 140 ubicada en la Urbanización Buena Vista D8 en el distrito de Yanahuara región de Arequipa.

Ubicación geográfica: -16.393, -71.551 (Latitud, Longitud)

3.2 Parámetros Según la Localización

3.2.1 *Temperatura Ambiental*

La temperatura en la ciudad de Arequipa varía desde los 6.9°C hasta los 27.23°C siendo la más baja en el mes de julio y la más alta en el mes de octubre.

3.2.2 *Irradiancia*

Para el diseño se considerará la irradiancia en el día más crítico, el cual será determinado una vez que se defina el lugar, inclinación y acimut de los paneles solares.

3.2.3 *Orientación del Panel Fotovoltaico*

Se determinó que la orientación de los paneles fotovoltaicos óptima en el Perú debe ser hacia el norte (Lagos, 2015, p. 62).

3.2.4 *Inclinación del Panel Fotovoltaico*

Es necesario determinar el ángulo de inclinación óptimo para nuestros paneles fotovoltaicos en la ciudad de Arequipa, para este cálculo es necesario hallar el ángulo de declinación del sol en los diferentes días del año, el cual se calcula por la fórmula de Spencer (Spencer, 1971):

$$\begin{aligned} \delta = & 0.006918 - 0.399912 \cos(\Gamma) + 0.070257 \sin(\Gamma) \\ & - 0.006758 \cos(2\Gamma) + 0.000907 \sin(2\Gamma) \\ & - 0.002697 \cos(3\Gamma) + 0.00148 \sin(3\Gamma) \end{aligned} \quad (3.1)$$

Donde Γ es llamado el ángulo diario en radianes y se puede determinar por la formula (Kreith & Kreider, 1978):

$$\Gamma = \frac{2\pi(N - 1)}{365} \quad (3.2)$$

Siendo N el número de día del año.

El ángulo de inclinación del panel optimo en un día determinado se determina con la altura solar al medio día solar, el cual se calcula con la formula (Soteris, 2014, p. 60):

$$\alpha_n = 90 - L + \delta \quad (3.3)$$

Donde:

δ = Ángulo de declinación solar [Grados]

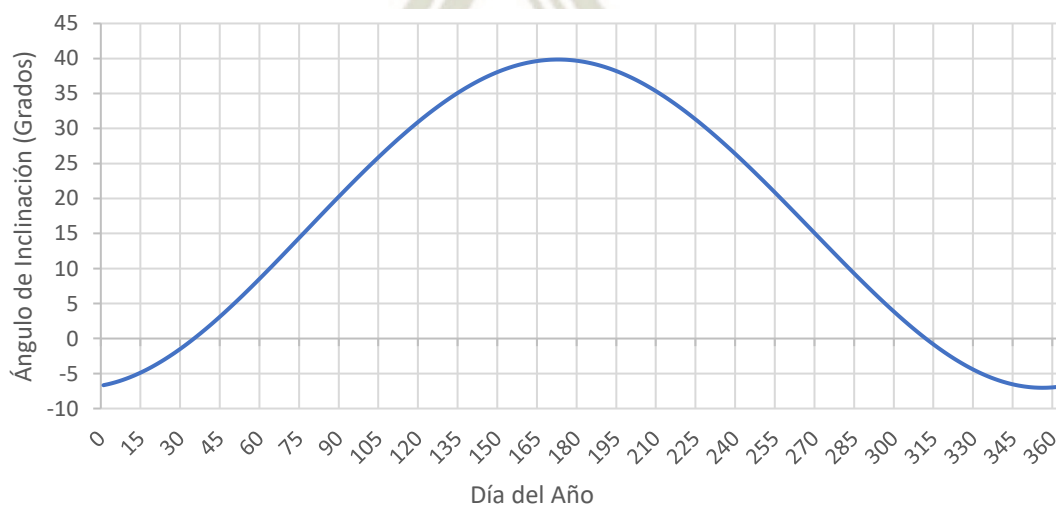
L = Latitud local [Grados]

Se determina en ángulo de inclinación del panel para nuestro caso como:

$$\beta_o = 90 - \alpha_n \quad (3.4)$$

Se procede a calcular el ángulo de inclinación óptimo para los 365 días del año para nuestra localización con el uso de las ecuaciones (3.1), (3.2) y (3.3) que dan como resultado la curva de la figura 10.

Figura 10
Ángulo de Inclinación Optimo en la Ciudad de Arequipa



Nota. La figura muestra el ángulo de inclinación óptimo en la ciudad de Arequipa, donde se varía desde -6.59° hasta 39.83° . Fuente Propia.

3.3 Análisis del Consumo de Cargas

Se divide el consumo de las cargas en dos grupos, las cargas críticas permanentes, las cuales se requieren se encuentren disponibles las 24 horas del día y las cargas críticas temporales que se utilizan para las tareas que no requieren ser realizadas al instante.

Como se ve en la tabla 5, se detalla el consumo de las cargas críticas permanentes.

Tabla 5
Consumo de las Cargas Críticas Permanentes.

Permanentes	Hrs equivalentes (hrs)	Consumo máx. (W)
Radio Base de Comunicaciones	12	100
Comp. control de personal	6	120
Comp. de Registro de Emergencias	8	120
Centro Carga Radios de común.	9	40
Grabadora DVR	24	36
Modem de Internet	24	25

Nota. Fuente Propia

El consumo diario las cargas críticas permanentes es de 4704Wh con un promedio de 196W por hora.

Como se ve en la tabla 6 se detalla el consumo de las cargas críticas temporales.

Tabla 6
Consumo de las Cargas Críticas Temporales.

Temporales	Hrs equivalentes (hrs)	Consumo máx. (W)
Computadora Administrativa	8	120
Computadora de Jefatura	8	120
Impresora	5	100

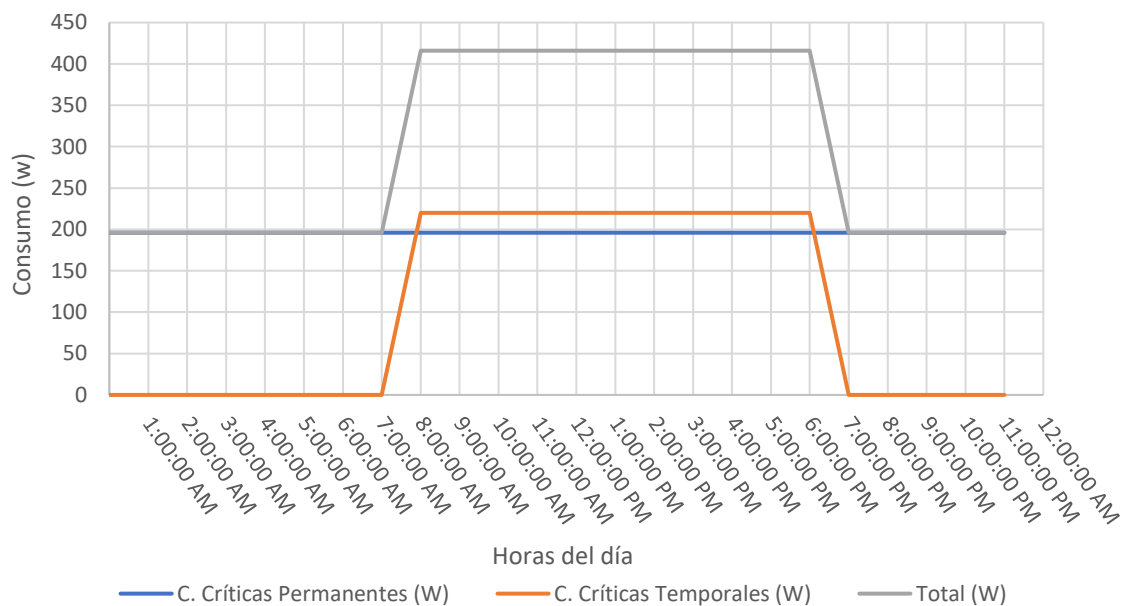
Nota. Fuente Propia

El consumo diario las cargas críticas temporales es de 2420Wh con un promedio de 220W por hora durante las 11 horas de funcionamiento.

Como se observa en la figura 11, se detalla el consumo total de las cargas críticas a lo largo del día utilizando los valores de consumo promedio equivalentes.

Figura 11

Distribución del Consumo de las Cargas Críticas durante el día.



Nota. La figura muestra el consumo de los equipos de la compañía de bomberos, donde el consumo diario es 7124 Wh/día. Fuente Propia

3.4 Selección del Tipo de Panel Fotovoltaico

Para la selección del panel fotovoltaico se considera los tipos de paneles más comercializados y recomendados como son los policristalinos, los monocristalinos y los monocristalinos PERC. Como se observa en la tabla 7 se realiza un análisis del comportamiento de los paneles considerando el factor de variación por temperatura indicado en las fichas técnicas.

Tabla 7

Datos de Variación de Parametros por Variación de Temperatura de celda

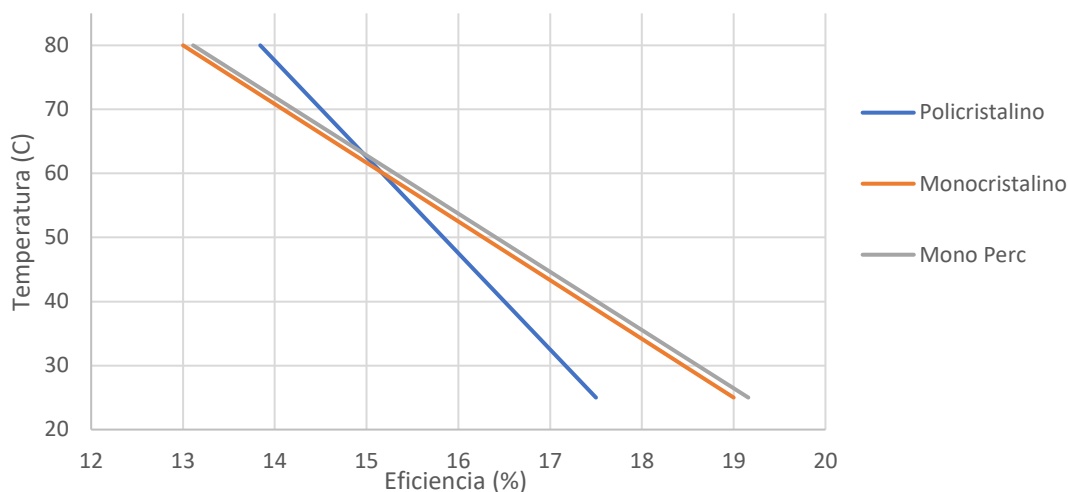
Parámetro	Policristalino	Monocristalino	Mono. PERC
Voltaje (%/°C)	-0.29506%	-0.38038%	-0.38038%
Potencia (%/°C)	-0.38001%	-0.57402%	-0.57402%

Nota. Fuente Propia

En las figuras 12 se observa las gráficas de las rectas de los parámetros de eficiencia y su variación respecto a la temperatura de celda, asimismo, se puede ver que, con un aumento de la temperatura de celda, la eficiencia de los paneles va disminuyendo.

Figura 12

Variación de la Eficiencia Respecto a la Temperatura de Celda



Nota. La figura muestra la variación de la eficiencia de los paneles conforme la temperatura de celda aumenta, por eso, a mayor temperatura la eficiencia de los paneles monocristalinos descende mucho más que los paneles policristalinos. Fuente Propia

Para el análisis utilizamos los datos máximos de irradiancia y temperatura de aire para la ciudad de Arequipa considerando una irradiancia máxima de 1045.55 W/m^2 y una temperatura máxima de 27.11°C (European Commission, 2019):

Se calcula la temperatura de las celdas con el método estándar (Migan, 2013, p. 3):

$$T_c = T_a + \left(\frac{NOCT - 20}{800} \cdot G \right) \quad (3.5)$$

Donde:

T_a = Temperatura ambiente [$^\circ\text{C}$].

NOCT = Temperatura en condiciones normales de operación [$^\circ\text{C}$].

G = Radiación sobre el plano [W/m^2]

Remplazando:

$$T_{celda} = 27.11 + \left(\frac{45 - 20}{800} \cdot 1045 \right) = 59.766^\circ\text{C}$$

Para temas de análisis escogeremos una temperatura de celda de 59°C ; como se observa en la tabla 8, se detallan los parámetros a una temperatura de celda de 59°C .

Tabla 8*Parámetros de los Paneles Solares a una Temperatura de Celda de 59°C*

Parámetro	Policristalino	Monocristalino	Mono. PERC
Voltaje (V)	34.637665	42.0534	35.26217
Potencia (W)	296.070844	297.788284	305.836616
Eficiencia (%)	15.23894	15.29183	15.4206

Nota. Fuente Propia

Como se puede observar vemos que la variación de potencias y eficiencias es de alrededor de 1% entre los tipos de paneles. Se considera para el diseño los paneles policristalinos por tener un mejor comportamiento con el clima de Arequipa y los paneles monocristalinos PERC por tener la capacidad de generar una mayor potencia en un menor espacio.

3.5 Selección de las Tecnologías del Sistema

Inversor. Al poseer en las cargas equipos delicados como computadoras, radios base y otros equipos electrónicos se recomienda un tipo de inversor de onda senoidal pura, debido a que este tipo de onda no genera complicaciones en los equipos y simula de forma perfecta la onda proveniente de la red, aunque su precio es mucho más elevado que cualquier otro tipo de inversor.

Controlador. El sistema se diseñó para trabajar siempre a la máxima eficiencia posible, aprovechando la potencia de los paneles, es por eso por lo que se seleccionó la tecnología MPPT a pesar de que su costo es mucho mayor que la tecnología PWM.

Baterías. Se considero para el diseño las baterías AGM o Gel al no requerir mantenimiento y al encontrarse a un costo más accesible.

3.6 Cálculo y Selección del Inversor Controlador

Por motivo de estudio del sistema se selecciona un inversor que permita su monitoreo de datos, seleccionamos la marca Growatt por tener incorporado un controlador MPPT y por

su disponibilidad en el mercado. Para la selección de la potencia de nuestro inversor, debemos hallar el punto de carga máxima que nuestro sistema va a soportar.

$$P_{max} = F \cdot (P_{cri} + P_{bat}) \cdot F \quad (3.6)$$

Donde:

F = Factor de sobredimensionamiento del inversor [--]

P_{cri} = Potencia máxima de las cargas críticas [W]

P_{bat} = Potencia máxima para la carga de baterías [W]

Remplazando:

$$P_{max} = 2 \cdot (416 + 196) = 1224$$

Se selecciona el inversor controlador 3000TL HVM -24 debido a que es permite una capacidad de potencia de energía fotovoltaica de 1500W.

3.7 Disponibilidad y Ubicación de los Paneles

Seleccionamos la parte del tejado del almacén del cuarto piso considerando la proyección de sombras sobre el lugar, altura e inclinación de la superficie. Este almacén fabricado de estructuras de acero tiene la ventaja de estar con un ángulo de inclinación de 11 grados, un acimut de 11 grados respecto del norte y en una altura donde la proyección de sombras a simple vista es mínima, como se observa en la figura 13.

Figura 13

Espacio Seleccionado para la colocación de los Paneles Fotovoltaicos



Nota. La figura muestra el espacio donde se colocarán los paneles solares. Fuente Propia

3.8 Cálculo y Selección de los Paneles Fotovoltaicos

3.8.1 Selección del Panel Sotovoltaico Según el Inversor Controlador

En el sistema fotovoltaico la selección de los paneles fotovoltaicos a utilizar depende mucho de su compatibilidad y de sus datos de ficha técnica respecto a lo soportado por el inversor controlador 3000TL HVM -24 (Ver Anexo D).

Se observa en la tabla 9 que el VMPP de la mayoría de los paneles monocristalinos PERC sobrepasan los 40 voltios, por lo cual de seleccionar este tipo de paneles no se podría colocar más de un panel en serie debido a que su VMPP superaría a lo soportado por el inversor controlador.

Tabla 9

Datos de los Paneles Solares Policristalinos mas Comerciales en el Perú

Descripción	Potencia (W)	Costo (S/.)	Largo (mm)	Ancho (mm)	VMPP (V)	Voc (V)
Panel Solar Tai Energy	300.00	1143.87	1956.00	992.00	35.60	43.20
Panel Solar Era Solar	320.00	914.24	1956.00	992.00	37.80	45.60
Panel Solar Csun	320.00	907.69	1956.00	990.00	36.20	45.00
Panel Solar AEsolar	270.00	650.00	1640.00	992.00	30.82	38.31
Panel Solar Jinko	325.00	835.81	1956.00	992.00	37.00	45.90

Nota. Fuente Propia

Tabla 10

Datos de los Paneles Solares Mono PERC mas Comerciales en el Perú

Descripción	Potencia (W)	Costo (S/.)	Largo (mm)	Ancho (mm)	VMPP (V)	Voc (V)
Peimar Perc Italian	370.00	1072.00	1957.00	992.00	38.20	46.90
Jinko Solar HC	400.00	1157.53	2008.00	1002.00	41.70	49.80
Peimar Perc Italian	400.00	1112.29	2008.00	1002.00	40.60	48.64
Amerisolar Perc Half C.	410.00	1041.40	2008.00	1002.00	41.60	50.00
Amerisolar Perc	370.00	1160.00	1956.00	992.00	39.40	48.00

Nota. Fuente Propia

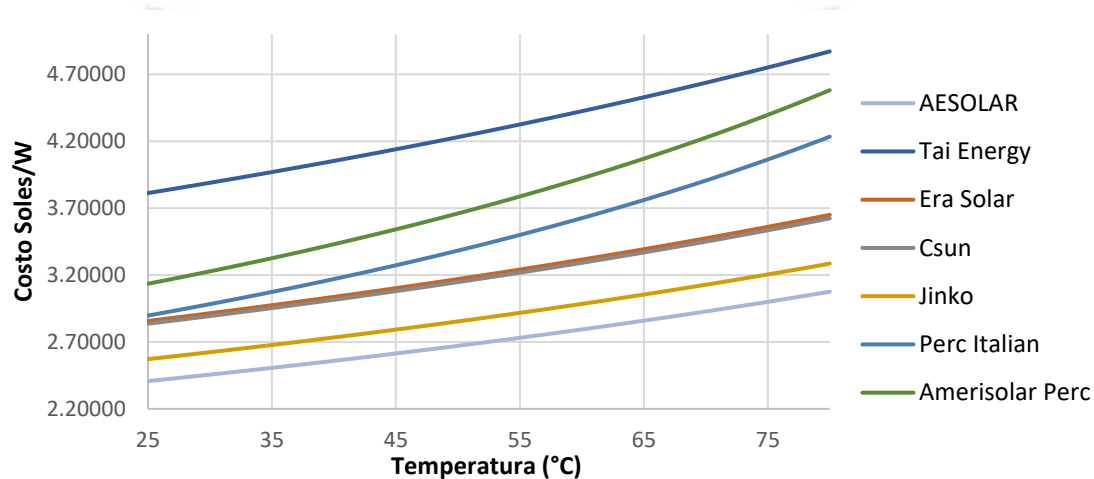
Consideramos para nuestro diseño el uso de los paneles policristalinos y los paneles monocristalinos PERC que tengan un voltaje VMPP menor a 40 voltios.

3.8.2 Selección de Panel Fotovoltaico Según Costo

Como se observa en la figura 14, seleccionamos la mejor opción Panel fotovoltaico AESOLAR 270W, incluso si consideramos que la temperatura de la celda de los paneles monocristalinos PERC se encuentran entre 5 a 8 °C menos que los paneles policristalinos.

Figura 14

Costo de Paneles por Watt Instalado a Diferentes Temperaturas



Nota. El gráfico representa el costo por watt instalado de los paneles solares disponibles en el mercado, por eso, se determina que el panel solar AESOLAR a 59°C tiene un costo de 2.78 soles por watt instalado, siendo el más económico. Fuente Propia

3.8.3 Dimensionamiento por Área Disponible

Para el cálculo del número de paneles se toma en consideración dos posibilidades, paneles ubicados en forma horizontal o ubicados en forma vertical, se procede a hacer el cálculo de máximo número de paneles considerando que el área disponible es de 7400mm x 2343mm, los paneles tienen una dimensión de 1650mm x 992mm y se debe considerar un espacio entre paneles de 40mm. La cantidad de paneles se puede determinar por:

$$N_p = \frac{l_{AD}}{l_p + d_p} \quad (3.7)$$

Donde:

l_{AD} = Lado del área disponible [mm]

l_p = Lado del panel fotovoltaico [mm]

d_p = Distancia entre paneles fotovoltaicos [mm]

Remplazamos en la ecuación (3.7) para determinar el número de paneles horizontales a lo largo y a lo ancho del área disponible.

$$N_{p_{HL}} = \frac{7400mm}{1650mm + 40mm} = 4.38 = 4 \text{ paneles}$$

$$N_{p_{HA}} = \frac{2343mm}{992mm + 40mm} = 2.27 = 2 \text{ paneles}$$

$$N_{p_H} = 4 \cdot 2 = 8 \text{ paneles}$$

Luego procedemos a determinar el número de paneles verticales a lo largo y a lo ancho del área disponible.

$$N_{p_{VL}} = \frac{7400mm}{992mm + 40mm} = 7.17 = 7 \text{ paneles}$$

$$N_{p_{VA}} = \frac{2343mm}{1650mm + 40mm} = 1.39 = 1 \text{ panel}$$

$$N_{p_V} = 7 \cdot 1 = 7 \text{ paneles}$$

3.8.4 Dimensionamiento por sustitución energética

3.8.4.1 Afeción del Acimut en el Ángulo de Incidencia.

Se debe determinar cuánto afecta los 11° de acimut desde el norte que posee nuestra superficie respecto a una superficie perfectamente orientada al norte.

Los cálculos se realizarán considerando el medio día solar y se utilizará la ecuación (Duffie & Beckman, 1991, p. 14).

$$\begin{aligned} \cos(\theta) = & \sin(L) \sin(\delta) \cos(\beta) - \cos(L) \sin(\delta) \sin(\beta) \cos(Z_s) \\ & + \cos(L) \cos(\delta) \cos(h) \cos(\beta) \\ & + \sin(L) \cos(\delta) \cos(h) \sin(\beta) \cos(Z_s) \\ & + \cos(\delta) \sin(h) \sin(\beta) \sin(Z_s) \end{aligned} \quad (3.8)$$

Donde:

θ = Ángulo de incidencia [Grados]

L = Latitud local [Grados]

δ = Declinación del sol [Grados]

β = Inclinación del panel fotovoltaico [Grados]

Z_s = Acimut del panel fotovoltaico [Grados]

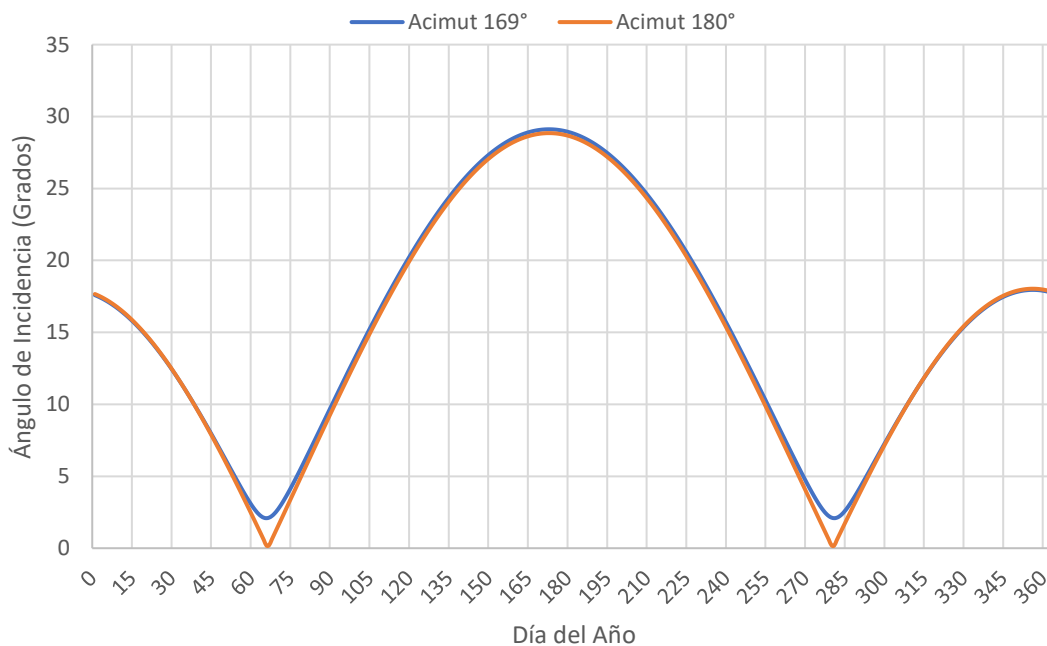
h = Ángulo de hora [Grados]

Utilizamos la ecuación (3.8) y despejamos θ :

$$\begin{aligned} \theta = & \arccos[\sin(-16.39) \sin(\delta) \cos(11) - \cos(-16.39) \sin(\delta) \sin(11) \cos(Z_s) \\ & + \cos(-16.39) \cos(\delta) \cos(0) \cos(11) \\ & + \sin(-16.39) \cos(\delta) \cos(0) \sin(11) \cos(Z_s) \\ & + \cos(\delta) \sin(0) \sin(11) \sin(Z_s)] \end{aligned}$$

Para determinar la variación del ángulo de incidencia utilizamos las ecuaciones (3.1) y (3.2), lo cual nos permite hallar θ en función de N y procedemos a graficar considerando como Z_s los valores de 169° y 180° .

Figura 15
Ángulo de Incidencia con Acimut de 169° y 180°



Nota. El gráfico representa la variación del ángulo de incidencia del sol sobre los paneles solares a 169° y 180° de acimut respecto al sur, observando que el día 173 del año es el más crítico con un ángulo de incidencia de 29.114° . Fuente propia.

En la figura 16 podemos observar la variación que existe entre el ángulo de incidencia con un acimut de 169° y 180° respecto al sur.

Figura 16
Variación del Ángulo de Incidencia



Nota. El gráfico representa la variación del ángulo de incidencia con un acimut de 169° respecto a un acimut de 180° . Fuente propia.

La variación del ángulo de incidencia va desde -0.077° hasta 1.917° , observamos que la variación es muy pequeña como para considerar un arreglo en la estructura para que los paneles apunten directamente al norte, además, se determina que el ángulo de incidencia más crítico para nuestro caso será de 29.114° el día 173 del año, que corresponde al 22 de junio. Siendo el promedio anual del ángulo de inclinación de 16.789 grados y el promedio considerando los primeros 120 días del año de 9.844 grados.

3.8.4.2 Cálculo del Mediodía Solar

Se realiza el cálculo de nuestro sistema tomando como referencia el día 22 de junio como fecha crítica y las 12:00 como hora de referencia.

Se realiza el cálculo de la variación que existe entre el mediodía local y el mediodía solar utilizando la ecuación del tiempo (Soteris, 2014, p. 52).

$$ET = 9.87 \sin(2B) - 7.53 \cos(B) - 1.5 \sin(B) \quad (3.9)$$

Donde B se determina por la siguiente ecuación (Soteris, 2014, p. 52):

$$B = (N - 81) \cdot \frac{360}{364} \quad (3.10)$$

Remplazamos:

$$B = (173 - 81) \cdot \frac{360}{364} = 90.899$$

Remplazamos B en la ecuación (3.9):

$$ET = 9.87 \sin(2 \cdot 90.899) - 7.53 \cos(90.899) - 1.5 \sin(90.899) = -1.7104 \text{ min}$$

Con el valor de ET hallamos el aparente tiempo solar (Honsberg & Bowden, 2019), el cual nos indicara cuantos minutos se encuentra desfasado el mediodía local del mediodía solar.

$$AST = 4(LE - LL) + ET \quad (3.11)$$

Donde:

AST = Aparente tiempo solar [min]

LE = Longitud estándar [Grados]

LL = Longitud Local [Grados]

Remplazamos en la ecuación (3.11), considerando la longitud estándar de -75° debido a la diferencia horaria del lugar de -5 UTC y un factor de 15° por cada hora.

$$AST = 4((-75) - (-71.5515)) + (-1.7104) = -15.5045 \text{ min}$$

Determinamos que el desfase entre el mediodía local y el mediodía solar es de 15.5045 min, entonces el mediodía solar se considera a las 11:44.

3.8.4.3 Cálculo del Ángulo de Incidencia

Para calcular el ángulo de incidencia en una hora diferente a la del mediodía solar, es necesario calcular el ángulo de hora con las siguiente formula (Soteris, 2014, p. 58)

$$h = 0.25 (AST) \quad (3.12)$$

Remplazando:

$$h = 0.25 (15.5045) = 3.8761^\circ$$

Luego procedemos a calcular el ángulo de declinación solar con las ecuaciones (3.2) y (3.1) respectivamente.

$$\Gamma = \frac{2\pi(173 - 1)}{365} = 2.9608$$

$$\begin{aligned} \delta &= 0.006918 - 0.399912 \cos(2.9608) + 0.070257 \sin(2.9608) \\ &\quad - 0.006758 \cos(2 \cdot 2.9608) + 0.000907 \sin(2 \cdot 2.9608) \\ &\quad - 0.002697 \cos(3 \cdot 2.9608) + 0.00148 \sin(3 \cdot 2.9608) \\ \delta &= 23.4556 \end{aligned}$$

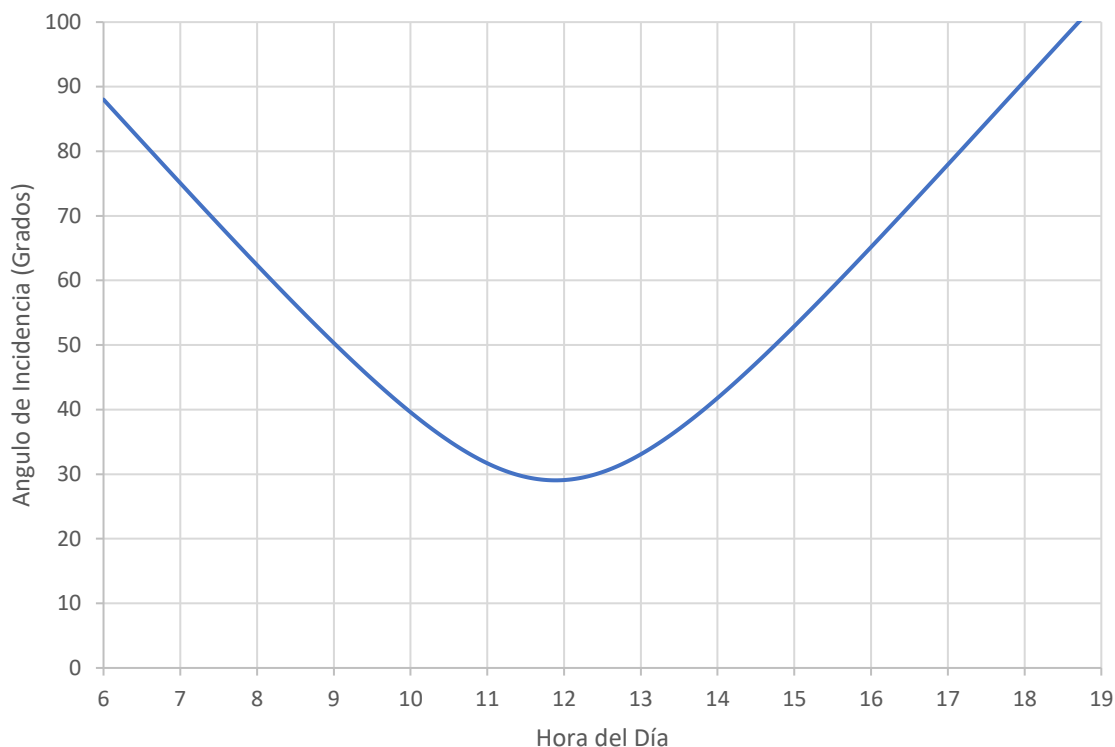
Con los valores obtenidos, procedemos a utilizar la ecuación (3.8) para hallar el ángulo de incidencia.

$$\begin{aligned} \theta &= \arccos [\sin(-16.39) \sin(23.4556) \cos(11) \\ &\quad - \cos(-16.39) \sin(23.4556) \sin(11) \cos(11) \\ &\quad + \cos(-16.39) \cos(23.4556) \cos(3.8761) \cos(11) \\ &\quad + \sin(-16.39) \cos(23.4556) \cos(3.8761) \sin(11) \cos(11) \\ &\quad + \cos(23.4556) \sin(3.8761) \sin(11) \sin(11)] \end{aligned}$$

$$\theta = 29.0944^\circ$$

Podemos usar la ecuación (3.8) para determinar el ángulo de incidencia en función de la hora, como se observa en la figura 17.

Figura 17
Ángulo de Incidencia del Sol el 22 de Junio



Nota. La figura muestra el ángulo de incidencia del sol sobre el panel solar con una inclinación de 11° y un acimut de 11° respecto al norte. Fuente propia.

3.8.4.4 Cálculo del Ángulo de Acimut del Sol

El ángulo de acimut nos permite obtener el ángulo de desfase del sol respecto al norte, para lo cual se requiere determinar la altura solar en el momento dado (Soteris, 2014, p. 60).

$$\sin(\alpha) = \sin(L) \sin(\delta) + \cos(L) \cos(\delta) \cos(h) \quad (3.13)$$

Remplazando:

$$\alpha = \arcsin[\sin(-16.393) \sin(23.456) + \cos(-16.393) \cos(23.456) \cos(3.876)]$$

$$\alpha = 49.971$$

Se procede a hallar el ángulo de acimut con los datos obtenidos utilizando la siguiente ecuación (Soteris, 2014, p. 60):

$$\sin(z) = \frac{\cos(\delta) \sin(h)}{\cos(\alpha)} \quad (3.14)$$

Remplazando:

$$z = \arcsin \left[\frac{\cos(23.4556) \sin(3.8761)}{\cos(49.971)} \right] = 5.533^\circ$$

Obtenemos que el ángulo de acimut del sol es de 5.533° respecto al norte.

3.8.4.5 Cálculo de la Radiación Absorbida

La radiación absorbida por el panel fotovoltaico se da por la siguiente formula

(Duffie & Beckman, 1991, p. 231):

$$S = (\tau\alpha)_n M \left\{ G_B R_B K_{\theta,B} + G_D K_{\theta,D} \left[\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right] + G_{pg} K_{\theta,G} \left[\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right] \right\} \quad (3.15)$$

Donde:

S = Radiación absorbida [W/m^2]

$\tau\alpha$ = Factor de incidencia absorbida por el vidrio del panel [--]

M = Modificador de masa de aire [--]

G_B = Radiación directa sobre plano [W/m^2]

R_B = Factor de inclinación de radiación directa [--]

$K_{\theta,B}$ = Modificador de ángulo de incidencia directa [--]

G_D = Radiación difusa sobre plano [W/m^2]

$K_{\theta,D}$ = Modificador de ángulo de incidencia difusa [--]

G_{pg} = Radiación reflejada sobre plano [W/m^2]

$K_{\theta,G}$ = Modificador de ángulo de incidencia reflejada [--]

Modificador de la Masa de Aire.

Para determinar el modificador de la masa de aire, es necesario conocer la masa de aire para la ciudad de Arequipa, el cual depende de la altura del lugar y de la ubicación del sol con la siguiente ecuación (Young & Kasten, 1989):

$$m = \frac{\exp(-0.0001184h)}{\cos(\theta_z) + 0.5057(96.080 - \theta_z)^{-1.634}} \quad (3.16)$$

Donde θ_z es el ángulo zenith y es el complemento del ángulo de altura solar siendo:

$$\theta_z = 90 - 49.9714 = 40.0286$$

Consideramos para la ciudad de Arequipa la altura de 2340 m.s.n.m. y hallamos la masa de aire con la ecuación (3.16).

$$m = \frac{\exp(-0.0001184(2340))}{\cos(40.0286) + 0.5057(96.080 - 40.0286)^{-1.634}} = 0.9890$$

Procedemos a calcular el factor de modificación de la masa de aire con la siguiente ecuación (King et al., 1998):

$$M = \alpha_0 + \alpha_1 m + \alpha_2 m^2 + \alpha_3 m^3 + \alpha_4 m^4 \quad (3.17)$$

En la tabla 11, podemos observar el valor de las constantes α , determinados por un estudio realizado por NIST para paneles de silicio policristalinos (Fanney et al., 2002).

Tabla 11
Valores de las constantes α_i para paneles fotovoltaicos por NIST

Constante	Silicio Policristalino
α_0	0.918093
α_1	0.086257
α_2	-0.024459
α_3	0.002816
α_4	-0.00126

Nota. Fuente propia.

Remplazamos el valor de las constantes y de la masa de aire en la ecuación (3.17).

$$M = 0.918093 + 0.086257(0.9890) + (-0.024489)(0.9890)^2 + (0.02816)(0.9890)^3 + (-0.000126)(0.9890)^4$$

$$M = 0.9821$$

Modificador de Ángulo de Incidencia Directa

Uno de los factores que afectan la radiación absorbida por el panel fotovoltaico es el vidrio que cubre las celdas, el cual por sus características afecta la incidencia de la radiación

dependiendo del ángulo de incidencia del sol sobre el vidrio y se puede calcular por la siguiente ecuación (Soteris, 2014, p. 514):

$$K_{\theta,B} = \frac{(\tau\alpha)_B}{(\tau\alpha)_n} \quad (3.18)$$

Podemos calcular el valor de $\tau\alpha$ para el ángulo de incidencia directa con la ecuación (Soteris, 2014, p. 515):

$$(\tau\alpha)_B = e^{-[Ke_p/\cos(\theta_r)]} \left\{ 1 - \frac{1}{2} \left[\frac{\sin^2(\theta_r - \theta)}{\sin^2(\theta_r + \theta)} + \frac{\tan^2(\theta_r - \theta)}{\tan^2(\theta_r + \theta)} \right] \right\} \quad (3.19)$$

Donde:

K = Coeficiente de extinción [m^{-1}]

e_p = Espesor del vidrio [m]

θ_r = Ángulo de refracción [Grados]

El ángulo θ_r se determina usando la ley de Snell ((Soteris, 2014, p. 83).

$$n = \frac{\sin(\theta)}{\sin(\theta_r)} \quad (3.20)$$

Calculamos $\tau\alpha$ de incidencia normal usando la siguiente ecuación (Soteris, 2014, p. 516):

$$(\tau\alpha)_n = e^{-[KL]} \left\{ 1 - \left(\frac{n-1}{n+1} \right)^2 \right\} \quad (3.21)$$

El vidrio del panel fotovoltaico tiene un coeficiente de extinción de $4m^{-1}$ y un grosor de $0.004m$ y se considera un índice de refracción propuesto por Klein de 1.526 (Klein, 1979).

Utilizamos las ecuaciones (3.20).

$$\theta_r = \arcsin \left[\frac{\sin(29.0944)}{1.526} \right] = 15.5809^\circ$$

Remplazamos en las ecuaciones (3.19) y (3.21):

$$(\tau\alpha)_B = e^{-[4 \cdot 0.004/\cos(15.5809)]} \left\{ 1 - \frac{1}{2} \left[\frac{\sin^2(15.5809-29.0944)}{\sin^2(15.5809+29.0944)} + \frac{\tan^2(15.5809-29.0944)}{\tan^2(15.5809+29.0944)} \right] \right\}$$

$$(\tau\alpha)_B = 0.9393$$

$$(\tau\alpha)_n = e^{-[4 \cdot 0.004]} \left\{ 1 - \left(\frac{1.526 - 1}{1.526 + 1} \right)^2 \right\} = 0.9415$$

Remplazamos los valores hallados en la ecuación (3.18).

$$K_{\theta,B} = \frac{0.9393}{0.9415} = 0.9977$$

Modificador de Ángulo de Incidencia Difusa

Se puede obtener el factor modificador del ángulo de incidencia difusa usando la siguiente ecuación dada por King et al., (1998):

$$K_{\theta} = b_0 + b_1\theta_e + b_2\theta_e^2 + b_3\theta_e^3 + b_4\theta_e^4 + b_5\theta_e^5 \quad (3.22)$$

El valor de la constante “b” está dado en la tabla 12, se determinó las constantes para varios tipos de paneles fotovoltaicos examinados en NIST (Fanney et al., 2002, p. 2)

Tabla 12
Valores de las constantes b_i para paneles fotovoltaicos por NIST

Constante	Silicio Policristalino
b_0	0.998515
b_1	-0.012122
b_2	1.440×10^{-3}
b_3	-5.576×10^{-5}
b_4	8.779×10^{-7}
b_5	-4.919×10^{-9}

Nota. Fuente propia.

Para determinar el factor de modificación de ángulo de incidencia difusa es necesario calcular el ángulo de incidencia difusa con la siguiente ecuación (Brandemuehl & Beckman, 1980):

$$\theta_{e,D} = 59.68 - 0.1288\beta + 0.001497\beta^2 \quad (3.23)$$

Siendo el ángulo de inclinación del panel 11 grados.

$$\theta_{e,D} = 59.68 - 0.1288(11) + 0.001497(11)^2$$

$$\theta_{e,D} = 58.3343$$

Remplazamos el valor del ángulo efectivo en la ecuación (3.22) considerando las constantes para un panel policristalino.

$$\begin{aligned} K_{\theta,D} &= 0.998515 + (-0.012122)(58.3343) + (1.44 \cdot 10^{-3})(58.3343)^2 \\ &+ (-5.576 \cdot 10^{-5})(58.3343)^3 + (8.779 \cdot 10^{-7})(58.3343)^4 \\ &+ (-2.806 \cdot 10^{-9})(58.3343)^5 \end{aligned}$$

$$K_{\theta,D} = 0.9659$$

Modificador de Ángulo de Incidencia Reflejada

Para calcular el factor modificador de ángulo de incidencia reflejada es necesario determinar el ángulo reflejado efectivo, el cual se puede calcular con la siguiente ecuación (Brandemuehl & Beckman, 1980):

$$\theta_{e,G} = 90 - 0.5788\beta + 0.002693\beta^2 \quad (3.24)$$

Resolviendo:

$$\theta_{e,G} = 90 - 0.5788(11) + 0.002693(11)^2 = 83.9591$$

Remplazamos en la ecuación (3.22).

$$\begin{aligned} K_{\theta,G} &= 0.998515 + (-0.012122)(83.9591) + (1.44 \cdot 10^{-3})(83.9591)^2 \\ &+ (-5.576 \cdot 10^{-5})(83.9591)^3 + (8.779 \cdot 10^{-7})(83.9591)^4 \\ &+ (-2.806 \cdot 10^{-9})(83.9591)^5 \end{aligned}$$

$$K_{\theta,G} = 0.2318$$

Radiación Terrestre Sobre el Panel

Para determinar la radiación directa, difusa y reflejada sobre nuestro panel fotovoltaico, utilizaremos el software PVGIS (European Commission, 2019), el cual brinda estadísticas e información de la radiación incidente sobre una ubicación determinada. La información brindada por el software toma en consideración los factores que afectan la radiación extraterrestre, como la lejanía de la tierra respecto del sol, la inclinación de la tierra, la atenuación por la atmosfera, asimismo, considera para la radiación terrestre, el clima, la humedad del ambiente y la localización; usando imágenes satelitales. El software no considera los efectos por la contaminación, por la retención del polvo en los paneles ni cualquier efecto que se deba propiamente al panel fotovoltaico y su disposición.

Para el 22 de junio a las 12:00 se obtiene con el software una radiación directa de 704.01 kW/m² y una radiación difusa de 94.01 kW/m², considerando estos datos, los datos previamente calculados y un factor de radiación reflejada de 0.2 procedemos a utilizar la ecuación (3.15).

$$S = (0.9415)(0.9821) \left\{ (704.01)(1.1412)(0.9977) + (94.01)(0.9659) \left[\frac{1+\cos(11)}{2} \right] + (798.02)(0.2)(0.2318) \left[\frac{1-\cos(11)}{2} \right] \right\}$$

$$S = 824.5635$$

3.8.4.6 Cálculo de la Potencia Entregada por el Panel FV

Perdidas por Temperatura

Para determinar la temperatura de celda conociendo la temperatura ambiente y la velocidad del viento promedio del lugar en un día específico se utilizará el método de Mattei (Mattei et al., 2006), el cual determina la temperatura de celda por la siguiente fórmula:

$$T_c = \frac{U_{PV} \cdot T_a + G[\tau \cdot \alpha - \eta_{STC}(1 - \beta_{STC} \cdot T_{STC})]}{U_{PV} + \beta_{STC} \cdot \eta_{STC} \cdot G} \quad (3.25)$$

Donde:

U_{PV} = Coeficiente de pérdida térmica [$W \cdot ^\circ C^{-1} \cdot m^{-2}$]

τ = Transmitancia del vidrio del panel [$W \cdot ^\circ C^{-1} \cdot m^{-2}$]

α = Coeficiente de absorción de la celda [--]

η_{stc} = Eficiencia del panel en condiciones estándar [--]

β_{stc} = Coeficiente de potencia por temperatura [$^\circ C^{-1}$]

T_{stc} = Temperatura estándar de prueba [$^\circ C$]

G = Radiación sobre el plano [$W \cdot m^{-2}$]

El coeficiente de pérdida térmica está definido para paneles fotovoltaicos por la siguiente ecuación (Appelbaum & Maor, 2020, p. 3):

$$U_{PV} = 2(5.67 + 3.86 v_v) \quad (3.26)$$

Donde v_v es la velocidad del viento, el cual se considera para el día 22 de junio a las 12:00 de 2.5m/s, remplazamos en la ecuación (3.26).

$$U_{PV} = 2[5.67 + 3.86(2.5)] = 30.64$$

Remplazamos el valor obtenido ,los valores de nuestro panel fotovoltaico en la ecuación (3.25) considerando un valor de 0.81 para $\tau\alpha$ según Mattei (Mattei et al., 2006).

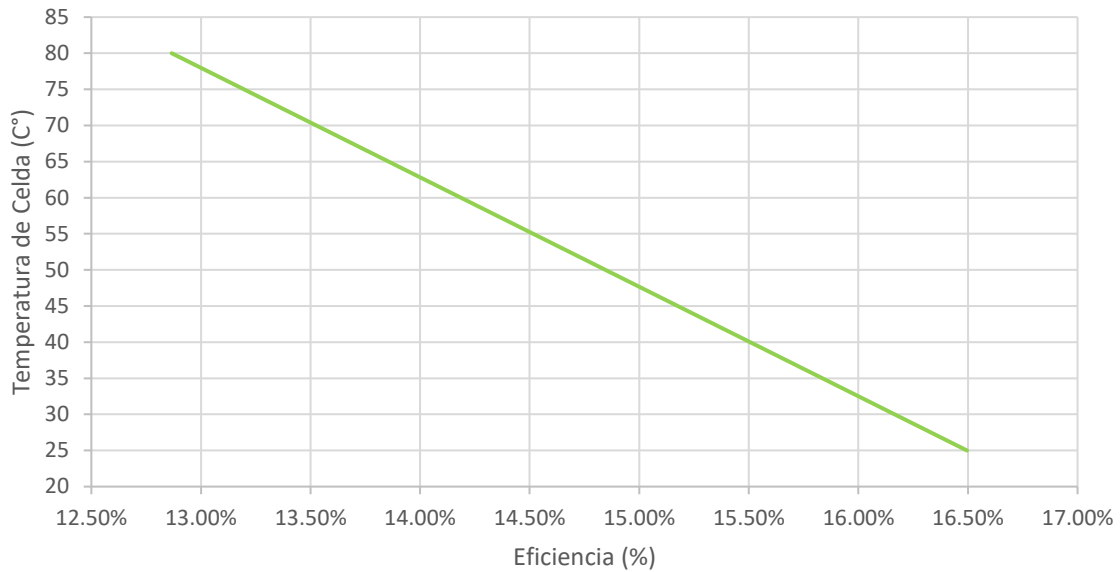
$$T_c = \frac{30.64 \cdot 24 + 891.84[0.81 - 0.165(1 - 0.004 \cdot 25)]}{30.64 + 0.004 \cdot 0.165 \cdot 891.84}$$

$$T_c = 42.439$$

Utilizando el coeficiente de variación de potencia por temperatura, determinamos la eficiencia del panel vs la temperatura de celda como se observa en la figura 18.

Figura 18

Eficiencia del Panel AE Solar 270W a Diferentes Temperaturas de Celda



Nota. El gráfico representa la eficiencia del panel solar a diferentes temperaturas de celda. Fuente propia.

Para una temperatura de 42.439 le corresponde una eficiencia de 15.34%.

Perdidas por Partículas en Suspensión, Suciedad y del Sistema

La comisión europea recomienda para considerar unas pérdidas del 14% (European Commission, 2019), para las pérdidas por partículas de suspensión, suciedad y del sistema.

Cálculo de la cantidad de paneles fotovoltaicos.

Para determinar la cantidad de paneles fotovoltaicos, se debe determinar la potencia final de la potencia del panel fotovoltaico, el cual se puede calcular por la siguiente formula:

$$P_p = \eta_p \cdot A_p \cdot S \cdot (1 - \eta_{sis}) \quad (3.27)$$

Podemos expresar la ecuación en función de S:

$$P_p = 0.1534 \cdot 1.6368 \cdot S \cdot (1 - 0.14)$$

Como se observa en la tabla 13, se procede a calcular la potencia del panel a cada hora correspondiente al día 22 de junio, utilizando los datos de radiación del software PVGIS (European Commission, 2019).

Tabla 13

Potencia del panel fotovoltaico a diferentes horas del día

Hora	G _B (W/m ²)	G _D (W/m ²)	S(W/m ²)	P _{panel} (W)
6	0	0	0	0
7	76	41	85.94	18.557
8	267	66	326.4	70.480
9	452.01	80	543.28	117.312
10	597.01	88	702.5	151.693
11	683.01	93	795.945	171.870
12	704.01	94	824.56	178.049
13	657.01	91	778.95	168.201
14	545.01	85	668.33	144.314
15	383.01	75	499.13	107.778
16	190.01	58	278.8	60.202
17	19	19.12	42.22	9.116
18	0	0	0	0
Total			5546.055	1197.577

Nota. Fuente propia.

Utilizando la potencia total diaria necesaria y la potencia total diaria obtenida por un panel, podemos calcular la cantidad de paneles usando la siguiente ecuación:

$$N_p = \frac{E_{req}}{E_p} \quad (3.28)$$

Donde:

E_{req} = Energía requerida por las cargas [Wh/día]

E_p = Energía efectiva suministrado por un panel fotovoltaico [Wh/día]

Remplazamos en la ecuación (3.28).

$$N_p = \frac{7124}{1197.58} = 5.9487$$

Determinamos que el número de paneles a utilizar serán 6 unidades.

3.8.5 Dimensionamiento por Capacidad del Inversor

Se determina el número máximo de paneles fotovoltaicos que el inversor es capaz de utilizar de forma eficiente.

$$N_p = \frac{P_{inv}}{P_{p_{STC}}} \quad (3.29)$$

Donde:

P_{inv} = Potencia máxima del inversor [W]

$P_{p_{STC}}$ = Potencia nominal del panel fotovoltaico [W]

Remplazando:

$$N_p = \frac{P_{inv}}{P_{p_{STC}}} = \frac{1500}{270} = 5.5$$

Con 06 paneles tenemos una potencia de 1620W excediendo en 120W la capacidad del inversor, esto no daña ni afecta el funcionamiento del inversor, solamente en momentos donde la potencia supere los 1500W el inversor solo aprovechará un máximo 1500W.

3.8.6 Disposición de los Paneles Fotovoltaicos

Se determina el número máximo de arreglo de los paneles en serie y el número máximo de arreglo de los paneles en paralelo dependiendo del inversor controlador.

$$N_{p_{ser}} = \frac{V_{mppt}}{V_{mp}} = \frac{80V}{30.82V} \quad (3.30)$$

Donde:

V_{mppt} = Voltaje en el punto máximo de potencia [V]

V_{mp} = Voltaje en el punto máxima potencia del panel fotovoltaico [V]

Remplazando:

$$N_{p_{ser}} = \frac{80V}{30.82V} = 2.6$$

$$N_{p_{par}} = \frac{I_{inv}}{I_{cc}} \quad (3.31)$$

Donde:

I_{inv} = Corriente máxima permitida por el inversor [A]

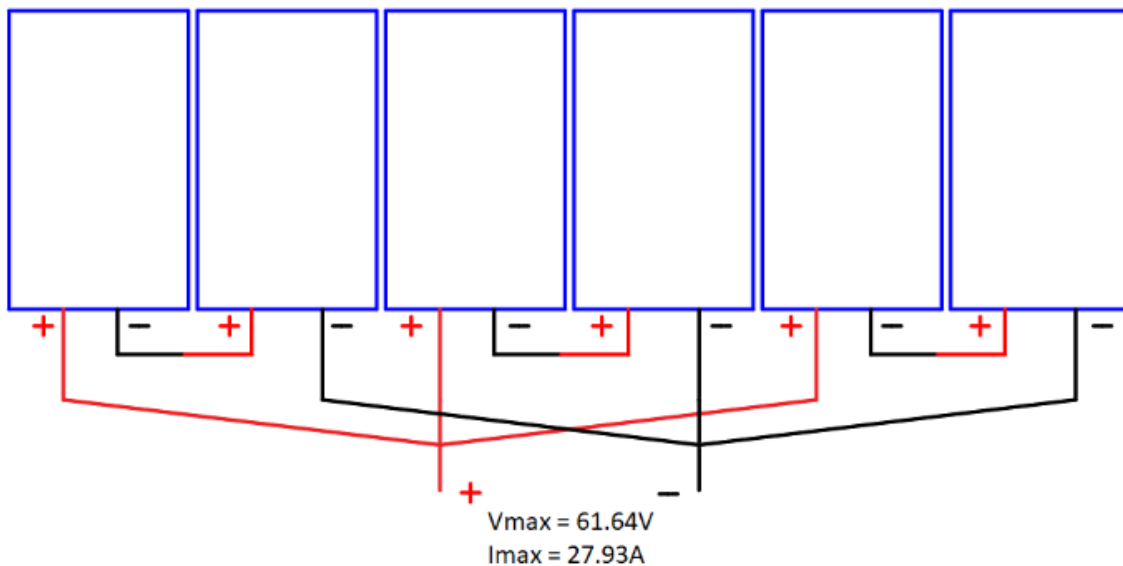
I_{cc} = Corriente de corto circuito del panel fotovoltaico [A]

Remplazando:

$$N_{p_{par}} = \frac{50A}{9.31A} = 5.4$$

Cumpliendo con los cálculos previos, se utilizará 6 paneles fotovoltaicos en arreglo combinado de 3 grupos en paralelo de 2 paneles en serie cada grupo como se puede observar en la figura 19.

Figura 19
Arreglo de los Paneles Fotovoltaicos a Instalar



Nota. La figura muestra el arreglo de los paneles AESOLAR a instalar. Fuente Propia

3.9 Cálculo y Selección de las Baterías

Las baterías solo se utilizarán al máximo de capacidad en momentos críticos cuando no exista energía de la red durante las 12 horas que no hay energía solar, por esa razón no se requiere sobredimensionar las baterías.

Cálculo de la capacidad de corriente de las baterías.

$$C_{bat} = \frac{E_{alm} \cdot d}{V_{inv}} \quad (3.32)$$

Donde:

E_{alm} = Energía requerida de almacenamiento de la batería [Wh/día]

V_{inv} = Voltaje de entrada del inversor desde las baterías [V]

d = Cantidad de días [días]

Reemplazamos considerando un consumo en horas sin sol de 2352Wh para 1 día.

$$C_{bat} = \frac{(2352)(1)}{24} = 98$$

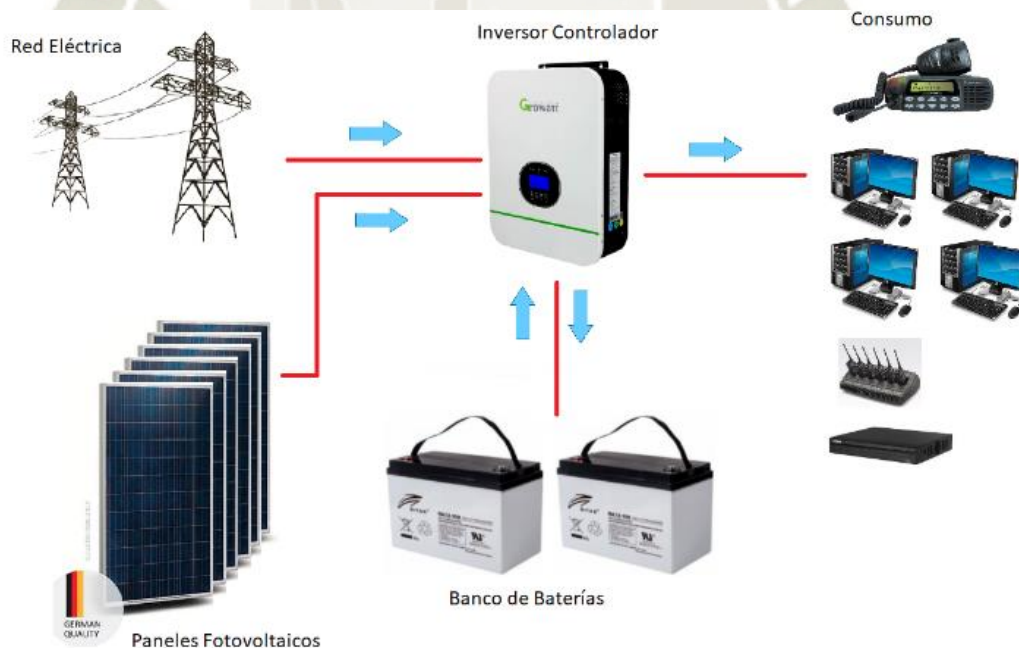
Consideramos el uso de 02 baterías Ritar AGM de 12V y 100Ah cada una.

3.10 Cálculo y Selección de los Conductores y Dispositivos de Protección

Para los Cálculos y selección de los conductores y dispositivos de protección se considerará que el sistema a instalar será el mostrado en la figura 20.

Figura 20

Esquema del Sistema Fotovoltaico a Instalar



Nota. La figura muestra los diferentes componentes del sistema fotovoltaico a instalar.
Fuente propia.

3.10.1 Cálculo y Selección del Conductor de los Paneles al Inversor

Para la selección del conductor de los paneles al inversor controlador calculamos la corriente nominal de nuestro sistema.

$$I_n = N_{par} \cdot I_{cc} \quad (3.33)$$

Remplazando:

$$I_n = 3 \cdot 9.31 = 27.93$$

Calculamos la corriente de diseño (CNE, 2006) considerando el factor de corrección de 1, debido a que los conductores se encontrarán al aire libre y a una temperatura ambiente de 27°C máxima, que es la temperatura considerada en la ficha técnica del conductor.

$$I_d = 1.25 (I_n) \quad (3.34)$$

Remplazamos:

$$I_d = 1.25 \cdot 27.93 = 34.91$$

Al momento de seleccionar el tipo de conductor debemos asegurarnos de que sea específicamente para instalaciones fotovoltaicas al aire libre. Se considera el uso del conductor H07ZZ – F que se encuentra actualmente aprobado por decreto supremos N°013-2016-PRODUCE (Ministerio de La Producción, 2016).

Como se observa en la tabla 14, se detalla las características principales para la selección del conductor fotovoltaico por la empresa TOPSOLAR.

Tabla 14

Selección de Conductor para Instalaciones Fotovoltaicas.

CONDUCTOR TOPSOLAR PV ZZ-F DUAL 600V	
Sección (mm²)	Aire libre (A)
1x4	55
1x6	70
1x10	98
1x16	132
1x25	176
1x35	218

Nota. Adaptado de Dimensiones de Conductor TOPSOLAR PV ZZ-F, 2020, Top Cable, Cables para Instalaciones Solares Fotovoltaicas.

Por motivos de diferencia de costo y considerando una posible expansión a futuro, seleccionamos el conductor de 1x6 mm² para el positivo y para el negativo.

3.10.2 Cálculo y Selección de las Protecciones de los Paneles al Inversor

Para la selección de los fusibles cilíndricos y del interruptor termomagnético se utilizará como corriente nominal la corriente de máxima potencia.

$$I_{mp} = 8.76 A = 3 \cdot 8.76 A = 26.28 A$$

Como se observa en la tabla 15, se tiene las características del interruptor.

Tabla 15
Selección de las Protecciones para Corriente Continua

Interruptor	Corriente (A)
Termomagnético FEEO 2P DC MCB	10
Termomagnético FEEO 2P DC MCB	15
Termomagnético FEEO 2P DC MCB	20
Termomagnético FEEO 2P DC MCB	25
Termomagnético FEEO 2P DC MCB	32
Termomagnético FEEO 2P DC MCB	40

Nota. Fuente Propia

Seleccionamos el interruptor de 32 A, asimismo seleccionamos la protección de sobrecorrientes con fusibles de la misma capacidad.

3.10.3 Cálculo y Selección del Conductor del Banco de Baterías al Inversor

Para la selección del conductor del banco de baterías al inversor, se debe considerar la máxima corriente de descarga de las baterías para calcular la corriente de diseño, utilizamos la ecuación (3.34).

$$I_d = 1.25 \cdot \frac{P_{inv}}{V_{bat}} \quad (3.35)$$

Remplazando:

$$I_d = 1.25 \cdot \frac{1500}{24} = 78.125$$

No consideramos factores de corrección debido a que nuestro sistema trabajara a temperatura ambiente de 30°C y al aire libre. Como se puede observar en la tabla 16, se detallan las características principales para la selección del conductor para las baterías.

Tabla 16

Selección de Conductor para Baterías

Calibre del Conductor (AWG)	Sección Nominal (mm ²)	Capacidad de Corriente (A)
6	13.3	88
4	21.15	116
2	33.63	154
1	42.4	195

Nota. Tomado de Datos Técnicos de los Conductores, 2020, ELCOPE, Cables para Baterías SGT-OH.

Seleccionamos conductor 4 AWG para las conexiones desde la batería al inversor.

3.10.4 Dispositivo de Desconexión del Banco de Baterías al Inversor

Como indica el CNE 350-014, se debe establecer un medio de desconexión entre el banco de baterías y el inversor controlador, y este dispositivo debe ser requerir un sistema de seguridad para evitar su accionamiento por accidente (CNE Tomo IV, 2006), por eso se colocará un dispositivo corta corriente con llave de seguridad la cual hasta no ser colocada la llave nuevamente, es imposible accionar el dispositivo para permitir nuevamente el paso de la corriente.

3.11 Selección del tipo de soporte a utilizar

Los soportes para los paneles fotovoltaicos se dividen en dos tipos, soportes fijos y soportes móviles, así mismo para el diseño se utilizará soportes fijos y como se seleccionó un área inclinada, el soporte será plano sin inclinación respecto a la superficie.

Los fabricantes recomiendan un soporte de aluminio por su bajo costo y peso, se selecciona el soporte modelo KH915.

Especificaciones del soporte KH915:

Paneles a soportar: 6 paneles

Material: SUS304 y AL6005-T5

Peso aproximado: 0.9kg/m

El soporte KH915 está conformado por los siguientes componentes:

Tabla 17

Elementos del Soporte KH915

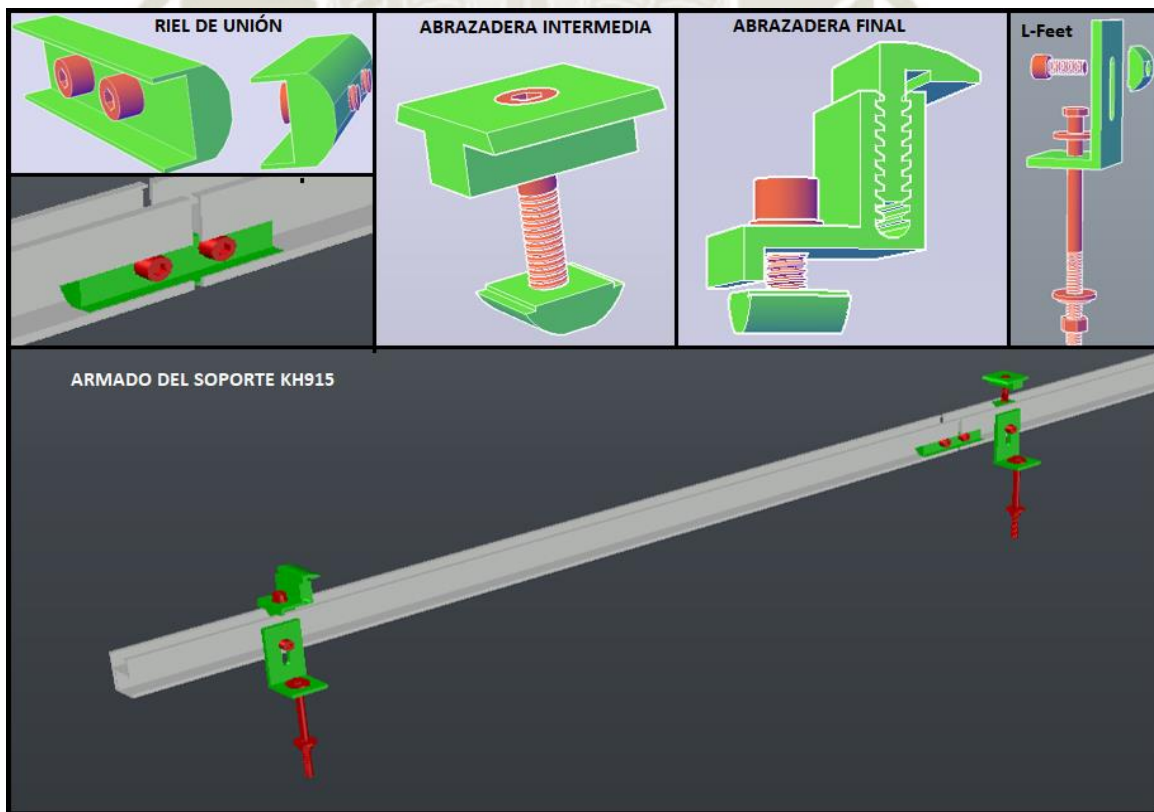
Elemento	Cantidad (Und)	Descripción
Rail SR	12	Riel que soporta las cargas de los paneles
Riel de Unión	10	Permite la unión de dos rieles SR
L feet	14	Soporta los rieles SR y se fija a la estructura de metal
Abrazadera Final	4	Fija los paneles al Rail SR
Abrazadera intermedia	10	Fija los paneles al Rail SR

Nota. Fuente Propia

Como se ve en la figura 21, se visualiza la forma de cada componente y su armado.

Figura 21

Vista 3D de los componentes del soporte KH915 y el armado.



Nota. La figura muestra los componentes del soporte KH915, siendo un total de cinco componentes. Fuente Propia

Riel de Unión. Permite la unión de 2 rail SR por medio de la presión ejercida por los tornillos sobre el rail SR como se observó en la figura 21. Los componentes de ajuste son 02 tornillos Allen M8L15 de acero inoxidable A2-70

Soporte L Feet. Permite la unión entre el soporte y la estructura de acero, soportando el peso de los paneles y del soporte, se ajusta al riel RS por medio de la presión ejercida por el L feet y el suplemento como se observó en la figura 21.

Componentes de ajuste:

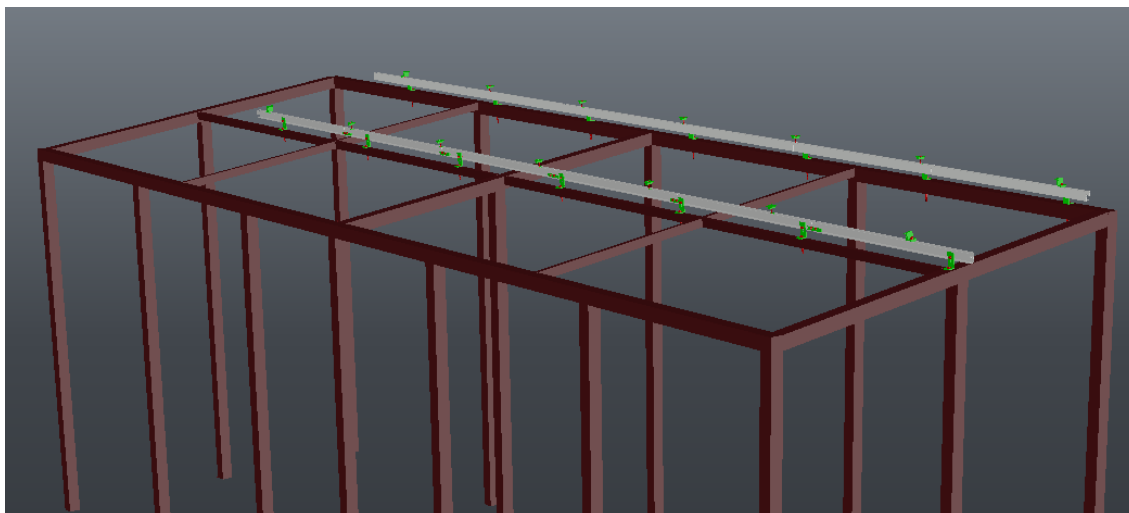
- 01 tornillos Allen M8L20 de acero inoxidable A2-70
- 01 perno hexagonal 5/16" x 4" de acero inoxidable SM16428 (Para las barras de acero de 75x75mm)
- 01 perno hexagonal 5/16" x 3" de acero inoxidable SM16428 (Para las barras de acero de 50x25mm)
- 02 arandelas planas de 5/16" SM16595
- 01 arandela a presión 5/16" SM 16602
- 01 tuerca 5/16" CG2

Abrazadera Final. Permite la fijación en los extremos del arreglo de paneles fotovoltaicos por medio de la presión ejercida por la abrazadera y el riel SR. El componente de ajuste es 01 tornillo Allen M8L20 de acero inoxidable A2-70.

Abrazadera Intermedia. Permite la fijación en los extremos del panel fotovoltaico por medio de la presión ejercida por la abrazadera y el riel SR. El componente de ajuste es 01 tornillo Allen M8 de acero inoxidable A2-70.

Como se observa en la figura 22 realizamos una Vista 3D del soporte instalado en la estructura para verificar que no exista algún problema de distribución al momento de su instalación.

Figura 22
Vista 3D del Soporte Riel Armado e Instalado



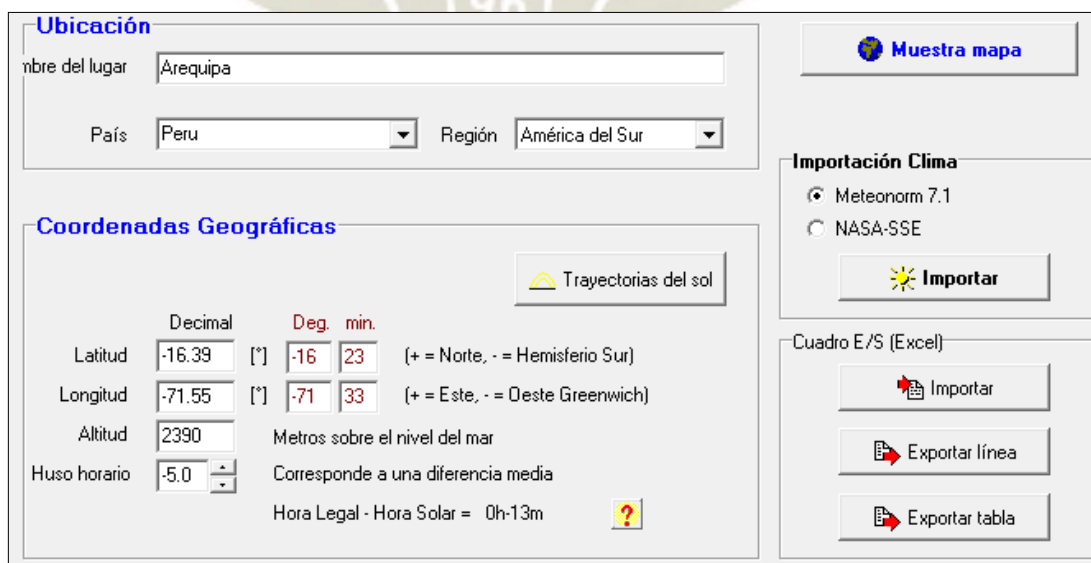
Nota. La figura muestra la posición a instalar del soporte KH915. Fuente Propia

3.12 Simulación del Sistema Fotovoltaico con PVSyst

Se realiza la simulación del del sistema fotovoltaico diseñado, utilizando el software PVSyst con el fin de detectar cualquier incompatibilidad entre sus elementos y verificar los posibles déficits de energía.

Como se observa en la figura 23, se ingresan todos los datos respecto a la ubicación de nuestro sistema.

Figura 23
Ingreso de los parámetros de Ubicación en PVSyst



Ubicación

Nombre del lugar: Arequipa

País: Peru | Región: América del Sur

Coordenadas Geográficas

Latitud: Decimal -16.39 [°] | Deg. min. -16 23 (+ = Norte, - = Hemisferio Sur)

Longitud: Decimal -71.55 [°] | Deg. min. -71 33 (+ = Este, - = Oeste Greenwich)

Altitud: 2390 Metros sobre el nivel del mar

Huso horario: -5.0 | Corresponde a una diferencia media

Hora Legal - Hora Solar = 0h-13m

Importación Clima

Meteorom 7.1

NASA-SSE

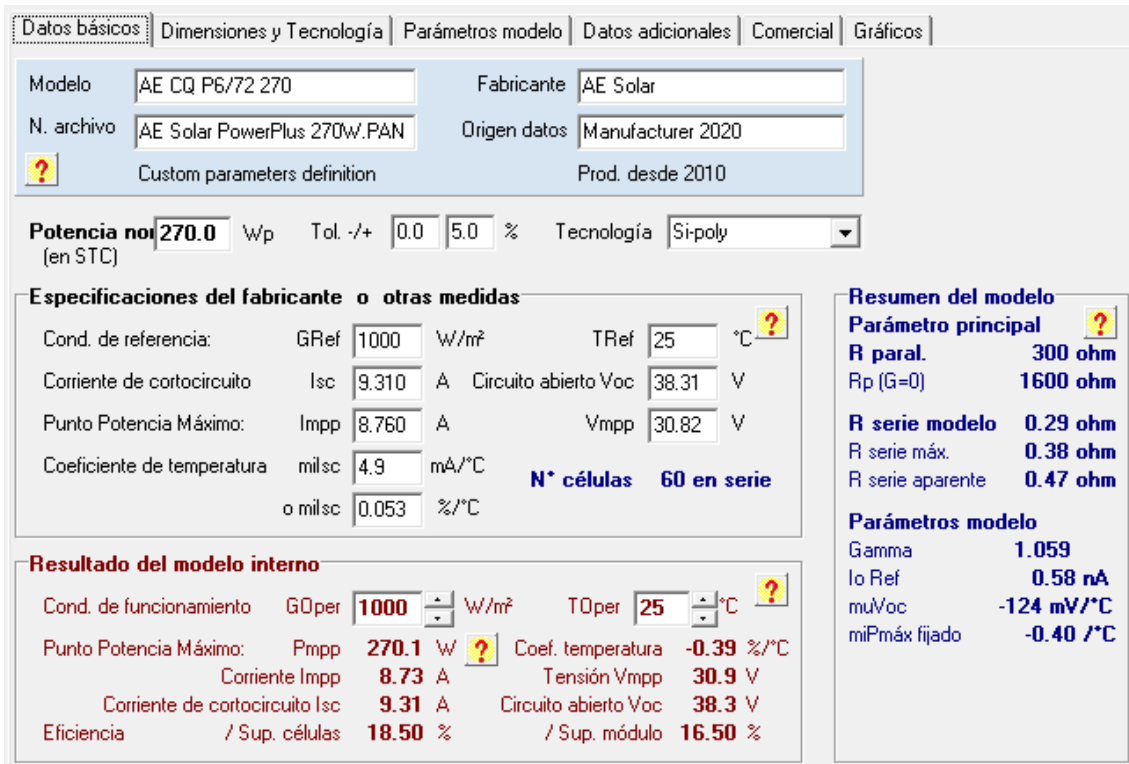
Cuadro E/S (Excel)

Nota. La figura muestra los datos de localización utilizados. Fuente Propia

Como se observa en la figura 24 se debe ingresar todas las características de los elementos previamente seleccionados según sus hojas de datos (Ver Anexo D).

Figura 24

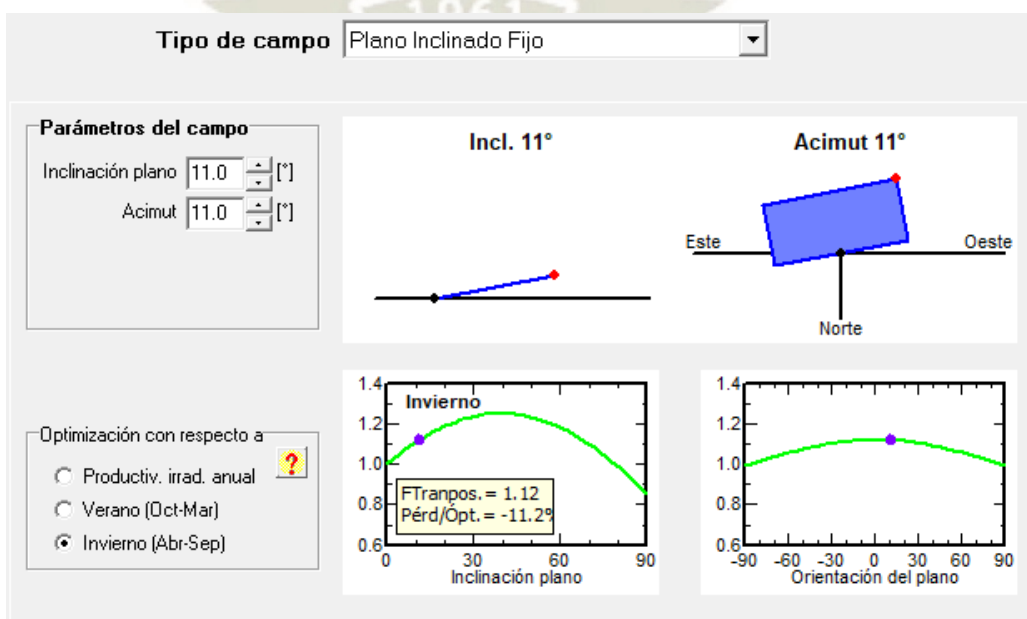
Ingreso de los datos técnicos de los componentes en PVSyst



Nota. La figura muestra los datos del panel solar utilizado. Fuente Propia

Figura 25

Definiendo los parámetros de campo en PVSyst



Nota. La figura muestra la posición de los paneles solares. Fuente Propia

Figura 27

Ubicación de los puntos de sombras lejanas



Nota. La figura muestra los objetos que generan sombras lejanas sobre los paneles solares, identificando en cada punto la distancia y acimut respecto del norte. Fuente Propia

Una vez obtenidos los puntos de referencia, hallamos la diferencia de altura y la altitud en grados respecto a nuestros paneles fotovoltaicos como se indica en la tabla 18.

Tabla 18

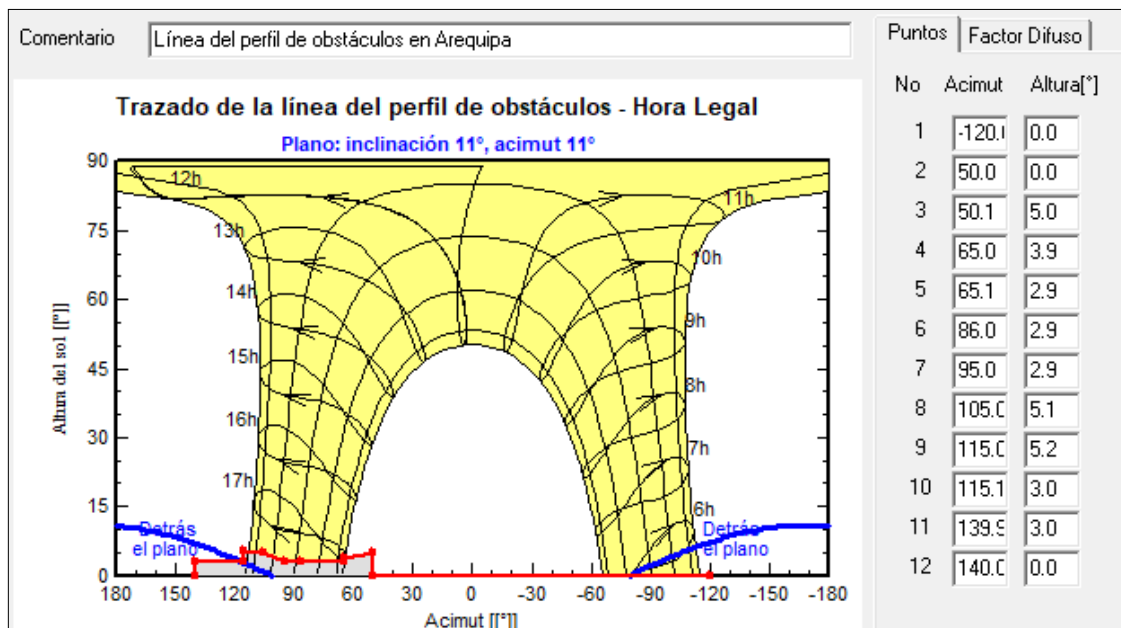
Puntos de Referencia Para Sombras Lejanas

Puntos	Acimut	Distancia	Altura	Dif. Altura	Altitud (°)
Punto 1	115	181	27	16.4	5.18
Punto 2	105	185	27	16.4	5.07
Punto 3	95	86	15	4.4	2.93
Punto 4	85	65	15	4.4	3.87
Punto 5	50	50	15	4.4	5.03

Nota. Fuente Propia

Ingresamos los datos de acimut y altura para crear el perfil de obstáculos lejanos, como se observa en la figura 28.

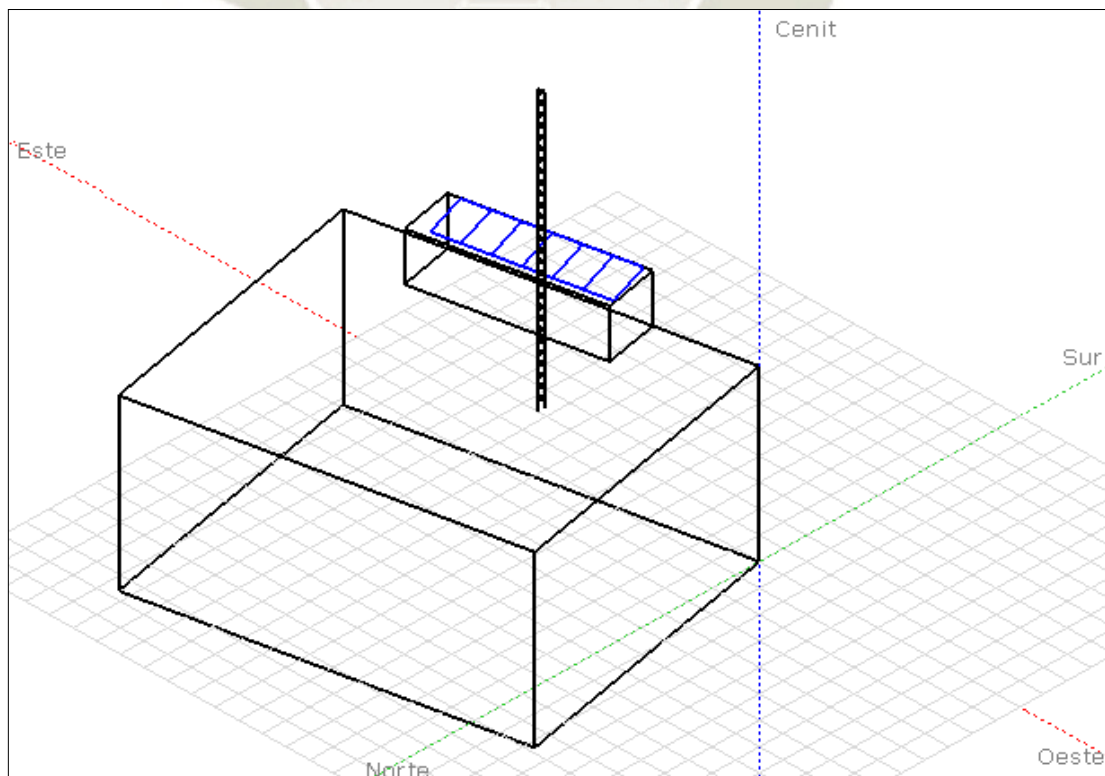
Figura 28
Definición de Perfil de Obstáculos Lejanos en el Software PVSyst



Nota. La figura muestra el trazado con líneas rojas del perfil de obstáculos. Fuente Propia

Para definir las sombras cercanas, se grafican los objetos cercanos en el software, como se observa en la figura 29, considerando la ubicación y las dimensiones reales.

Figura 29
Definición de Perfil de Obstáculos Cercanos en el Software PVSyst



Nota. En la figura se muestra el perfil de obstáculos de sombras cercanas. Fuente Propia

El software permite hacer un análisis de los costos del sistema fotovoltaico, se ingresan en el software los costos según las cotizaciones realizadas (Ver Anexo C), una inversión de 20 años como se indica para instalaciones eléctricas no convencionales (Pacheco Tamayo, 2014, p. 2) y una tasa del 12% obtenida de las consultas a los principales bancos de la ciudad, brindando un costo de 0.85 S/./kWh, considerado un costo un poco elevado comparado con el costo actual de la compañía de bomberos en una tarifa BT5B No Residencial, al cual le corresponde un costo de 0.78 S/./kWh con IGV (OSINERMIN, 2021). Por esta razón se decide añadir un circuito adicional a nuestro sistema, aumentando el consumo de 416 W a 616 W entre las horas desde las 8:00 hasta las 18:00 horas. La carga adicionada corresponde al circuito de la sala común, el cual se considera una carga no crítica, por tal motivo se requiere restringir el uso de la energía fotovoltaica en los momentos en que la energía de la red no se encuentre disponible, por esta razón se adiciona un contactor, el cual se mantendrá accionado mientras exista corriente de la red, y permitirá que el circuito de la sala común utilice energía del sistema híbrido. Con esta modificación se logra reducir el costo de la energía a 0.67 S/./kWh. Realizando la simulación con éxito y sin ningún tipo de alerta, brindando un informe detallado del sistema (Ver Anexo B).

Capítulo 4 **Instalación del Sistema Fotovoltaico**

4.1 Ubicación de las Cargas

4.1.1 Ubicación de las Cargas Críticas Permanentes

Las cargas críticas permanentes se encuentran ubicadas en el primer piso de la compañía de bomberos, en la sala de comunicaciones (Ver Anexo A).

4.1.2 Ubicación de las Cargas Críticas Temporales

Las cargas críticas temporales se encuentran ubicadas en el segundo piso de la compañía de bomberos, en la sala de administración y en la sala de jefatura (Ver Anexo A)

4.1.3 Ubicación de las Cargas Adicionales

Las cargas adicionales se encuentran ubicadas en el tercer piso de la compañía de bomberos, en la sala común (Ver Anexo A).

En la sala común existe una carga por el televisor, otra por el equipo de sonido y por el lector DVD, adicionalmente a estas cargas se tiene un tomacorriente doble libre para el uso del personal, siendo estas las únicas cargas del área.

4.2 Ubicación y Estado del Tablero Eléctrico General

Una vez identificada la ubicación de las cargas, se procede a verificar el circuito existente entre el tablero general y las diferentes áreas involucradas en el sistema fotovoltaico.

La compañía cuenta con un tablero eléctrico de madera sin ningún tipo de información acerca de los circuitos instalados, asimismo, se puede observar que los conductores son de un calibre muy delgado, posiblemente 14 AWG, incluso se puede observar que se tiene tres llaves termomagnéticas del mismo amperaje y que no se tiene ningún circuito a tierra considerado.

Se decide hacer un rediseño de los circuitos que formaran parte del sistema fotovoltaico híbrido.

4.3 Rediseño del Sistema Eléctrico Existente

4.3.1 Cálculo y Selección del Conductor

Se realiza el cálculo para la selección del conductor a remplazar en los circuitos de nuestro sistema fotovoltaico, como se observa en la tabla 19 y 20.

Tabla 19

Cálculo de la Corriente Nominal

Circuito	Máxima demanda (W)	Constante K	Tensión (V)	Cos θ	Corriente nominal (A)
Sala comunicaciones	380.00	1	220	0.9	1.92
Oficinas administrativas	634.36	1	220	0.9	3.20
Sala común	390.00	1	220	0.9	1.97
Inversor	1500.00	1	220	0.9	7.58

Nota. Fuente Propia

Tabla 20

Cálculo de la Corriente de Diseño

Circuito	In (A)	Tipo de Instalación	Factor de Corrección 1	Factor de Corrección 3	Corriente de Diseño (A)
Sala comunicaciones	1.92	A1	1.06	0.5	4.53
Oficinas Administrativas	3.20	A1	1.06	0.5	7.56
Sala Común	1.97	A1	1.06	0.7	3.32
Inversor	7.58	A1	1.06	0.47	19.01

Nota. Fuente Propia

Con la corriente de diseño, seleccionamos del CNE y del catálogo de los conductores THW-90 el conductor de 2.5mm² para todos los circuitos a solicitud de la compañía de bomberos, verificando previamente la caída de tensión como se puede observar en la tabla 21.

Tabla 21

Verificación de la Caída de Tensión

Circuito	Longitud (m)	Sección (mm²)	Caída de Tensión	DV%	CNE
Sala comunicaciones	10.00	2.5	0.59	0.27%	Si cumple
Oficinas Administrativas	10.00	2.5	0.98	0.45%	Si cumple
Sala Común	15.00	2.5	0.65	0.29%	Si cumple
Inversor	25.00	2.5	6.16	2.80%	Si cumple

Nota. Fuente Propia

4.3.2 Verificación del Diametro de la Tubería

Existe un tramo desde el tablero general hasta una caja de paso que se encuentra en el primer piso, por donde pasaran un total de 10 conductores THW-90 2.5mm², este tramo está formado por una tubería de 1 pulgada.

Verificamos la máxima cantidad de conductores para una tubería liviana de 1 pulgada según la tabla 6 del CNE (CNE Tomo I, 2006).

El CNE indica que 14 es el máximo número de conductores permitidos en una tubería de 1 pulgada, lo cual indica que nos encontramos dentro del rango permitido.

4.3.3 Selección de los Dispositivos de Protección

Para la selección de los dispositivos de protección, consideraremos nuestra corriente de diseño y la corriente máxima permitida por nuestros conductores.

Tabla 22

Cuadro de Dispositivos de Protección de los Circuitos

Circuito	Corriente (A)	Capacidad Conductor (A)	Protección Termomagnético (A)
Sala Comunicaciones	4.53	27	16
Oficinas Administrativas	7.56	27	16
Sala Común	3.32	27	16
Inversor	19.01	27	25

Nota. Fuente Propia

Para la selección de nuestro interruptor diferencial, se tomó en cuenta un interruptor de 25A para los tres circuitos alimentados por la energía fotovoltaica y uno de 40A para los circuitos adicionales y la alimentación de nuestro inversor.

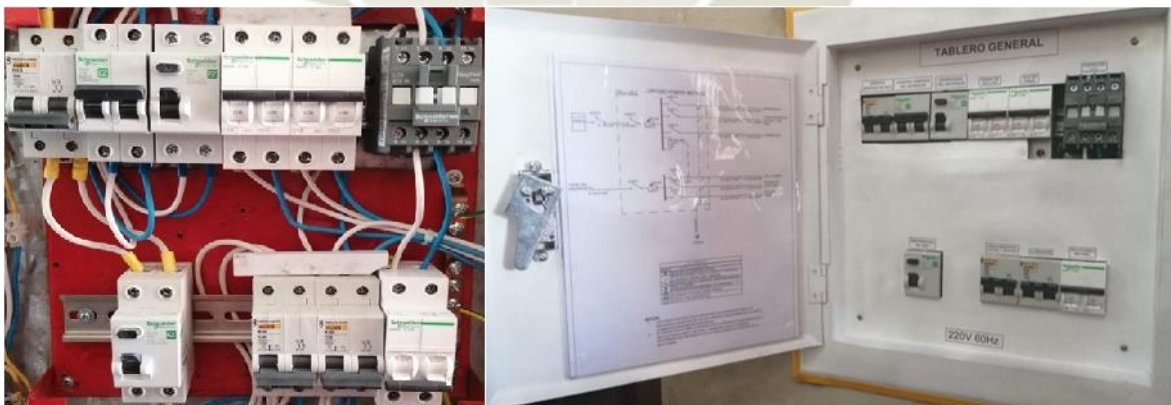
4.4 Instalación del Sistema Eléctrico

Se procede a instalar el conductor de 2.5mm² THW-90 diferenciando el neutro de la línea, además se coloca un conductor de tierra de 2.5mm² de color verde con amarillo. Si bien los conductores están sobredimensionados, el CNE indica que el conductor a tierra no debe ser menor a la sección del conductor de línea.

Se instala un contactor de 18A para el circuito de sala común, el cual será accionado con energía de la red eléctrica.

Se instalan los dispositivos de protección en el tablero general, como se puede observar en la figura 30, se reemplazó el tablero de madera por uno de metal con su respectivo borne de conexión a tierra, considerando los interruptores calculados.

Figura 30
Tablero General con Sistema Fotovoltaico



Nota. La figura muestra el tablero general instalado, mostrando en la izquierda las conexiones interiores del tablero y en la derecha la vista exterior del tablero incluyendo el diagrama unifilar y las señalizaciones. Fuente Propia

4.5 Instalación del Sistema Fotovoltaico

Verificamos los datos de placa de los paneles y nos aseguramos de que todos los paneles a instalar tengan las mismas características. Procedemos a verificar el área a instalar

los paneles encontrándose en el tejado del almacén una estructura de meta con un peso de aproximadamente 180 kg, la cual nos da un antecedente adicional a los cálculos de que la estructura metálica si aguanta el peso aproximado del soporte y los paneles.

Una vez verificado el área y liberado la zona de trabajo, se procede a instalar los soportes de aluminio y sus accesorios, luego se coloca inicialmente la abrazadera final y se va instalando panel por panel junto con las abrazaderas intermedias.

Una vez instalado todos los paneles fotovoltaicos como se muestra en la figura 31 procedemos a verificar el par de apriete de todos los tornillos y pernos utilizados.

Figura 31
Paneles Fotovoltaicos Instalados



Nota. La figura muestra el arreglo de paneles solares instalados. Fuente Propia

Para la instalación de nuestro inversor procedemos con una inspección visual y la verificación de los datos de placa, asimismo, instalamos el inversor en la ubicación previamente seleccionada y procedemos a hacer el conexionado de nuestro sistema

fotovoltaico, considerando lo previamente calculado, instalamos las protecciones del circuito proveniente de los paneles

Como se puede ver en la figura 32, se instaló un interruptor de 25A para la corriente de red que proviene desde el tablero general hacia el inversor, las tuberías y conectores metálicos están aterrados junto con la caja de paso metálica hacia el borne de conexión a tierra del sistema de paneles fotovoltaicos, se verifica las conexiones de entrada y salida de corriente alterna de nuestro inversor, luego verificamos las conexiones de corriente continua, tanto de los paneles fotovoltaicos, como de las baterías y finalmente se procede al taggeo del sistema fotovoltaico y a una inspección general del sistema.

Figura 32
Sistema Fotovoltaico Instalado



Nota. La figura muestra los componentes del sistema fotovoltaico instalado. Fuente Propia

4.6 Procedimiento de Puesta en Marcha del Sistema Fotovoltaico

4.6.1 Verificación del Sistema Previo a la Puesta en Marcha

Antes de la puesta en marcha del sistema fotovoltaico, se debe realizar una serie de actividades previas.

Verificación del voltaje del arreglo de paneles en los bornes de conexión del interruptor termomagnético, este voltaje no debe sobrepasar el indicado en los datos de la ficha técnica del inversor.

Verificación del voltaje proveniente del arreglo de baterías, el cual se debe encontrar dentro de los valores de voltaje de flotación según las fichas técnicas de las baterías, considerando que el voltaje será el de dos baterías en serie.

Verificamos que ningún interruptor se encuentre accionado y que el dispositivo de cortacorrente de la batería se encuentre en modo de circuito abierto.

Verificamos que los interruptores de las cargas del sistema fotovoltaico no se encuentren accionadas, para evitar que en caso de algún inconveniente las cargas se vean afectadas.

4.6.2 Configuración del Inversor Growatt

Luego de realizar la verificación procedemos a realizar la puesta en marcha de nuestro sistema fotovoltaico. Colocamos nuestro dispositivo de corta corriente en modo circuito cerrado y accionamos el interruptor de encendido de nuestro inversor.

Esperamos un tiempo prudente hasta el que inversor reconozca la conexión de las baterías. Procedemos a configurar nuestro inversor considerando los parámetros de nuestro sistema fotovoltaico, para lo cual deberemos ingresar a una serie de opciones dentro de nuestro inversor las cuales se encuentran detalladas en el manual (Ver Anexo H).

Opción 01. Indicamos al inversor que la energía principal a utilizar será la proveniente de los paneles fotovoltaicos.

Opción 05. Indica al inversor que las baterías a utilizar serán del tipo AGM.

Opción 08. Indica al inversor el voltaje de salida el cual será de 230 voltios.

Opción 09. Indica al inversor que la frecuencia de salida será 60Hz.

Opción 14. Indica al Inversor que la fuente principal de alimentación de nuestras baterías será la energía fotovoltaica.

4.6.3 Puesta en Marcha del Sistema Fotovoltaico

Una vez configurado el inversor procedemos a accionar el interruptor de la energía proveniente del arreglo de paneles fotovoltaicos, aparece en la pantalla un icono en forma de panel fotovoltaico el cual indica que existe una corriente proveniente de las conexiones de entrada PV, asimismo observamos que los leds AC/INV y CHG se encuentran encendidos con un color verde y que el led de FAULT se encuentra apagado, esto indica que el inversor se encuentra trabajando correctamente.

Procedemos a accionar el interruptor de ingreso de energía de la red, y deberá aparecer en la pantalla un icono en forma de torre de energía, lo cual indica que el inversor detecta correctamente el voltaje proveniente de la entrada de energía AC. Finalmente accionamos los interruptores del lado de la carga, y procedemos a verificar el voltaje de salida en los tomacorrientes antes de conectar nuestros equipos a alimentar.

4.6.4 Monitoreo del Sistema Fotovoltaico

Para el estudio y monitoreo del sistema fotovoltaico, se añadió un aparato de monitoreo Wi-Fi Growatt, el cual nos permite monitorear nuestro sistema desde un dispositivo móvil por medio de una interfaz que se debe registrar con la empresa Growatt. La interfaz nos permite monitorear la energía proveniente del arreglo de los paneles fotovoltaicos, de las baterías, de la red eléctrica, así como el consumo de las cargas y el porcentaje de capacidad de nuestro banco de baterías.

4.7 Sistema de Puesta a Tierra

Si bien se realizó la instalación de todos los conductores a tierra del sistema fotovoltaico, la compañía de bomberos a la actualizada no cuenta con un pozo a tierra.

La compañía de bomberos se comprometió en lo posible priorizar la instalación del pozo a tierra, sujeta a restricciones de tiempo por la solicitud de los permisos necesario para la construcción del pozo a tierra en la frentera del terreno adyacente a la compañía.

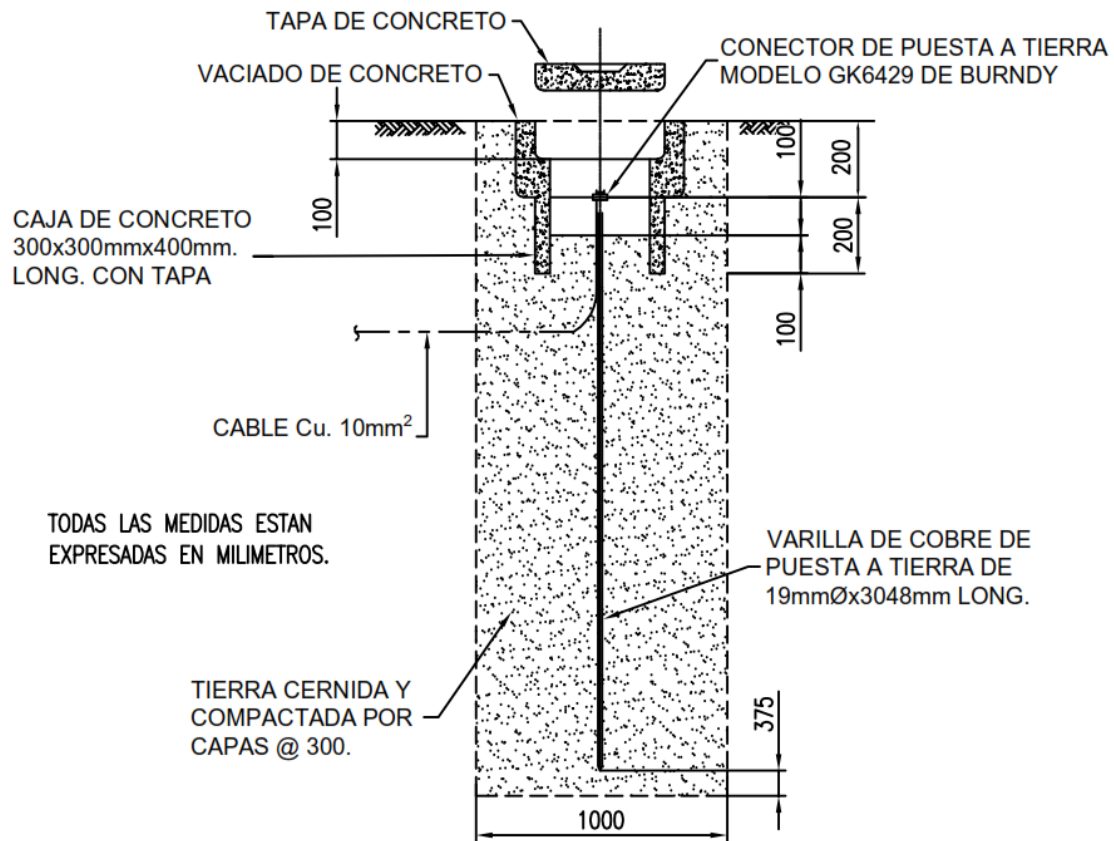
Para el pozo a tierra se consideró el uso de 03 bolsas de THOR Gel, siendo el procedimiento de instalación el siguiente:

- Se define el lugar exacto de la ubicación del pozo a tierra.
- Se cava un pozo de 1m de diámetro, con una profundidad de 0.4m mayor a la longitud del electrodo, desechando todo el material de alta resistividad.
- Rellenar el pozo con tierra de cultivo tamizado en malla de $\frac{1}{2}$ "', eliminando las piedras. Llenando los primeros 0.5m y compactando con pisón de 15kg.
- Presentar el electrodo en el centro del pozo y llene de tierra compactando cada 0.2m, hasta completar 0.9m de altura.
- Se disuelve el contenido de la bolsa azul de THOR Gel en no menos de 20 litros de agua y se vierte en la concavidad del pozo hasta su total absorción.
- Disolver el contenido de la bolsa crema de THOR Gel en no menos de 20 litros de agua y se vierte en la concavidad del pozo hasta su total absorción.
- Conectar el conductor de tierra al electrodo usando el conector Burndy.
- Se repite la aplicación a 1.5m y 2.10m, compactando antes de la aplicación.
- Se coloca una caja de registro con tapa amarilla, la cual puede ser de concreto encofrando la zona de la caja con listones de madera.

Como se observa en la figura 33, se detalló las características y las medidas para la instalación del pozo a tierra correspondiente a la compañía de bomberos.

Figura 33

Detalles del pozo a tierra para la compañía de bomberos.



Nota. La figura muestra el detalle de instalación del pozo a tierra, considerando que el conductor de Cu 10mm² debe estar enterrado a una profundidad mínima de 80cm. Fuente propia.

Capítulo 5 Pruebas, Resultados y Análisis del sistema

5.1 Comportamiento del Sistema en Diferente Condiciones Climaticas.

El análisis del comportamiento del sistema se realizará considerando las diferentes condiciones climáticas.

5.1.1 Días Nublados

Se considera un día nublado cuando la densidad de las nubes en el cielo impiden en gran porcentaje la cantidad de energía solar que ingresa del cielo a los paneles solares, como se puede ver en la figura 34.

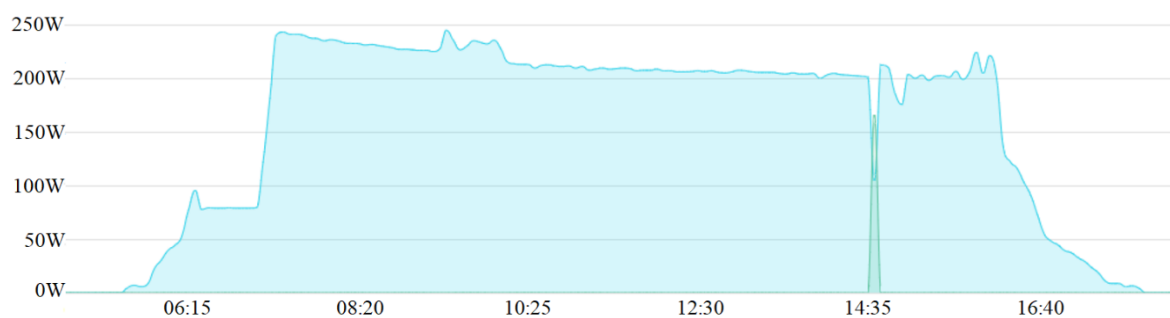
Figura 34
Cielo Nublado en Arequipa



Nota. La figura muestra la densidad de nubes en un día nublado en Arequipa. Fuente Propia

Como podemos observar en la figura 35, la cantidad de energía aprovechada por el sistema fotovoltaico en los días nublados suele no ser suficiente para abastecer la cantidad de energía requerida por la carga más la cantidad de energía requerida por las baterías.

Figura 35
Comportamiento Sistema Fotovoltaico en Día Nublado



Nota. El gráfico representa los watts generados por el sistema fotovoltaico instalado a lo largo de un día nublado. Fuente Propia

Como se observar en la tabla 23 se procedió a medir la temperatura de las celdas.

Tabla 23
Temperatura del Panel Solar en Días Nublados

Hora	Tpanel (°C)
12:00 pm	31.0
12:00 pm	31.5
12:00 pm	32.8
12:00 pm	31.5
12:00 pm	31.9
12:00 pm	33.0
12:00 pm	32.7
12:00 pm	31.6
12:00 pm	32.5
12:00 pm	32.4

Nota. Fuente Propia

El promedio de las temperaturas medidas a la 12:00 pm es de 32.09°C.

5.1.2 Días Seminublados

Se considera un día seminublado cuando la densidad de las nubes no deja pasar la energía del desde el cielo a los paneles fotovoltaicos en su totalidad, pero si deja pasar un gran porcentaje de energía, como se observa en la figura 36.

Figura 36
Comportamiento Sistema Fotovoltaico en Día Seminublado



Nota. El gráfico representa los watts generados por el sistema fotovoltaico instalado a lo largo de un día seminublado. Fuente Propia

En los días seminublados, si bien la máxima potencia absorbida por los paneles es menor, la cantidad de energía es la suficiente para abastecer las cargas críticas y cargas las baterías en su totalidad.

Figura 37
Temperatura del Panel Solar en Día Seminublado



Nota. La imagen muestra la densidad de nubes y la toma de temperatura en un día seminublado. Fuente propia.

Como se puede observar en la tabla 24, se tomó la temperatura de los seis paneles fotovoltaicos en diferentes días a la misma hora.

Tabla 24
Temperatura del Panel Solar en Días Seminublados

Hora	Tpanel 1 (°C)	Tpanel 2 (°C)	Tpanel 3 (°C)	Tpanel 4 (°C)	Tpanel 5 (°C)	Tpanel 6 (°C)	Tprom (°C)
12:00	47.2	47.2	47.2	47.2	47.2	47.2	47.20
12:00	46.9	46.9	46.9	46.9	46.9	46.9	46.90
12:00	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.00
12:00	47.7	47.7	47.7	47.7	47.7	47.7	47.70
12:00	47.4	47.4	47.4	47.4	47.4	47.4	47.40
12:00	47.3	47.3	47.3	47.3	47.3	47.3	47.30
12:00	47.6	47.6	47.6	47.6	47.6	47.6	47.60
12:00	46.7	46.7	46.7	46.7	46.7	46.7	46.70
12:00	46.5	46.5	46.5	46.5	46.5	46.5	46.50
12:00	48.3	48.3	48.3	48.3	48.3	48.3	48.30

Nota. Fuente Propia

Se determina que la temperatura promedio un día seminublado es de 47.3°C con una variación desde 46.7°C hasta 48.3°C .

5.1.3 Días con Precipitación

Los días con precipitación en la ciudad de Arequipa tienen un comportamiento especial, debido que la precipitación solo se presenta en unas horas determinadas del día y en el resto de las horas suele estar soleado o seminublado.

Como se puede observar en la figura 38, la cantidad de humedad relativa del ambiente aumenta, así como la acumulación de una capa de agua en la superficie del panel, generan que una mayor cantidad de irradiancia sea absorbida por las partículas de agua presentes.

Figura 38
Cielo con Precipitación en Arequipa

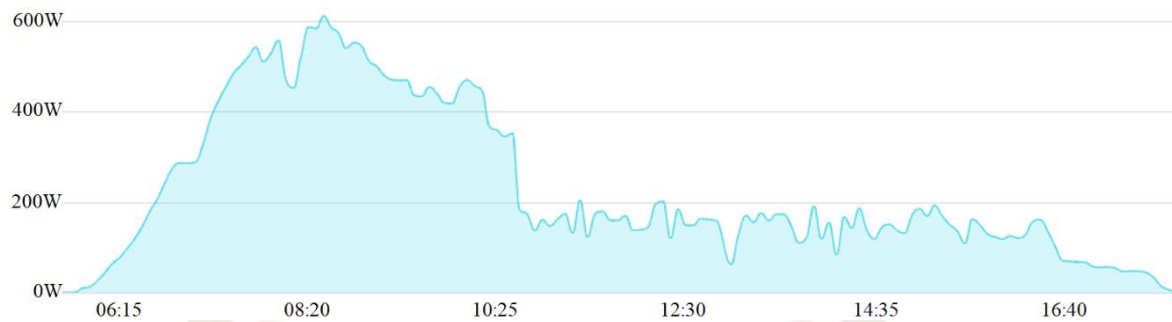


Nota. La imagen muestra como los paneles fotovoltaicos son cubiertos por una capa de agua cuando ocurre una precipitación. Fuente propia.

Como se puede observar en la figura 39, durante el día se aprovechó una gran cantidad de energía solar mientras se encontraba el cielo despejado, pero luego cuando comenzó la precipitación, el aprovechamiento de energía solar descendió considerablemente.

Figura 39

Comportamiento Sistema Fotovoltaico en Días con Precipitación



Nota. El gráfico representa los watts generados por el sistema fotovoltaico instalado a lo largo de un día con precipitación. Fuente Propia

La cantidad de energía que es absorbida por los paneles fotovoltaicos durante las precipitaciones es muy baja, incluso menor a que cuando el cielo se encuentra nublado, pero la cantidad de energía que se puede aprovechar en el mismo día mientras no ocurra la precipitación es la suficiente para abastecer las cargas y poder cargar las baterías en su totalidad.

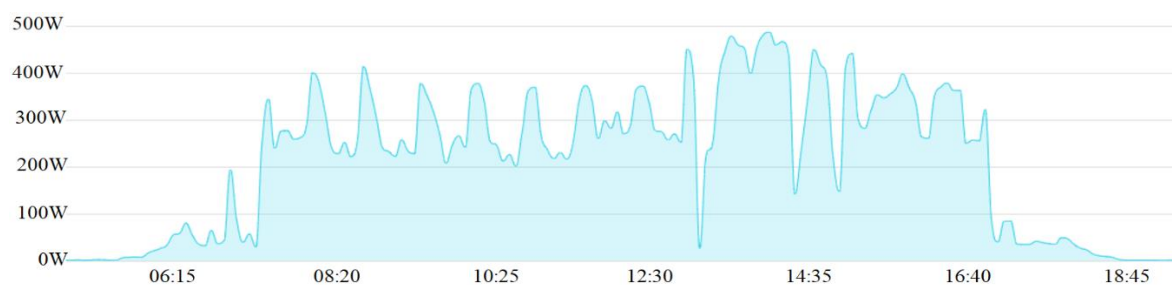
5.1.4 Días Soleados

Se considera un día soleado, cuando la densidad de las nubes en el cielo es mínima y la cantidad de energía proveniente del sol se puede aprovechar en su totalidad o gran porcentaje, como se observa en la figura 41.

Como se observa en la figura 40, el aprovechamiento de la energía solar es máximo y depende de la carga conectada al sistema, siendo a un mayor consumo de las cargas, un mayor aprovechamiento de la energía solar.

Figura 40

Comportamiento Sistema Fotovoltaico en Días Soleados



Nota. El gráfico representa los watts generados por el sistema fotovoltaico instalado a lo largo de un día soleado. Fuente Propia

Como se observa en la figura 41, se procedió a tomar la temperatura de las celdas en estos días en especial, siendo los días soleados, los días donde las celdas alcanzan su máxima temperatura de celda.

Figura 41
Temperatura del Panel Fotovoltaico en Días Soleados



Nota. La figura muestra la densidad de nubes y toma de temperatura en un día soleado.
Fuente Propia

Como se puede observar en la tabla 25, se tomó la temperatura de celda de los seis paneles en diferentes días soleados a la misma hora.

Tabla 25
Temperatura del Panel Solar en Días Soleados

Hora	Tpanel 1 (°C)	Tpanel 2 (°C)	Tpanel 3 (°C)	Tpanel 4 (°C)	Tpanel 5 (°C)	Tpanel 6 (°C)	Tprom (°C)
12:00	56.6	56.7	56.8	56.8	56.7	56.7	56.72
12:00	52.2	52.3	52.4	52.4	52.3	52.3	52.32
12:00	54.5	54.6	54.7	54.7	54.6	54.6	54.62
12:00	52.3	52.4	52.5	52.5	52.4	52.4	52.42
12:00	53.8	53.9	54	54	53.9	53.9	53.92
12:00	56.7	56.8	56.9	56.9	56.8	56.8	56.82
12:00	53.5	53.6	53.7	53.7	53.6	53.6	53.62
12:00	55.7	55.8	55.9	55.9	55.8	55.8	55.82
12:00	53.7	53.8	53.9	53.9	53.8	53.8	53.82
12:00	52.3	52.4	52.5	52.5	52.4	52.4	52.42

Nota. Fuente Propia

Podemos determinar que la temperatura promedio de la celda un día soleado es de 54.25°C con una variación desde 56.8°C hasta 52.3°C.

5.1.5 Temperatura del Soporte de los Paneles Fotovoltaicos

Como se muestra en la figura 42, se midió la temperatura del soporte de los paneles fotovoltaicos en los días soleados que se midió la temperatura de celda.

La temperatura del soporte se mantenía en un promedio de 32°C, siendo una diferencia de 22.25°C respecto a la temperatura promedio de las celdas fotovoltaicas.

Figura 42

Temperatura del Soporte de los Paneles en Días Soleados



Nota. La figura muestra la toma de temperatura en un día soleado. Fuente Propia

5.2 Análisis del Sistema Fotovoltaico a Máxima Demanda

Para evaluar el sistema a máxima demanda, se conectaron numerosas cargas, hasta lograr el punto de máxima potencia obtenida por el arreglo de paneles fotovoltaicos.

Tabla 26

Potencia Medida y Teórica del Sistema Fotovoltaico

Fecha	Hora	Tmed (°C)	Pmed (W)	Pteórica (W)	$\Delta P(W)$	$\Delta P\%$
01 abril	11:45	54.2	1080	1176.53	96.53	8.20%
13 abril	12:30	53.7	1030	1101.11	71.11	6.46%
25 abril	11:40	54.1	995	1082.74	87.74	8.10%
08 mayo	12:00	52.6	983	1085.86	102.86	9.47%
09 mayo	12:00	52.8	953	1072.39	119.39	11.13%

Nota. Fuente Propia

Como observamos en la tabla 26, la potencia teórica y la potencia medida varían desde un 6.46% hasta un 11.13%, con un promedio de 8.67%, considerando que las medidas tomadas se realizaron en días soleados. Esta variación se debe a los factores como la

contaminación, la velocidad del viento y la humedad relativa, además que la radiación incidente en el plano horizontal se debe a valores estadísticos y no valores medidos.

5.3 Cálculo de Confiabilidad y Disponibilidad Usando el Software Weibull DR

Se evaluará el sistema instalado para determinar su confiabilidad desde un punto de vista del suministro de energía, usando el método de distribución de Weibull, evaluando de forma independiente el sistema fotovoltaico del sistema de red eléctrica, siendo para el caso de la red eléctrica dos tipos de análisis.

Red Eléctrica Tipo A. Consideraremos los cortes de energía que sean de 2 horas a más, debido a que en esta red el sistema cargará las baterías al llegar al 25%.

Red Eléctrica Tipo B. Consideraremos los cortes de energía que sean de 6 horas a más, debido a que en esta red el sistema cargará las baterías al llegar al 75%.

5.3.1 Cálculo y Análisis de la Confiabilidad del Sistema Fotovoltaico

Para evaluar el sistema, se debe determinar los tres criterios fundamentales para el cálculo de la confiabilidad.

Condiciones de Trabajo. Se evaluará el sistema bajo una misma condición climática, siendo la condición más crítica los días nublados.

Falla. Se determina como falla cuando el sistema no es capaz de generar la suficiente energía para alimentar las cargas y las baterías, consideraremos el momento de falla cuando la capacidad de las baterías se encuentre en un 25%.

Condiciones Iniciales. Antes de una falla cuando la capacidad de las baterías se encuentra al 100% y los paneles fotovoltaicos están generando energía.

Como se observa en la tabla 27, se encuentran las horas que transcurrieron desde las condiciones iniciales hasta el momento de falla.

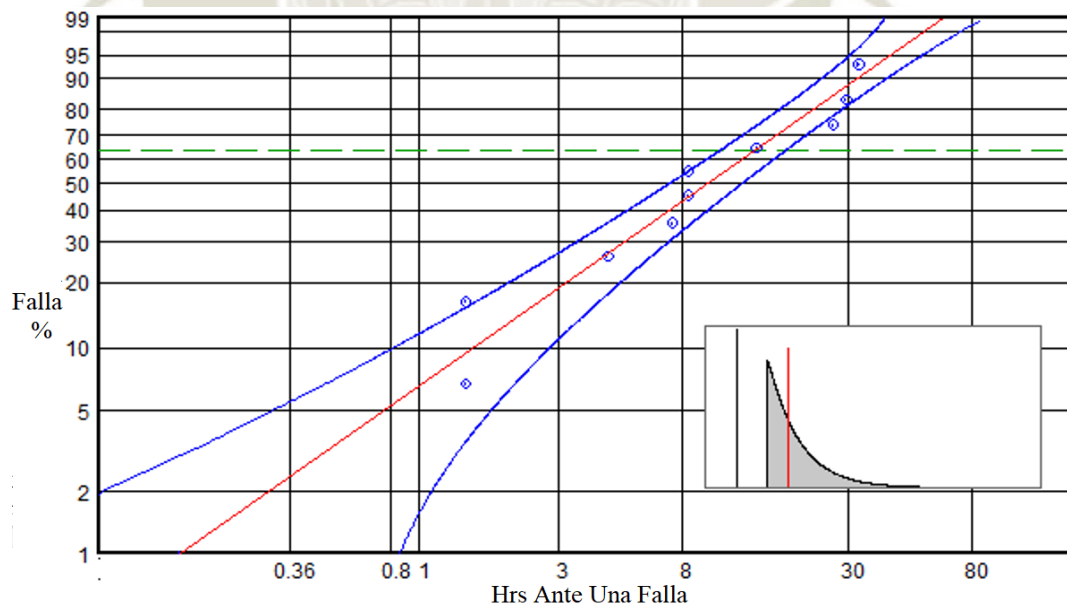
Tabla 27
Tiempo de Falla del Sistema Fotovoltaico

Estado	TBF (hrs)
Fallo 1	22
Fallo 2	28
Fallo 3	22
Fallo 4	18
Fallo 5	21
Fallo 6	15
Fallo 7	40
Fallo 8	43
Fallo 9	46
Fallo 10	15

Nota. Fuente Propia

Como observamos en la figura 43, el software nos brinda la recta de regresión corregida y sus parámetros.

Figura 43
Parámetros de Weibull Corregidos con el Software Weibull DR



Nota. La grafica muestra con una línea roja la recta de regresión generada. Fuente propia.

Parametros: Beta (β_c):1.0121 Eta (η_c):14.1085 Gamma (γ_c):13.56

Aplicamos la formula de confiabilidad de Weibull (Montgomery & Runger, 2010, p. 194).

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma_c}{\eta_c}\right)^{\beta_c}} \quad (5.1)$$

Donde:

t = Tiempo de funcionamiento [Hr]

β_c = Parámetro de forma beta [--]

η_c = Parámetro de escala eta [--]

γ_c = Parámetro de posición gamma [--]

Remplazando en función del tiempo.

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t-13.56}{14.1085}\right)^{1.0121}}$$

Como se puede observar en la tabla 28, se determina la confiabilidad para diferentes horas de trabajo.

Tabla 28
Confiabilidad del Sistema Fotovoltaico

Horas de Funcionamiento	Confiabilidad
14	97.05%
15	90.55%
20	63.63%
25	44.54%
30	31.12%
35	21.71%
40	15.13%
60	3.55%
80	0.82%
100	0.19%

Nota. Fuente Propia

5.3.2 Cálculo de la confiabilidad de la Red eléctrica tipo A

Se determinan los tres criterios fundamentales para el cálculo de la confiabilidad.

Condiciones de trabajo. Las condiciones normales diarias.

Falla. Cuando el sistema deja de entregar energía por dos horas a más, teniendo en cuenta el tiempo de falla cuando ocurrió el corte de energía.

Condiciones iniciales. Antes de una falla cuando se restauró la energía.

Como se puede ver en la tabla 29, se recopiló datos de los cortes ocurridos durante los tres primeros meses del año 2021, se anotaron los días que pasaron entre los cortes ordenando de menor a mayor y se determinó el TBF en horas.

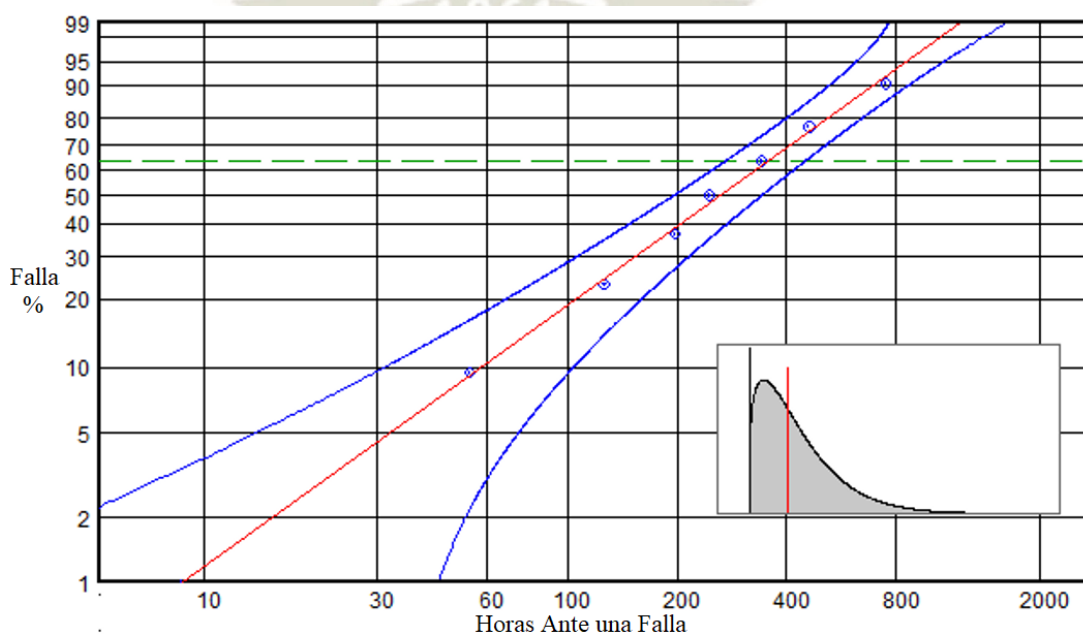
Tabla 29
TBF de la Red Eléctrica Tipo A

Red eléctrica con cortes min 2 hrs		
Corte	Días	TBF (hrs)
1	2	48
2	5	120.00
3	8	192.00
4	10	240.00
5	14	336.00
6	19	456.00
7	31	744.00

Nota. Fuente Propia

Como se observa en la figura 44, el software nos brinda la recta de regresión corregida y sus parámetros.

Figura 44
Corrección de los Parámetros de Weibull de la Red Tipo A



Nota. La gráfica muestra con una línea roja la recta de regresión generada. Fuente propia.

Parametros: Beta (β_c) : 1.2418 Eta (η_c) : 352.9939 Gamma (γ_c) : -5.81

Remplazamos en la ecuación (5.1) con los nuevos parámetros obtenidos.

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t+5.81}{352.9939}\right)^{1.2418}}$$

Como se observa en la tabla 30, se calcula la confiabilidad a diferentes horas.

Tabla 30
Confiabilidad de la Red Eléctrica Tipo A

Horas	Confiabilidad
0	99.39%
5	98.69%
15	97.07%
25	95.28%
30	94.33%
35	93.37%
40	92.38%
60	88.32%
80	84.14%
100	79.93%

Nota. Fuente Propia

5.3.3 Cálculo de la Confiabilidad de la Red eléctrica Tipo B

Se determinan los tres criterios fundamentales para el cálculo de la confiabilidad.

Condiciones de Trabajo. Las condiciones normales diarias.

Falla. Cuando el sistema deja de entregar energía por seis horas a más, teniendo en cuenta el tiempo de falla cuando ocurrió el corte de energía.

Condiciones Iniciales. Antes de una falla cuando se restauró la energía.

Como se observa en la tabla 31, se recopila datos de los cortes ocurridos durante el año 2020, y se anotaron los días que pasaron entre los cortes ordenando de menor a mayor y determinando el TBF en horas.

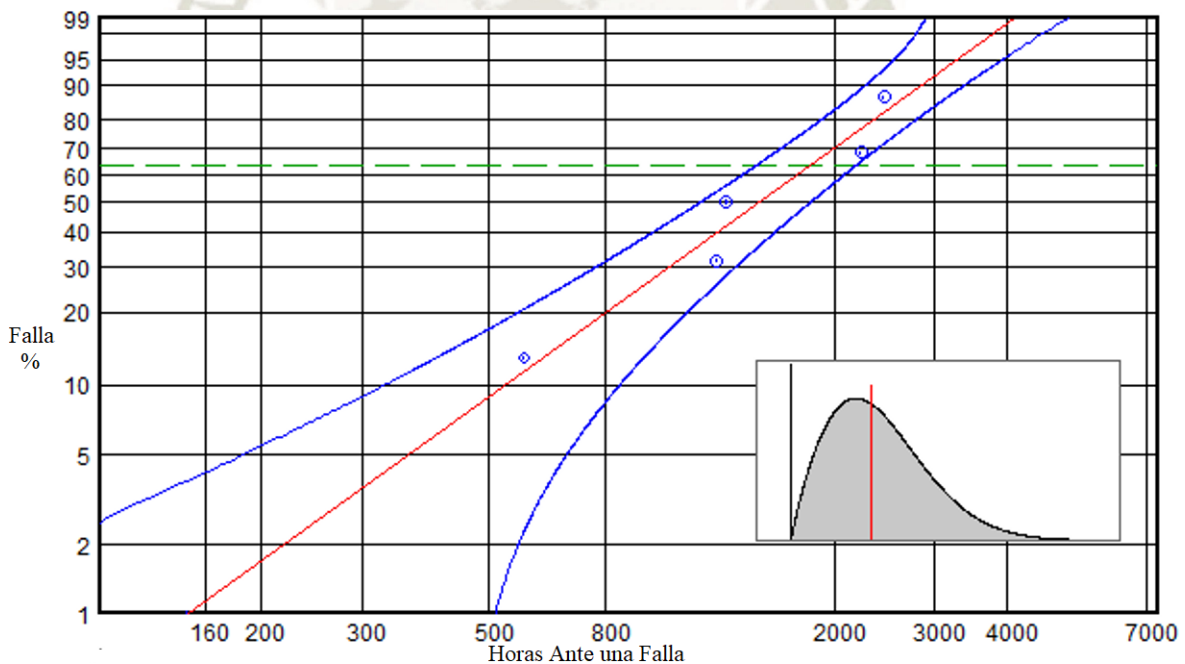
Tabla 31
TBF de la Red Eléctrica Tipo B

Red Eléctrica con Cortes min 6 hrs		
Corte	Días	TBF
1	24	576
2	52	1248.00
3	54	1296.00
4	93	2232.00
5	102	2448.00

Nota. Fuente Propia

Como se observa en la figura 45, el software muestra la recta de regresión corregida y sus parámetros.

Figura 45
Corrección de los Parámetros de Weibull de la Red Tipo B



Nota. La grafica muestra con una línea roja la recta de regresión generada. Fuente propia.

Parametros: Beta (β_c) : 2.4111 Eta (η_c) : 2184 Gamma (γ_c) : -356.71

Remplazamos en la ecuación (5.1) con los nuevos parámetros obtenidos.

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t+356.71}{2184}\right)^{2.4111}}$$

Como se puede ver en la tabla 32, se calcula la confiabilidad para diferentes horas de trabajo.

Tabla 32
Confiabilidad de la Red Eléctrica Tipo B

Horas	Confiabilidad
0	98.74%
5	98.70%
15	98.61%
25	98.52%
30	98.47%
35	98.43%
40	98.38%
60	98.17%
80	97.96%
100	97.73%

Nota. Fuente Propia

5.3.4 Cálculo de la Confiabilidad Del Sistema Híbrido.

Para el cálculo de la confiabilidad del sistema híbrido consideramos al sistema fotovoltaico y al sistema de la red eléctrica como dos sistemas en paralelo que alimentan una carga. Aplicamos la fórmula de confiabilidad de dos sistemas en paralelo para calcular la confiabilidad total del sistema híbrido.

$$R_{(t)} = 1 - [(1 - R_{(FV)}) * (1 - R_{(Red)})] \quad (5.2)$$

Donde:

$R_{(FV)}$ = Confiabilidad del sistema fotovoltaico.

$R_{(red)}$ = Confiabilidad de la red eléctrica.

Como se observa en la tabla 33, se calcula la confiabilidad del sistema híbrido a diferentes horas de trabajo con una red tipo A (Considerando cortes de 2 horas a más) y en la tabla 34 con una red del tipo B (Considerando cortes de 6 horas a más)

Tabla 33
Confiabilidad del Sistema Fotovoltaico y Red Eléctrica Tipo A

Panel \ Red	Hrs	50	100	150	200	250	300	350	400	
	Hrs	R(t)	90.4%	79.9%	69.6%	59.9%	51.2%	43.3%	36.4%	30.5%
	15	90.5%	99.1%	98.1%	97.1%	96.2%	95.4%	94.6%	94.0%	93.4%
	20	63.6%	96.5%	92.7%	88.9%	85.4%	82.2%	79.4%	76.9%	74.7%
	25	44.5%	94.7%	88.9%	83.1%	77.8%	72.9%	68.6%	64.7%	61.4%
	30	31.1%	93.4%	86.2%	79.1%	72.4%	66.4%	61.0%	56.2%	52.1%
	35	21.7%	92.5%	84.3%	76.2%	68.6%	61.8%	55.6%	50.2%	45.6%
	40	15.1%	91.8%	83.0%	74.2%	66.0%	58.5%	51.9%	46.0%	41.0%
	45	10.5%	91.4%	82.0%	72.8%	64.2%	56.3%	49.3%	43.1%	37.8%
	50	7.3%	91.1%	81.4%	71.8%	62.9%	54.7%	47.5%	41.1%	35.6%
	55	5.1%	90.9%	81.0%	71.2%	62.0%	53.6%	46.2%	39.7%	34.0%
	60	3.5%	90.7%	80.6%	70.7%	61.4%	52.9%	45.3%	38.7%	32.9%
	65	2.5%	90.6%	80.4%	70.4%	60.9%	52.4%	44.7%	38.0%	32.2%
	70	1.7%	90.5%	80.3%	70.1%	60.6%	52.0%	44.3%	37.5%	31.6%
	75	1.2%	90.5%	80.2%	70.0%	60.4%	51.7%	44.0%	37.2%	31.3%
	80	0.8%	90.5%	80.1%	69.9%	60.3%	51.6%	43.8%	36.9%	31.0%

Nota. Fuente Propia

Tabla 34

Confiabilidad del Sistema Fotovoltaico y Red Eléctrica Tipo B

Panel \ Red	Hrs	50	100	200	400	600	800	1000	1200
Hrs	R(t)	98.3%	97.7%	96.4%	92.5%	87.2%	80.6%	72.8%	64.3%
15	90.5%	99.8%	99.8%	99.7%	99.3%	98.8%	98.2%	97.4%	96.6%
20	63.6%	99.4%	99.2%	98.7%	97.3%	95.4%	92.9%	90.1%	87.0%
25	44.5%	99.0%	98.7%	98.0%	95.9%	92.9%	89.2%	84.9%	80.2%
30	31.1%	98.8%	98.4%	97.5%	94.9%	91.2%	86.6%	81.3%	75.4%
35	21.7%	98.7%	98.2%	97.2%	94.2%	90.0%	84.8%	78.7%	72.0%
40	15.1%	98.5%	98.1%	96.9%	93.7%	89.2%	83.5%	76.9%	69.7%
45	10.5%	98.5%	98.0%	96.7%	93.3%	88.6%	82.6%	75.7%	68.0%
50	7.3%	98.4%	97.9%	96.6%	93.1%	88.2%	82.0%	74.8%	66.9%
55	5.1%	98.4%	97.8%	96.5%	92.9%	87.9%	81.6%	74.2%	66.1%
60	3.5%	98.3%	97.8%	96.5%	92.8%	87.7%	81.3%	73.8%	65.5%
65	2.5%	98.3%	97.8%	96.5%	92.7%	87.5%	81.1%	73.5%	65.2%
70	1.7%	98.3%	97.8%	96.4%	92.7%	87.4%	80.9%	73.3%	64.9%
75	1.2%	98.3%	97.8%	96.4%	92.6%	87.4%	80.8%	73.1%	64.7%
80	0.8%	98.3%	97.7%	96.4%	92.6%	87.3%	80.7%	73.0%	64.6%

Nota. Fuente Propia

Se realiza una comparación de ambos sistemas considerando el tiempo medio entre fallas del sistema fotovoltaico y un tiempo de falla de 400hrs, que es aproximadamente 15 días, para realizar el análisis de resultados.

El tiempo medio de falla del sistema fotovoltaico es de 27hrs (figura 43), para el análisis usaremos el valor de 25hrs al cual le corresponde una confiabilidad de 44.5%, como se observó en la tabla 28. Para una red tipo A le corresponde a 400hrs una confiabilidad de 30.5% y para una red tipo B una confiabilidad de 92.5%, como se observa en la tabla 30 y 32 respectivamente.

Ingresamos a la tabla 33 con 400 horas para la red tipo A y 25 horas para la red fotovoltaica, obteniendo una confiabilidad del sistema de 61.4%.

Ingresamos a la tabla 34 con 400 horas para la red tipo B y 25 horas para la red fotovoltaica, obteniendo una confiabilidad del sistema de 95.9%.

Los resultados indican que con una red tipo B, se eleva la confiabilidad de 61.4% a 95.9%, un buen resultado para el sistema diseñado, pero se debe considerar que una red tipo B, implica el uso de las baterías solo hasta un 75% de su capacidad, lo cual implicaría un uso de energía fotovoltaico menor debido a un mayor tiempo a batería plena, esto afectaría el tiempo de retorno de inversión, mientras que en una red tipo A, se usaría una mayor cantidad de energía fotovoltaica almacenada, por ende el tiempo de retorno de la inversión sería menor, la elección entre ambas opciones dependerán de las necesidades del usuario, en el presente diseño busca una opción más confiable debido a que no existirá retorno de la inversión alguno al ser un proyecto en apoyo a los bomberos, quedando finalmente el sistema configurado para una red tipo B.

5.3.5 Cálculo y Análisis de la Disponibilidad del Sistema Fotovoltaico

Para el cálculo de la disponibilidad del sistema durante el tiempo que se encontraba en funcionamiento, se procede a hacer un análisis del comportamiento del sistema

considerando que se realizó una simulación de cortes de energía proveniente de la red eléctrica, considerando cortes por 2 ,4 ,6 ,12, 24 y 48 horas.

Durante los cortes de 2, 4 ,6 y 12 horas el sistema se comportó con normalidad, sin problemas de suministro de energía. Durante los cortes de 24 y 48 horas el sistema dependía del clima, en las pruebas realizadas durante el corte de 48 horas el porcentaje de capacidad de las baterías descendió hasta un 20%, lo cual el sistema emitió una alerta de batería descargada, la cual indicaría que con porcentajes del 25% o menos de capacidad de las baterías el sistema de medición del inversor dejaría de emitir valores correctos, debido al bajo voltaje de las baterías, asimismo, el sistema cumplió las 48 horas sin ningún problema en el suministro de energía, siendo un resultado satisfactorio, pero considerando que las condiciones climáticas que se brindaron fueron optimas.

Para el cálculo de la disponibilidad del sistema, se toma en cuenta el total de horas de funcionamiento incluyendo las pruebas y ensayos realizados al sistema desde el momento de su puesta en marcha hasta la actualidad.

$$D = \frac{HT - HP}{HT} \quad (5.3)$$

Donde:

HT = Horas totales del sistema [hr]

HP = Horas de parada del sistema [hr]

Remplazando:

$$D = \frac{3600 - 0}{3600} = 1$$

Siendo la disponibilidad del sistema híbrido en el periodo evaluado de 5 meses un 100%, es decir que, desde el momento de su puesta en marcha, no ha existido ningún momento en el cual las cargas de los equipos de respuesta a emergencia se encontrasen sin energía.

5.4 Configuración Final del Sistema Fotovoltaico

Para la configuración del sistema fotovoltaico híbrido, se deberá tener en cuenta las necesidades del usuario.

Como se puede observar en la figura 46 se tiene el diagrama de flujo del sistema final instalado, siendo el flujo de color verde el uso de energía fotovoltaica, el flujo azul el uso de energía de la red y el flujo de color rojo el uso de la energía de un grupo electrógeno presente en la compañía de bomberos.

El sistema busca nunca llegar a la posibilidad del uso de la energía del grupo electrógeno, pero este ya es existente en el lugar.

Se propone tres configuraciones posibles para el sistema.

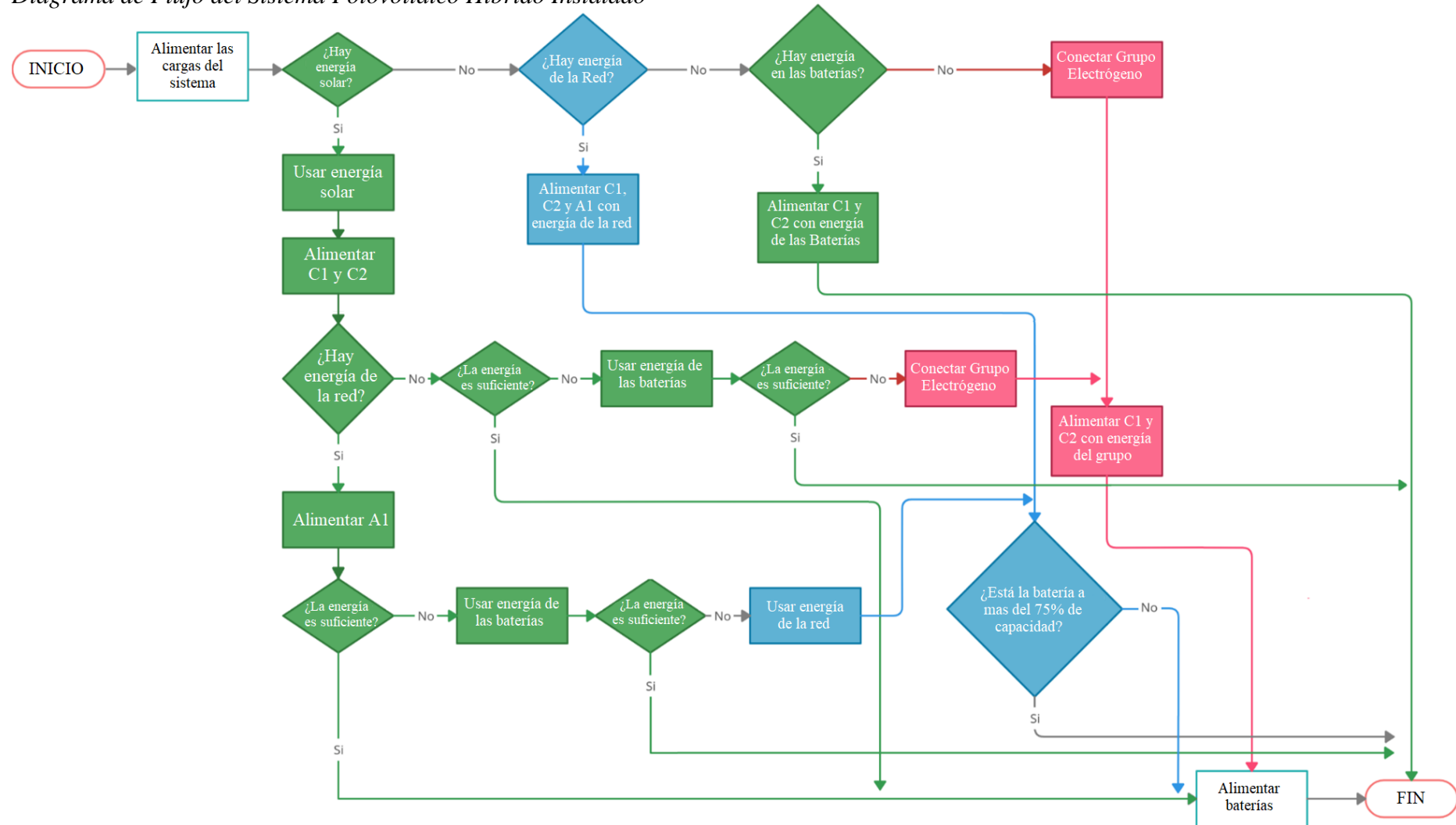
Máxima Confiabilidad. El sistema prioriza la capacidad de la batería a un nivel de 75% a más utilizando la energía de la red, ocasionando que el sistema se encuentra más tiempo a batería plena, lo cual indica un menor uso de la energía fotovoltaica.

Máxima Rentabilidad. El sistema prioriza la capacidad de la batería a un nivel de 25% a más utilizando la energía de la red, ocasionando que el sistema utilice una mayor cantidad de energía fotovoltaica almacenada, lo cual implica un mayor retorno de la inversión, pero una menor confiabilidad del sistema, no se recomienda un valor menor del 25% debido al riesgo que implica.

Punto de Equilibrio. El sistema prioriza la capacidad de la batería de 50% a más utilizando la energía de la red, logrando un equilibrio entre rentabilidad y confiabilidad.

Para lograr estas configuraciones, se debe modificar el elemento condicionador de la capacidad de la batería, como se muestra en la figura 46. Para nuestro sistema instalado se configura a máxima confiabilidad aun nivel de capacidad de la batería del 75%, esta configuración se realiza en el inversor Growatt.

Figura 46
Diagrama de Flujo del Sistema Fotovoltaico Híbrido Instalado



Nota. La figura muestra el diagrama de flujo del sistema FV, siendo de color verde la energía FV y de azul la energía de la red. Fuente Propia

5.5 Mantenimiento de los Paneles Fotovoltaicos

Del sistema fotovoltaico instalado, el mantenimiento de los paneles fotovoltaicos es muy importante, debido a que la tierra, la suciedad, las aves y la contaminación ambiental ocasionan que se genere una suciedad en el vidrio de los paneles, lo cual impide el paso de la luz del sol hacia las celdas fotovoltaicas, es por lo que a las celdas fotovoltaicas se les debe realizar un mantenimiento de limpieza cada cierto tiempo.

Como se observa en la figura 47, a la semana de ser instalado los paneles, la capa de suciedad es muy fina, lo cual no se considera una obstrucción visible considerable para determinar una limpieza cada semana, pero a los 30 días de ser instalado los paneles, ya se puede observar una suciedad a ser considerada visualmente como una obstrucción moderada de la luz del sol hacia los paneles fotovoltaicos, debido a esto se recomienda la limpieza de los paneles una vez al mes utilizando un paño de microfibra.

Figura 47

Paneles Fotovoltaicos a una Semana y a un Mes de ser Instalados



Nota. La imagen muestra a la izquierda los paneles solares a una semana de ser instalado, y la imagen de la derecha a un mes de ser instalados sin ser limpiados. Fuente propia.

Una condición especial se da después de los días con precipitación, debido a la inclinación de los paneles, la lluvia tiende a limpiar el panel, pero la suciedad se acumula en

la parte inferior como se muestra en la figura 48, es por lo que se recomienda la limpieza de los paneles después de cada precipitación.

Figura 48

Paneles Fotovoltaicos Después de una Precipitación



Nota. La imagen muestra en la parte inferior de los paneles solares una capa de polvo debido a las precipitaciones y a la inclinación. Fuente Propia

Se consideró en las inspecciones de mantenimiento que la instalación no haya ocasionado alguna obstrucción del correcto drenaje del agua que circula por el techo en tiempos de precipitación (Wills et al., 2015).

Capítulo 6 Análisis Económico

6.1 Costo del Sistema Fotovoltaico Híbrido

Como se observa en la figura 49, el costo total de la instalación es de S/6,839.61 sin IGV, al cual le adicionamos un costo asumido por mano de obra de 1500 soles, el cual sería un valor de S/1,271.19 sin IGV. Para el análisis económico se deberán ingresar los costos al software PVSyst, y estos costos ingresados deberán ser sin IGV, debido a que el mismo software le aplicaría un IGV especificado del 18%.

Figura 49
Costos del Sistema Fotovoltaico Híbrido

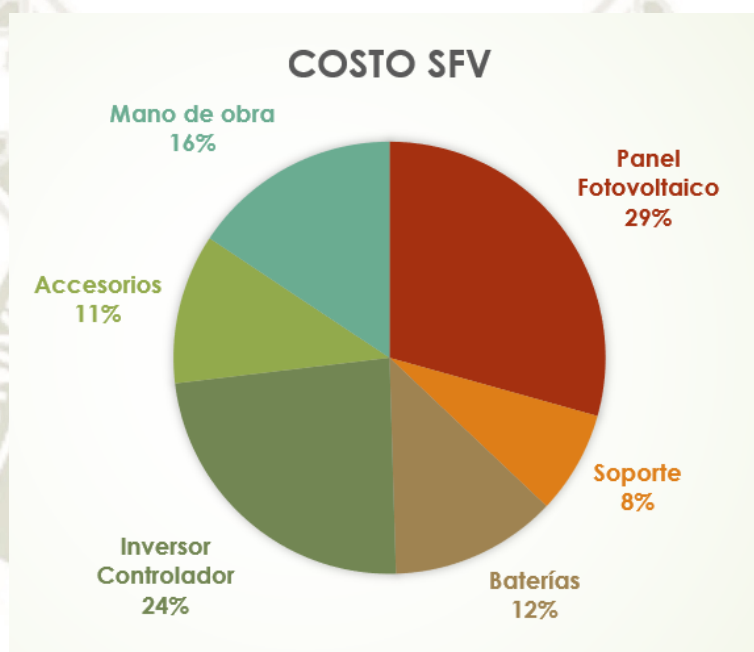
COSTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO HIBRIDO				
	Und	Cant.	Precio Unitario	Subtotal
Equipos y Materiales				
Modulo Solar 270Wp policristalino AE Solar Power	und	6	S/ 396.72	S/ 2,380.32
Inversor Growatt SPF3000TLHV	und	1	S/ 1,912.33	S/ 1,912.33
Batería Solar AGM RITAR 12V 100Ah	und	2	S/ 505.92	S/ 1,011.84
Estructura Metálica 6 Paneles KH915	und	1	S/ 624.71	S/ 624.71
Subtotal				S/ 5,929.20
Accesorios				
Conector MC4	par	4	S/ 10.30	S/ 41.20
Cable 25mm2 Batería Serie	und	1	S/ 6.51	S/ 6.51
Fusible Cilindrico FEEO 32A (Incluye portafusible)	und	2	S/ 30.06	S/ 60.12
DC Interruptor FEEO 2P 32A 800VDC	und	1	S/ 85.00	S/ 85.00
Growatt Shine Wifi-F	und	1	S/ 123.02	S/ 123.02
Cable Unifilar PV SOLAR 6mm2 Rojo	m	8	S/ 6.83	S/ 54.64
Cable Unifilar PV SOLAR 6mm2 Negro	m	8	S/ 6.83	S/ 54.64
Conector Triple MC4 Multicontact 3 en 1	par	1	S/ 52.38	S/ 52.38
Tablero PVC Adosable 2 Polos	Und	1	S/ 7.88	S/ 7.88
Tablero PVC Adosable 4 Polos	Und	1	S/ 10.23	S/ 10.23
Caja de paso PVC	Und	1	S/ 6.69	S/ 6.69
Contacto 18A	Und	1	S/ 53.89	S/ 53.89
Interruptor Diferencial 25A	Und	1	S/ 79.75	S/ 79.75
Interruptor Termomagnético 25A	Und	2	S/ 18.56	S/ 37.12
Conductor THW-90 2.5mm2 Verde c/ Amarillo	m	30	S/ 1.05	S/ 31.59
Conductor THW-90 2.5mm2	m	40	S/ 1.05	S/ 42.11
Caja de paso Metalica	und	1	S/ 2.46	S/ 2.46
Conector Conduit 1/2"	und	7	S/ 1.10	S/ 7.71
Tubería conduit PVC flexible	m	5	S/ 10.62	S/ 53.11
Cortacorriente Batería	und	1	S/ 38.36	S/ 38.36
Pernos, tuercas, arandelas, terminales de compresión, cinta aislante 3M,etc	Glb	1	S/ 31.27	S/ 31.27
Herramientas (Multimetro, prensaterminales, desarmadores, alicates,etc)	hr	40	S/ 0.80	S/ 30.73
Subtotal				S/ 910.41
Mano de obra (Costo asumido)				S/ 1,271.19
Costo Total (S/.)				S/ 8,110.80
IGV (18%)				S/ 1,459.94
Costo Total Con IGV(S/.)				S/ 9,570.74

Nota. La imagen detalla los costos de instalación del sistema fotovoltaico. Fuente Propia

Los costos del traslado de los equipos se encuentran asumidos por los proveedores como se indica en las cotizaciones. (Ver anexo C).

Como podemos observar en la figura 50, el porcentaje correspondiente al costo de los paneles fotovoltaicos solo representa el 29% del costo de la instalación, seguido del costo del inversor con un 24%.

Figura 50
Porcentaje Distribuidos de los Costos del Sistema



Nota. La imagen representa el porcentaje de los costos de cada componente del sistema fotovoltaico incluyendo mano de obra y accesorios. Fuente Propia

Para el sistema instalado las baterías solo representan el 12% del costo del sistema total, esto es debido a que el sistema instalado es un sistema híbrido, el cual reduce la necesidad de baterías adicionales, asimismo, un aumento de baterías incrementaría el costo considerablemente, debido a que se debe tener en cuenta que las baterías tienen un tiempo de vida, el cual depende de la cantidad de ciclos a diferentes porcentajes de capacidad, es decir, mientras más bajo se encuentre la capacidad de nuestra batería, menor cantidad de ciclos de vida tendrá y por lo tanto su tiempo de vida será menor.

Este costo suele ser elevado en sistemas aislados, por su enorme cantidad de baterías que requiere y por el costo temprano de reposición de estas.

6.2 Cálculo y Análisis del TIR y VAN

6.2.1 Sistema Fotovoltaico Híbrido Instalado

Como se observa en la tabla 35, se hace el cálculo del flujo de caja del sistema instalado en la compañía de bomberos B140, donde se toma a considerar un tiempo de vida de la instalación de 20 años, un costo de S/.0.66 y una tasa de interés del 12% para el cálculo del valor presente y del VAN.

Tabla 35
Flujo de Caja del Sistema Fotovoltaico Híbrido

Año-Periodo	Eused (kWh/año)	Costo red(S/.)	Inversión(S/.)	Ingresos(S/.)	VP (12%)
0	0.00	0.00	8110.80	-8110.80	
1	2279.27	1504.32	254.00	1250.32	1116.36
2	2279.27	1504.32	254.00	1250.32	996.75
3	2279.27	1504.32	254.00	1250.32	889.95
4	2279.27	1504.32	254.00	1250.32	794.60
5	2279.27	1504.32	254.00	1250.32	709.46
6	2279.27	1504.32	254.00	1250.32	633.45
7	2279.27	1504.32	254.00	1250.32	565.58
8	2279.27	1504.32	254.00	1250.32	504.98
9	2279.27	1504.32	254.00	1250.32	450.88
10	2279.27	1504.32	254.00	1250.32	402.57
11	2279.27	1504.32	254.00	1250.32	359.44
12	2279.27	1504.32	254.00	1250.32	320.93
13	2279.27	1504.32	254.00	1250.32	286.54
14	2279.27	1504.32	254.00	1250.32	255.84
15	2279.27	1504.32	254.00	1250.32	228.43
16	2279.27	1504.32	254.00	1250.32	203.95
17	2279.27	1504.32	254.00	1250.32	182.10
18	2279.27	1504.32	254.00	1250.32	162.59
19	2279.27	1504.32	254.00	1250.32	145.17
20	2279.27	1504.32	254.00	1250.32	129.62

Nota. Fuente Propia

Se considera un costo anual para reposición de equipos de S/.254 soles, tomando en cuenta que las baterías se descargaran hasta un 25% lo cual implica un tiempo de vida de 3 años, y el inversor con un tiempo de vida de 15 años, debido a que se encontrará trabajado normalmente por debajo del 30% de su capacidad, lo cual extiende considerablemente su tiempo de vida.

Calculamos el TIR y VAN para nuestro sistema híbrido usando las herramientas de Microsoft Excel.

$$TIR = 14.36\%$$

$$VAN_{(i=0.12)} = 1,228.38$$

Un TIR de 14.36% representa un valor muy competitivo en el mercado actual, este valor es alto comparado con muchas instalaciones fotovoltaicas comunes, y esto es debido a que se redujo considerablemente los costos de los soportes de los paneles fotovoltaicos, al ser un soporte de aluminio y no de acero, además de utilizar un número bajo de baterías al ser un sistema híbrido.

6.2.2 Análisis del Número Óptimo de Baterías

Para verificar que nuestro sistema obtenga el máximo beneficio posible con el uso de dos baterías, se realiza un análisis del TIR y VAN considerando diferentes números de baterías en nuestro sistema, asimismo, se indican unos parámetros de aprovechamiento energético.

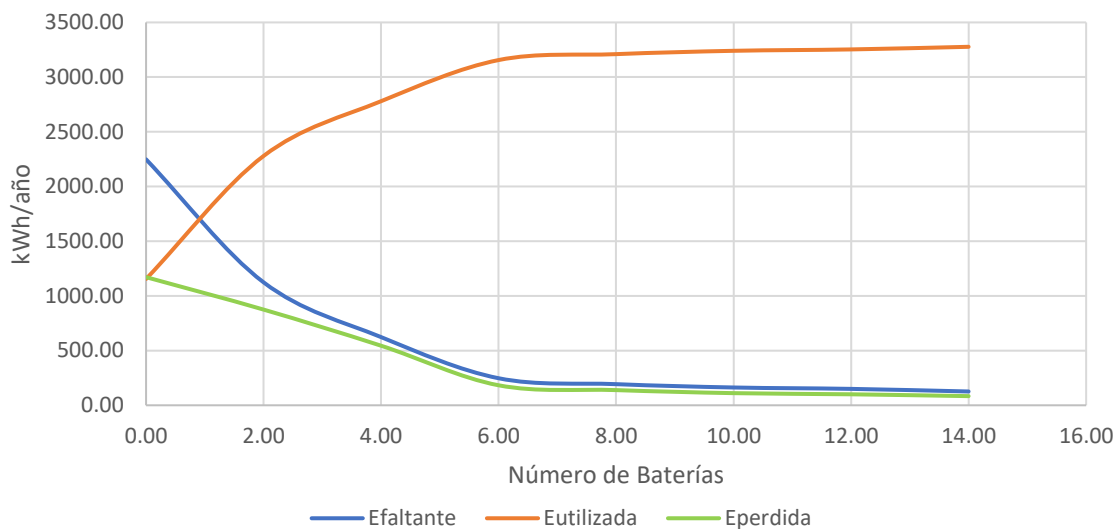
Efaltante. Es la cantidad de energía anual faltante del sistema fotovoltaico.

Eutilizada. Es la cantidad de energía anual utilizada del sistema fotovoltaico.

Eperdida. Es la cantidad de energía excedente a batería plena.

En la figura 51 se puede observar la variación de la energía utilizada, la energía faltante y la energía perdida, considerando diferentes números de baterías.

Figura 51
Aprovechamiento Energético del Sistema Fotovoltaico



Nota. El gráfico representa el aprovechamiento de energía generada por el sistema fotovoltaico, observando un punto de cruce cerca de un número de dos baterías. Fuente Propia

Como se observa en la tabla 36, se calcula el TIR y VAN considerando diferentes números de baterías para nuestro sistema, tomando en cuenta el aumento del costo de reposición de los equipos.

Tabla 36
TIR y VAN del Sistema Fotovoltaico Variando el Número de Baterías

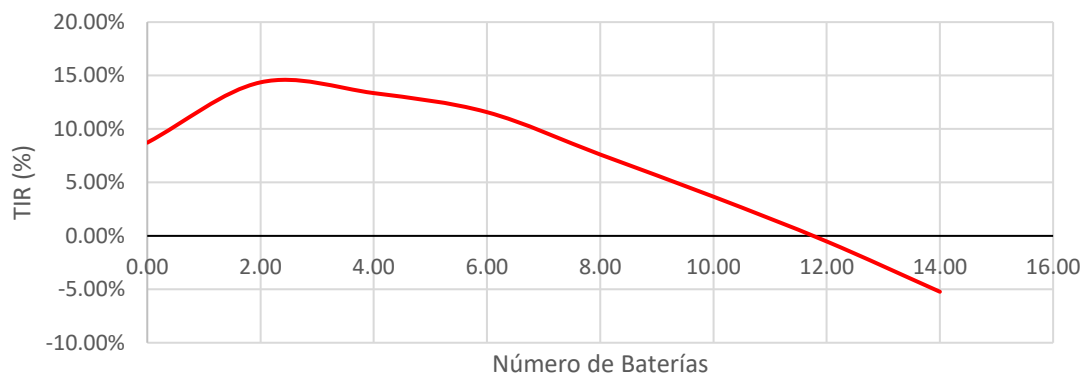
Nº de Baterías	Costo	Reposición Equipos	TIR	VAN (i=0.12)
0	7098.96	0.00	8.72%	-1404.66
2	8110.80	254.00	14.36%	1228.38
4	9122.64	508.00	13.36%	787.32
6	10134.48	762.00	11.58%	-268.38
8	11146.32	1016.00	7.61%	-2909.97
10	12158.16	1270.00	3.67%	-5669.48
12	13170.00	1524.00	-0.52%	-8515.95
14	14181.84	1778.00	-5.23%	-11307.20

Nota. Fuente propia.

Como se observa en la figura 52, el TIR tiene un punto óptimo cercano al número de dos baterías, siendo el uso de mayor cantidad de baterías una disminución de su valor.

Figura 52

TIR vs Número de Baterías Posibles a Instalar al Sistema

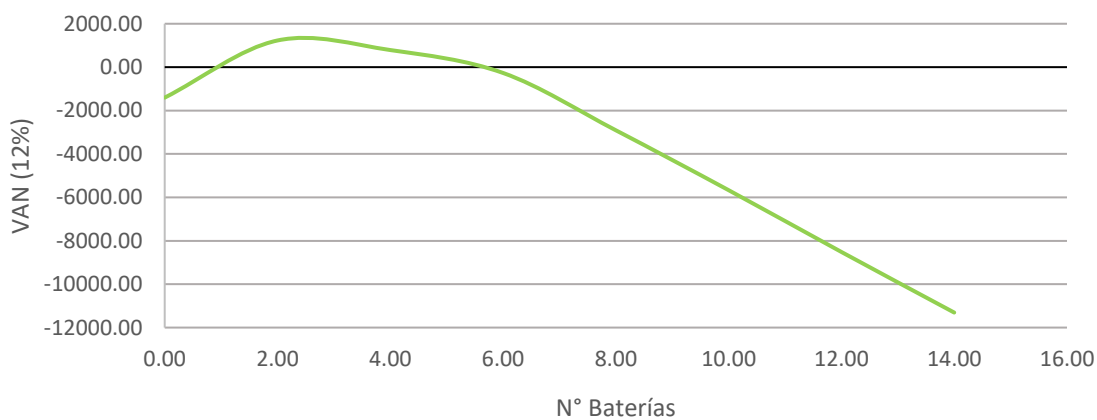


Nota. El gráfico representa el TIR del sistema considerando diferente número de baterías instaladas, observando el número óptimo de dos baterías. Fuente propia.

Como se observa en la figura 53, dos baterías sería el número mas óptimo considerando una tasa del 12%.

Figura 53

VAN vs Número de Baterías a Instalar al Sistema



Nota. El gráfico representa el VAN del sistema considerando diferente número de baterías instaladas, observando el número óptimo de dos baterías. Fuente propia.

Finalmente se toma la decisión de mantener el uso de dos baterías en nuestro sistema fotovoltaico híbrido instalado, demostrando que es el número mas óptimo de baterías para nuestro sistema.

CONCLUSIONES

1. Se ha diseñado e implementado un sistema de energía fotovoltaica híbrido en la compañía de bomberos Yanahuara Renzo Cané N° 140, para la alimentación de los principales equipos de respuesta a emergencia, logrando aumentar la confiabilidad de la energía eléctrica a un costo de S/0.67 el kWh, siendo un costo menor al costo de S/0.78 el kWh que paga actualmente la compañía de bomberos.
2. La temperatura promedio de celda de los paneles fotovoltaicos en la ciudad de Arequipa es de 32.09°C con cielo nublado, 47.3°C con cielo seminublado y de 54.25°C en días soleados, evaluado durante los meses de enero, febrero, marzo y abril.
3. Se determinó que el clima mas crítico en la ciudad de Arequipa para el sistema fotovoltaico, son los climas con cielo nublados, donde se determinó que el tiempo promedio para que las baterías se encuentre en 25% de su capacidad es de 26.64 horas de cielo nublado continuo.
4. Se incrementó la confiabilidad del suministro de energía eléctrica considerando unas 400 horas de funcionamiento de la red, 25 horas de funcionamiento del sistema fotovoltaico y cortes del suministro de la red eléctrica por mas de 2 horas, desde un 30.5% hasta un 61.4% considerando una carga de baterías desde el 25% de su capacidad y hasta un 95.9% de confiabilidad considerando una carga desde el 75% de la capacidad de las baterías.
5. Se estableció dos configuraciones para el sistema fotovoltaico híbrido, siendo una configuración de carga de las baterías por medio de la energía de la red desde un 75% de su capacidad para una mayor confiabilidad del suministro energetico y otra configuración de carga desde el 25% de la capacidad de las baterías para una mayor rentabilidad.
6. Se determinó para el sistema fotovoltaico híbrido instalado un TIR de 14.36% y un VAN de 1228.38 a una tasa del 12%, el cual es superior a un sistema aislado con 08 baterías con un TIR de 7.61% y VAN de -2909.97.

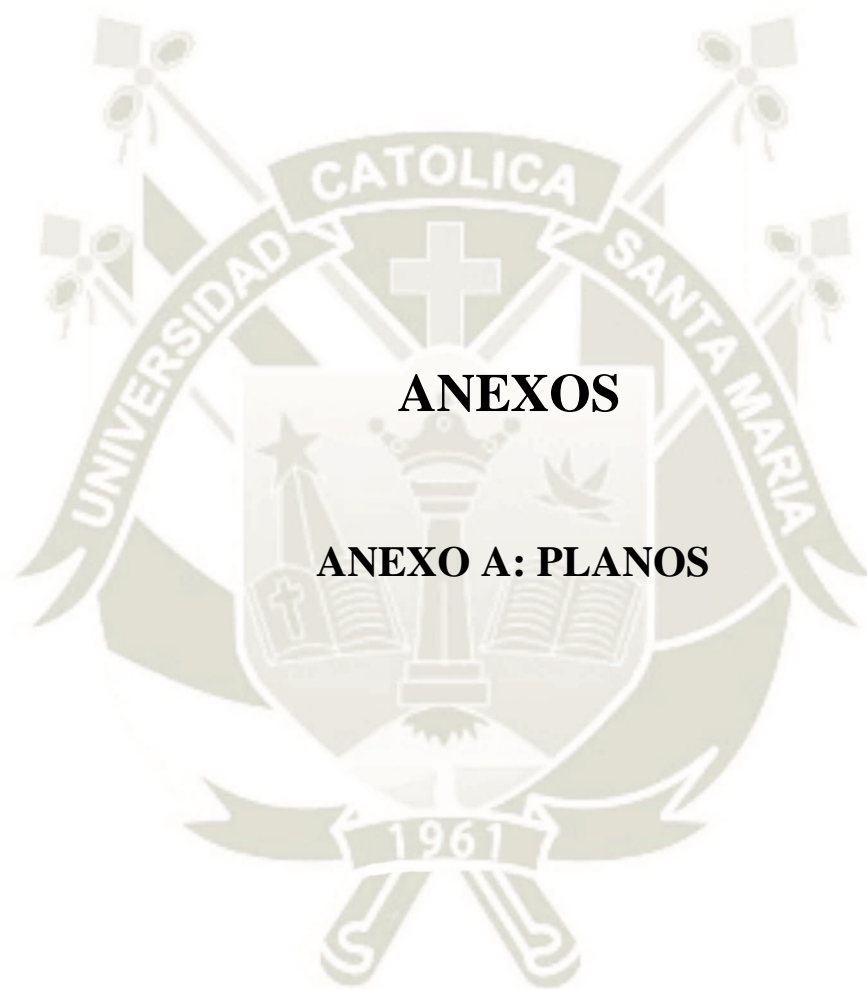
RECOMENDACIONES

1. Evitar realizar cambios en la configuración del inversor, mientras este se encuentra alimentando a las cargas del sistema, para que algunos cambios no hagan conflicto con el correcto funcionamiento del sistema se recomienda reiniciar el inversor después una vez realizada las modificaciones.
2. Realizar una limpieza a los paneles fotovoltaicos por lo menos una vez al mes y después de cada día con precipitación, asimismo limpiar el inversor con un soplete a baja potencia por lo menos una vez cada 6 meses.
3. Si se va a aumentar la carga del sistema, realizar un análisis previo para verificar si se requiere aumentar el número de baterías a utilizar.
4. Una vez instalado el pozo a tierra, verificar la continuidad del sistema a tierra de todo el sistema fotovoltaico, incluyendo los paneles fotovoltaicos y las tuberías metálicas.
5. No colocar cargas con corrientes de arranque muy elevadas, debido a que las descargas rápidas disminuyen el tiempo de vida de las baterías.
6. Complementar el sistema fotovoltaico instalando en los pisos inferiores de la compañía de bomberos un sistema de monitoreo de nivel de capacidad de la batería y de alerta del uso de energía fotovoltaica cuando no hay energía de la red eléctrica.

REFERENCIAS

- Appelbaum, J., & Maor, T. (2020, January 31). *Dependence of PV Module Temperature on Incident Time-Dependent Solar Spectrum*. Applied Sciences. <https://doi.org/10.3390/app10030914>
- Battioni, M., Risso, G., Cutrera, M., & Schmidt, J. (2016). *Evaluación de Distintos Métodos Para Estimar la Temperatura de Operación de Módulos Fotovoltaicos y Estimación de las Pérdidas de Energía por Efectos de la Temperatura*.
- Bellota, M. (2019). *Propuesta de factibilidad energética haciendo uso de paneles solares en la Universidad Católica de Santa María bajo el enfoque del PMI, Universidad Católica de Santa María*.
- Brandemuehl, M. J., & Beckman, W. A. (1980). Transmission of diffuse radiation through CPC and flat plate collector glazings. *Solar Energy*, 24(5), 511–513. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(80\)90320-5](https://doi.org/10.1016/0038-092X(80)90320-5)
- Commission of the European Communities. (1981). *Performance of Solar Energy Converters: Thermal Collectors and Photovoltaic Cells* (G. Beghi, Ed.). D. Reidel.
- Dirección General de Electricidad. (2006). *Código Nacional de Electricidad: Vol. Tomo IV*. Perú, Ministerio de Energía y Minas. <https://doi.org/CNEIV>
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (1991). *Solar Engineering of Thermal Processes* (Fourth). John Wiley & Sons, Inc.
- European Commission. (2019, October 15). *Photovoltaic Geographical Information System*. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#HR.
- Fanney, A. H., Dougherty, B. P., & Davis, M. W. (2002). *Evaluating building integrated photovoltaic performance models*.
- HG Ingeniería y Construcciones SAS. (2020). *Tipos de Instalación de Energía Solar Fotovoltaica*. <https://www.hgingeneria.com.co/>
- Honsberg, C. B., & Bowden, S. G. (2019). *Photovoltaics Education Website*. www.pveducation.org.
- Hou, J. P., & Tsai, S. C. (2019). Effects of atmospheric moisture on the radiation intensity of objects in millimeter-wave band. *Infrared Physics and Technology*, 103, 103107. <https://doi.org/10.1016/j.infrared.2019.103107>
- King, D. L., Kratochvil, J. A., & Boyson, W. E. (1998). *Field experience with a new performance characterization procedure for photovoltaic arrays*.
- Klein, S. A. (1979). Calculation of the monthly-average transmittance-absorptance product. *Solar Energy*, 23(6), 547–551. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(79\)90083-5](https://doi.org/10.1016/0038-092X(79)90083-5)
- Lagos, F. (2015). *Sistema Fotovoltaico para el Ahorro de Energía Eléctrica en el Servicio de Alumbrado General de Condominios, Universidad Nacional del Centro del Perú*.

- Mattei, M., Notton, G., Cristofari, C., Muselli, M., & Poggi, P. (2006). Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance. *Renewable Energy*, 31(4), 553–567. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2005.03.010>
- Migan, G. A. (2013). *Study of the Operating Temperature of a PV Module*.
- Ministerio de la Producción. Decreto Supremo que Aprueba el Reglamento Técnico Sobre Conductores Eléctricos de Cobre de Baja Tensión de Uso en Edificaciones Domiciliarias, Comerciales y Usos Similares, Pub. L. No. 013-2016- PRODUCE (2016).
- Montgomery, D. C., & Runger, G. C. (2010). *Probabilidad y estadística aplicadas a la ingeniería: Vol. Segunda Edición*. Editorial Limusa.
- NASA. (2020). *Prediction of Worldwide Energy Resources. Power Data Access Viewer*. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- OSINERMIN. (2021). *Pliego Tarifario Máximo del Servicio Público de Electricidad*. <https://www.osinergmin.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegoTarifario.aspx?Id=40000>
- OVACEN. (2019). *Garantía placas solares fotovoltaicas*. <https://ovacen.com/garantia-placas-solares-fotovoltaicas/>
- Pacheco Tamayo, J. (2014). *Resolución del Consejo Directivo OSINERGMIN N° 202-2014-OS/CD*.
- Pavlovic, T. (2020). *The Sun and Photovoltaic Technologies*. Springer Nature. <http://www.springer.com/series/8059>
- Peters, I. M., Karthik, S., Haohui, L., Buonassisi, T., & Nobre, A. (2018). Urban Haze and Photovoltaics. *Energy & Environmental Science* 11.
- Schwingshackl, C., Petitta, M., Wagner, J. E., Belluardo, G., Moser, D., Castelli, M., Zebisch, M., & Tetzlaff, A. (2013). Wind effect on PV module temperature: Analysis of different techniques for an accurate estimation. *Energy Procedia*, 40, 77–86. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.08.010>
- Soteris, A. K. (2014). *Solar Energy Engineering* (Second). Elsevier Inc.
- Spencer, J. W. (1971). *Fourier series representation of the position of the sun*. (Vol. 2).
- Veith-Wolf, B. A., Schäfer, S., Brendel, R., & Schmidt, J. (2018). Reassessment of intrinsic lifetime limit in n-type crystalline silicon and implication on maximum solar cell efficiency. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 186, 194–199. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2018.06.029>
- Villegas, E., & Canales, J. (2003). *Atlas de Energía Solar del Perú*.
- Wills, R., Milke, J. A., Royle, S., & Steranka, K. (2015). *Best Practices for Commercial Roof-Mounted Photovoltaic System Installation*. Springer.
- Young, A. T., & Kasten, F. (1989). Revised optical air mass tables and approximation formula. *Applied Optics*, 28(22).



ANEXOS

ANEXO A: PLANOS

A

B

C

D

E

F

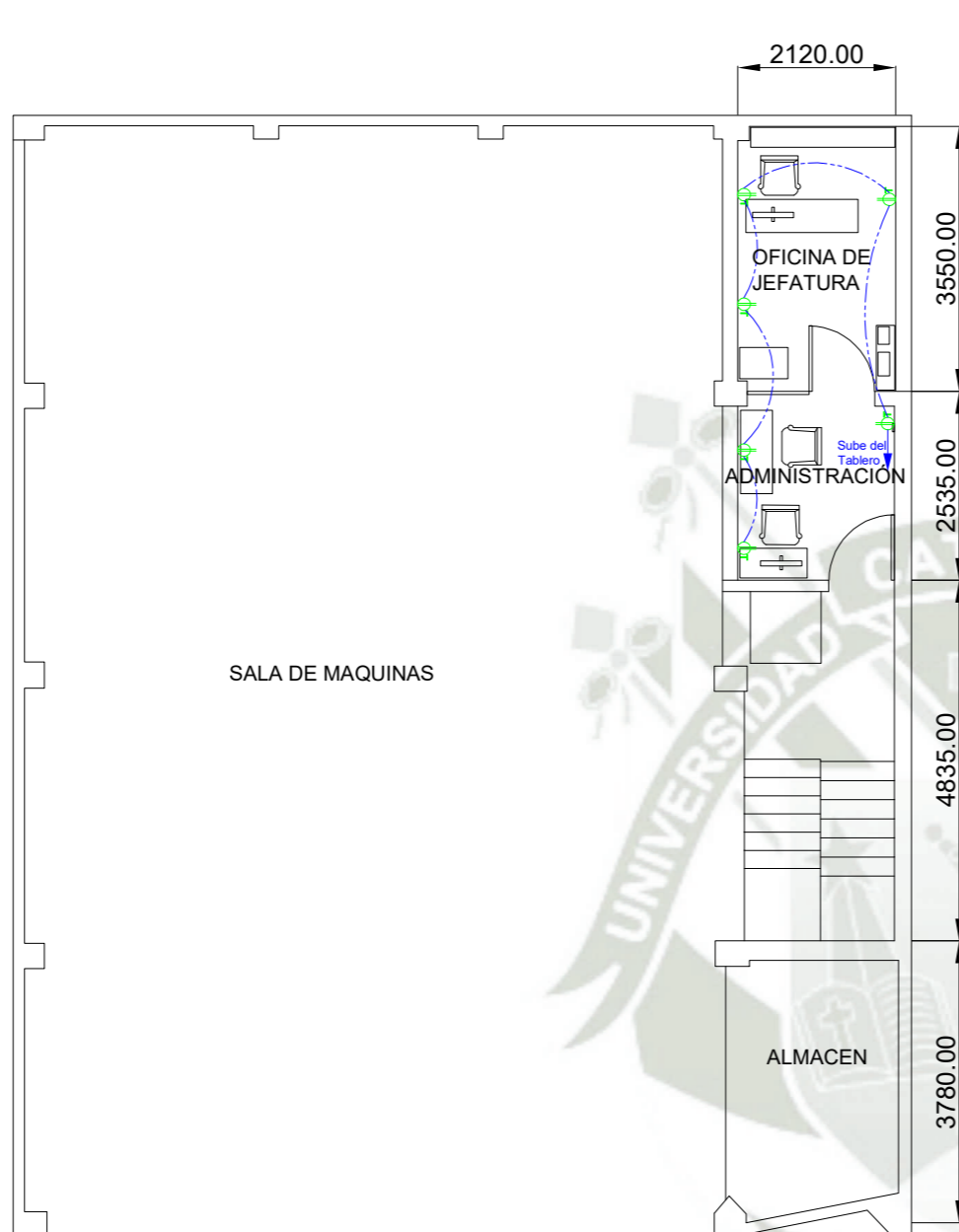
5

4

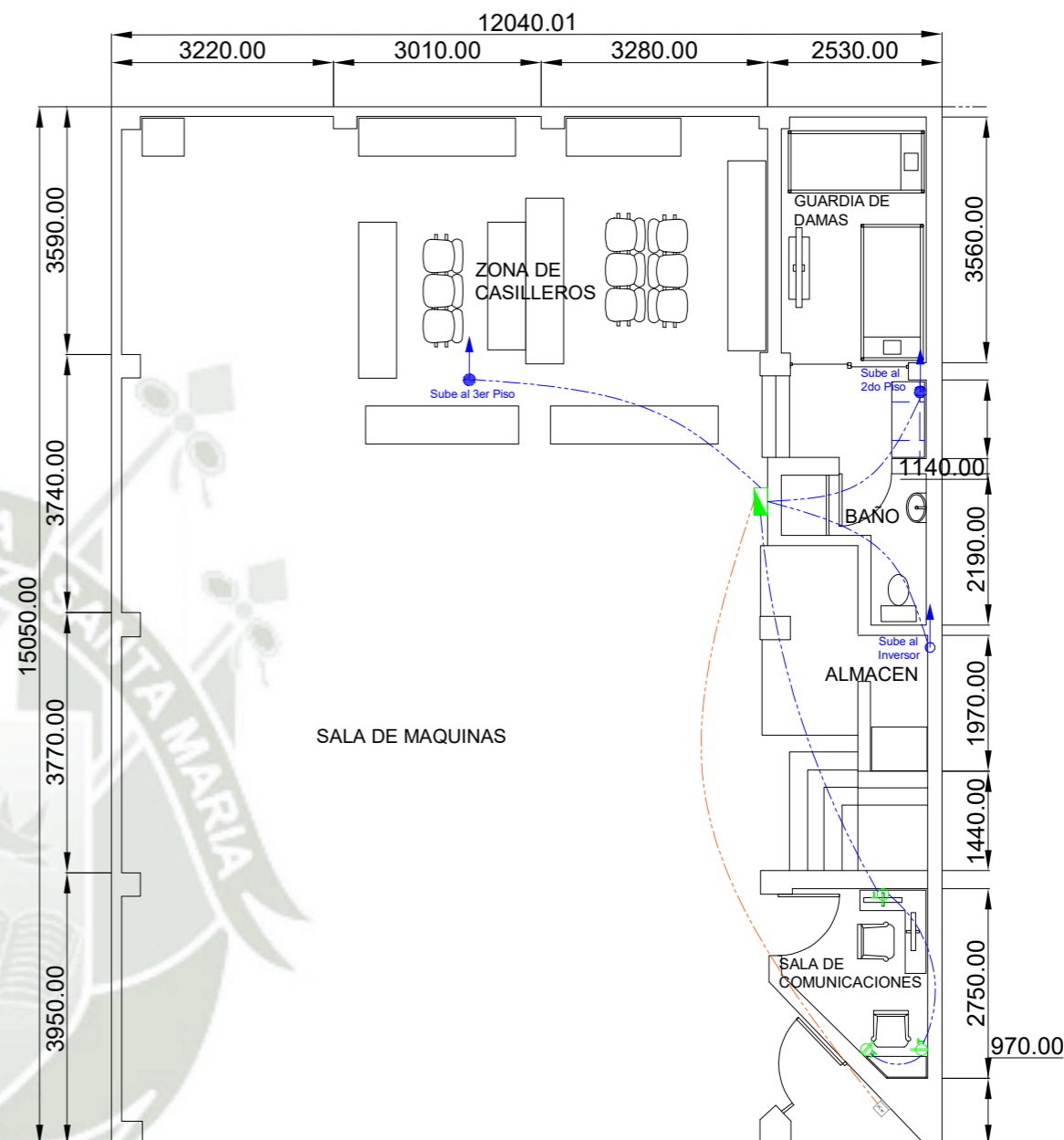
3

2

1



SEGUNDO PISO



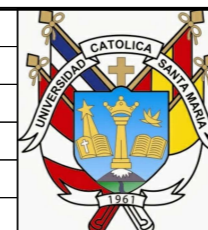
PRIMER PISO

LEYENDA	
Simbolo	DESCRIPCIÓN
	Tablero General de Distribución Eléctrica
	Tubería PVC SEL Para los Circuitos del Sistema Fotovoltaico Híbrido
	Tubería PVC SEL desde el Medidor al Tablero General
	Punto de Indicación que la Tubería Sube o Baja
	Medidor de Potencia Activa
	Tomacorriente Monofásico Puesto a Tierra

NOTAS:

1. TODAS LAS MEDIDAS ESTAN EXPRESADAS EN MILIMETROS.
2. ESTE PLANO ES VALIDO SOLO PARA INSTALACIONES ELECTRICAS.

REV.	FECHA	DESCRIPCION	ELABORADO POR:	PLANOS DE REFERENCIA
A	25/12/20	EMITIDO PARA CONSTRUCCION	HELPER LAZO ALFREDO MATEO	UCSM2021-EL-PL-02



TESIS:	
DISEÑO, INSTALACIÓN Y ANÁLISIS DE UN SISTEMA DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA PARA LOS PRINCIPALES EQUIPOS DE COMUNICACIÓN DE EMERGENCIAS DE UNA COMPAÑIA DE BOMBEROS EN LA ZONA DE YANAHUARA - AREQUIPA	
ELECTRICIDAD	PLANO: INSTALACIÓN DEL SISTEMA FV - PRIMER Y SEGUNDO PISO
ESCALA: 1:100	LAMINA N°: UCSM2021-EL-PL-01

A

A

B

C

D

E

F

5

4

3

2

1

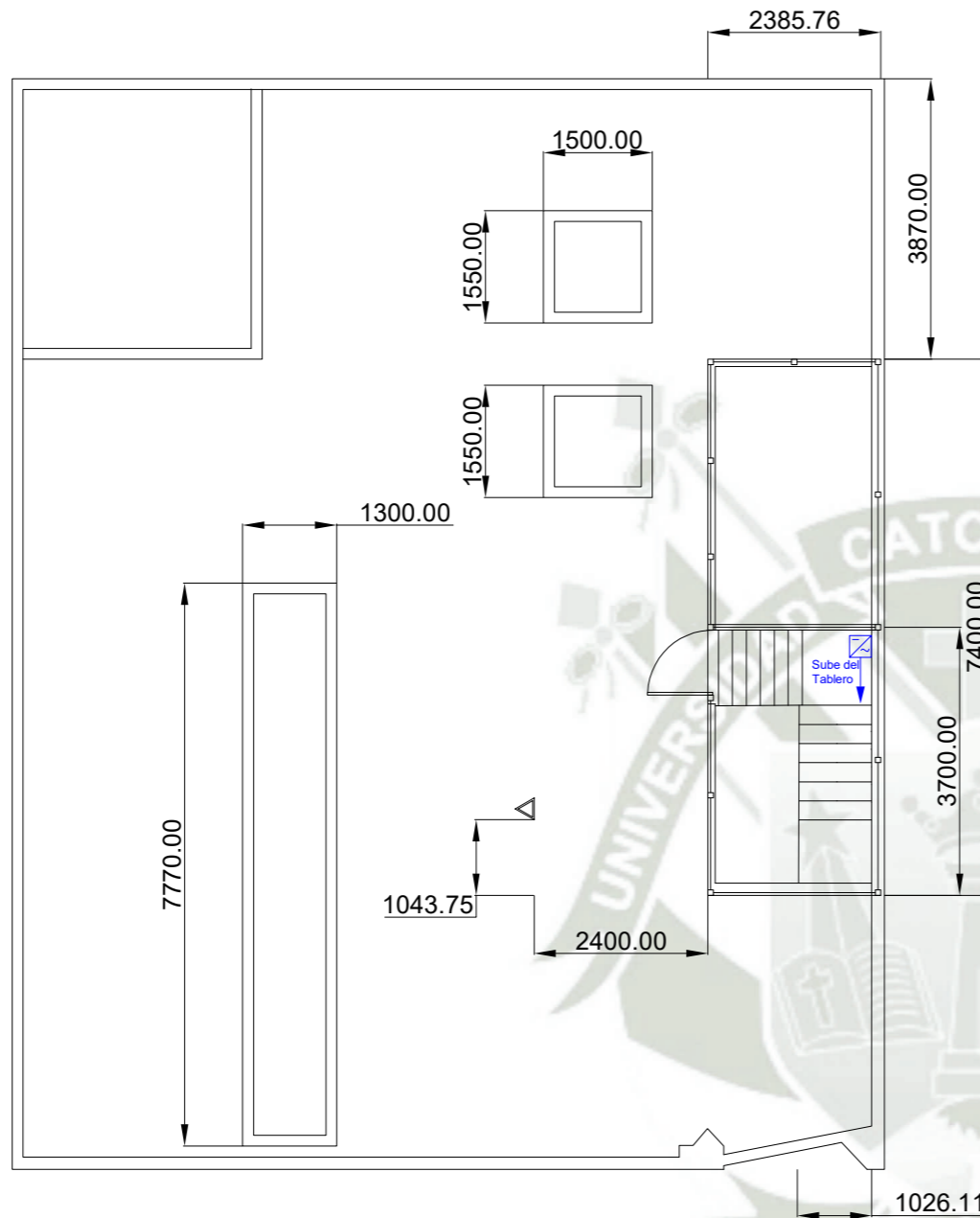
5

4

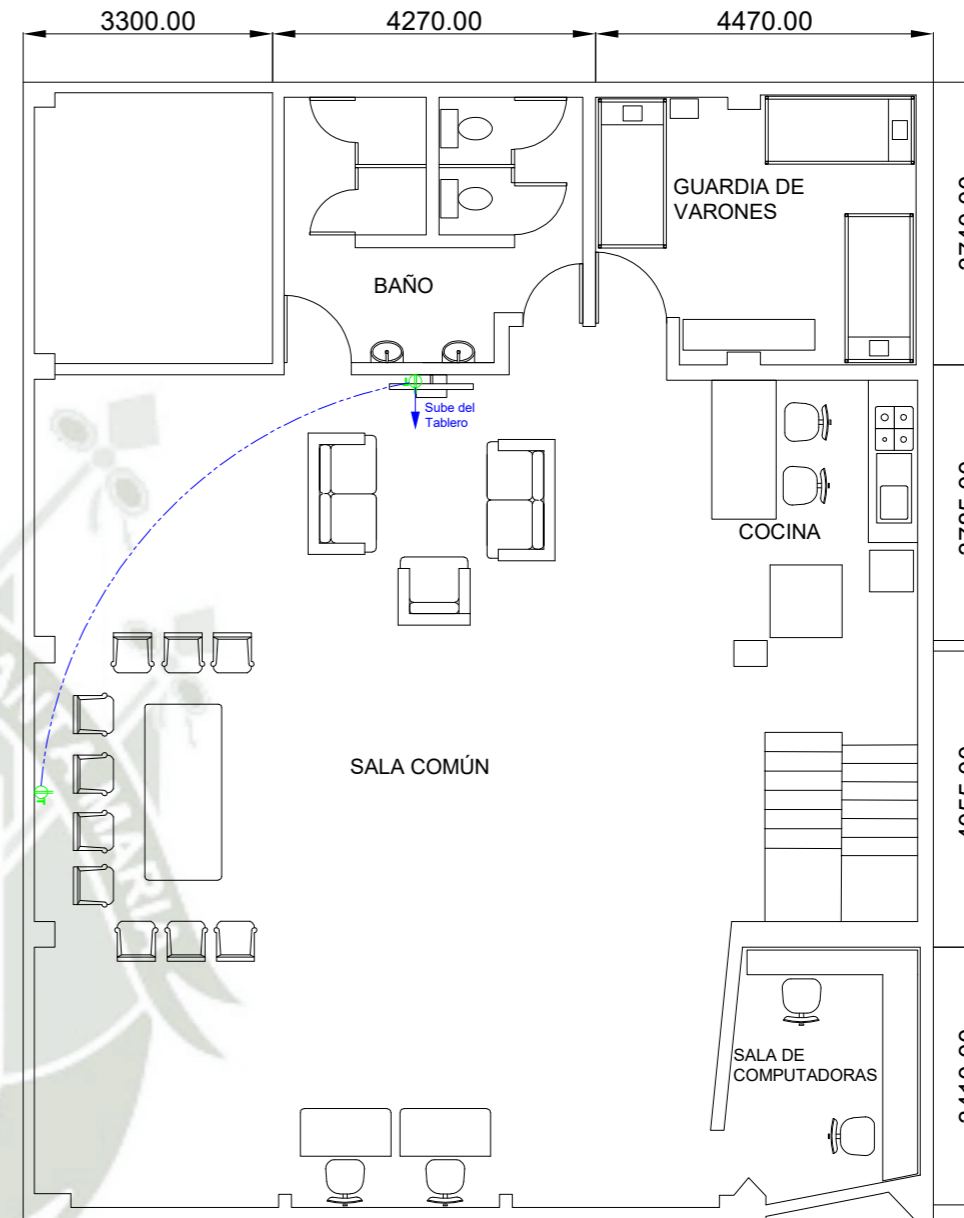
3

2

1



CUARTO PISO



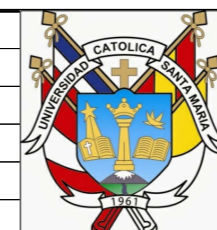
TERCER PISO

LEYENDA	
Simbolo	DESCRIPCIÓN
	Tomacorriente Monofásico Puesto a Tierra
	Tubería PVC SEL Para los Circuitos del Sistema Fotovoltaico Híbrido
	Punto de Indicación que la Tubería Sube o Baja
	INVERSOR GROWATT SPF3000TL HVM-24 HÍBRIDO ONDA SENOIDAL PURA Y CONTROLADOR MPPT

NOTAS:

1. TODAS LAS MEDIDAS ESTAN EXPRESADAS EN MILIMETROS.
2. ESTE PLANO ES VALIDO SOLO PARA INSTALACIONES ELECTRICAS.

REV.	FECHA	DESCRIPCION	ELABORADO POR:	PLANOS DE REFERENCIA
A	25/12/20	EMITIDO PARA CONSTRUCCION	HELPER LAZO ALFREDO MATEO	UCSM2021-EL-PL-01



TESIS: DISEÑO, INSTALACIÓN Y ANÁLISIS DE UN SISTEMA DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA PARA LOS PRINCIPALES EQUIPOS DE COMUNICACIÓN DE EMERGENCIAS DE UNA COMPAÑIA DE BOMBEROS EN LA ZONA DE YANAHUARA - AREQUIPA	
ELECTRICIDAD ESCALA: 1:100	PLANO: INSTALACIÓN DEL SISTEMA FV - TERCER Y CUARTO PISO LAMINA N°: UCSM2021-EL-PL-02

A

A

B

C

D

E

F

5

4

3

2

1

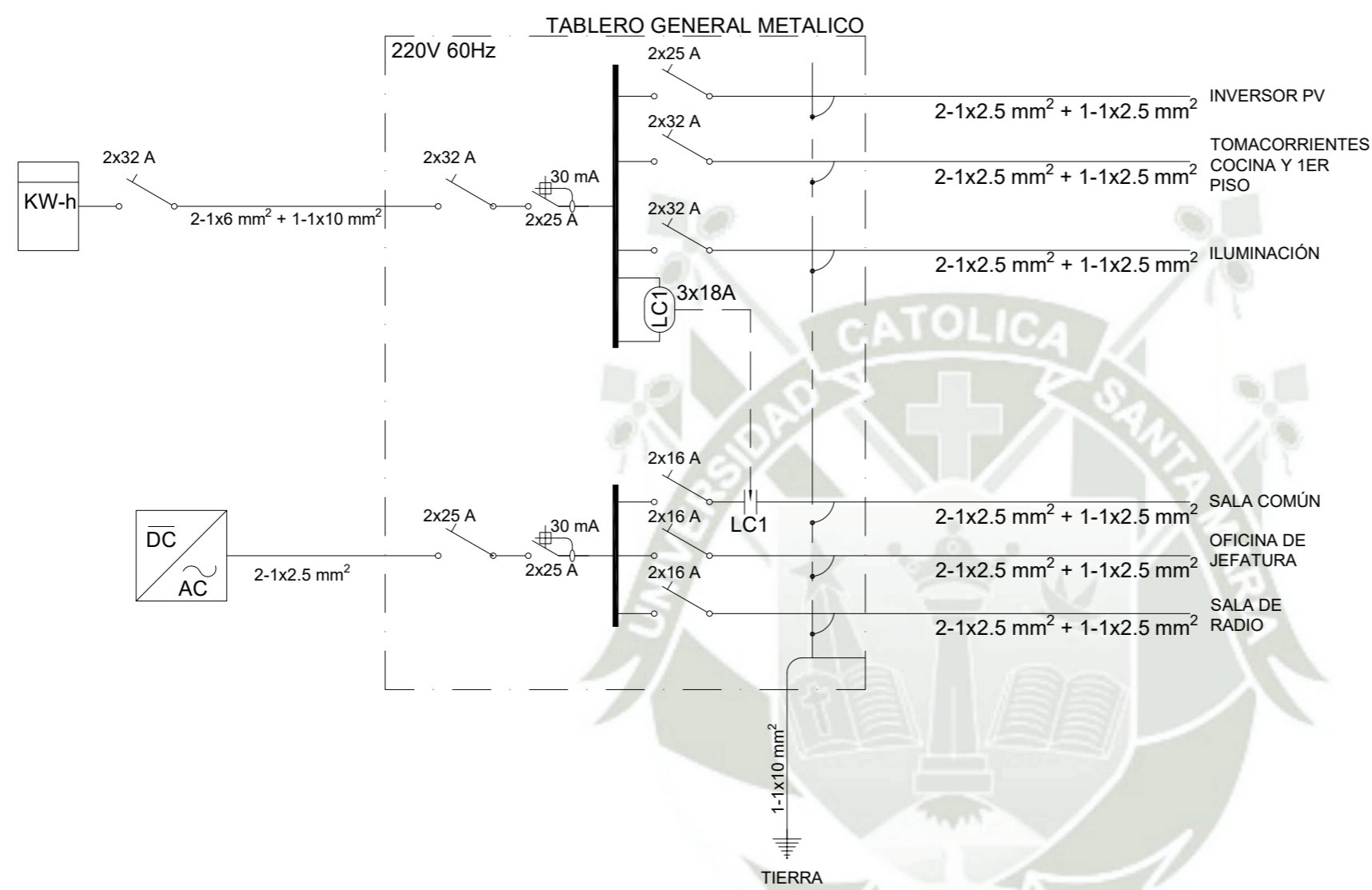
5

4

3

2

1

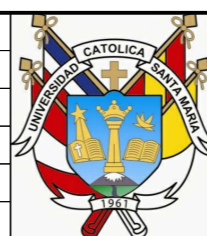


LEYENDA	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	MEDIDOR DE ENERGÍA ACTIVA
	DERIVACIÓN DEL CABLE A TIERRA Y CONEXION AL BORNE A TIERRA DEL TABLERO.
	INTERRUPTOR AUTOMATICO TERMOMAGNÉTICO
	POZO A TIERRA
	INTERRUPTOR DIFERENCIAL AUTOMATICO
	INVERSOR FOTOVOLTAICO HÍBRIDO
	CONTACTOR (VER NOTA 2)

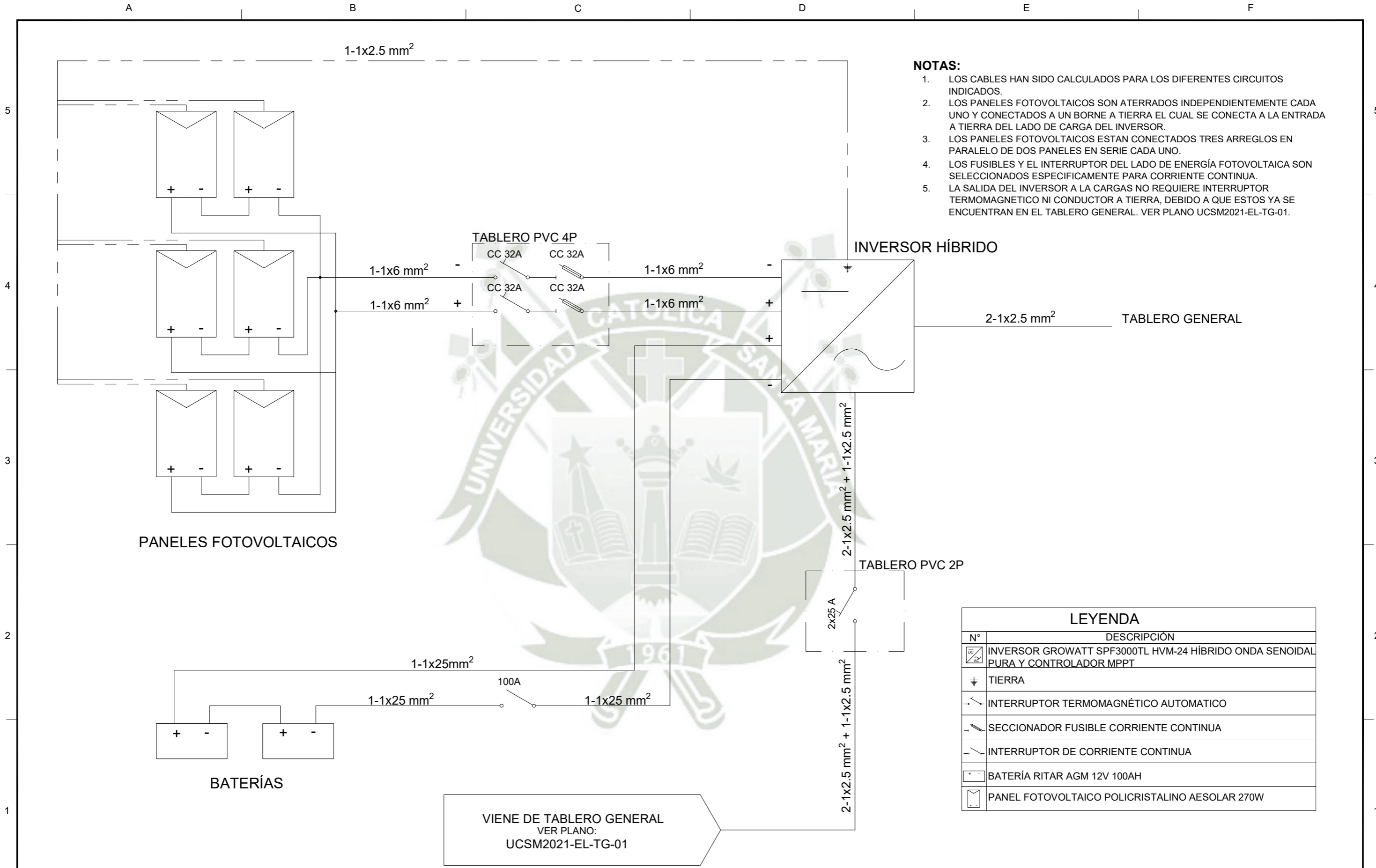
NOTAS:

1. LOS CABLES HAN SIDO CALCULADOS PARA LOS DIFERENTES CIRCUITOS INDICADOS A EXCEPCIÓN DE LOS CIRCUITOS DE TOMACORRIENTES 1ER PISO E ILUMINACIÓN PREVIAMENTE EXISTENTES.
2. EL CONTACTOR LC1 SERA ACCIONADO POR LA CORRIENTE PROVENIENTE DE LA RED ELÉCTRICA (LINEA Y NEUTRO), Y PERMITIRA QUE LA CORRIENTE PROVENIENTE DEL INVERSOR FOTOVOLTAICO ALIMENTE EL CIRCUITO DE LA SALA COMÚN.

REV.	FECHA	DESCRIPCION	ELABORADO POR:	PLANOS DE REFERENCIA
A	25/12/20	EMITIDO PARA CONSTRUCCION	HELPER LAZO ALFREDO MATEO	UCSM2021-EL-SFV-01



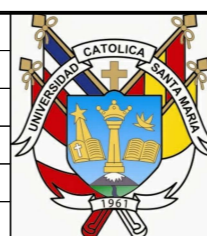
TESIS:		DISEÑO, INSTALACIÓN Y ANÁLISIS DE UN SISTEMA DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA PARA LOS PRINCIPALES EQUIPOS DE COMUNICACIÓN DE EMERGENCIAS DE UNA COMPAÑIA DE BOMBEROS EN LA ZONA DE YANAHUARA - AREQUIPA	
ELECTRICIDAD	PLANO:	DIAGRAMA UNIFILAR DEL TABLERO GENERAL	
ESCALA:	LAMINA N°:	UCSM2021-EL-TG-01	A
S/E			



- NOTAS:**
1. LOS CABLES HAN SIDO CALCULADOS PARA LOS DIFERENTES CIRCUITOS INDICADOS.
 2. LOS PANELES FOTOVOLTAICOS SON ATERRADOS INDEPENDIEMENTE CADA UNO Y CONECTADOS A UN BORNE A TIERRA EL CUAL SE CONECTA A LA ENTRADA A TIERRA DEL LADO DE CARGA DEL INVERSOR.
 3. LOS PANELES FOTOVOLTAICOS ESTAN CONECTADOS TRES ARREGLOS EN PARALELO DE DOS PANELES EN SERIE CADA UNO.
 4. LOS FUSIBLES Y EL INTERRUPTOR DEL LADO DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA SON SELECCIONADOS ESPECIFICAMENTE PARA CORRIENTE CONTINUA.
 5. LA SALIDA DEL INVERSOR A LA CARGAS NO REQUIERE INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO NI CONDUCTOR A TIERRA, DEBIDO A QUE ESTOS YA SE ENCUENTRAN EN EL TABLERO GENERAL. VER PLANO UCSM2021-EL-TG-01.

LEYENDA	
N°	DESCRIPCIÓN
	INVERSOR GROWATT SPF3000TL HVM-24 HÍBRIDO ONDA SENOIDAL PURA Y CONTROLADOR MPPT
	TIERRA
	INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO AUTOMÁTICO
	SECCIONADOR FUSIBLE CORRIENTE CONTINUA
	INTERRUPTOR DE CORRIENTE CONTINUA
	BATERÍA RITAR AGM 12V 100AH
	PANEL FOTOVOLTAICO POLICRISTALINO AESOLAR 270W

REV.	FECHA	DESCRIPCIÓN	ELABORADO POR:	PLANOS DE REFERENCIA
A	25/12/20	EMITIDO PARA CONSTRUCCION	HELPER LAZO ALFREDO MATEO	UCSM2021-EL-SFV-02
				UCSM2021-EL-TG-01
				UCSM2021-EL-SFV-03
				UCSM2021-ME-SFV-03



TESIS: DISEÑO, INSTALACIÓN Y ANÁLISIS DE UN SISTEMA DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA PARA LOS PRINCIPALES EQUIPOS DE COMUNICACIÓN DE EMERGENCIAS DE UNA COMPAÑÍA DE BOMBEROS EN LA ZONA DE YANAHUARA - AREQUIPA	
ESCALA: S/E	PLANO: DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO LAMINA N°: UCSM2021-EL-SFV-01

A

B

C

D

E

F

5

5

4

4

3

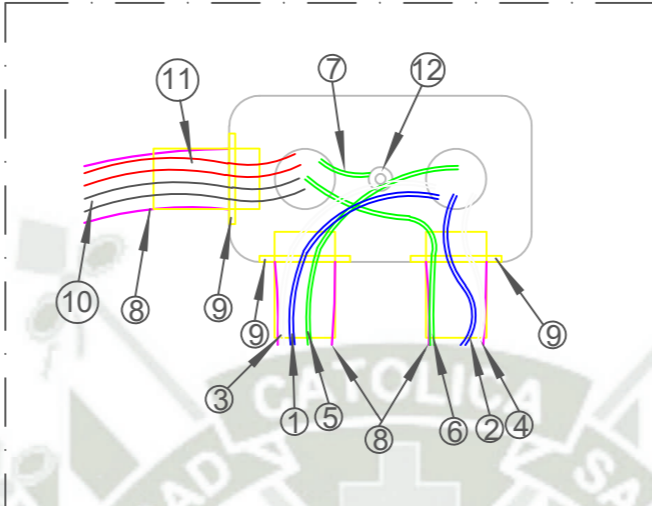
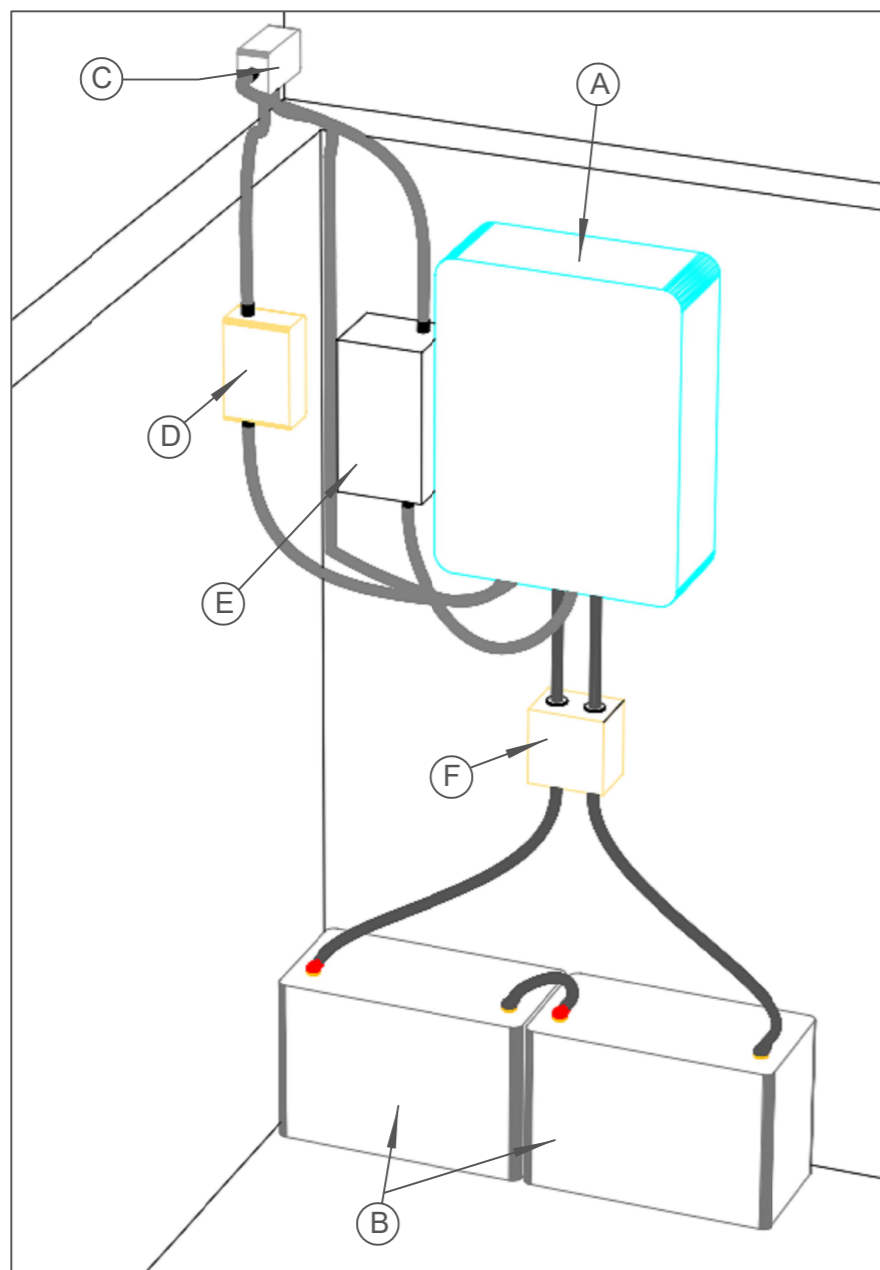
3

2

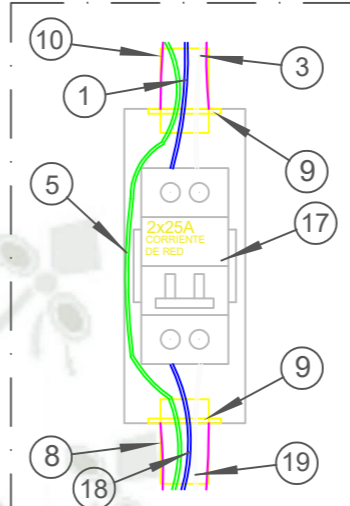
2

1

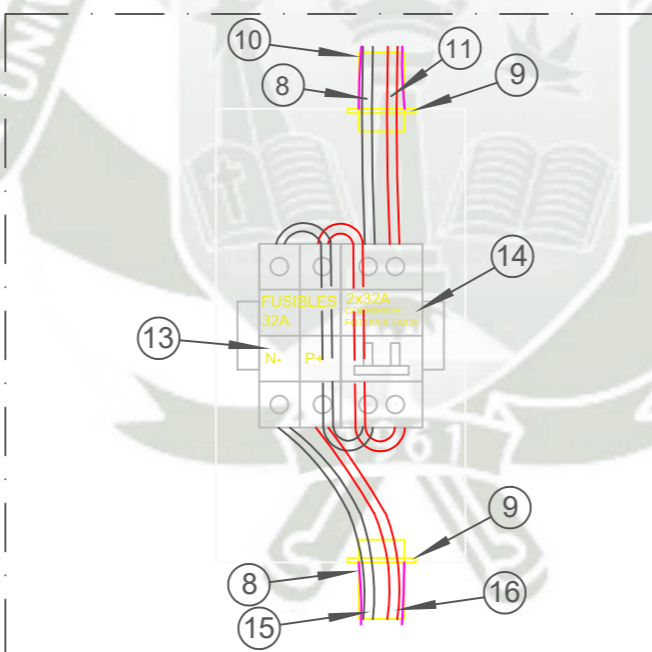
1



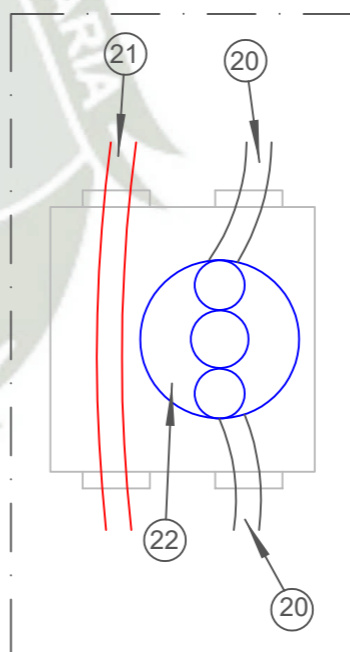
DETALLE C SIN ESCALA



DETALLE D SIN ESCALA



DETALLE E SIN ESCALA



DETALLE F SIN ESCALA

LEYENDA

N°	DESCRIPCIÓN
A	INVERSOR GROWATT SPF3000TL HVM-24 HÍBRIDO ONDA SENOIDAL PURA Y CONTROLADOR MPPT
B	BATERÍAS RITAR AGM 12V 100AH CONECTADAS EN SERIE POR MEDIO DE UN CONDUCTOR SGT-OH 25mm ²
C	CAJA DE PASO RECTANGULAR METALICA 3/4" SEMIPESADA C/ TAPA CIEGA RECTANGULAR
D	TABLERO ADOSABLE 2P PVC PARA LA ALIMENTACIÓN DE C.A. DESDE EL TABLERO GENERAL AL INVERSOR.
E	TABLERO ADOSABLE 4P PARA ALIMENTACIÓN DE C.C. DESDE EL ARREGLO DE PANELES FOTOVOLTAICOS AL INVERSOR
F	CAJA DE PVC CON CONOS DE ADAPTADO PARA COLOCAR EL DISPOSITIVO MANUAL DE CORTA CORRIENTE DE LAS BATERÍAS
1	CONDUCTOR DE LINEA THW-90 2.5mm ² DE C.A. DESDE EL TABLERO GENERAL AL INT. TERMOMAGNÉTICO DE CORRIENTE DE RED
2	CONDUCTOR DE LINEA THW-90 2.5mm ² DE C.A. DESDE EL INVERSOR HACIA EL TABLERO GENERAL.
3	CONDUCTOR NEUTRO THW-90 2.5mm ² DE C.A. DESDE EL TABLERO GENERAL AL INT. TERMOMAGNÉTICO DE CORRIENTE DE RED
4	CONDUCTOR NEUTRO THW-90 2.5mm ² DE C.A. DESDE EL INVERSOR HACIA EL TABLERO GENERAL
5	CONDUCTOR DE TIERRA THW-90 2.5mm ² DESDE EL TABLERO GENERAL HACIA EL INVERSOR
6	CONDUCTOR DE TIERRA THW-90 2.5mm ² DESDE EL BORNE A TIERRA DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS HACIA EL INVERSOR
7	CONDUCTOR DE TIERRA THW-90 2.5mm ² DE LA CAJA DE PASO METALICA HACIA EL BORNE A TIERRA DE LOS PANELES FV.
8	TUBERÍA CONDUIT FLEXIBLE 1/2" CON REVESTIMIENTO DE PVC
9	CONECTOR CONDUIT 1/2"
10	CONDUCTOR NEGATIVO TOPSOLAR PV ZZ-F 6mm ² DESDE LOS PANELES FV HACIA EL INTERRUPTOR DE C.C. COLOR NEGRO
11	CONDUCTOR POSITIVO TOPSOLAR PV ZZ-F 6mm ² DESDE LOS PANELES FV HACIA EL INTERRUPTOR DE C.C. COLOR ROJO
12	PERNO 3/8" PARA ATERRAMIENTO DEL LA CAJA DE PASO METALICA, LAS TUBERÍAS Y LOS CONECTORES CONDUIT.
13	PORTAFUSIBLES C/ FUSIBLE CILINDRICO 32A C.C.PARA LAS CORRIENTES DESDE LOS PANELES FV HACIA EL INVERSOR
14	INT. TERMOMAGNÉTICO AUTOMATICO 2X38A 800VDC MCB PARA LA CORRIENTE DESDE LOS PANELES FP HACIA EL INVERSOR
15	CONDUCTOR NEGATIVO TOPSOLAR PV ZZ-F 6mm ² DESDE EL PORTAFUSIBLE C.C. HACIA EL INVERSOR. COLOR NEGRO
16	CONDUCTOR POSITIVO TOPSOLAR PV ZZ-F 6mm ² DESDE EL PORTAFUSIBLE C.C. HACIA EL INVERSOR. COLOR ROJO
17	INT. TERMOMAGNÉTICO AUTOMATICO 2X25A C.A. PARA LA CORRIENTE DESDE EL TABLERO GENERAL HACIA EL INVERSOR
18	CONDUCTOR DE LINEA THW-90 2.5mm ² DE C.A. DESDE EL INT. TERMOMAGNÉTICO DE CORRIENTE DE RED HACIA EL INVERSOR
19	CONDUCTOR NEUTRO THW-90 2.5mm ² DE C.A. DESDE EL INT. TERMOMAGNÉTICO DE CORRIENTE DE RED HACIA EL INVERSOR
20	CONDUCTOR NEGATIVO SGT-OH 25mm ² DESDE EL BANCO DE BATERÍAS HACIA EL INVERSOR.
21	CONDUCTOR POSITIVO SGT-OH 25mm ² DESDE EL BANCO DE BATERÍAS HACIA EL INVERSOR.
22	DISPOSITIVO CORTA CORRIENTE 24V 100A C.C. CON LLAVE DE DESCONEXIÓN.

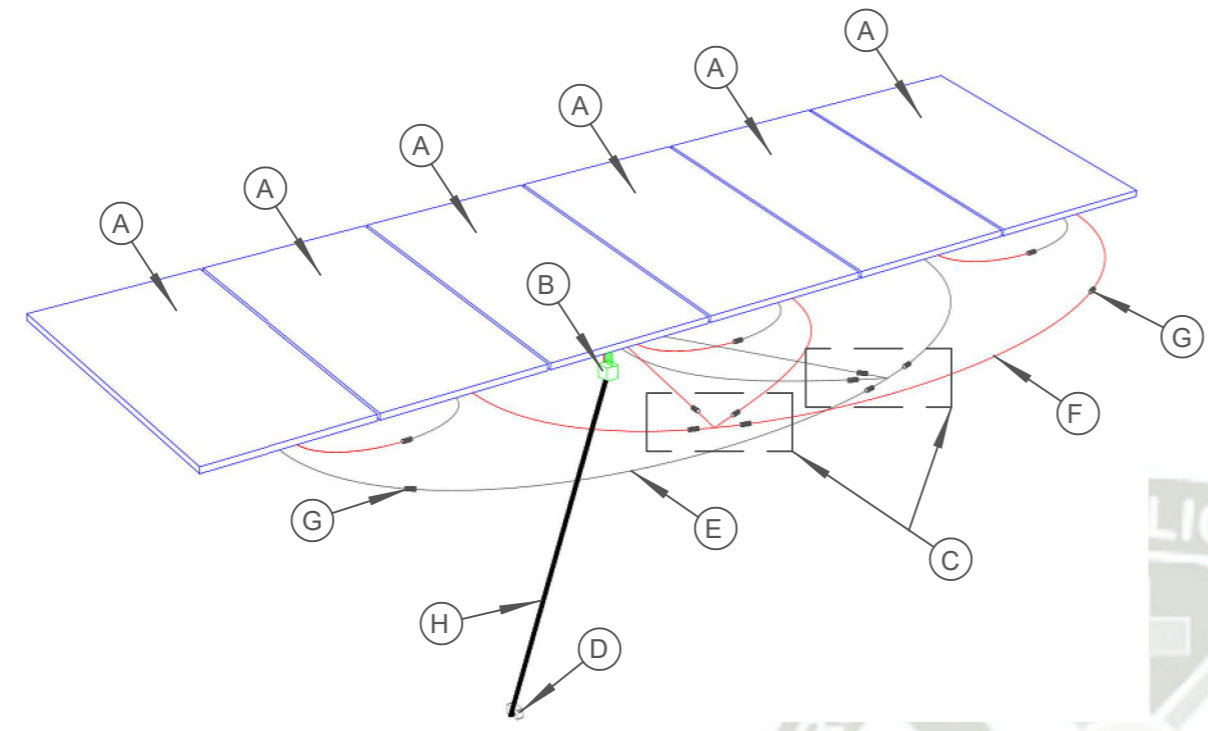
NOTAS:

1. LAS DIMENSIONES DE CADA ELEMENTO DEL SISTEMA ESTAN INDICADAS EN SUS RESPECTIVAS FICHAS TÉCNICAS, QUE DEBERÁN ESTAR PRESENTES AL MOMENTO DE SU INSTALACIÓN.
2. LAS TUBERIAS, CONECTORES CONDUIT Y LA CAJA METALICA SE ATERRAN EN EL BORNE A TIERRA DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS. VER PLANO UCSM-EL-SFV-03.
3. LAS BATERÍAS ESTAN CONECTADAS EN SERIE POR MEDIO DE UN CONDUCTOR SGT-OH 25mm². COLOR NEGRO.
4. EL CORTACORRIENTE DE LAS BATERÍAS TIENE UNA LLAVE DE DESCONEXIÓN, QUE EVITA QUE SE PUEDA ACCIONAR EL SISTEMA SIN LA LLAVE PRESENTE, PARA EVITAR ACCIONAMIENTOS ACCIDENTALES.

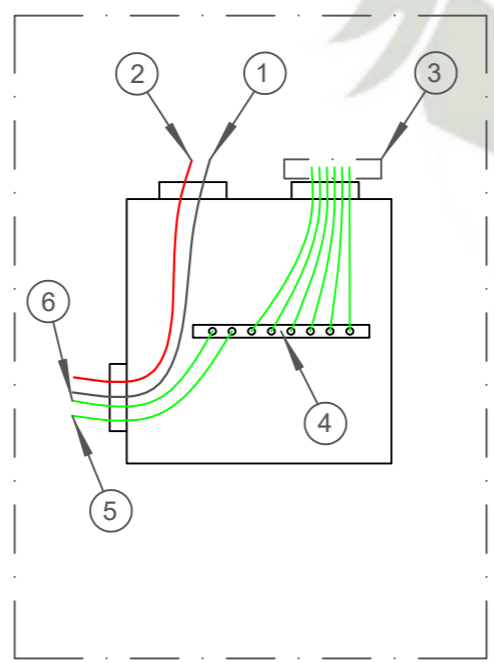
REV.	FECHA	DESCRIPCION	ELABORADO POR:	PLANOS DE REFERENCIA
A	25/12/20	EMITIDO PARA CONSTRUCCION	HELPER LAZO ALFREDO MATEO	UCSM2021-EL-SFV-01
				UCSM2021-EL-TG-01
				UCSM2021-EL-SFV-03
				UCSM2021-ME-SFV-03



TESIS: DISEÑO, INSTALACIÓN Y ANÁLISIS DE UN SISTEMA DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA PARA LOS PRINCIPALES EQUIPOS DE COMUNICACIÓN DE EMERGENCIAS DE UNA COMPAÑIA DE BOMBEROS EN LA ZONA DE YANAHUARA - AREQUIPA	
ELECTRICIDAD ESCALA: S/E	PLANO: DETALLES DE INSTALACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO LAMINA N°: UCSM2021-EL-SFV-02
A	



LEYENDA	
N°	DESCRIPCIÓN
A	PANEL FOTOVOLTAICO AE POWERPLUS IEC 1500VDC POLICRISTALINO 270W
B	CAJA DE PVC ADAPTADO PARA BORNERA DE CONEXIÓN A TIERRA DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS
C	CONECTOR TRIPLE PARALELO DE 6mm ² CON CONECTORES MC4 EN LOS EXTREMOS DE CADA CONEXIÓN
D	CAJA DE PASO RECTANGULAR METALICA 3/4" SEMIPESADA C/ TAPA CIEGA RECTANGULAR
E	CONDUCTOR NEGATIVO TOPSOLAR PV ZZ-F 6mm ² CON CONECTORES MC4 EN LOS EXTREMOS. COLOR NEGRO
F	CONDUCTOR NEGATIVO TOPSOLAR PV ZZ-F 6mm ² CON CONECTORES MC4 EN LOS EXTREMOS. COLOR ROJO
G	CONECTOR MC4 MACHO Y HEMBRA CONECTADOS A PRESIÓN
H	TUBERIA PVC 3/4" FIJADO EN INTERIOR DE PARED DRYWALL CON ABRAZADERAS DE 3/4" Y CONECTORES PVC EN LOS EXTREMOS
1	CONDUCTOR NEGATIVO TOPSOLAR PV ZZ-F 6mm ² DESDE LOS PANELES FV HACIA EL INTERRUPTOR DE C.C. COLOR NEGRO
2	CONDUCTOR POSITIVO TOPSOLAR PV ZZ-F 6mm ² DESDE LOS PANELES FV HACIA EL INTERRUPTOR DE C.C. COLOR ROJO
3	SEIS CONDUCTORES DE TIERRA THW-90 2.5mm ² DESDE CADA PANEL FV HACIA LA BORNERA DE CONEXIÓN A TIERRA
4	BORNERA DE CONEXIÓN A TIERRA DE 77mm
5	CONDUCTOR DE TIERRA THW-90 2.5mm ² DE LA CAJA DE PASO METALICA HACIA EL BORNE A TIERRA DE LOS PANELES FV.
6	CONDUCTOR DE TIERRA THW-90 2.5mm ² DEL BORNE A TIERRA DE LOS PANELES FV HACIA LA CONEXION A TIERRA DEL INVERSOR.

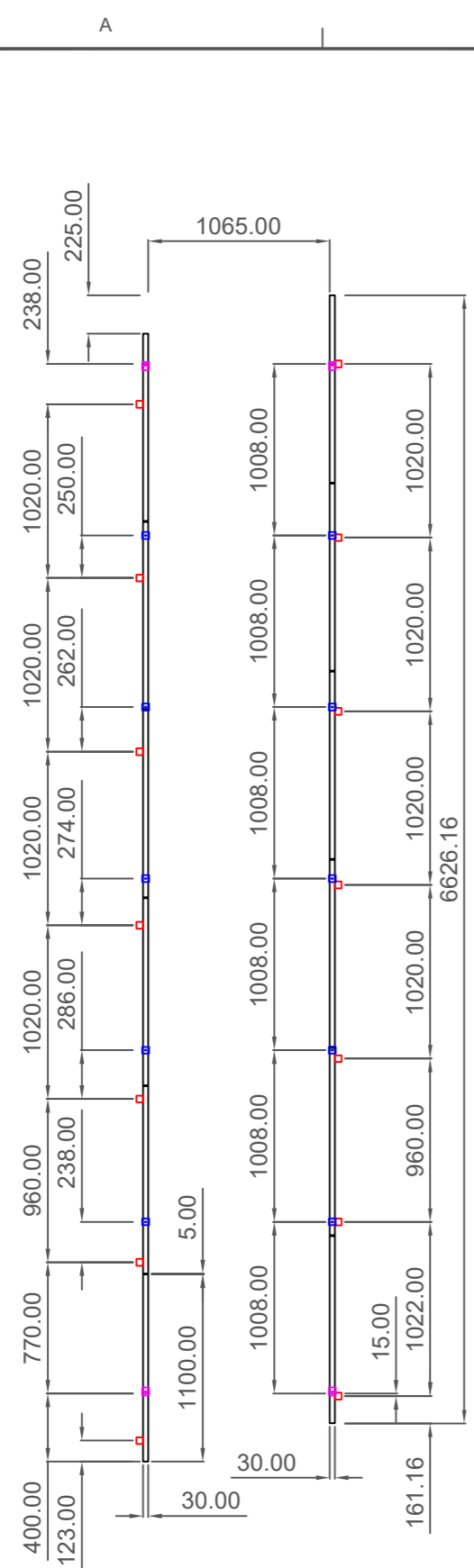


- NOTAS:**
1. LOS CONDUCTORES HAN SIDO CALCULADOS PARA LA POTENCIA TOTAL DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.
 2. LAS TUBERÍAS FLEXIBLES CONDUIT Y LA CAJA METALICA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO SE HAN CONECTADO AL BORNE A TIERRA DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS.
 3. LOS CONDUCTORES PV ZZ-F SE UNEN UTILIZANDO CONECTORES MC4 ESPECIALMENTE DISEÑADOS PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.
 4. PARA CONECTAR LOS ARREGLOS DE PANELES EN SERIE, SE CONECTAN EL NEGATIVO DE UN PANEL CON EL POSITIVO DEL PANEL A PONER EN SERIE COMO SE INDICA EN EL PLANO.
 5. PARA CONECTAR LOS ARREGLOS DE PANELES EN PARALELO SE USA CONECTORES TRIPLES, UNO PARA TODOS LOS POSITIVOS Y OTRO PARA TODOS LOS NEGATIVOS.

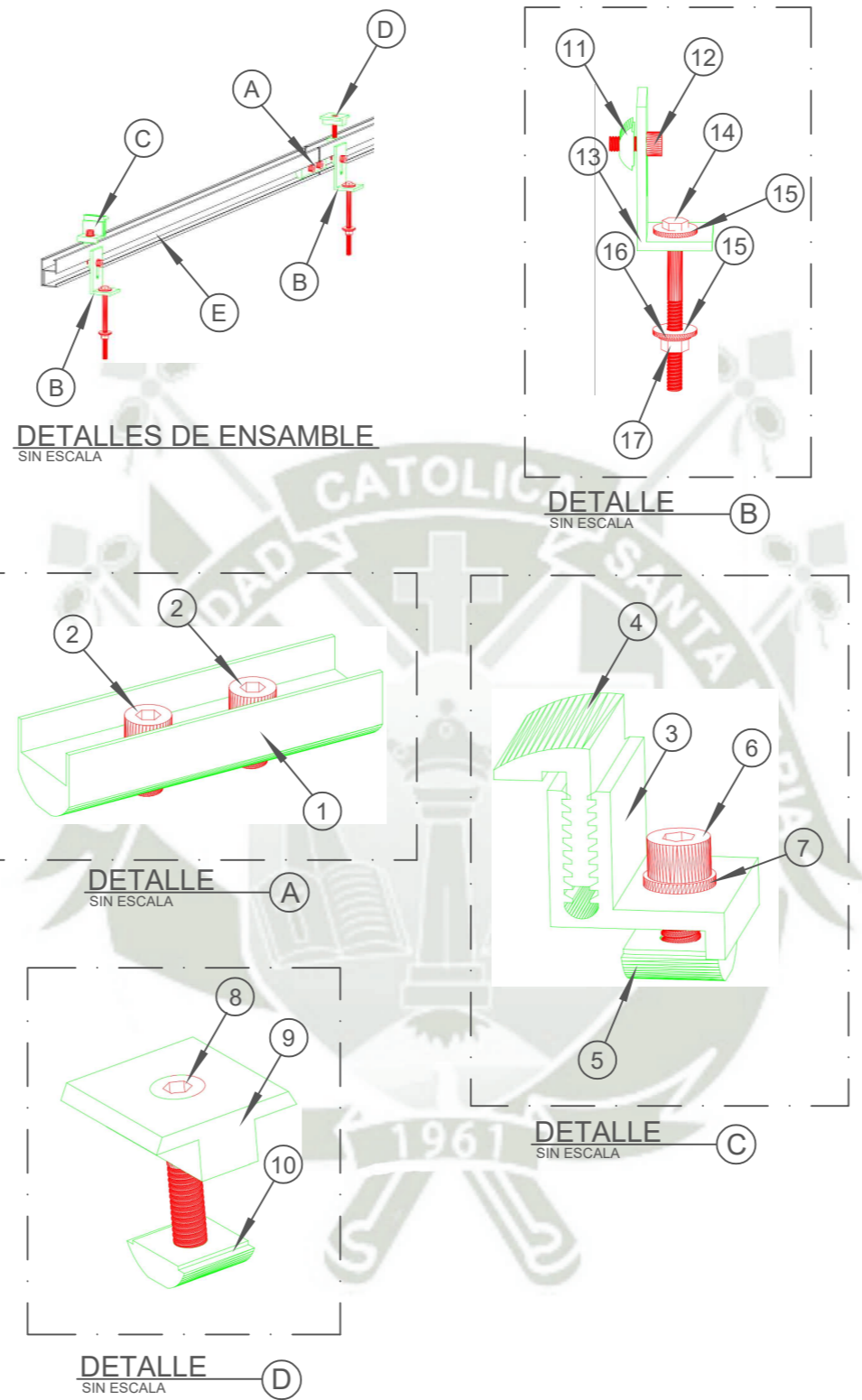
REV.	FECHA	DESCRIPCION	ELABORADO POR:	PLANOS DE REFERENCIA
A	25/12/20	EMITIDO PARA CONSTRUCCION	HELPER LAZO ALFREDO MATEO	UCSM2021-EL-SFV-01
				UCSM2021-EL-TG-01
				UCSM2021-EL-SFV-02



TESIS: DISEÑO, INSTALACIÓN Y ANÁLISIS DE UN SISTEMA DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA PARA LOS PRINCIPALES EQUIPOS DE COMUNICACIÓN DE EMERGENCIAS DE UNA COMPAÑIA DE BOMBEROS EN LA ZONA DE YANAHUARA - AREQUIPA	
ELECTRICIDAD ESCALA: S/E	PLANO: DETALLES DE CONEXIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS LAMINA N°: UCSM2021-EL-SFV-03



SOPORTE DE LOS PANELES
ESCALA 1:40 UNIDAD: mm




LEYENDA		
N°	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
A	UNION GUÍA DE RIELES	10
B	LFEET PARA FIJACIÓN DE LOS SOPORTES A LA ESTRUCTURA DE ACERO.	14
C	ABRAZADERA DE FIJACIÓN FINAL DEL ARREGLO DE PANELES FOTOVOLTAICOS	4
D	ABRAZADERA DE FIJACIÓN INTERMEDIA ENTRE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS	10
E	RIEL DE SOPORTE DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS	12
1	GUÍA	10
2	TORNILLO ALLEN M8 L15	20
3	BASE DENTADA PARA FIJADOR FINAL	4
4	FIJADOR FINAL DENTADO PARA PANEL FOTOVOLTAICO	4
5	TUERCA RECTANGULAR PARA ABRAZADERA FINAL	4
6	TORNILLO ALLEN M8 L20	4
7	ARANDELA M8	4
8	TORNILLO M8	10
9	FIJADOR RECTANGULAR A PRESIÓN PARA FIJAR ENTRE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS	10
10	TURCA CUADRADA DE ABRAZADERA INTERMEDIA	10
11	TURCA CUADRADA DE LFEET PARA ASEGURAR EL SOPORTE	14
12	TORNILLO ALLEN M8 L20	14
13	BASE DEL LFEET	14
14	PERNO HEXAGONAL 5/16" x 4" (Ver nota 2)	14
15	ARANDELA PLANA DE 5/16"	28
16	ARANDELA A PRESIÓN 5/16"	14
17	TUERCA HEXAGONAL 5/16"	14

MATERIAL	
SOPORTE	ALUMINIO AL60005-T5
TORNILLERIA	SUS304 / A2-70 / SM16428 / SM16595 / SM16602

TORQUE DE APRIETE	
TORNILLOS M8	12 Nm
TORNILLOS ALLEN M8L15	12 Nm
TORNILLOS ALLEN M8L20	20 Nm
PERNO HEXAGONAL 5/16"	40 Nm

- NOTAS:**
- LOS SOPORTES L FEET SE HAN DISTRIBUIDOS LO MAS SIMETRICOS POSIBLES, TENIENDO VARIACIONES DEBIDO A OBSTRUCCIONES VISTAS EN CAMPO.
 - LA LONGITUD DEL PERNO HEXAGONAL 5/16" DEPENDERA DE LA BARRA DE ACERO A FIJAR, PARA LAS BARRAS DE 75x75mm SE USARA PERNOS DE LONGITUD DE 4" Y PARA LAS BARRAS DE 50x25mm SE USARA PERNOS DE LONGITUD DE 3"

REV.	FECHA	DESCRIPCION	ELABORADO POR:	PLANOS DE REFERENCIA
A	25/12/20	EMITIDO PARA CONSTRUCCION	HELPER LAZO ALFREDO MATEO	UCSM2021-ME-SFV-02

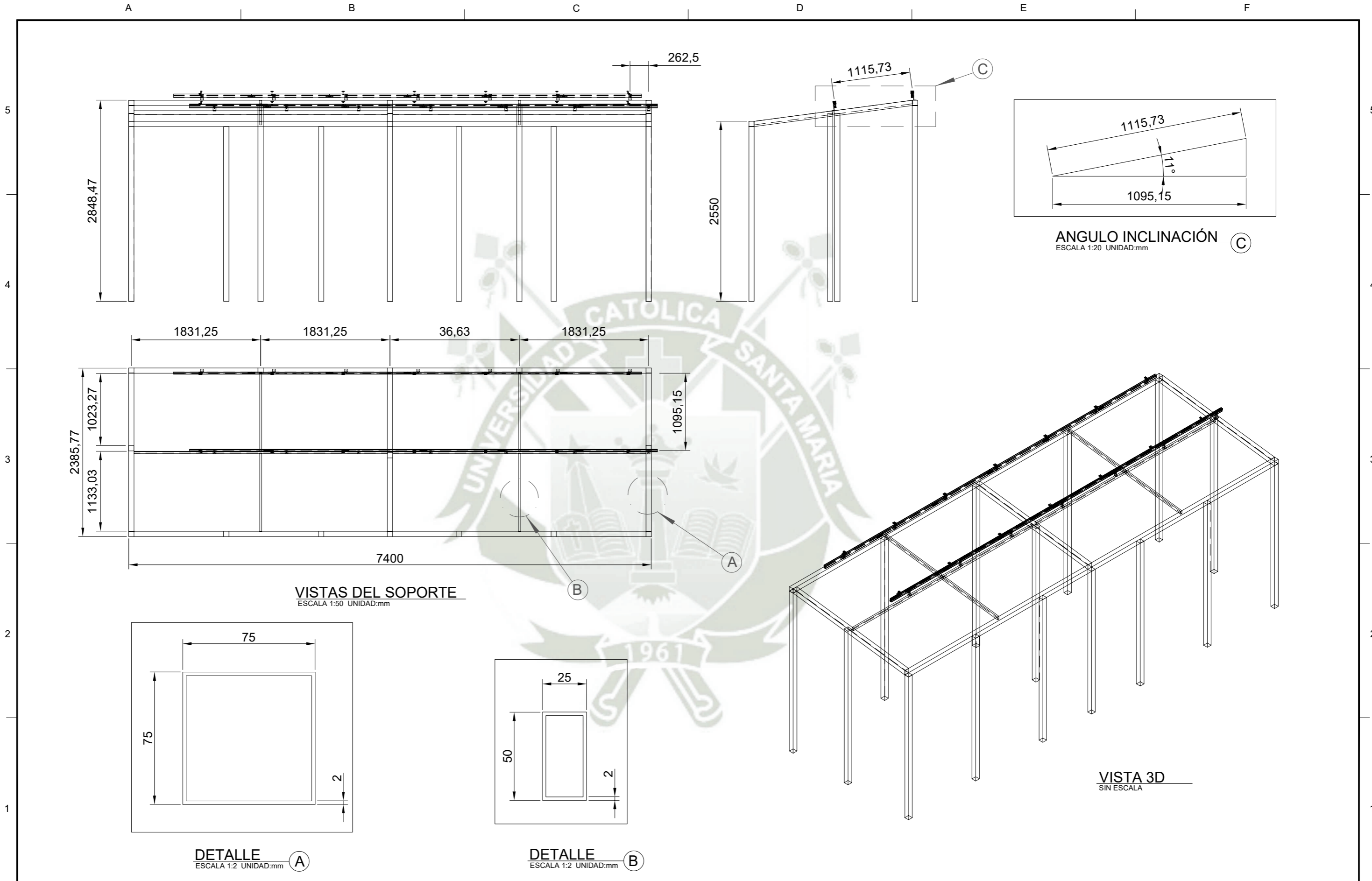


TESIS:
DISEÑO, INSTALACIÓN Y ANÁLISIS DE UN SISTEMA DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA PARA LOS PRINCIPALES EQUIPOS DE COMUNICACIÓN DE EMERGENCIAS DE UNA COMPAÑIA DE BOMBEROS EN LA ZONA DE YANAHUARA - AREQUIPA

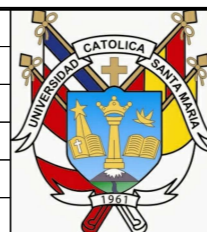
PLANO:
MECÁNICO
DETALLES DE INSTALACIÓN DE LOS SOPORTES

ESCALA:
ESPECIFICADA

LAMINA N°:
UCSM2021-ME-SFV-01



REV.	FECHA	DESCRIPCION	ELABORADO POR:	PLANOS DE REFERENCIA
A	17/01/20	EMITIDO PARA CONSTRUCCIÓN	HELPER LAZO ALFREDO MATEO	UCSM2021-ME-SFV-01

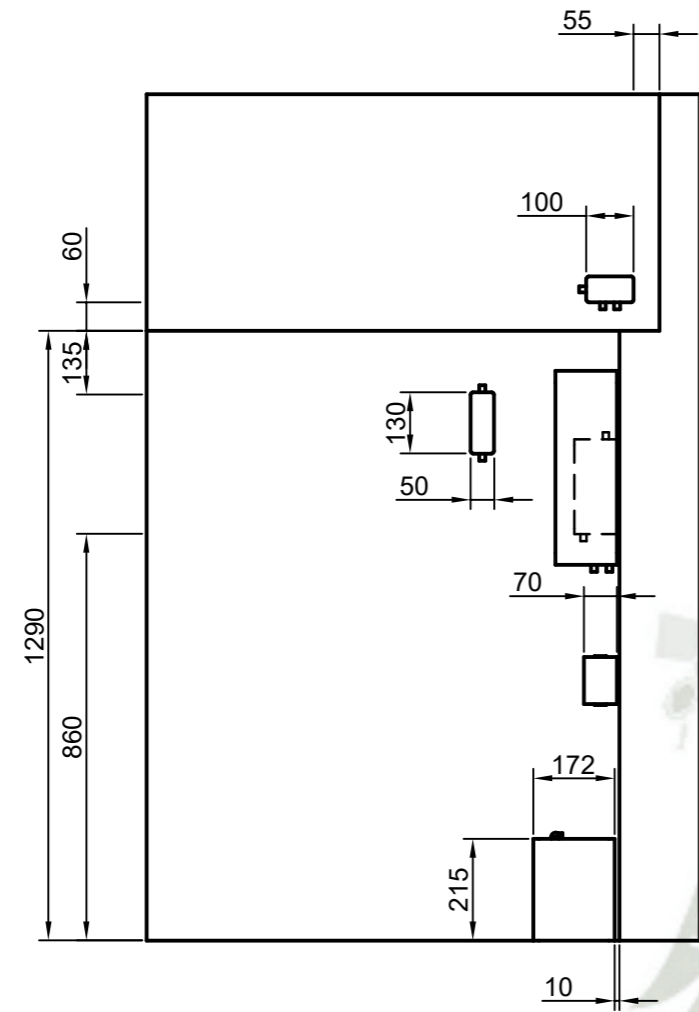


TESIS: DISEÑO, INSTALACIÓN Y ANÁLISIS DE UN SISTEMA DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA PARA LOS PRINCIPALES EQUIPOS DE COMUNICACIÓN DE EMERGENCIAS DE UNA COMPAÑIA DE BOMBEROS EN LA ZONA DE YANAHUARA - AREQUIPA	
MECÁNICO ESCALA: ESPECIFICADA	PLANO: DETALLES DE LA ESTRUCTURA DE ACERO Y SOPORTES LAMINA N°: UCSM2021-ME-SFV-02

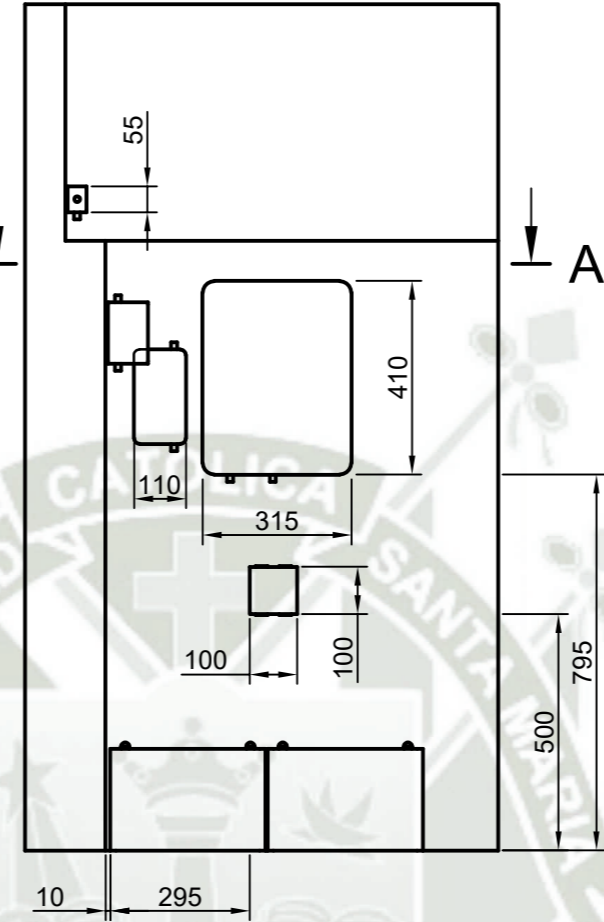
A B C D E F

5
4
3
2
1

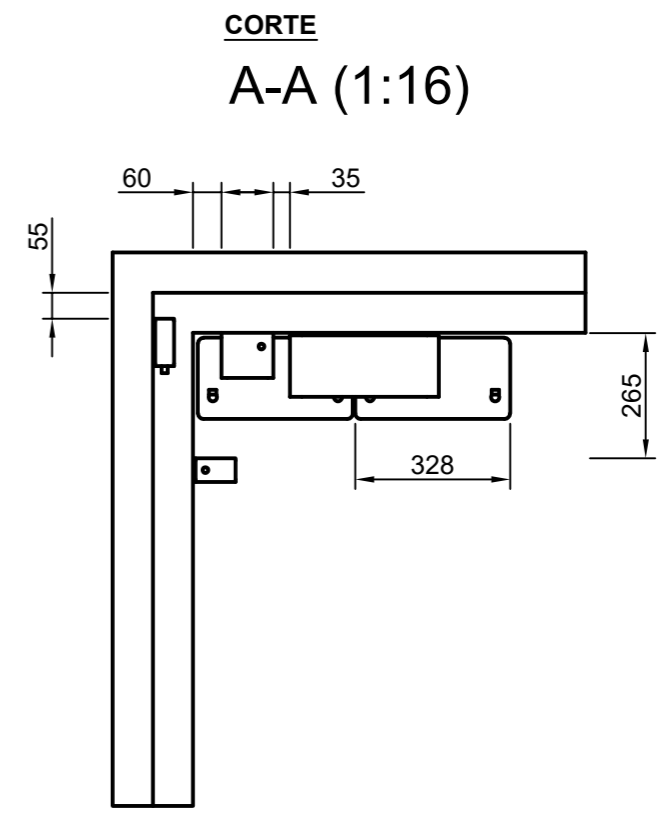
5
4
3
2
1



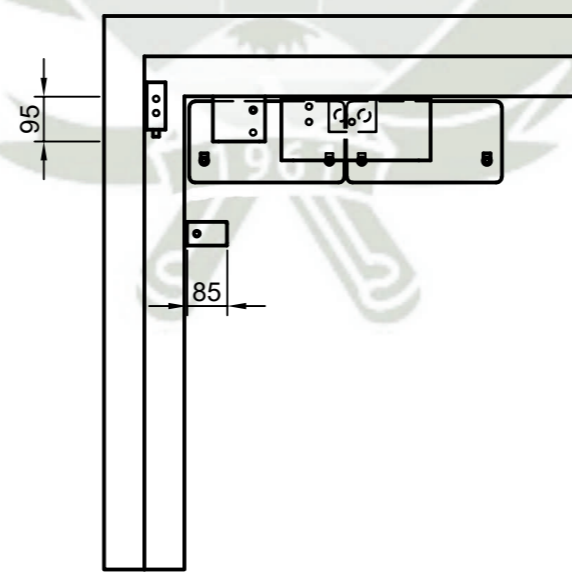
VISTA LATERAL



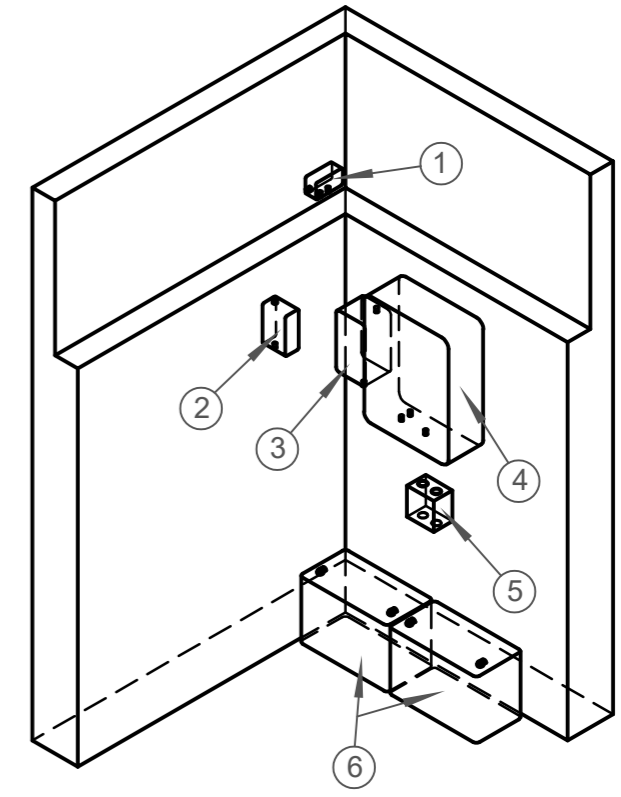
VISTA FRONTAL



CORTE
A-A (1:16)



VISTA SUPERIOR



VISTA 3D

LEYENDA	
N°	DESCRIPCIÓN
1	CAJA DE PASO RECTANGULAR METALICA 3/4" SEMIPESADA CON TAPA CIEGA RECTANGULAR
2	TABLERO ADOSABLE 2P PVC PARA LA ALIMENTACIÓN DE C.A. DESDE EL TABLERO GENERAL AL INVERSOR.
3	TABLERO ADOSABLE 4P PARA ALIMENTACIÓN DE C.C. DESDE EL ARREGLO DE PANELES FOTOVOLTAICOS AL INVERSOR
4	INVERSOR GROWATT SPF3000TL HVM-24 HÍBRIDO ONDA SENOIDAL PURA Y CONTROLADOR MPPT
5	CAJA DE PVC CON CONOS ADAPTADO PARA COLOCAR EL DISPOSITIVO MANUAL DE CORTA CORRIENTE DE LAS BATERÍAS
6	BATERÍAS RITAR AGM 12V 100AH CONECTADAS EN SERIE POR MEDIO DE UN CONDUCTOR SGT-OH 25mm ²

REV.	FECHA	DESCRIPCIÓN	ELABORADO POR:	PLANOS DE REFERENCIA
A	25/12/20	EMITIDO PARA CONSTRUCCION	HELPER LAZO ALFREDO MATEO	UCSM2021-EL-SFV-01
				UCSM2021-EL-SFV-02



TESIS: DISEÑO, INSTALACIÓN Y ANÁLISIS DE UN SISTEMA DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA PARA LOS PRINCIPALES EQUIPOS DE COMUNICACIÓN DE EMERGENCIAS DE UNA COMPAÑIA DE BOMBEROS EN LA ZONA DE YANAHUARA - AREQUIPA			
MECÁNICO		PLANO: PLANO DE INSTALACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	
ESCALA: 1:16	UNIDAD: mm	LAMINA N°: UCSM2021-ME-SFV-03	A

Anexo B: Informe de Simulación del Software PVSyst

Sistema Aislado: Parámetros de la simulación					
Proyecto :		YanahuaraB140 CONECTADO A LA RED			
Lugar geográfico	Arequipa	País	Peru		
Ubicación	Latitud	-16.32° S	Longitud	-71.55° W	
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT-5	Altitud	2730 m	
	Albedo	0.20			
Datos climatológicos:	Arequipa	Meteonorm 7.1 (1991-2010) - Síntesis			
Variante de simulación : VarianteConRedElec y circuito adicional					
	Fecha de simulación	06/05/21 11h54			
Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Stand-alone system			
Orientación Plano Receptor	Inclinación	11°	Acimut	11°	
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm	
Perfil obstáculos	Elevación Media	1.2°			
Sombras cercanas	Sombreado lineal				
Características generador FV					
Módulo FV	Si-poly	Modelo	AE CQ P6/72 270		
Custom parameters definition		Fabricante	AE Solar		
Número de módulos FV		En serie	2 módulos	En paralelo	3 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	6	Pnom unitaria	270 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	1620 Wp	En cond. funciona.	1458 Wp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	56 V	I mpp	26 A
Superficie total		Superficie módulos	9.8 m²	Superf. célula	8.8 m ²
Factores de pérdida Generador FV					
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (viento)	0.0 W/m ² K / m/s	
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	35 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
Pérdida Diodos en Serie	Caída de Tensión	0.7 V	Fracción de Pérdidas	1.1 % en STC	
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	-1.2 %	
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP	
Strings Mismatch loss			Fracción de Pérdidas	0.10 %	
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05	
Parámetro del Sistema	Tipo de sistema	Sistema Aislado			
Batería	Modelo	RA12-100			
	Fabricante	RITAR			
Características del banco de baterías	Tensión	24 V	Capacidad Nominal	100 Ah	
	N° de unidades	2 en serie			
	Temperatura	Fijo (20°C)			
Regulador	Modelo	SPF 3000TL HVM-24			
	Fabricante	Growatt			
	Tecnología	MPPT converter			
Convertidor	Eficiencias Máx. y EURO	98.0 / 94.0 %		Coef. temp.	-5.0 mV/°C/elem.
Umbral de Regulación Baterías	Threshold commands as	SOC calculation			
	Carga	SOC = 0.90 / 0.75		i.e. approx.	26.3 / 23.8 V
	Descarga	SOC = 0.20 / 0.45		i.e. approx.	22.2 / 23.2 V
Necesidades de los usuarios :	perfil diario	Constante durante el año			
	media	9.3 kWh/Día			

Sistema Aislado: Resultados principales

Proyecto : YanahuaraB140 CONECTADO A LA RED

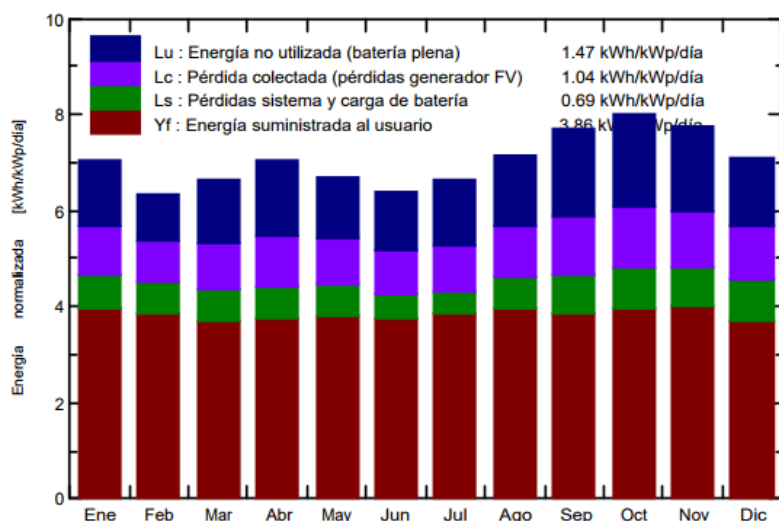
Variante de simulación : VarianteConRedElec y circuito adicional

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado	
Perfil obstáculos	Elevación Media	1.2°	
Sombras cercanas	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	inclinación	11°	acimut 11°
Módulos FV	Modelo	AE CQ P6/72 270	Pnom 270 Wp
Generador FV	N° de módulos	6	Pnom total 1620 Wp
Batería	Modelo	RA12-100	Tecnología Pb-ácido, cerrada, AGM
Banco de baterías	N° de unidades	2	Tensión/Capacidad 24 V / 100 Ah
Necesidades de los usuarios	perfil diario	Constante durante el año	Global 3403 kWh/año

Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía disponible	3440 kWh/año	Produc. específico	2124 kWh/kWp/año
	Energía utilizada	2280 kWh/año	Exced. (inutilizado)	867 kWh/año
	Factor de rendimiento (PR)	54.67 %	Fracción solar SF	66.98 %
Pérdida de carga	Fracción de tiempo	55.1 %	Energía faltante	1124 kWh/año
Inversión	Total incl. impuestos	9571 \$/.	Específico	5.91 \$/./Wp
Costo anual	Anualidades (Préstamo 12.0%, 20 años)	1281 \$/./a.	Costo de explotación	254 \$/./a.
Costo de energía		0.67 \$/./kWh		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1620 Wp



VarianteConRedElec y circuito adicional

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail kWh	EUnused kWh	E Miss kWh	E User kWh	E Load kWh	SolFrac
Enero	228.9	211.5	294.1	68.77	89.0	200.0	289.1	0.692
Febrero	179.6	170.7	238.0	43.58	86.3	174.8	261.1	0.669
Marzo	200.7	199.7	274.9	66.38	103.8	185.3	289.1	0.641
Abril	195.9	204.9	282.9	77.71	97.1	182.6	279.7	0.653
Mayo	182.9	200.7	278.2	63.31	97.7	191.4	289.1	0.662
Junio	164.8	184.7	258.9	59.32	96.5	183.2	279.7	0.655
Julio	178.9	199.0	279.2	69.52	96.2	192.9	289.1	0.667
Agosto	201.2	215.3	296.8	73.84	90.3	198.7	289.1	0.687
Septiembre	220.0	224.1	306.3	88.83	91.3	188.4	279.7	0.674
Octubre	248.5	242.5	329.9	98.01	90.0	199.0	289.1	0.689
Noviembre	240.9	226.6	310.1	85.84	83.6	196.2	279.7	0.701
Diciembre	232.8	213.2	291.0	71.92	101.8	187.2	289.1	0.648
Año	2475.2	2493.1	3440.3	867.02	1123.6	2279.7	3403.4	0.670

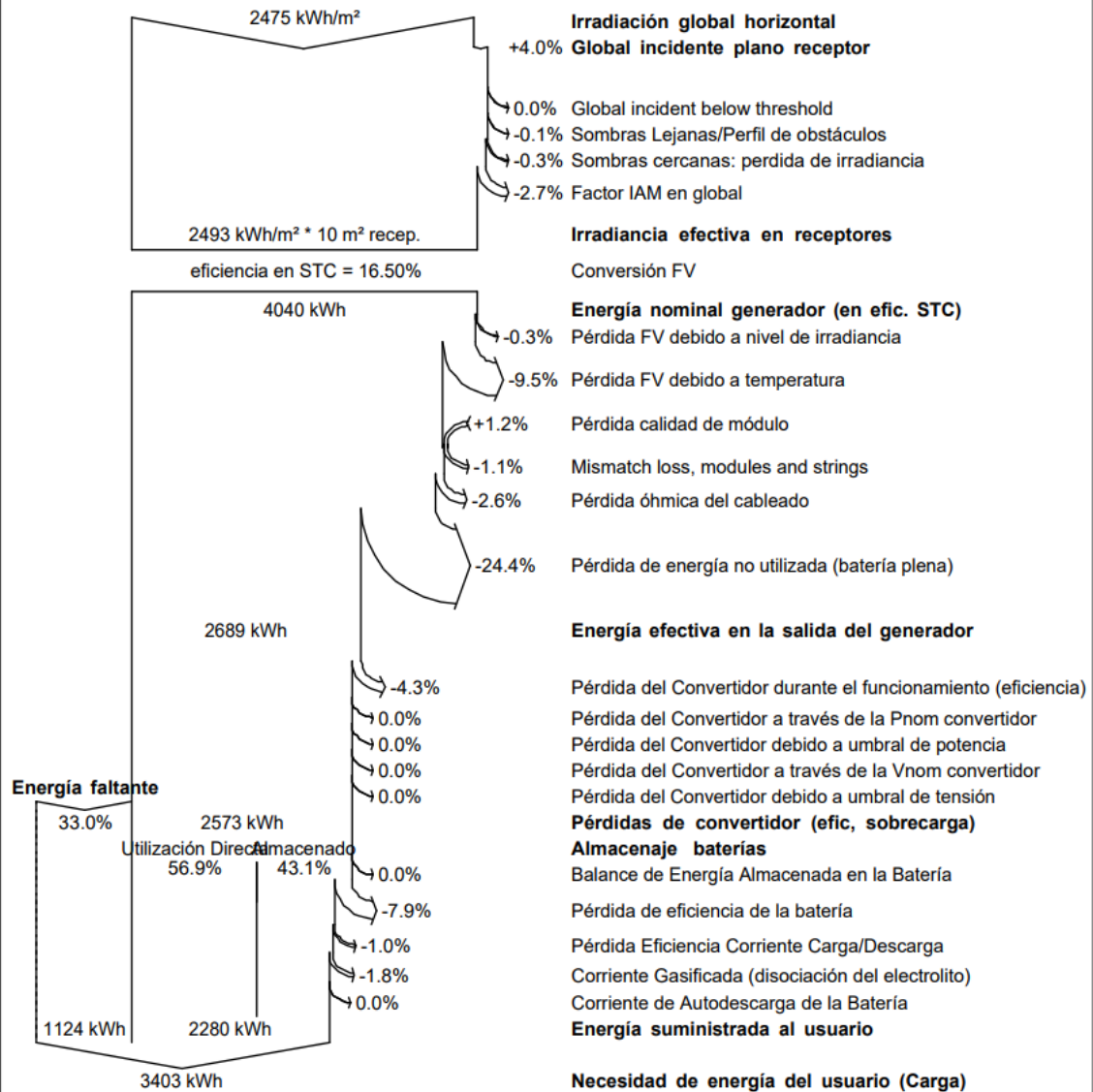
Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	E Miss	Energía faltante
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	E User	Energía suministrada al usuario
	E Avail	Energía Solar Disponible	E Load	Necesidad de energía del usuario (Carga)
	EUnused	Pérdida de energía no utilizada (batería plena)	SolFrac	Fracción solar (EUtilizada/ECarga)

Sistema Aislado: Diagrama de pérdidas

Proyecto : YanahuaraB140 CONECTADO A LA RED
Variante de simulación : VarianteConRedElec y circuito adicional

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado		
Perfil obstáculos	Elevación Media	1.2°		
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	11°	acimut	11°
Módulos FV	Modelo	AE CQ P6/72 270	Pnom	270 Wp
Generador FV	N° de módulos	6	Pnom total	1620 Wp
Batería	Modelo	RA12-100	Tecnología	Pb-ácido, cerrada, AGM
Banco de baterías	N° de unidades	2	Tensión/Capacidad	24 V / 100 Ah
Necesidades de los usuarios	perfil diario	Constante durante el año	Global	3403 kWh/año

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Aislado: Evaluación económica

Proyecto : YanahuaraB140 CONECTADO A LA RED

Variante de simulación : VarianteConRedElec y circuito adicional

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado		
Perfil obstáculos	Elevación Media	1.2°		
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	11°	acimut	11°
Módulos FV	Modelo	AE CQ P6/72 270	Pnom	270 Wp
Generador FV	N° de módulos	6	Pnom total	1620 Wp
Batería	Modelo	RA12-100	Tecnología	Pb-ácido, cerrada, AGM
Banco de baterías	N° de unidades	2	Tensión/Capacidad	24 V / 100 Ah
Necesidades de los usuarios	perfil diario	Constante durante el año	Global	3403 kWh/año

Inversión

Módulos FV (Pnom = 270 Wp)	6 unidades	397 S/. / unidad	2380 S/.
Soportes/Integración		104 S/. / módulo	625 S/.
Baterías (12 V / 100 Ah)	2 unidades	506 S/. / unidad	1012 S/.
regulador			1912 S/.
Ajustes, cableado, ...			910 S/.
Mano de obra			1271 S/.
Sustitución subestimada			0 S/.
Inversión bruta (sin impuestos)			8111 S/.

Financiamiento

Inversión bruta (sin impuestos)		8111 S/.
Impuestos sobre la inversión (IVA)	Tasa 18.0 %	1460 S/.
Inversión bruta (con IVA)		9571 S/.
Subsidios		0 S/.
Inversión neta (todos impuestos incluidos)		9571 S/.
Anualidades	(Préstamo 12.0 % sobre 20 años)	1281 S/./año
manten.		0 S/./año
seguro, impuestos anuales		0 S/./año
Provisión para remplazo batería	(tiempo de vida 3.0 años)	254 S/./año
Costo total anual		1536 S/./año

Costo de energía

Energía solar utilizada	2280 kWh / año
Energía excedente (batería plena)	867 kWh / año
Costo de energía utilizada	0.67 S/. / kWh

Anexo C: Cotizaciones

Presupuesto # SO8543



CLIENTE
HELPER LAZO, ALFREDO MATEO
RUC: 70875895

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	DESC.(%)	IMPORTE
[AE270P660USD] Modulo Solar 270wp Policristalino AE Solar PowerPlus	6,00 Unidad(es)	108,6900	5,00	\$ 619,53
[TMC4P3Y1USD] Conector Triple MC4 Multicontact 3 en 1 con Cable por pares	1,00 Unidad(es)	14,0800	0,00	\$ 14,08
[TMC4PUSD] Acc. Conexión Panel Solar Terminal MC4 Twinsel x pares ** Garantía 5 años **	1,00 Unidad(es)	2,7700	0,00	\$ 2,77
[SPF3000TLHVMUSD] Inversor Growatt 24V 3000VA/3000W / 50A MPPT / Cargador 30A ** Garantía 2 años **	1,00 Unidad(es)	476,2500	0,00	\$ 476,25
[RA12100USD] BATERIA SOLAR AGM RITAR 12V 100AH	2,00 Unidad(es)	135,5900	3,00	\$ 263,04
[CCPB2530USD] CABLE 25mm2-4AWG PARA CONEXION SERIE BATERIA	1,00 Unidad(es)	1,7500	0,00	\$ 1,75

Subtotal	\$ 1.377,42
IGV 18% en \$ 1.377,42	\$ 247,95
Total	\$ 1.625,37

Presupuesto # SO8819



CLIENTE
HELPER LAZO, ALFREDO MATEO
RUC: 70875895

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	IMPORTE
[FUSE32AUSD] Fusible Cilindrico FEE0 32A DC + Portafusible	2,00 Unidad(es)	8,0800	\$ 16,16
[DC2P32AUSD] DC Interruptor FEE0 2P 32A 800VDC	1,00 Unidad(es)	22,8500	\$ 22,85
[TMC4PUSD] Acc. Conexión Panel Solar Terminal MC4 Twinsel x pares ** Garantía 5 años **	4,00 Unidad(es)	2,7700	\$ 11,08
[GSWFUSD] Growatt Shine Wifi-F	1,00 Unidad(es)	33,0700	\$ 33,07

Subtotal	\$ 83,16
IGV 18% en \$ 83,16	\$ 14,96
Total	\$ 98,12

DOCUMENTO	NÚMERO	PÁGINA
Presupuesto	1 001121	1



CLIENTE	R.U.C.	AGENTE	FORMA DE PAGO	VALIDEZ DE LA OFERTA
14210	70875895-5	23 Aldo Villafuerte		1 Mes, salvo cambio de tarifa

GARANTÍA DE UN AÑO EN LOS EQUIPOS OFERTADOS

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UD.	SUBTOTAL	DTO.	TOTAL
1501015	***REQUERIMIENTO*** Estructura Cubierta Metálica 6 Panel KH915	1	624,71	624,71		624,71
5201014	Cable Unifilar PV SOLAR 6 mm2 de 1,5kV Rojo	8	6,83	54,64		54,64
5201016	Cable Unifilar PV SOLAR 6 mm2 de 1,5kV Negro ***Envío gratuito a provincia por Marvisur	8	6,83	54,64		54,64

TIPO	IMPORTE	DESCUENTO	PRONTO PAGO	PORTES	FINANCIACIÓN	BASE	I.G.V	R.E.
18,00	733,99					733,99	132,12	
10,00								
4,00								

TOTAL: 866,11 S/.

NO INCLUYE ENVÍO NI INSTALACION, SALVO SE ESPECIFIQUE EN LA COTIZACIÓN
GARANTIA DE TRANSPORTE A PROVINCIA SOLO POR LAS EMPRESAS:
MARVISUR - SHALOM - OLVA COURIER

TIPO DE MONEDA: SOLES

Anexo D: Hojas de Datos

Panel Fotovoltaico AE270P6-60H

TECHNICAL DATA

AE P6-60H Series 265W-290W

SPECIFICATIONS		AE265P6-60H	AE270P6-60H	AE275P6-60H	AE280P6-60H	AE285P6-60H	AE290P6-60H
Nominal Max. Power	P _{max} (Wp)	265	270	275	280	285	290
Maximum power voltage	V _{mp} (V)	30.41	30.82	31.24	31.65	32.07	32.48
Maximum power current	I _{mp} (A)	8.71	8.76	8.80	8.85	8.89	8.93
Open-circuit voltage	V _{oc} (V)	38.10	38.31	38.52	38.72	38.93	39.14
Short-circuit current	I _{sc} (A)	9.26	9.31	9.35	9.38	9.44	9.47
Module efficiency	(%)	16.19	16.50	16.80	17.11	17.41	17.72
Power tolerance	P _{max} (Wp)	0 / + 4.99					
Maximum system voltage DC	(V)	1500					
Maximum series fuse rating	(A)	15					
Operating temperature	(°C)	-40 to +85					
Temp. coefficients of P _{max}	(%/°C)	-0.40					
Temp. coefficients of V _{oc}	(%/°C)	-0.31					
Temp. coefficients of I _{sc}	(%/°C)	0.053					
Nom. Operating cell temp.(NOCT)	(°C)	45±2					

The electrical data apply to standard test conditions (STC): Irradiance of 1000 W/m² with spectrum AM 1.5 and a cell temperature of 25°C.

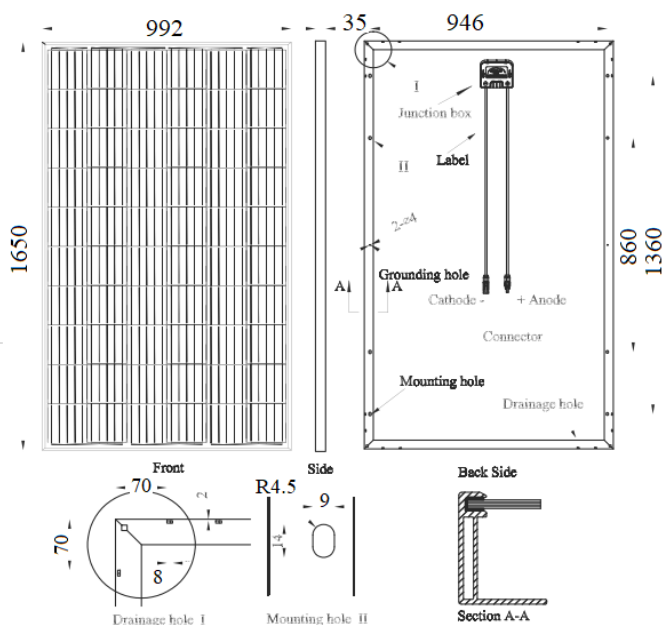
MATERIAL CHARACTERISTICS

Cell type	Poly-crystalline 156.75mm x 156.75mm
No. of cells	60 (6 x 10)
Dimensions	1650 x 992 x 35mm
Weight	17,5 kg
Junction box	IP 67 rated
Output cable	1 x 4.0mm ² , 900mm length
Connector type	MC 4 / MC 4 compatible
Hail resistance	Max. Ø 28 mm, at 23 m/s
Wind load	2400 Pa / 244 kg/m ²

PACKAGING INFORMATION

Packing configuration	64 pcs / double pallet
Loading Capacity	896 pcs / 40HQ
Size / pallet (mm)	1685 x 1135 x 2390
Weight	1220 kg / pallet

DIMENSIONS



AE5-D5H2019 V.002
All rights reserved. Specifications included in this data sheet are subject to change without notice.

AE Solar GmbH

Messerschmittring 54
86343 Königsbrunn
Germany

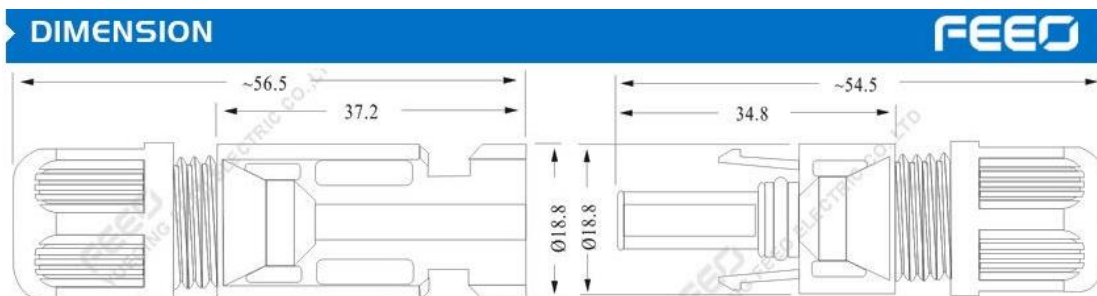
Tel.: +49 8231 92 92 52 2
Fax: +49 8231 97 82 68 9
Email: sales@ae-solar.com
Web: www.ae-solar.com

Inversor Controlador Hybrido SPF 3000TL HVM-24

Datasheet	SPF 3000TL HVM-24	SPF 3000TL HVM-48	SPF 5000TL HVM/HVM-P
Battery voltage	24VDC	48VDC	48VDC
Battery type	Lead-acid	Lithium/Lead-acid	Lithium/Lead-acid
INVERTER OUTPUT			
RATED POWER	3000VA/ 3000W	3000VA/ 3000W	5000VA/ 5000W
Parallel Capability	No	No	Yes, 6 units maximum
AC Voltage Regulation (Battery Mode)	230VAC \pm 5% @ 50/60Hz	230VAC \pm 5% @ 50/60Hz	230VAC \pm 5% @ 50/60Hz
Surge Power	6000VA	6000VA	10000VA
Efficiency (Peak)	93%	93%	93%
Waveform	Pure sine wave	Pure sine wave	Pure sine wave
Transfer Time	10 ms (For Personal Computers); 20 ms (For Home Appliances)		
SOLAR CHARGER			
Maximum PV Array Power	1500W	1800W	4500W
MPPT Range @ Operating Voltage	30VDC – 80VDC	60VDC – 115VDC	60VDC – 115VDC
Maximum PV Array Open Circuit Voltage	102VDC	145VDC	145VDC
Maximum Solar Charge Current	50A	30A	80A
Maximum Efficiency	98%	98%	98%
AC CHARGER			
Charge Current	30A	15A	60A
AC Input Voltage	230 VAC	230 VAC	230 VAC
Selectable Voltage Range	170-280 VAC (For Personal Computers) ; 90-280 VAC (For Home Appliances)		
Frequency Range	50Hz/60Hz (Auto sensing)	50Hz/60Hz (Auto sensing)	50Hz/60Hz (Auto sensing)
PHYSICAL			
Dimension (D/W/H) in mm	130/315/400	130/315/400	130/350/455
Net Weight (kgs)	8.5	8.5	11.5

Conectores MC4

corriente nominal	30A (1.5-10mm ²)
tensión nominal	1000 v DC
tensión de prueba	6000 V (50Hz, 1 min)
tipo de sobretensión/grado de contaminación	CAT & #8546;/2
resistencia de los contactos del conector	1m Ω
material de los contactos	cobre, estañado
material de aislamiento	PPO
grado de protección	IP2X/IP67
clase de la llama	UL84-VO
clase de seguridad	& #8545;
cable adecuado	OD 4.5-8.5 (1.5-10.0mm ²)
fuerza de inserción/retirada	\leq 50N/ \geq 50N



Batería RA12-100

RA12-100(12V100Ah)

Specification

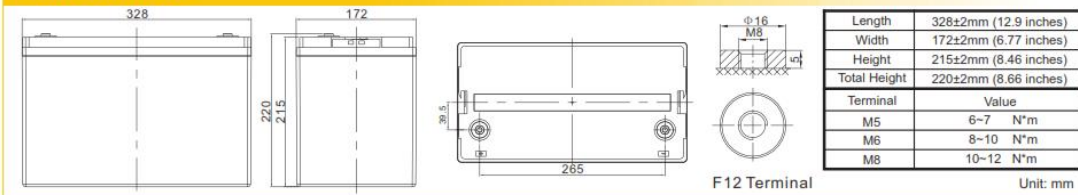
Cells Per Unit	6
Voltage Per Unit	12
Nominal Capacity	100Ah@10hour-rate to 1.80V per cell @25°C
Weight	Approx. 28.5 Kg (Tolerance ±3.0%)
Internal Resistance	Approx. 5.5 mΩ
Terminal	F5(M8)/F12(M8)
Max. Discharge Current	1000A (5 sec)
Short Circuit Current	2150A
Design Life	12 years (Float charging)
Max. Charging Current	30.0 A
Reference Capacity	C3 77.4AH C5 87.0AH C10 100.0AH C20 106.0AH
Standby Use Voltage	13.6 V~13.8 V @ 25°C Temperature Compensation: -3mV/°C/Cell
Cycle Use Voltage	14.6 V~14.8 V @ 25°C Temperature Compensation: -4mV/°C/Cell
Operating Temperature Range	Discharge: -20°C~60°C Charge: 0°C~50°C Storage: -20°C~60°C
Normal Operating Temperature Range	25°C ±5°C
Self Discharge	RITAR Valve Regulated Lead Acid (VRLA) batteries can be stored for up to 6 months at 25°C and then recharging is recommended. Monthly Self-discharge ratio is less than 3% at 25°C. Please charge batteries before using.
Container Material	A.B.S. UL94-HB, UL94-V0 Optional.



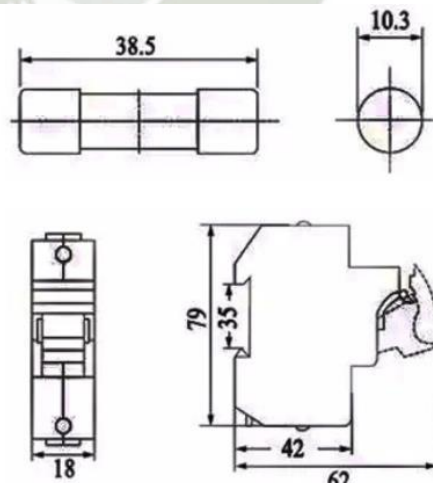
RA series is a general purpose battery with 12 years design life in float service. It meets with IEC, JIS, BS, GB/T and YD/T standards. With advanced AGM valve regulated technology and high purity raw material, the RA series battery maintains high consistency for better performance and reliable standby service life. It is suitable for UPS/EPS, Telecom, power grid, medical equipment, emergency light and security system applications.



Dimensions



Portafusible y Fusible DC 32A



Descripción general

Número de Modelo:	FDS-32B	Marca:	FEEO
Capacidad de rupt... Alto		Aplicación:	Sistema PV
Model:	FDS-32B	Estándares de seg...	IEC
Material:	Copper	Rated current:	1-32A
Rated voltage:	DC1000V	Pole:	1P
Standard:	IEC/EN60269	Weight:	0.07KG
Color:	Green	Certificate:	TUV

Conductor Fotovoltaico

Norma de referencia

UL PV WIRE / UL USE-2 / TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502



BAJA TENSIÓN CA: 0,6/1kV · CC: 1,8 kV



ZZ-F DUAL

Cables para instalaciones solares fotovoltaicas

DISEÑO

Conductor

Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según EN 60228.

Aislamiento

Goma libre de halógenos (tipo XLEVA según UL / tipo EI6 según TÜV).

Cubierta

Goma ignifugada (tipo XLEVA según UL / tipo EM8 según TÜV). Color negro.

APLICACIONES

Cables flexibles aptos para servicios móviles y para instalación fija. Adecuados para la conexión entre paneles fotovoltaicos y desde los paneles al inversor de corriente continua a alterna. Cable con certificado Dual, para los principales fabricantes mundiales de paneles solares y cajas de conexión.

Embalaje

Disponible en rollos con film retráctilado (longitudes de 50 y 100 m) y bobinas.

TOPSOLAR PV



TOPSOLAR PV ZZ-F DUAL 600 V

DIMENSIONES

Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre (A)	Int. Sobre Superficie (A)	Int. Adyacente a Superficie (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 4 (12 AWG)	6,3	71	55	52	44	14,3
1 x 6 (10 AWG)	6,9	91	70	67	57	9,49
1 x 10 (8 AWG)	8,6	148	98	93	79	5,46
1 x 16 (6 AWG)	9,6	206	132	125	107	3,47
1 x 25 (4 AWG)	11,0	296	176	167	142	2,23
1 x 35 (2 AWG)	12,1	390	218	207	176	1,58

❖ CARACTERÍSTICAS



Conductor:
Flexible clase 5/6



Radio de curvatura:
3 x diámetro exterior



Resistencia a los impactos: AG2 Medio



Resistencia a los rayos ultravioletas



Instalaciones solares fotovoltaicas



Temperatura mínima de servicio: -40°C



Marcaje: metro a metro



Resistencia al agua: AD7 Inmersión



Vida útil 30 años según UNE 60216-2



Intemperie



Temperatura máxima del conductor: 120°C



No propagación de la llama



Resistencia a los ataques químicos: excelente



Resistencia a grasas y aceites



Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s)



Instalación al aire libre: permanente



Resistencia a temperaturas ambientales extremas: excelente



Resistencia a abrasión

Norma nacional / Europea: UNE-EN 60332-1 / UNE-EN 50267-1 / UNE-EN 50267-2 / UNE-EN 61034 / NFC 32-070 (C2)
Norma internacional: IEC 60332-1 / IEC 60754-1 / IEC 60754-2 / IEC 61034