



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN
ENERGÍAS RENOVABLES**



**DISEÑO, IMPLEMENTACIÓN Y ANÁLISIS ECONÓMICO DE
UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED (SFCRs)
DE 2.16 kW CON MICROINVERSOR ANALIZADO EN LAS
CONDICIONES GEOGRÁFICAS Y CLIMATOLÓGICAS DE LA
CIUDAD DE JULIACA**

MARY CYMBEL VILCA CHOQUE

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE
INGENIERO EN ENERGÍAS RENOVABLES**

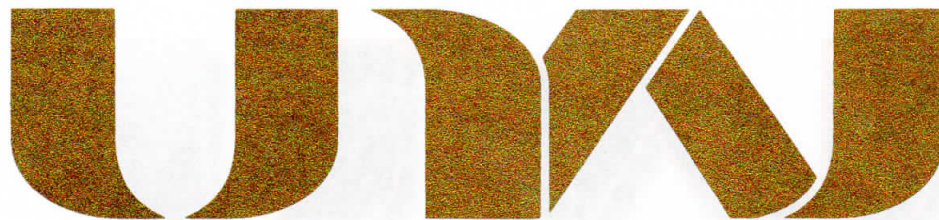
Asesor : Dr. Norman Jesús Beltrán Castañón



Juliaca - 2020



UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN
ENERGÍAS RENOVABLES



DISEÑO, IMPLEMENTACIÓN Y ANÁLISIS ECONÓMICO DE
UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED (SFCRs)
DE 2.16 kW CON MICROINVERSOR ANALIZADO EN LAS
CONDICIONES GEOGRÁFICAS Y CLIMATOLÓGICAS DE LA
CIUDAD DE JULIACA

MARY CYMBEL VILCA CHOQUE

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE
INGENIERO EN ENERGÍAS RENOVABLES

Asesor : Dr. Norman Jesús Beltrán Castañón



Juliaca - 2020

UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍAS
RENOVABLES



DISEÑO, IMPLEMENTACIÓN Y ANÁLISIS ECONÓMICO DE
UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED (SFCRs)
DE 2.16 kW CON MICROINVERSOR ANALIZADO EN LAS
CONDICIONES GEOGRÁFICAS Y CLIMATOLÓGICAS DE LA
CIUDAD DE JULIACA

Mary Cymbel Vilca Choque

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE

Ingeniero en Energías Renovables

Asesor: Dr. Norman Jesús Beltrán Castañón

Juliaca – 2020

Vilca, M. (2020). Diseño, implementación y análisis económico de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFGRs) de 2.16 kW con microinversor analizado en las condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca. (Tesis de Ingeniería). Universidad Nacional de Juliaca. Juliaca.

AUTOR: Mary Cymbel Vilca Choque

TÍTULO: Diseño, implementación y análisis económico de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFGRs) de 2.16 kW con microinversor analizado en las condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca

PUBLICACIÓN: Juliaca, 2020

DESCRIPCIÓN: Cantidad de páginas (118 pp.)

NOTA: Tesis de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energías Renovables — Universidad Nacional de Juliaca.

CÓDIGO: 02-00004-02/V699

NOTA: Incluye bibliografía.

ASESOR: Dr. Norman Jesús Beltrán Castañón

PALABRAS CLAVE:

Sistema fotovoltaico conectado a la red, microinversor.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍAS
RENOVABLES

“DISEÑO, IMPLEMENTACIÓN Y ANÁLISIS ECONÓMICO DE UN
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED (SFCRs) DE 2.16 kW CON
MICROINVERSOR ANALIZADO EN LAS CONDICIONES GEOGRÁFICAS Y
CLIMATOLÓGICAS DE LA CIUDAD DE JULIACA”

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO EN ENERGÍAS
RENOVABLES

Presentada por:

Bach. Mary Cymbel Vilca Choque

Sustentada y aprobada ante el siguiente jurado:

DR. HENRY PIZARRO VIVEROS

PRESIDENTE DE JURADO

M.SC. REYNALDO CONDORI YUCRA

JURADO (Secretario)

M.SC. JHON EDUARDO ABARCA SUCA

JURADO (Vocal)



2° MIEMBRO



3° MIEMBRO



ASESOR DE TESIS

Dedicatoria

Va dedicado a mi padre espiritual, el que guía mi camino, me levanta cada vez que tropiezo, me da fuerzas para no rendirme y cuidar siempre de mí. A mi familia por haberme apoyado moralmente, inculcado valores, y enseñarme que la familia es lo más valioso que puedes tener en la vida por que estarán ahí cuando más los necesites.

Agradecimiento

Mi agradecimiento se dirige en especial al Dr. Norman Jesús Beltrán Castañón por sus consejos, su apoyo incondicional como también darme la oportunidad de ser parte de un grupo de investigación y haberme guiado para llevar a cabo este trabajo de investigación. Al Grupo de Investigación y Desarrolló en Tecnología Solar Fotovoltaica – GRIDSOLAR: al Dr. Henry Pizarro Viveros, y al M.Sc. Reynaldo Condori Yucra. De la misma manera al Grupo de estudios y desenvolvimiento de alternativas energéticas GEDAE por compartir sus conocimientos y a mis docentes que me orientaron y motivaron a investigar durante los cinco años.

Este trabajo fue financiado por el Consejo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Tecnológica CONCYTEC – Fondo Nacional de Desarrolló Científico, Tecnológico y de Innovación Tecnológica FONDECYT en el marco de la convocatoria E041- 01 con el contrato N° 180-2018-FONDECYT-BM-IADT-AV, que se participó con el proyecto “Diseño y Validación de la Operación y Monitoreo de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (SFCRs) en Condiciones Extremas del Altiplano sobre los 3800 msnm”

ÍNDICE GENERAL

Índice de tablas.....	ix
Índice de figuras.....	x
Índice de anexos.....	xii
Lista de abreviaturas.....	xiii
Lista de símbolos.....	xiv
Resumen.....	xvi
Abstract.....	xvii
INTRODUCCIÓN.....	18
CAPITULO 1 - PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	21
1.1 Formulación del problema.....	21
1.1.1 Problema general.....	21
1.1.2 Problemas específicos.....	22
1.2 Objetivos de la investigación.....	22
1.2.1 Objetivo general.....	22
1.2.2 Objetivos específicos.....	22
1.3 Justificación de la investigación.....	22
CAPITULO 2 - REVISIÓN DE LA LITERATURA.....	24
2.1 Recurso solar.....	24
2.1.1 Características del sol.....	24
2.1.2 Geometría sol-tierra.....	24
2.2 Radiación solar.....	26
2.3 Componentes de la radiación solar.....	26
2.4 Instrumentos de medición de la radiación solar.....	27
2.5 Dispositivos de conversión fotovoltaica.....	28
2.5.1 Conversión fotovoltaica.....	29
2.5.2 Características eléctricas de las células y módulos fotovoltaicas.....	30
2.6 Generador fotovoltaico.....	35
2.6.1 Principales tipos de módulos existentes en el mercado.....	36
2.7 Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica.....	38
2.8 Perfil de operación de un SFCR.....	38
2.9 Arquitectura de conexión de generadores FV a la red eléctrica.....	39

2.10	Microinversor.....	40
2.11	Energía solar en el Perú	42
2.12	Modelamiento y dimensionamiento de los SFCR	43
	2.12.1 Generador fotovoltaico	43
	2.12.2 Inversor C.C. - C.A.	45
CAPITULO 3 - MATERIALES Y MÉTODOS.....		53
3.1	Formulación de hipótesis	53
	3.1.1 Hipótesis general.....	53
	3.1.2 Hipótesis específico	53
3.2	Materiales.....	53
	3.2.1 Recursos humanos	53
	3.2.2 Recursos materiales o equipos	53
3.3	Metodología del diseño del SFCR.....	58
	3.3.1 Metodología para el diseño mecánico de la estructura de soporte.....	58
	3.3.2 Metodología de diseño eléctrico	62
	3.3.3 Metodología para obtención de la irradiación solar	66
	3.3.4 Metodología para la simulación de sombras.....	68
3.4	Implementación del SFCR.....	71
	3.4.1 Ubicación del sistema fotovoltaico.....	71
	3.4.2 Montaje de estructuras de soporte.....	73
	3.4.3 Montaje de los módulos fotovoltaicos	75
	3.4.4 Instalación de los microinversores.....	75
	3.4.5 Instalación de medidores y sistemas de protección	76
	3.4.6 Instalación eléctrica.....	76
3.5	Análisis económico.....	77
	3.5.1 Presupuesto de la instalación	78
	3.5.2 Energía producida por el SFCR con microinversor	79
	3.5.3 Flujos de caja	81
	3.5.4 El consumo de una vivienda tipo	84
	3.5.5 Financiamiento.....	86
	3.5.6 Valor Presente Neto (VPN).....	87
	3.5.7 Tasa Interna de Retorno (TIR).....	87
	3.5.8 Período de recuperación simple (PRS)	88

CAPITULO 4 - RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	90
4.1 Resultados del diseño del SFCR con microinversor.....	90
4.2 Resultados de la implementación del SFCR con microinversor.....	91
4.3 Resultados del análisis económico del SFCR con microinversor.....	94
CAPITULO 5 - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	96
5.1 Conclusiones.....	96
5.2 Recomendaciones	97
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	98
ANEXOS	102
A.1 Soporte de monoposte.....	103
A.2 Marco del soporte de monoposte.....	104
A.3 Soporte de acople del soporte de monoposte.....	105
A.4 Monoposte.....	106
A.5 Soporte de monoposte general.....	107
A.6 Ensamblaje de soporte del monoposte.....	108
A.7 Diagrama multifilar del SFCR con microinversor.....	109
A.8 Ficha técnica del módulo fotovoltaico 1.....	110
A.9 Ficha técnica del módulo fotovoltaico 2.....	111
A.10 Ficha técnica del microinversor M215 1.....	112
A.11 Ficha técnica del microinversor M215 2.....	113
A.12 Ficha técnica del DPS 1.....	114
A.13 Ficha técnica del DPS 2.....	115
A.14 Ficha técnica del DPS 3.....	116
A.15 Ficha técnica del disyuntor o interruptor termomagnético 1.....	117
A.16 Ficha técnica del disyuntor o interruptor termomagnético 2.....	118

Índice de tablas

Tabla 3.1. Características del módulo fotovoltaico adaptado del fabricante.	55
Tabla 3.2. Características del generador fotovoltaico adaptado del fabricante.	55
Tabla 3.3. Características del microinversor M215 adaptado del fabricante.	57
Tabla 3.4. Características con 8 microinversores M215 adaptado del fabricante.	58
Tabla 3.5. Dispositivo de Protección contra Sobrecargas DPS Clamper clase II adaptado del fabricante.....	65
Tabla 3.6. Datos de irradiación e irradiancia solar mensual en el plano de 15° adaptado de Proyecto de investigación docentes (2019).....	67
Tabla 3.7. Datos de temperatura ambiente y temperatura de la célula adaptado del Proyecto de investigación docentes (2019).....	67
Tabla 3.8. Datos de irradiación en el plano horizontal, adaptado de la base de datos de Retscreen.....	68
Tabla 3.9. Presupuesto del proyecto adaptación propia.	79
Tabla 3.10. Energía producida por el SFCR con microinversor y conectada a la red adaptado de Creus (2014).	81
Tabla 3.11. Datos de partida adaptado de Creus (2014).....	82
Tabla 3.12. Muestra los ingresos y egresos del SFCR adaptación propia.....	84
Tabla 3.13. Costo de inversión para una residencia familiar adaptación propia.	86
Tabla 4.14. Datos de irradiación solar, temperatura ambiente, temperatura de la célula, potencia máxima del generador, potencia de salida del generador, potencia de salida del inversor y la eficiencia del microinversor adaptación propia.	93
Tabla 4.15. Resultados del análisis económico adaptación propia.....	95

Índice de figuras

Figura 2.1. La órbita de la tierra alrededor del sol, con su eje N-S adaptado de Pinho & Galdino (2014).	25
Figura 2.2. Muestra la declinación solar (δ) en cuatro posiciones de la tierra a lo largo del año adaptado de Pinho & Galdino (2014).	25
Figura 2.3. Balance radiactivo global de la tierra y la atmosfera adaptado de Días (2005).	26
Figura 2.4. Componentes de la radiación solar adaptado de Pinho & Galdino (2014).	27
Figura 2.5. Representación del proceso de conversión FV adaptado de Alcedo & Gonzales (2018).	30
Figura 2.6. Corriente eléctrica en función de la diferencia de potencial adaptado de Pinho & Galdino (2014).	33
Figura 2.7. Circuito básico para una célula fotovoltaica (modelo un diodo) adaptado de Pinho & Galdino (2014).	33
Figura 2.8. Curva I-V gris claro, y curva de potencia, gris oscuro de un módulo FV adaptado de Zilles et al. (2012).	35
Figura 2.9. Célula monocristalina adaptado de Linares (2019).	36
Figura 2.10. Célula policristalina adaptado de Linares (2019).	37
Figura 2.11. Célula de capa fina adaptado de Linares (2019).	37
Figura 2.12. Sistema fotovoltaico adaptado de Alcedo & Gonzales (2018).	39
Figura 2.13. Configuración básica de un SFCR adaptado de Teles (2017).	40
Figura 2.14. Potencia de salida disponible por cada módulo y por el generador FV adaptado de Johns, Phuc, & Seeman (2009).	41
Figura 2.15. Configuración de básica de un SFCR con microinversor adaptado de Zilles et al. (2012).	42
Figura 2.16. Sistema fotovoltaico con microinversor adaptado de Teles (2017).	42
Figura 3.17. Módulo FV fabricante, TELESUN modelo TP660P- 270 W adaptado del fabricante.	54
Figura 3.18. Microinversor modelo Enphase M215 adaptado del fabricante.	56
Figura 3.19. Marco de 45° propio de la estructura adaptado de Quispe (2019).	59

Figura 3.20. Soporte de acople adaptado de Quispe (2019).....	59
Figura 3.21. Soporte monoposte adaptado de Quispe (2019).	60
Figura 3.22. Estructura de soporte tipo monoposte del sistema FV adaptado de Quispe (2019).....	62
Figura 3.23. Diagrama multifilar del sistema fotovoltaico conectado a la red con microinversor adaptación propia.....	63
Figura 3.24. Factor de espaciamiento versus latitud del local de la instalación del generador fotovoltaico adaptado de Pinho et al. (2008).	69
Figura 3.25. Definición del espaciamiento mínimo entre el generador fotovoltaico y el obstáculo, para evitar sombras parciales adaptado de Pinho et al. (2008)....	70
Figura 3.26. Simulación de sombra en Sketchup, adaptación propia.....	70
Figura 3.27. Instituto de energías y eficiencia energética adaptado de SunEarthools (2020).....	72
Figura 3.28. Soportes de monoposte, adaptación propia.....	74
Figura 3.29. Montaje de la estructura de soporte adaptación propia.	74
Figura 3.30. Montaje de los módulos fotovoltaicos adaptación propia.....	75
Figura 3.31. Instalación del microinversor M215 adaptación propia.....	76
Figura 3. 32. Instalación del entubado del sistema fotovoltaico adaptación propia.....	77
Figura 3.33. Instalación conectada a la red eléctrica adaptado de Gonza (2018).	85
Figura 4.34. Separación entre módulos FV y estructura de soporte adaptación propia.	91
Figura 4.35. Pérdidas de conversión del microinversor adaptación propia.....	94
Figura 4.36. Curva de eficiencia del microinversor adaptación propia.....	94

Índice de anexos

Anexo 1. Soporte de monoposte.....	103
Anexo 2. Marco del soporte de monoposte.....	104
Anexo 3. Soporte de acople del soporte de monoposte.....	105
Anexo 4. Monoposte.....	106
Anexo 5. Soporte de monoposte general.....	107
Anexo 6. Ensamblaje de soporte del monoposte.....	108
Anexo 7. Diagrama unifilar del SFCR con microinversor.....	109
Anexo 8. Ficha técnica del módulo fotovoltaico 1.....	110
Anexo 9. Ficha técnica del módulo fotovoltaico 2.....	111
Anexo 10. Ficha técnica del microinversor M215 1.....	112
Anexo 11. Ficha técnica del microinversor M215 2.....	113
Anexo 12. Ficha técnica del DPS 1.....	114
Anexo 13. Ficha técnica del DPS 2.....	115
Anexo 14. Ficha técnica del DPS 3.....	116
Anexo 15. Ficha técnica del disyuntor o termomagnético1... ..	117
Anexo 16. Ficha técnica del disyuntor o termomagnético2... ..	118

Lista de abreviaturas

CONCYTEC	Consejo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Tecnológica
DPS	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones
DGE	Dirección General de Electricidad
FONDECYT	Fondo Nacional de Desarrollo Científico y Tecnológico
FV	Fotovoltaico
GRIDSOLAR	Grupo de Investigación y Desarrollo en Tecnología Solar Fotovoltaico
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
PRS	Período de Recuperación Simple
PMP	Punto de máxima potencia
SPMP	Seguimiento de Punto de Máxima Potencia
SFCR	Sistema fotovoltaico conectado a la red
STC	Condiciones de Prueba Estándar
TIR	Tasa Interna de Retorno
VPN	Valor Presente Neto
ZVS:	Zero Volt Switchinng

Lista de símbolos

h_{ob}	Altura del obstáculo
ΔV	Caída de tensión
C.A.	Corriente alterna
C.C.	Corriente continua
I_{SC}	Corriente de corto circuito
I_o	Corriente de saturación
I_{mp}	Corriente de máxima potencia
k_0	Coefficiente de pérdidas de autoconsumo
d	Distancia total del conductor
η_{SPMP}	Eficiencia de seguimiento de punto de máxima potencia
η_{Inv100}	Eficiencia del inversor al 100% de la potencia nominal
η_{Inv50}	Eficiencia del inversor al 50% de la potencia nominal
η_{Inv10}	Eficiencia del inversor al 10% de la potencia nominal
Fe	Factor de espaciamiento
Q_n	Flujos de caja
I	Inversión
G	Irradiación
AM	Masa del aire

m^2	Metros cuadrados
n	Número de períodos
PR	Performance ratio
k_1	Pérdidas por caídas de tensión en los diodos y dispositivos de conmutación
k_2	Pérdidas en el cuadro de potencia de salida, pérdidas óhmicas
P_{Salida}	Potencia de salida normalizada
P_{inv}^0	Potencia nominal del inversor
P_{mp}	Potencia eléctrica máxima
P_{FV}^0	Potencia nominal del generador fotovoltaico
$H_{\iota,\beta}$	Radiación incidente en el plano del generador fotovoltaico
ρ	Resistividad del material conductor cobre
r	Tasa de descuento
T_c	Temperatura de la célula
$TNOC$	Temperatura nominal de operación de la célula
V_{oc}	Tensión circuito abierto
V_{mp}	Tensión de máxima potencia

Resumen

La generación de energía eléctrica a partir de un sistema fotovoltaico y posteriormente conectarlo a la red, es una aplicación muy importante en estos últimos años, ya que tiene un impacto social, económico y ambiental. Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red, se caracterizan por tener una reducción en el consumo de energía eléctrica en una determinada institución, como también la contribución energética de los sistemas instalados beneficiara a la población. En ese contexto que surge la presente tesis con el objetivo de realizar el diseño, implementación y análisis económico del sistema fotovoltaico conectado a la red con microinversor de 2.16 kW analizado en las condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca. El sistema fotovoltaico está instalado en el Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética de la Universidad Nacional de Juliaca en la sede de Ayabacas, está compuesto por 8 módulos fotovoltaicos policristalino de 270 W modelo TP660P, 8 microinversores de potencia de salida con 215 W de modelo Enphase M215 y su sistema de protección. El sistema fotovoltaico tiene una potencia de generación de 2.16 kW. Se estimo una producción anual de energía eléctrica de 4,561.62 kWh/año, como también el rendimiento del microinversor con datos de irradiancia solar y temperatura ambiente de la ciudad de Juliaca donde obtuvimos 96.13% de eficiencia. El costo de instalación y operación del sistema fotovoltaico es de 25,404.24 soles, con un valor presente neto VPN de 8,566.26 soles, tasa de interés de retorno TIR de 12%, con un período de recuperación simple de la inversión de 8.35 años. En conclusión, la instalación del sistema fotovoltaico conectado a la red con microinversores es viable. También se concluye que una de las ventajas de la ciudad de Juliaca es que cuenta con bajas temperaturas ambientales y buena irradiancia por lo que las temperaturas del módulo serán bajas y nuestro inversor se desempeñara en su máxima eficiencia.

Palabras claves: Sistema fotovoltaico conectado a la red, microinversor.

Abstract

The generation of electrical energy from a photovoltaic system and subsequently connecting it to the grid, is a very important application in recent years, as it has a social, economic and environmental impact. The photovoltaic systems connected to the grid are characterized by having a reduction in the consumption of electrical energy in a certain institution, as well as the energy contribution of the installed systems that will benefit the population. In this context, this thesis arises with the objective of carrying out the design, implementation and economic analysis of the photovoltaic system connected to the grid with a 2.16 kW microinverter analyzed in the geographical and climatological conditions of the city of Juliaca. The photovoltaic system is installed in the Institute of Renewable Energies and Energy Efficiency of the National University of Juliaca in the Ayabacas headquarters, it is composed of 8 polycrystalline photovoltaic modules of 270W model TP660P, 8 microinverters of output power with 215W of the Enphase M215 model and its protection system. The photovoltaic system has a generation power of 2.16 kW. An annual electrical energy production of 4,561.62 kWh / year was estimated, as well as the performance of the microinverter with data on solar irradiance and ambient temperature of the city of Juliaca, where we obtained 96.13% efficiency. The cost of installation and operation of the photovoltaic system is 25,404.24 soles, with a NPV net present value of 8,566.26 soles, an IRR interest rate of 12%, with a payback period of the investment of 8.35 years. In conclusion, the installation of the photovoltaic system connected to the grid with microinverters is viable. It is also concluded that one of the advantages of the city of Juliaca is that it has low ambient temperatures and good irradiance, so the module temperatures will be low and our inverter will perform at its maximum efficiency.

Key words: Grid-connected photovoltaic system, microinverter.

INTRODUCCIÓN

En estos últimos años el uso intensivo de fuentes de energía de origen fósil viene provocando impactos ambientales significativos, de acuerdo al estudio realizado por el Ministerio del Medio Ambiente Alemán (BMU) muestra que un trillón de toneladas de CO₂ son liberados en el planeta en estos últimos 50 años. Este factor puede estar causando elevadas temperaturas del planeta y otros efectos que alteran nuestro planeta (Benedito, 2009), a causa de estos sucesos los europeos se propusieron de que su abastecimiento energético debe desarrollarse de forma sostenible con el medio ambiente, haciendo uso de las energías renovables para la generación de energía eléctrica, este objetivo viene impulsando fuertemente en los países europeos (Gonza, 2018).

En Perú debido a la creciente demanda energética se está implementando una política energética basándose en las energías renovables, en el año 2010 el Ministerio de Energía y Minas MEM, realizó las primeras subastas de suministro de electricidad con energías renovables (Corilla, 2014), así promover a realizar proyectos solares fotovoltaicos conectados a la red.

El desarrollo y desempeño de la generación distribuida de los sistemas fotovoltaicos está relacionado con el desempeño de los generadores fotovoltaicos, y para determinar que una arquitectura de conexión de módulos fotovoltaicos con microinversor, string, convertidor C.C. – C.C. y otros, es la más adecuada y eficiente, esto se definirá con certeza a las condiciones de operación en el que esté sometido la tecnología definida. En cuanto al desempeño de los generadores fotovoltaicos está relacionado con la corriente que circula por el módulo fotovoltaico, en muchos casos cuando los módulos están conectados en serie se presenta una diferencia de corrientes producidas por cada módulo fotovoltaico interconectado. Eso puede ser producido por las condiciones de operación a la que se encuentra el sistema fotovoltaico como por ejemplo los efectos ambientales que son, irradiancia, temperatura y sombras causadas por objetos próximos, estos factores producen la diferencia de corrientes en la fila de módulos fotovoltaicos conectados en serie que afectan a la curva I-V y así mismo a la eficiencia de seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP) del inversor. Una posible solución para este percance recaería sobre la utilización de

dispositivos electrónicos de baja potencia que fuesen individualizados a cada módulo fotovoltaico (Teles, 2017).

Este dispositivo de baja potencia es el microinversor que posee Seguimiento de Punto de Máxima Potencia (SPMP). La conexión a la red de cada módulo FV será realizada directamente en corriente alterna, sin elementos intermediarios. Algunas empresas están invirtiendo en este tipo de tecnología, ofreciendo garantías de 25 años y una eficiencia de conversión superiores al 95%. El microinversor tiene como principal objetivo, permitir la adaptación individual de cada módulo FV a la carga o la red eléctrica. Resolviendo parte de los problemas presentados en un sistema fotovoltaico, estos problemas como sombreamientos parciales y diferentes ángulos de inclinación u orientación de los módulos fotovoltaicos, minimizando la dispersión debido a la tierra y el envejecimiento desigual de los módulos FV. Además esto es posible conectar módulos FV con diferentes características, reduciendo riesgos en la instalación y mantenimiento (Teles, 2017).

A través del Grupo de Investigación y Desarrollo en Tecnología Solar Fotovoltaica - GRIDSOLAR de la Universidad Nacional de Juliaca (UNAJ), se participó con el proyecto *“Diseño y Validación de la Operación y Monitoreo de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (SFCRs) en Condiciones Extremas del Altiplano sobre los 3800 msnm”* y que tiene como objetivo desarrollar y operar experimentalmente las tecnologías con sistemas fotovoltaicos aislados y conectados a la red eléctrica, haciendo uso de tres tipos de inversores en condiciones extremas en la región altiplánica, de modo que se construya conocimiento científico de la aplicación de las diferentes tecnologías de sistemas fotovoltaicos. El proyecto ya mencionado es financiado por el Banco Mundial y el Fondo Nacional de Desarrollo Científico, Tecnológico y de Innovación Tecnológica FONDECYT. A través de este proyecto de investigación se desarrolla la presente investigación de *“Diseño, implementación y análisis económico de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCRs) de 2.16 kW con microinversor en condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca.”*.

El trabajo de investigación se elaboró, en un período de un año y se organiza de la siguiente forma: el Capítulo 1 es presentado el planteamiento del problema, en el Capítulo 2 son presentados la revisión literaria sobre los sistemas fotovoltaicos. En este capítulo se pretende explicar los conceptos básicos de la radiación solar, el sistema fotovoltaico

conectado a la red y parámetros para calcular la eficiencia, en el Capítulo 3 la metodología, necesario para explicar del cómo se desarrolló el diseño, implementación y análisis económico del sistema fotovoltaico conectado a la red con microinversor, en donde dará a conocer los componentes básicos y el dimensionamiento del sistema fotovoltaico y por último el análisis económico del sistema fotovoltaico donde nos permite conocer la viabilidad económica del sistema fotovoltaico. El capítulo 4 detalla el resultado y discusión, y por último en el Capítulo 5 damos a conocer las conclusiones y recomendaciones.

CAPITULO 1 - PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La producción de electricidad en el Perú se ha ido duplicando en los últimos 20 años gracias a que se ha estado observando que la demanda de energía eléctrica se ha incrementado en 200% y en el año 2013, se observó que 2,9 millones de la población aún no cuenta con energía eléctrica (OSINERMIN, 2016). La posibilidad de emplear las energías renovables como la instalación de módulos solares, de esta forma elevar la población beneficiada en la electrificación favoreciendo el acceso de energía, a la vez mejorar la calidad de vida y reducir las emisiones contaminantes de CO₂. Los sistemas fotovoltaicos se presentan en la actualidad como una alternativa para el desarrollo de generación de energía limpia y todos pueden adquirir los módulos fotovoltaicos gracias a los precios bajos que se dieron a partir del año 2009, a partir de este año los precios cayeron en un 80% y en la actualidad los precios siguen bajando (IRENA, 2018).

Se observo que son pocos los trabajos existentes en la literatura que describen el comportamiento de los microinversores instalados en un sistema fotovoltaico conectado a la red, considerando que la energía solar es un recurso energético seguro y eficiente. Por otra parte, cabe la necesidad de conocer el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red en las condiciones geográficas extremas.

Es en ese contexto que surge el presente proyecto de tesis el cual propone realizar el diseño, implementación y análisis económico del sistema fotovoltaico conectado a la red con microinversor analizado en las condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca.

1.1 Formulación del problema

1.1.1 Problema general

¿Será viable técnicamente el SFCR con microinversor de 2.16 kW en las condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca?

1.1.2 Problemas específicos

- ✓ ¿Qué parámetros geográficos y climáticos se deben considerar para el diseño del SFCR con microinversor?
- ✓ ¿El microinversor seleccionado será adecuado para la implementación del SFCR?
- ✓ ¿Será viable económicamente el SFCR con microinversor para las condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca?

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Diseñar, implementar y analizar económicamente el sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCRs) de 2.16 kW con microinversor en condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca.

1.2.2 Objetivos específicos

- ✓ Diseñar la topología adecuada de conexión del sistema fotovoltaico conectado a la red con microinversor.
- ✓ Implementar y realizar el montaje e instrumentación del sistema fotovoltaico conectado a la red con microinversor.
- ✓ Evaluar la viabilidad técnica y económica del sistema fotovoltaico conectado a la red con microinversor en las condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca.

1.3 Justificación de la investigación

La región de Puno es una de las regiones con un gran potencial de energía solar con una irradiación solar promedio anual de $5.19kWh/m^2$ (MINEM, 2001) este es uno de los valores más altos que presenta nuestro departamento a nivel del Perú, lo cual hace factible la

instalación de sistemas fotovoltaicos. Además de presentar beneficios económicos, ambientales y sociales.

Acerca de la factibilidad económica de este tipo de tecnología, los precios de los módulos fotovoltaicos y otros componentes del sistema fotovoltaico han estado disminuyendo en estos últimos años, en cómodos precios y fácil acceso de esta tecnología renovable (IRENA, 2018). Por ende, la población podrá adquirirla sin dificultad alguna.

En aspecto ambiental, el uso de la energía solar fotovoltaica cuenta con beneficios contribuidores positivos al medio ambiente, por la disminución de gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono y otros gases contaminantes (Benito & Ruiz, 2018)

La energía solar fotovoltaica se considera una energía de “desarrolló sostenible”, se le llama así por que satisface las necesidades energéticas de la sociedad y no compromete la capacidad de futuras generaciones, en definitiva el desarrollo sostenible trata de garantizar tres objetivos principales que es el crecimiento económico, el progreso social y el uso racional del recurso (Cornejo, 2013).

Como ya se mencionó hay muchos motivos positivos para instalar un sistema fotovoltaico conectado a la red, además de obtener información y generar conocimientos acerca de los sistemas fotovoltaicos instalado en las condiciones geográficas y climatológicas, así mismo nos permitirá hacer elecciones adecuadas para su aplicación e instalaciones futuras gracias a la disponibilidad de este recurso energético.

CAPITULO 2 - REVISIÓN DE LA LITERATURA

2.1 Recurso solar

El sol es la principal fuente de energía para la tierra, además de ser responsable por mantener la vida en el planeta, la radiación solar constituye a una fuente inagotable de energía, haciendo un enorme potencial de su utilización por medio de sistemas de captación y conversión en otra forma de energía (Pinho & Galdino, 2014).

2.1.1 Características del sol

El sol es básicamente una enorme esfera de gas incandescente, en cuyo núcleo ocurre la generación de la energía a través de reacciones termonucleares. La estructura del sol está compuesta por: el núcleo, zona radiactiva, zona convectiva, fotosfera, cromosfera y corona. El núcleo es la región más densa y donde la energía es producida por reacciones termonucleares y llega a altas temperaturas. Encima se encuentra la zona radiactiva, donde la energía producida en el núcleo es transferida para las regiones superiores a través de la radiación. La zona convectiva tiene la función de transportar la energía de la zona interna a la superficie. Fotosfera, primera región de la atmosfera solar, que son llamadas gránulos fotosféricos donde representan los procesos convectivos de gas caliente, la fotosfera es la fuente de mayor parte de radiación visible que es emitida por el sol (Pinho & Galdino, 2014).

2.1.2 Geometría sol-tierra

La tierra, en su movimiento anual alrededor del sol, describe una trayectoria elíptica con una pequeña excentricidad ($e=0.017$). su eje, en relación con el plano normal a la elipse, presenta una inclinación de aproximadamente $23,45^\circ$. Esta inclinación, junto con su movimiento de traslación, da lugar a las estaciones. Observándose el movimiento aparente del sol, al medio día, a lo largo del año, se verifica que el ángulo entre sus rayos y el plano del ecuador varía entre $+23,45^\circ$ alrededor del 21 de junio (solsticio de invierno en el hemisferio sur), y $-23,45^\circ$ el 21 de diciembre (solsticio de verano en hemisferio sur). Este ángulo, denominado declinación solar (δ), y positivo al norte y negativo al sur de ecuador.

En los días 21 de septiembre (equinoccio de primavera) y 21 de marzo (equinoccio de otoño) los rayos solares se alinean con el plano de ecuador ($\delta = 0$) (Pinho & Galdino, 2014). En la Figura 2.1, se observa el movimiento de la tierra en torno al sol y estaciones del año para hemisferio sur.

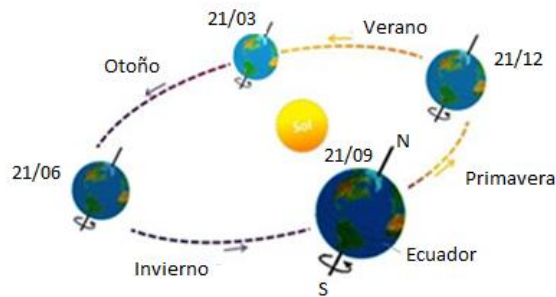


Figura 2.1. La órbita de la tierra alrededor del sol, con su eje N-S adaptado de Pinho & Galdino (2014).

En la Figura 2.2, es posible observar la variación en la duración de los días a lo largo del año para una determinada ubicación, resultante de la inclinación del eje de la tierra. Se verifican días más largos, en el solsticio de verano y días más cortos en el solsticio de invierno. En el ecuador terrestre la duración de los días es siempre igual y en sus proximidades las variaciones son pequeñas a lo largo del año. También es posible observar que los equinoccios, las duraciones de los días son las mismas para cualquier lugar.



Figura 2.2. Muestra la declinación solar (δ) en cuatro posiciones de la tierra a lo largo del año adaptado de Pinho & Galdino (2014).

2.2 Radiación solar

La radiación solar recibida fuera de la atmósfera terrestre es de $1,353 \text{ W/m}^2$ medida sobre una superficie perpendicular a la dirección de su propagación. A este valor se le denomina “constante solar” y difiere sensiblemente del que recibimos en la superficie terrestre (Cieza, 2017).

El balance medio de la energía para el sistema climático mundial muestra que la superficie de la tierra absorbe aproximadamente la mitad de la radiación solar incidente, la cual se encuentra situada entre las longitudes de onda 0.2 a $0.4 \mu\text{m}$ (espectro de onda corta). Dicha radiación, calienta la superficie de la tierra que, a su vez, emite energía en la región de 4 a $100 \mu\text{m}$ (espectro de onda larga). Según la Figura 2.3, muestra el balance de radiación del total de la energía solar que llega a la atmósfera en forma de radiación de onda corta, supuesto 100 unidades, solo el 19% es absorbido directamente por la atmósfera, el 51% llega hasta la superficie terrestre y el 30% es reflejada hacia el exterior. La superficie terrestre al calentarse emite radiación en la banda infrarrojo, parte de la cual escapa al espacio exterior a través de las denominadas ventanas atmosféricas y otra, más del 90%, es retenida por los gases que componen la atmósfera (Días, 2005).

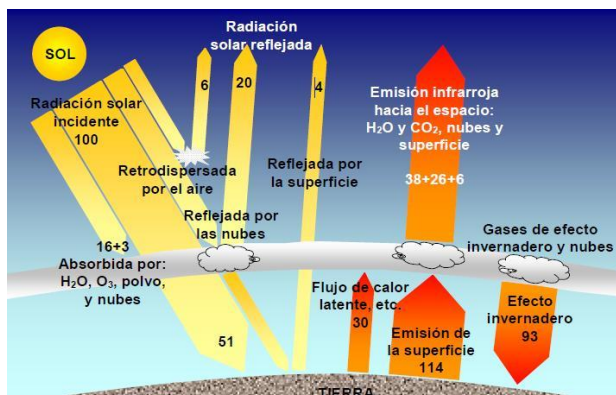


Figura 2.3. Balance radiativo global de la tierra y la atmósfera adaptado de Días (2005).

2.3 Componentes de la radiación solar

Considerando la radiación solar que llega a la superficie terrestre incidente sobre una superficie receptora para generación de energía, se tiene que ella es constituida por una componente directa y por una componente difusa. La radiación directa es aquella que

proviene directamente de la dirección del sol. La difusa es aquella que proviene de todas las direcciones y llega a la superficie después de haber sido esparcido por la atmósfera terrestre. Incluso en un día totalmente despejado, al menos el 20% de la radiación que llega a la superficie es difusa. En un día totalmente nublado, no hay radiación directa y el 100% de la radiación es difusa. Cabe destacar que, si la superficie está inclinada con respecto a la horizontal, habrá una tercera componente reflejada por el entorno circundante (suelo, vegetación, obstáculos, terreno rocoso, etc.). el coeficiente de reflexión de estas superficies se llama albedo (Pinho & Galdino, 2014).

En la Figura 2.4, muestra los tres componentes de radiación solar sobre una superficie receptora, siendo la cantidad resultante de la suma de la porción directa, difusa y albedo (cuando la superficie es inclinada) y denominada radiación global.

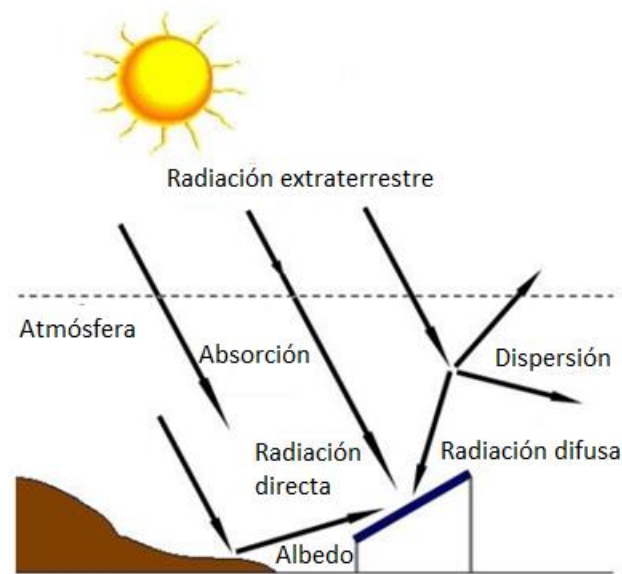


Figura 2.4. Componentes de la radiación solar adaptado de Pinho & Galdino (2014).

2.4 Instrumentos de medición de la radiación solar

La medición de la radiación solar, tanto global como directa y difusa, en la superficie terrestre es de gran importancia para el estudio de la influencia con respecto a las condiciones climáticas y condiciones atmosféricas, pero también para el desarrollo de proyectos destinados a capturar y convertir la energía solar. Con una historia de estas medidas, es posible instalar sistemas fotovoltaicos en una región dada, asegurando el uso máximo del

recurso solar en todo el año, donde las variaciones en la intensidad de la radiación solar experimentan cambios significativos. Por lo tanto, el conocimiento del recurso solar es la variable más importante para el desarrollo (Pinho & Galdino, 2014), del diseño de un sistema de energía solar, que requiere datos medidos para:

- ✓ Identificación y selección de la localización más adecuada para instalación de sistemas fotovoltaicos.
- ✓ Dimensionamiento del generador fotovoltaico
- ✓ Cálculo de producción de energía anual, mensual o diaria.
- ✓ Establecimiento de estrategias operacionales y dimensionamiento de sistemas de almacenamiento (para sistemas aislados).

El objetivo de la medición de los datos solares es la obtención experimental del valor instantáneo del flujo energético solar (irradiancia) el integrado (irradiación) a lo largo del tiempo (minuto, hora, día o año)

Existen dos instrumentos comúnmente utilizados para la medición de la irradiación solar: el piranómetro y el pirheliómetro, el primero para medidas de irradiación global y el segundo para medidas de la irradiación directa.

Existen dos tipos principales de piranómetro: piranómetro termoelectrónico y piranómetro fotovoltaico; el primero, utilizado para medir la irradiancia solar global (directa más difusa), el segundo es compuesto por una célula fotovoltaica de pequeñas dimensiones presenta como ventaja un costo mucho menor y como desventaja el proporcionar medidas con menos precisión.

2.5 Dispositivos de conversión fotovoltaica

La palabra “fotovoltaica” proviene del griego photos, que significa luz, y volta del nombre del físico italiano que, en 1800, descubrió la batería eléctrica. El descubrimiento del fenómeno de conversión fotovoltaica se remonta al siglo XIX, un período en el que algunos estudiosos observaron fenómenos físicos que permitieron la conversión de la luz en energía eléctrica. En 1873 Willoughby Smith descubre la fotoconductividad del selenio sólido y platino desarrolla el efecto fotovoltaico cuando se expone a la luz solar. A partir del siglo

XX, el desarrollo de los semiconductores hizo posible el crecimiento de la industria fotovoltaica, y su expansión en el mercado mundial se aceleró con el uso de esta tecnología en aplicaciones aeroespaciales, militares y, posteriormente, para la generación de electricidad, tanto en forma distribuida como en grandes centrales eléctricas (Zilles, Macedo, Galhardo, & Oliveira, 2012).

2.5.1 Conversión fotovoltaica

La transformación de la energía contenida en la radiación luminosa en energía eléctrica es un fenómeno conocido como efecto fotovoltaico. Observado primero por el físico francés Edmond Becquerel en 1839 (Zilles et al., 2012), efecto fotovoltaico o fotoeléctrico, que tiene lugar cuando la energía lumínica es absorbida por un semiconductor que excita los electrones presentes en el mismo, liberándolos de sus átomos de forma que circulen a través del material para producir electricidad (Linares, 2019). El efecto fotovoltaico generalmente se produce en materiales semiconductores que tienen la capacidad de absorber energía.

Los semiconductores se caracterizan porque conducen la electricidad mejor que un aislante y menos efectivamente que un metal, pero sobre todo porque mejoran su capacidad para conducir la electricidad al ser iluminados. Cuando incide luz sobre un semiconductor, la energía suministrada ayuda a darle mayor movilidad a algunos de los electrones presentes en el material, por lo que su capacidad para conducir la electricidad aumenta. Sin embargo, para producir el efecto fotovoltaico no basta con liberar electrones. Es necesario que aparezca un voltaje que mueva a estos electrones en una dirección preferencial, generando una corriente eléctrica. La forma más común de lograr esto es unir dos materiales semiconductores de características electrónicas diferentes: uno de ellos debe ser capaz de ceder parte de sus electrones con facilidad (se le llama material tipo N), mientras que el otro debe aceptar fácilmente electrones adicionales (material tipo P). El efecto fotovoltaico se produce precisamente al iluminar la superficie de unión entre los dos diferentes materiales (Arancibia, Best, & Brown, 2010).

Los semiconductores utilizados en dispositivos de conversión fotovoltaica están compuestos por elementos capaces de absorber la energía de la radiación solar y transferir

parte de esa energía a los electrones. Los elementos semiconductores más utilizados en la industria de dispositivos de conversión fotovoltaica son: el silicio (Si) monocristalino, policristalino y amorfo; arseniuro de galio (GaAs); diselenuro de cobre de indio ($CuInSe_2$); diselenuro de cobre, galio y indio ($CuInGaSe_2$); y telururo de cadmio (CdTe) (Zilles et al., 2012).

En la Figura 2.5, se observa el proceso de conversión fotovoltaico que la constituyen una capa de silicio tipo n con exceso de electrones, una base de capa de silicio tipo p con falta de electrones y las zonas metálicas que permiten la conducción de los electrones. al incidir los fotones o paquetes de energía procedentes del sol en el silicio tipo n, el electrón absorberá esta energía produciendo un electrón libre, que a través de la zona metálica se trasladará hasta el hueco libre del silicio tipo p.

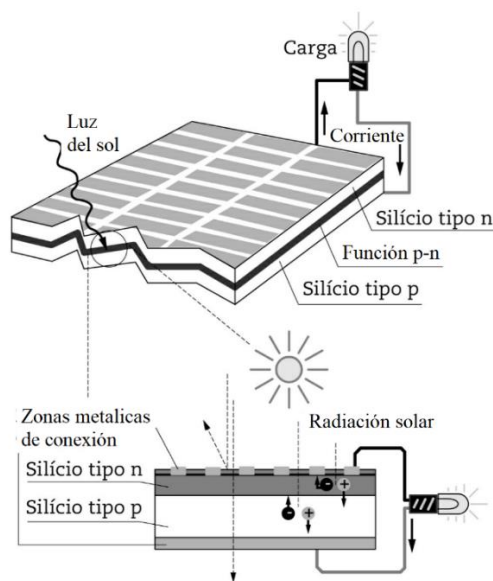


Figura 2.5. Representación del proceso de conversión FV adaptado de Alcedo & Gonzales (2018).

2.5.2 Características eléctricas de las células y módulos fotovoltaicas

Las características eléctricas más importantes de un módulo fotovoltaico, así como con cualquier generador eléctrico, son: la potencia nominal, el voltaje y la corriente. El valor de máxima potencia de un módulo en condiciones estándar (STC en inglés Standard Test Conditions) es proporcionado por el fabricante como información de la placa. Las

condiciones de prueba estándar (condiciones de referencia) se define para los valores de $1000\text{W}/\text{m}^2$ de irradiancia, temperatura de la celda de 25°C y AM igual a 1.5 para la masa de aire. La máxima potencia (P_{mp}) de un módulo fotovoltaico, dada en watt-pico (W_p), se alcanza cuando se obtiene la corriente de máxima potencia (I_{mp}) y la tensión de máxima potencia (V_{mp}), otros parámetros de suma importancia son la corriente de corto circuito (I_{sc}) y la tensión de circuito abierto (V_{oc}), obtenida de la medida del voltaje del módulo cuando no es cargado (Zilles et al., 2012).

Curva corriente versus tensión (I -V)

La corriente eléctrica en una célula fotovoltaica puede ser considerada como la suma de corriente de una función P-N en oscuro (diodo semiconductor) con corriente generada por los fotones absorbidos de la radiación solar. Esta corriente en función de la tensión en dispositivos, denominada curva I-V o curva característica, puede ser descrita por la siguiente ecuación, derivada de la ecuación de Schockley, del diodo ideal:

$$I = I_L - I_o \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] \quad (2.1)$$

Donde:

I_L : Corriente fotogenerada (A);

I_o : Corriente de saturación reversa del diodo (A);

n : Factor de idealidad del diodo, número adimensional generalmente entre 1 y 2, obtenido por ajuste de datos experimentales medidos

q : Carga del electrón ($1,6 \times 10^{-19} \text{C}$);

k : Constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23} \text{J} / \text{K}$);

T : Temperatura absoluta (K).

Por inspección de la Ecuación 2.1, se observa que al poner ($I_L = 0$) la célula fotovoltaica tiene el comportamiento idéntico al de un diodo.

La corriente de saturación reversa I_o puede ser calculada teóricamente por la Ecuación 2.2, a partir de propiedades del material y detalles de construcción de función pn. I_o puede ser determinado experimentalmente por la aplicación de tensión V_{oc} la célula no iluminada (en oscuro), el todavía obtenido numéricamente por medio del ajuste de una curva experimental (Pinho & Galdino, 2014).

$$I_o = q \cdot A \cdot n_i^2 \cdot \left(\frac{D_p}{L_p \cdot N_d} + \frac{D_n}{L_n \cdot n_a} \right) \quad (2.2)$$

Donde:

I_o : Corriente de saturación reversa de diodo (A);

A : Área de la sección recta de la función (área de la célula);

n_i : Concentración de portadores intrínsecos en el material;

N_d, N_a : Concentración de los dopantes tipo n y tipo p, respectivamente;

D_p, D_n : Coeficiente de difusión de huecos y electrones, respectivamente, en el material;

L_p, L_n : Longitudes de difusión de huecos y de electrones;

q : Carga de electrón ($1,6 \times 10^{-19} C$);

En la Figura 2.6, se presenta la curva I-V típica de una célula fotovoltaica de Si. Se debe observar que, a pesar de ser normalmente presentada en primer cuadrante, físicamente la curva I-V se sitúa en realidad en el cuarto cuadrante, porque es un generador, donde, como ya se explicó, la corriente tiene sentido inverso (y negativa). Esta figura es aplicada en una célula fotovoltaica de silicio de 156 mm x 156 mm, sub condiciones de prueba de ensayo. Los principales parámetros eléctricos están desatacados. I_{SC} , es la corriente eléctrica de corto circuito, V_{OC} es la tensión de circuito abierto, P_{MP} es la potencia máxima o de pico y I_{MP} y V_{MP} son, respectivamente, la corriente y la tensión en el punto de máxima potencia.

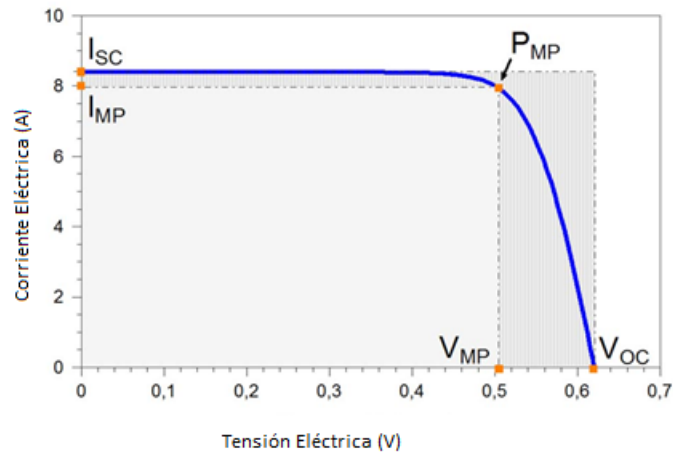


Figura 2.6. Corriente eléctrica en función de la diferencia de potencial adaptado de Pinho & Galdino (2014).

En la Figura 2.7, presenta el circuito equivalente para una célula fotovoltaica, donde el diodo, D, representa la participación de la función P-N en oscuro. R_s y R_p representa resistencias en serie y paralelo.

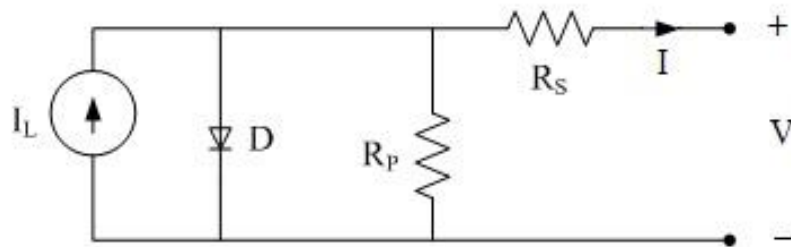


Figura 2.7. Circuito básico para una célula fotovoltaica (modelo un diodo) adaptado de Pinho & Galdino (2014).

Para las células fotovoltaicas de uso terrestre sin concentración de la energía solar, la curva I-V es medida en condiciones de prueba de ensayo: irradiancia de 1000 W/m^2 , espectro solar AM 1.5 y temperatura de la célula fotovoltaica de $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

Parámetros eléctricos

A partir de la curva I-V mostrada en la Figura 2.6, pueden ser determinados los parámetros eléctricos que caracterizan las células o módulos fotovoltaicos: tensión de circuito abierto, corriente de corto circuito, factor de forma y eficiencia, descrito a seguir.

- ✓ Tensión de circuito abierto (V_{oc}): es la tensión entre los términos de una célula fotovoltaica cuando no hay corriente eléctrica circulando y es la máxima tensión que una célula fotovoltaica puede producir. Puede ser medida directamente con un voltímetro en los terminales de módulo V_{oc} depende de la corriente de saturación (I_o), de corriente eléctrica fotogenerada (I_L) y de la temperatura, de acuerdo con la Ecuación (2.3).

$$V_{oc} = \frac{kT}{q} \cdot \ln \left(\frac{I_L}{I_o} + 1 \right) \quad (2.3)$$

- ✓ Corriente de corto circuito (I_{sc}): es la máxima corriente que se puede obtener y es medida en la célula fotovoltaica cuando la tensión eléctrica en sus términos es igual a cero. Puede ser medida con un amperímetro corto-circuito los terminales del módulo: I_{sc} dependerá del área de la célula fotovoltaica, de la irradiancia solar y de su distribución espectral, de las propiedades ópticas y de la propiedad de colección de los pares de electrones formado.

Punto de máxima potencia

Para el área práctica de los sistemas fotovoltaicos, la parte más útil es la curva I-V es la que produce energía eléctrica. Observando la Figura 2.8, se aprecia que esto no ocurre en el punto de tensión de circuito abierto ($0, V_{oc}$) ni en el punto de corto circuito ($I_{sc}, 0$). En estos puntos no se produce ninguna energía, ya que la potencia instantánea obtenida a partir del producto entre corriente y tensión es igual a cero. La curva característica corriente versus tensión se define como la “representación de los valores de la corriente de salida de un convertidor FV en función de la tensión, para condiciones preestablecidas de temperatura y radiación”. A partir de la curva I-V, determinada bajo las condiciones estándar de prueba

(STC), de una célula o módulo FV, se obtiene los principales parámetros que determinan su calidad y desempeño, entre ellos I_{sc} , V_{oc} , V_{mp} , I_{mp} y P_{mp} (Zilles et al., 2012).

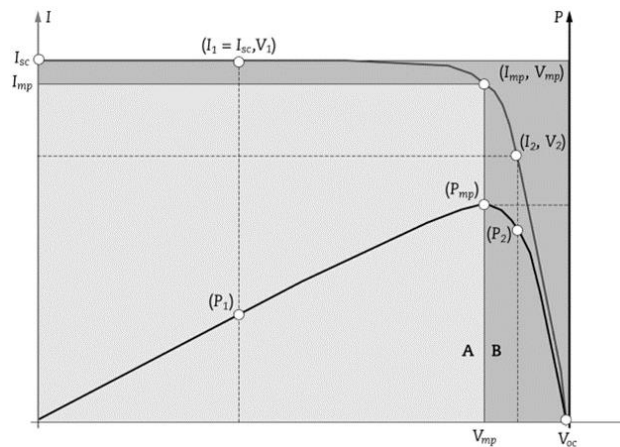


Figura 2.8. Curva I-V gris claro, y curva de potencia, gris oscuro de un módulo FV adaptado de Zilles et al. (2012).

Condiciones estándares de medida

Se definen unas condiciones de funcionamiento, denominadas condiciones estándar de medida (STC standard test conditions en sus siglas inglesas), válidas para caracterizar una célula o un módulo en un laboratorio de medida (Perpiñán, Colmenar, & Alonso, 2012).

Estas condiciones vienen determinadas por:

- ✓ Irradiancia: $G=1000 \text{ W/m}^2$ con incidencia normal
- ✓ Temperatura de la célula: $T_c=25^\circ\text{C}$
- ✓ Masa de aire: $AM=1,5$.

2.6 Generador fotovoltaico

Generador fotovoltaico se define como un dispositivo capaz de convertir energía solar en electricidad a través del efecto fotovoltaico, siendo la célula fotovoltaica el dispositivo que contribuye la unidad básica. Sin embargo, la célula alcanza valores de voltaje en el rango de 0.5 V a 1.5 V. Por lo tanto, es necesario asociar varias celdas en serie y/o paralelo, para obtener voltajes y corrientes utilizables en la práctica. Además, esta asociación debe estar protegida para que pueda exponerse a la intemperie, ya que las células fotovoltaicas son

frágiles y sensibles a la corrosión, lo que significa que serán protegidos de los cambios climáticos (humedad, variaciones de temperatura etc.). Los grupos de células, comúnmente llamados módulos, pueden ser fabricados de diferentes potencias, capaz de generar baja corriente en baja tensión cuando son expuestos a la luz. Estos módulos constituyen la unidad básica de generadores fotovoltaicos de mayor potencia, a medida que la energía requerida aumenta (Zilles et al., 2012).

El generador fotovoltaico se caracteriza por un grado de autonomía respecto al clima, lugar geográfico y otras condiciones que pocas fuentes energéticas pueden alcanzar. Son ideales para lugares remotos y alejados de las fuentes generadoras de energía eléctrica, por su versatilidad, pueden ser utilizados en prácticamente cualquier equipo que funcione con electricidad (Alcedo & Gonzales, 2018).

2.6.1 Principales tipos de módulos existentes en el mercado

Células monocristalinas:

Presentan los mayores rendimientos, pero también los costes más altos debido a su proceso de fabricación, que es lento e implica temperaturas muy elevadas y gran cantidad de material empleado. Poseen una estructura cristalina uniforme casi perfecta y grado de pureza muy elevado (Linares, 2019).



Figura 2.9. Célula monocristalina adaptado de Linares (2019).

Células policristalinas:

Su estructura cristalina es no uniforme y, por ello, sus rendimientos son algo menores a los correspondientes a sus homólogas monocristalinas y su comportamiento frente a altas

temperaturas es peor. Sin embargo, presentan un coste menor debido a que su proceso de fabricación se basa en un bloque de silicio que se introduce en un crisol dentro de un molde y se deja fraguar, lo cual abarata el proceso, pero aumenta la cantidad de imperfecciones presentas en la célula (Linares, 2019).



Figura 2.10. Célula policristalina adaptado de Linares (2019).

Células de capa fina:

Presentan eficiencias muy inferiores a las células anteriores, pero tienen la gran ventaja de ser flexibles, lo que las hace muy aptas para la integración arquitectónica, así como en muchos otros ámbitos como podría ser el casco de un barco o cualquier otro tipo de superficie curva (Linares, 2019).



Figura 2.11. Célula de capa fina adaptado de Linares (2019).

2.7 Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica

Las primeras aplicaciones terrestres de la tecnología fotovoltaica ocurrieron principalmente con sistemas aislados, capaces de abastecer cargas alejadas a la red de distribución eléctrica convencional. Sin embargo, desde el final de la década 1990, la conexión de los sistemas fotovoltaicos a la red ocupa un lugar cada vez más expresivo entre las aplicaciones de la tecnología fotovoltaica. La industria fotovoltaica juega un papel importante a nivel mundial ya que varios países pasaron a invertir en esta aplicación de energía solar, como España, Holanda, Suiza y Australia, entre otros. Con eso, en aproximadamente tres años, la conexión de los sistemas residenciales se convirtió en el mercado más grande de la industria fotovoltaica (Zilles et al., 2012). Las instalaciones conectadas a la red eléctrica tienen por objetivo reducir el consumo de energía eléctrica convencional (de la red), optando por satisfacer la demanda por medio del sistema fotovoltaico y si es posible, entregar a la red eléctrica parte de la energía generada y que no es ocupada en el lugar de la instalación (Alcedo & Gonzales, 2018).

Este tipo de instalaciones se encuentra permanentemente conectado a la red eléctrica, de tal forma que, en períodos de irradiación solar, sea el sistema fotovoltaico quien entregue energía, mientras que, en períodos de radiación limitada o nula, sea la red eléctrica quien entregue la electricidad necesaria para satisfacer la demanda. En el caso de que la energía generada por el sistema sea superior a la demanda localmente, la red eléctrica aceptará todo el excedente de energía que no sea utilizado. Los equipos que forman parte de estas instalaciones son: panel fotovoltaico, inversor de corriente para pasar de C.C. a C.A. y un Contador que permita contabilizar la energía producida por el sistema. Para poner en funcionamiento una instalación fotovoltaica de este tipo es necesario contar con un punto de acceso a la red eléctrica, que permitirá entregar la energía generada, este punto de acceso es asignado por la compañía eléctrica del sector donde se realice la instalación (Cieza, 2017).

2.8 Perfil de operación de un SFCR

Se sabe que la energía generada por un SFCR tiene un perfil muy particular, en virtud de depender de una fuente de energía primaria que, en cierta medida, puede considerarse predecible, pero no controlada. Siendo así, dependiendo del recurso solar y la capacidad

disponible en el sitio esta energía puede entregarse a la red de distribución eléctrica como se utiliza en cualquiera de los equipos eléctricos instalados en el edificio o ambos (Zilles et al., 2012).

En la Figura 2.12, se observa un sistema fotovoltaico conectado a la red instalado en una vivienda. De esa forma además de consumidoras esta vivienda pasa también a ser productora de energía eléctrica, así mismo se muestra los principales componentes que la integran, generalmente este tipo de sistemas están primordialmente destinados a satisfacer las necesidades de consumo propio de electricidad de la vivienda y la energía excedente será inyectada a la red.



Figura 2.12. Sistema fotovoltaico adaptado de Alcedo & Gonzales (2018).

En general, el tamaño del generador fotovoltaico se caracteriza por su potencia nominal, correspondiente a la suma de las potencias componentes individuales de los módulos que lo constituyen. Sin embargo, el poder entregado por estos generadores varía según las condiciones extremas a las que están sometidos, a intensidades de la luz incidente y temperatura ambiente.

2.9 Arquitectura de conexión de generadores FV a la red eléctrica

La configuración básica de un sistema fotovoltaico conectado a la red - SFCR se muestra en la Figura 2.13, y consiste básicamente de un generador FV, constituido por uno o más módulos, cuadros de protección del lado C.C. y C.A. y uno o más inversores, dependiendo del tamaño del sistema. La función principal del inversor es recoger la energía eléctrica en corriente continua (C.C.) del generador FV, convertirla en energía en corriente

alterna C.A. compatible con las características de la red eléctrica local, e inyectar esa energía en un bus de C.A. (punto de conexión). Existen diferentes configuraciones para los generadores FV que influyen directamente en la energía producida por un SFCR. La elección de una u otra forma de conectar los paneles entre sí y al inversor será un factor determinante para la mayor o menor influencia de aspectos como sombreado, suciedad o dispersión de parámetros (Teles, 2017).

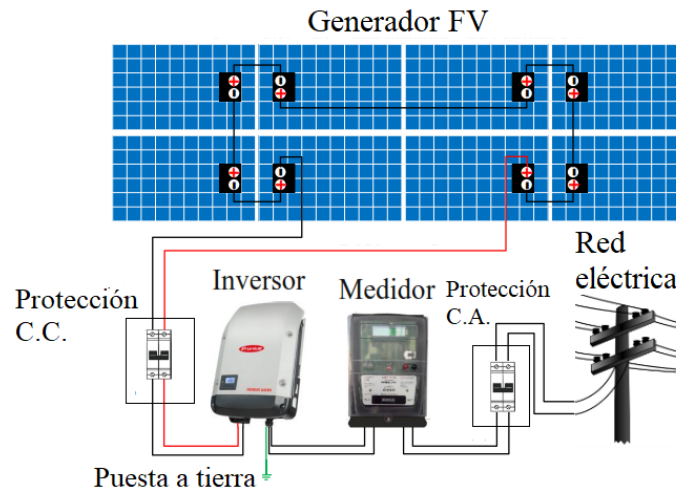


Figura 2.13. Configuración básica de un SFCR adaptado de Teles (2017).

2.10 Microinversor

Los módulos a menudo se colocan en serie para obtener mayores tensiones. Como la corriente en cada serie es la misma en todos los módulos de la serie, en generadores fotovoltaicos sombreados o iluminados de manera irregular, esta corriente puede ser desviada a través de diodos de bypass cuando la corriente en serie excede su corriente de corto de circuito. En tales casos, este generador fotovoltaico o parte de él no contribuirá con la energía eléctrica producida (Teles, 2017). En la Figura 2.14, se muestra la potencia de salida de dos módulos fotovoltaicos colocados en serie en función de la corriente. La curva roja muestra la potencia disponible si no se utilizan medidas adicionales, donde un módulo fotovoltaico tiene una corriente de corto circuito de 10 A y el otro módulo 8 A. Donde la corriente de potencia máxima está limitada por el módulo fotovoltaico que produce menos corriente, evitando que el módulo fotovoltaico con más potencia disponible pueda operar en su punto de máxima potencia. La curva verde muestra la potencia producida por los dos

módulos fotovoltaicos cuando el módulo FV de 10 A tiene instalado un convertidor elevador de seguimiento de punto de máxima potencia, este convertidor se instala con el fin de reducir su corriente y aumentar su voltaje para ambos módulos operen en su punto de máxima potencia.

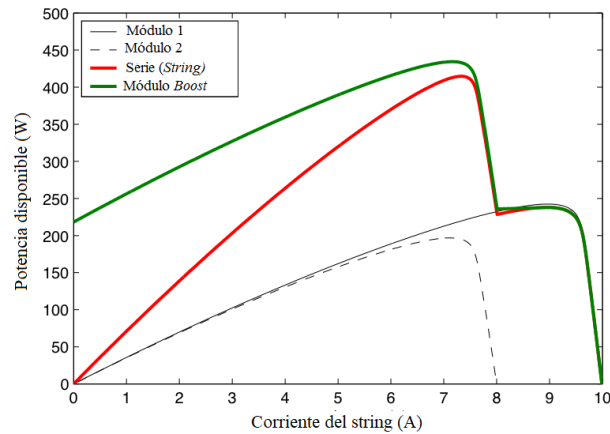


Figura 2.14. Potencia de salida disponible por cada módulo y por el generador FV adaptado de Johns, Phuc, & Seeman (2009).

Para poder solucionar y minimizar las pérdidas, es recomendable utilizar los microinversores que proporcionan un SPMP a nivel del módulo fotovoltaico, con el fin de que la energía producida por cada módulo FV se maximice y luego se invierta para alimentar a la red eléctrica directamente. Esta tecnología es frecuentemente vendida usando se el argumento de ser mucho más apropiado para residencias con baja demanda de energía y donde la sombra parcial es un problema crítico. Unas de sus desventajas es precisamente la multiplicación de las etapas de conversión C.C. – C.A., que acaba de aumentar las pérdidas. La Figura 2.15, muestra la configuración básica de una instalación fotovoltaica con microinversor.

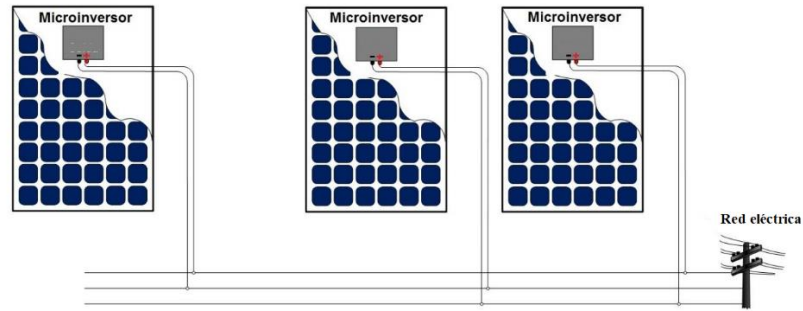


Figura 2.15. Configuración de básica de un SFCR con microinversor adaptado de Zilles et al. (2012).

En la Figura 2.16, se muestra los detalles de la conexión de un sistema fotovoltaico conectado a la red con microinversor, donde está compuesto por un generador fotovoltaico que esta subdividido en cuatro módulos fotovoltaicos, para la conversión de energía C.C. en C.A. en cada uno de los módulos fotovoltaicos que componen el generador, se conecta un microinversor, la conexión del sistema es en paralelo en la salida del microinversor y para contabilizar la energía producida se cuenta con un medidor de energía el cual se encuentra instalado próximo al inversor del sistemas y por último la energía pasa por el sistema de protección compuesto por el disyuntor para luego ser inyectada a la red eléctrica.

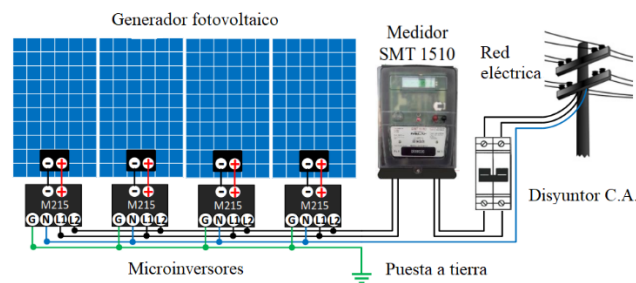


Figura 2.16. Sistema fotovoltaico con microinversor adaptado de Teles (2017).

2.11 Energía solar en el Perú

La energía solar es una de las opciones que se están desarrollando como alternativas a las energías provenientes de la quema de combustibles fósiles. A diferencia de los países nórdicos, el territorio peruano, por estar mucho más próximo al Ecuador, cuenta con sol durante la mayor parte del año. Según el Atlas Solar del Perú elaborado por el Ministerio de Energía y Minas, el Perú tiene una elevada radiación solar anual siendo en la sierra de

aproximadamente 5,5 a 6,5 kWh/m² ; 5,0 a 6,0 kWh/m² en la Costa y en la Selva de aproximadamente 4,5 a 5,0 kWh/m² (Chonto, 2018).

2.12 Modelamiento y dimensionamiento de los SFCR

2.12.1 Generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico transforma la radiación solar en energía eléctrica continua, en un proceso regulado por su propia eficiencia, siendo esta caracterizada por el valor de la potencia del generador en las denominadas condiciones de predicción y medida (STC-standard test conditions), y por un conjunto de elementos relacionados con las condiciones de operación como temperatura de la célula, espectro y ángulos de incidencia de la luz solar distintos de STC (Zilles et al., 2012).

Los modelos que describen el comportamiento de los módulos fotovoltaicos son muy diversos, en cual en el siguiente trabajo mostrare el modelo más adecuado que permita estimar la potencia de salida del generador fotovoltaico, en las condiciones reales de operación.

Modelo polinomial de la potencia

Entre los factores que intervienen en la potencia producida por el módulo fotovoltaico, la radiación solar incidente en su plano y la temperatura de operación de las células estos son considerados los más relevantes.

Por otro lado, la potencia C.C. de entrada de un inversor entregado en el SFCR depende, además de los factores mencionados en el párrafo anterior, de la curva I – V en que el generador fotovoltaico está operando, el inversor debe siempre operar en el punto de máxima potencia (PMP) del generador fotovoltaico, el cual varía a lo largo del día, principalmente de las condiciones ambientales (radiación solar y temperatura ambiente) (Pinho & Galdino, 2014).

Para poder realizar los cálculos y obtener los datos de potencia de salida del generador fotovoltaico basándonos en la realidad, se utilizan dos parámetros importantes que son

conocidos como “coeficiente de temperatura” y la eficiencia de seguimiento del punto de máxima potencia del inversor.

Para calcular la tasa de variación de la máxima potencia del generador fotovoltaico con la temperatura, se utiliza el llamado “coeficiente de temperatura del punto de máxima potencia” dado por la Ecuación (2.4).

$$\gamma_{mp} = \frac{dP_{mp}}{dT} \cdot \frac{1}{P_{mp}} = \left(\frac{dV_{mp}}{dT} \cdot \frac{1}{V_{mp}} + \frac{dI_{mp}}{dT} \cdot \frac{1}{I_{mp}} \right) \quad (2.4)$$

A partir del coeficiente de temperatura (γ_{mp}) se puede calcular la máxima potencia máxima del generador fotovoltaico.

$$P_{mp} = P_{FV}^0 \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} [1 - \gamma_{mp} (T_C - T_{C.ref})] \quad (2.5)$$

Donde:

P_{mp} : Máxima potencia del generador fotovoltaico,

P_{FV}^0 : Potencia nominal del generador fotovoltaico (W),

$H_{t,\beta}$: Radiación incidente en el plano del generador fotovoltaico (W / m^2),

T_C : Temperatura equivalente de operación de la célula ($^{\circ}C$).

El subíndice referencia indica las condiciones de referencia en las condiciones estándar (1000W/m², 25 $^{\circ}C$ y AM=1.5)

Cabe resaltar que los valores obtenidos por la Ecuación (2.5), son valores teóricos ideales y no toma en cuenta las pérdidas en el proceso de seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP) representados por el parámetro η_{SPMP} , o sea, el valor más real de potencia de C.C. entregue al inversor y es obtenido por la Ecuación (2.6).

$$P_{FV} = P_{FV}^0 \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} [1 - \gamma_{mp} (T_C - T_{C.ref})] \cdot \eta_{SPMP} \quad (2.6)$$

La temperatura de la célula puede ser obtenido a partir de la temperatura ambiente, utilizando la Ecuación 2.7.

$$T_c = T_a (\text{°C}) + H_{t,\beta} (\text{W} / \text{m}^2) \left(\frac{TNOC(\text{°C}) - 20(\text{°C})}{800(\text{W} / \text{m}^2)} \right) \cdot 0.9 \quad (2.7)$$

Donde:

TNOC: Es la temperatura nominal de operación de la célula,

2.12.2 Inversor C.C. - C.A.

La selección del inversor es importante para asegurar el buen desempeño de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red, para seleccionar un inversor adecuado para un sistema fotovoltaico se deben considerar las características como el nivel de tensión y corriente, eficiencia de conversión, flexibilidad de instalación, durabilidad y seguridad.

Seguimiento de punto de máxima potencia

Es bastante importante el nivel de la radiación en el plano del generador fotovoltaico y de la temperatura de operación de la célula, el generador fotovoltaico se comporta, eléctricamente de acuerdo como una curva I -V. Para cada situación (radiación incidente y temperatura) existe un punto de máxima operación en que hay la máxima transferencia de potencia disponible por el generador fotovoltaico. Es conveniente que el inversor sea equipado con un dispositivo capaz de mover el punto de operación del generador para la máxima potencia, eso puede aumentar la eficiencia global del sistema y evitar pérdidas significativas (Zilles et al., 2012).

La eficiencia de conversión de los inversores, es el punto clave de los proyectos de conexión a la red eléctrica. Y también la eficiencia de seguimiento de punto de máxima potencia (η_{SPMP}). Para caracterizar el funcionamiento del inversor en su punto próximo de máxima potencia dependerá de los factores internos del inversor como, por ejemplo, su algoritmo de SPMP, En cuanto a sus factores externos, la potencia C.C. dependerá del punto

de la curva corriente – tensión (I – V) en cual el generador fotovoltaico está operando, que a su vez dependerá de las características del generador, condiciones ambientales tales como, irradiancia y temperatura ambiente.

Como el punto de máxima potencia varia a lo largo del día, los inversores conectados al generador fotovoltaico poseen un algoritmo de SPMP para maximizar la energía transferida para el lado C.A. en tanto muchos de esos algoritmos acaban moviendo el punto de operación como un artificio para proteger el inversor, cuando esté sometido a sobrecargas o temperaturas excesivas. Al escoger un buen inversor para una determinada instalación no se traduce solamente en la cualidad de su eficiencia de conversión, más también en el buen desempeño de su dispositivo de SPMP (Zilles et al., 2012).

Eficiencia de conversión

Para poder calcular la eficiencia del inversor es necesario calcular la potencia de salida de los inversores, fue utilizado el modelo de eficiencia de conversión del inversor la existencia de una dependencia de la potencia de salida, autoconsumo y de la carga del inversor, (Zilles et al., 2012) propusieron la siguiente expresión indicada en la Ecuación (2.8).

La Ecuación (2.8), definida por Zilles et al. (2012), cuantifica las pérdidas de conversión del inversor.

$$\eta_{inv}(P_{salida}) = \frac{P_{Salida}}{P_{Entrada}} = \frac{P_{Salida}}{P_{Salida} + P_{Perdidas}} = \frac{P_{Salida}}{P_{Salida} + k_0 + k_1 P_{Salida} + k_2 P_{Salida}^2} \quad (2.8)$$

Donde:

P_{Salida} : Potencia de salida normalizada,

k_0 : Coeficiente de pérdidas de autoconsumo,

k_1 : Pérdidas que varían linealmente con la potencia de salida, como las caídas de tensión en los diodos y dispositivos de conmutación,

k_2 : Pérdidas en cuadro de potencia de salida, (pérdidas óhmicas).

En la práctica se utilizan la Ecuación (2.9), (2.10) y (2.11), definida por Caamaño (1998), para la determinación de los valores de los parámetros característicos de las pérdidas de conversión del inversor.

$$k_0 = \frac{1}{9} \frac{1}{\eta_{Inv100}} - \frac{1}{4} \frac{1}{\eta_{Inv50}} + \frac{5}{36} \frac{1}{\eta_{Inv10}} \quad (2.9)$$

$$k_1 = -\frac{4}{3} \frac{1}{\eta_{Inv100}} + \frac{33}{12} \frac{1}{\eta_{Inv50}} - \frac{5}{12} \frac{1}{\eta_{Inv10}} - 1 \quad (2.10)$$

$$k_2 = \frac{20}{9} \frac{1}{\eta_{Inv100}} - \frac{5}{2} \frac{1}{\eta_{Inv50}} + \frac{5}{18} \frac{1}{\eta_{Inv10}} \quad (2.11)$$

Donde:

η_{Inv100} : Es el valor de la eficiencia instantánea correspondiente a la operación del inversor al 100% de la potencia nominal,

η_{Inv50} : Valor de la eficiencia del inversor al 50% de la potencia nominal,

η_{Inv10} : Valor de la eficiencia del inversor al 10% de potencia nominal.

Estos valores de eficiencia también pueden ser obtenidos de la curva de la eficiencia del inversor estos se encuentran en el catálogo del fabricante. Los datos de eficiencia η_{Inv10} , η_{Inv50} y η_{Inv100} del microinversor M215 le corresponde los siguientes valores 94.5%, 96.1% y 95.5% (Silva, 2019).

$$P_{Salida} = \frac{P_{Salida}}{P_{inv}^0} \quad (2.12)$$

Donde:

P_{inv}^0 : Potencia nominal del inversor,

P_{Salida} : Potencia de salida del inversor.

Cabe señalar que además de los parámetros característicos k_0 , k_1 y k_2 otros parámetros influyen en la eficiencia de los inversores, entre las cuales están las características del generador fotovoltaico, las condiciones de operación del inversor y como también dependerá de las pérdidas del inversor.

Al normalizar las pérdidas con relación a la potencia nominal del inversor P_{Inv}^0 se obtiene.

$$P_{Perdidas} = P_{FV} - P_{Salida} = k_0 + k_1 P_{Salida} + k_2 P_{Salida}^2 \quad (2.13)$$

La Ecuación (2.13), Se reorganiza en función de las potencias de entrada y salida del inversor, se obtiene.

$$P_{FV} = \frac{P_{Salida}}{\eta_{Inv}} = P_{Salida} + (k_0 + k_1 P_{Salida} + k_2 P_{Salida}^2) \quad (2.14)$$

Potencia de salida del SFCR

Se calcula la potencia de salida del inversor (P_{Salida}) por medio de la Ecuación (2.15), (2.16) y (2.17).

$$P_{Salida} = P_{Inv}^{max} \quad \dots\dots\dots \text{sí } P_{Salida} \geq P_{Inv}^{max} \quad (2.15)$$

$$P_{Salida} = 0 \quad \dots\dots\dots \text{sí } P_{FV} \leq k_0 P_{Inv}^0 \quad (2.16)$$

$$P_{Salida} = P_{Salida} P_{Inv}^0 \quad \dots\dots\dots \text{sí } k_0 P_{Inv}^0 < P_{Salida} < P_{Inv}^{max} \quad (2.17)$$

El parámetro P_{Salida} es obtenido por la solución de la Ecuación (2.14) que, para una mejor comprensión, es inscrita tal como se muestra en la Ecuación (2.18).

$$k_0 - P_{FV} + (1 + K_1) P_{Salida} + k_2 P_{Salida}^2 = 0 \quad (2.18)$$

Donde p_{FV} es la potencia de salida del generador fotovoltaico y p_{Salida} es la potencia de salida del inversor respectivamente son normalizados en relación con la potencia nominal del inversor P_{Inv}^0 .

Rendimiento energético o performance ratio (PR)

El rendimiento energético y en inglés performance ratio, el PR considera todas las pérdidas involucradas en un sistema fotovoltaico conectado a la red (el generador, sistema de acondicionamiento o el resto del sistema) (Pinho & Galdino, 2014).

Antecedentes de la investigación

En la siguiente tesis elaborado por Capcha (2017), se realiza el análisis y diseño haciendo uso de un microinversor y su conexión a la red, el sistema se simuló en el software PSIM, en donde se comprobó el correcto funcionamiento de un nuevo tipo de modulación por desplazamiento de fase que se diseñó con tres puertos unidos por circuitos en serie también se usó el conmutador tipo Zero Volt Switching (ZVS) en los interruptores de estado sólido.

A través de un análisis experimental de un sistema fotovoltaico utilizando microinversores (marca Enphase M215) y trabajando con su seguimiento de punto de máxima potencia o con las siglas en inglés Maximum Power Point Tracking (MPPT). Se ensayaron con diferentes materiales para determinar cuál es el mejor material que actúa como reflector de una instalación con radiación solar reflejada. Se concluyó que el aluminio galvanizado es el material que mejor actúa como reflector (Bravo, 2016).

En Colombia, las investigaciones sobre el uso de microinversores muestran resultados interesantes, así tenemos un estudio en la ciudad de Manizales que evaluó la conexión en cascada de microinversores de C.C. a C.A. con etapa intermedia de elevación y reducción de voltaje. La etapa intermedia es un convertidor de inductancia primaria de un solo extremo que entre otras cosas controla el punto máximo de potencia, finalmente concluyeron que el sistema inyecta a la red aún en condiciones de sombreado de alguno de los paneles y que al convertirlos contribuye en el seguimiento del punto de máxima potencia a través de la regulación de la corriente de entrada al microinversor (Álvarez, 2015). En esa misma línea

tenemos otro estudio en la ciudad de Cali, que implementa seis microinversores con los convertidores multinivel, multinivel multipulso y con módulo único de control, la conexión en serie de estos convertidores para generar señal alterna y reducir los porcentajes de disposición armónica total. Estos microinversores no requieren cableado de alto voltaje y ni etapa de elevación de tensión lo que permite una mayor eficiencia. Los resultados muestran que la distorsión armónica es menor cuando el ancho de pulso tiende a uno, y en cuanto mayor sea la frecuencia menor será la distorsión armónica total (Oviedo & Muños, 2016).

En Recife, Brasil en la Universidad Federal de Pernambuco se evalúa los datos de monitoreo del sistema fotovoltaico conectado a la red con almacenamiento de energía en un banco de baterías. Se monitorea parámetros del generador, batería y otros. Los resultados obtenidos se expresaron en promedios diarios y mensuales de: energía solar total producida, consumo eléctrico total, energía eléctrica inyectada a la red, contribución solar en el consumo de la energía. También se concluyó que las condiciones de operación del inversor son muy importantes en los sistemas fotovoltaicos conectados a la red con acumuladores, el tiempo de carga está programado y monitoreado para el inversor, si el período de carga de la batería es inadecuado disminuye la contribución de energía, el factor de dimensionamiento del inversor es un valor importante (Barbosa, Silva, & Melo, 2007).

En Porto Alegre, Brasil se realizó la investigación experimental de montaje, monitoreo y análisis experimental de una instalación fotovoltaica de potencia 4.8 kW conectada a la red eléctrica. El sistema se dividió en tres subsistemas fotovoltaicos de diferentes clasificaciones de potencia, y estas utilizan paneles de tipo monocristalino de 100 W y 24V, y de forma independiente alimentan a tres inversores senoidales monofásicos conmutados de 1100 W. la planta tiene instalada un sistema de adquisición de datos para el monitoreo de las tensiones eléctricas de cada panel y corriente, la potencia eléctrica continua y alterna, la irradiación, temperatura ambiente, modulo e inversores. La división de los sistemas permitió caracterizar su comportamiento energético, analizar los arreglos sobredimensionados, también evaluar las pérdidas de los subsistemas. El objetivo por el cual se realizó la investigación es optimizar el factor de dimensionamiento del sistema. Se utilizó el programa Crearray como referencia para analizar el dimensionamiento de cada subsistema y obtener la potencia eléctrica real. Con la potencia eléctrica real se estable el factor de dimensionamiento de 0,65, 0,73 y 0,86

estos valores son responsables de la cantidad de energía inyectada a la red, En la comparación de los subsistemas se contrastó que hubo pérdidas y se dedujo que el inversor trabaja con potencias menores en la entrada es por ello que se dan las pérdidas, y se concluyó cuando el sistema trabaja con un factor de dimensionamiento de 0,73 las condiciones de operación son buenas y las pérdidas son mínimas con respecto a los otros dos factores de dimensionamiento (Dias, 2006).

En Sao Paulo Brasil, se realizaron una evaluación económica para los sistemas fotovoltaicos conectados a la red, al realizar la investigación se describe una metodología desarrollada para la estimación del costo de generación fotovoltaica, a partir de datos históricos de irradiación de dieciséis localidades, donde la tarifa es más cara del resto de país. Se elaboró un modelo matemático para investigar el comportamiento de kWh fotovoltaica a lo largo del tiempo frente a la tarifa convencional. Se concluyó que los sistemas fotovoltaicos conectados a la red son una buena opción para producir electricidad en lugares que requieren energía eléctrica y no es necesario la construcción de grandes plantas generadoras, las regiones sureste y sur de Brasil son los que más aprovechan esta energía (Benedito, 2009).

La disertación elaborada por Teles (2017), fue realizado en el laboratorio de la Universidad Federal de Pará, en la ciudad de Belén. El trabajo evalúa experimentalmente la comparación de desempeño de tres inversores string, microinversor y convertidor de C.C.-C.C. se compararon los resultados obtenidos en un mecanismo de adquisición de datos concluyendo que para una latitud $1^{\circ} 27'$ sur y altitud $48^{\circ} 30'$ oeste, el inversor que mejor desempeño muestra es el convertidor C.C.- C.C.

La investigación realizada por Almeida (2012), realizado en el Instituto de Electrotecnia y Energía de la Universidad de Sao Paulo. El investigador propone una metodología de calificación de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de 12,26 kW y adecuación de las normas técnicas relacionados con los sistemas fotovoltaicos. El procedimiento propuesto tiene dos focos principales: la puesta en marcha (verificación y pruebas operativas) y la caracterización de la producción de energía. El trabajo resumió algunas normas técnicas relacionadas al tema de estudio, presento los principales parámetros de desempeño utilizados para caracterizar un sistema fotovoltaico, también propuso una metodología para calcular la energía inyectada a la red.

En el Instituto de Energía y Medio Ambiente de la Universidad de Sao Paulo se evaluó 15 inversores diferentes durante un período de tres años aplicando los estándares de calidad de prueba de inversores. El análisis concluye que dentro de los inversores estudiados, hay inversores capaces de cumplir con los requisitos de los estándares de calidad de Brasil y hay inversores que necesitan desarrolló de software y hardware para cumplir con los requisitos de las normas técnicas (Neto, 2017).

El artículo elaborado por Kabalci, Boyar, & Kabalci (2017), realizó el diseño y análisis de un microinversor para sistemas de energía solar fotovoltaica monofásico, se simuló en el software MATLAB Simulink bajo varias irradiancias solares. Y como resultado se obtuvo que a pesar de disminuir o aumentar la irradiancia solar, la tensión de salida del inversor no cambia y se adquiere como forma de onda sinusoidal pura.

La investigación realizada por Harb, Kedia, Zhang, & Balog (2013), realizó la comparación entre un sistema fotovoltaico con inversor string (cadena) y un sistema fotovoltaico basado con microinversores, ambos de 6kW. Los sistemas fotovoltaicos residenciales se compararon la confiabilidad, disponibilidad, seguridad, falla y costo de ambas configuraciones. Se encontró que la recolección de energía del microinversor le da una ventaja económica durante la vida útil del sistema fotovoltaico, por ende, es económicamente rentable.

CAPITULO 3 - MATERIALES Y MÉTODOS

3.1 Formulación de hipótesis

3.1.1 Hipótesis general

Técnicamente el sistema fotovoltaico conectado a la red con Microinversor será viable en condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca.

3.1.2 Hipótesis específico

- ✓ La latitud, irradiancia, temperatura ambiental, corriente, tensión serán considerados para el diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red con microinversor.
- ✓ Las características del microinversor será adecuada para la implementación del sistema fotovoltaico conectado a la red.
- ✓ El sistema fotovoltaico conectado a la red con microinversor será viable económicamente en las condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca.

3.2 Materiales

3.2.1 Recursos humanos

- ✓ Tesista,
- ✓ Personal para el montaje del sistema FV,
- ✓ Personal para el mantenimiento del SFCR.

3.2.2 Recursos materiales o equipos

Módulo fotovoltaico

Se considera que uno de los elementos fundamentales de un sistema fotovoltaico son los módulos fotovoltaicos, en donde tiene como función principal captar la energía solar incidente y generar una corriente eléctrica (Corilla, 2014).

El generador fotovoltaico está compuesto por 8 módulos fotovoltaicos, de fabricante TELESUN modelo, TP660P, con una potencia nominal de 270W, y compuesto por 60 células de silicio policristalino. La potencia nominal del sistema fotovoltaico de 2160 W. en la Tabla 3.1, se observa la principal información sobre las características eléctricas del módulo fotovoltaico de acuerdo al manual técnico del fabricante.



Figura 3.17. Módulo FV fabricante, TELESUN modelo TP660P- 270 W adaptado del fabricante.

El módulo fotovoltaico de silicio policristalino, en donde sus proceso de cristalización no es ordena y se obtiene redes cristalinas en cada cristal también se debe tener en cuenta que la célula está conformada por la unión de diferentes células (Corilla, 2014)..

En la Tabla 3.1, se muestra las principales características eléctricas del módulo fotovoltaico modelo TP660P con una potencia nominal de 270W, los datos descritos en la

siguiente tabla se plasmaron de la ficha técnica del fabricante, y en la Tabla 3.2, muestra las características eléctricas del generador fotovoltaico, constituido por 8 módulos FV.

Tabla 3.1. Características del módulo fotovoltaico adaptado del fabricante.

Módulo TP660P – 270 W Policristalino	
Parámetros eléctricos (STC)	
Potencia eléctrica máxima (P_{mp})	270 w
Corriente de máxima potencia (I_{mp})	8.63 A
Tensión de máxima potencia (V_{mp})	31.3 V
Corriente de corto circuito (I_{SC})	9.09 A
Tensión de circuito abierto (V_{OC})	38.5 V
Parámetros térmicos	
Temperatura nominal de operación de la célula ($TNOC$)	$45^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$
Coefficiente de temperatura de (I_{SC})	0.060%/°C
Coefficiente de temperatura de (V_{OC})	-0.31%/°C
Coefficiente de temperatura de (P_{mpp})	-0.40%/°C

Tabla 3.2. Características del generador fotovoltaico adaptado del fabricante.

Generador fotovoltaico de 2.16 kW	
Parámetros eléctricos	
Potencia máxima	2.16 kW
Corriente de máxima potencia	69.04 A
Tensión de máxima potencia	31.3 V
Corriente de corto circuito	72.72 A

Microinversor

Para la conversión de la energía C.C. a C.A. se utiliza el microinversor modelo Enphase M215, con tensión máxima de entrada de 45 Vcc y tensión nominal de salida de 240/211-264 Vca, con frecuencia 60 Hz, potencia nominal de salida de 215 W y un rendimiento máximo de 96.3 % en la Figura 3.18, se observa el microinversor modelo M215 marca Enphase.



Figura 3.18. Microinversor modelo Enphase M215 adaptado del fabricante.

El microinversor proporciona SPMP en el nivel del módulo fotovoltaico, esto se produce con el fin de que la energía producida por cada módulo fotovoltaico sea maximizada, y después invertir la corriente para alimentar la red eléctrica sin intermediarios. Al integrar cada módulo FV directamente a un microinversor, es posible minimizar las pérdidas debido a la dispersión de parámetros de los módulos FV que constituyen el generador FV. Como por ejemplo los efectos de una iluminación no uniforme del módulo FV. En esa configuración, como ya único módulo FV para generar, significa que no habrá problemas de dispersión de parámetros y se debe de esperar una mejor actuación del SPMP. Esta tecnología es frecuentemente vendida usándose el argumento de ser muy apropiada para residencias con baja demanda de energía y donde la sombra parcial es una cuestión crítica. la Tabla 3.3, nos muestra las características eléctricas del microinversor de acuerdo a la ficha técnica del fabricante.

Tabla 3.3. Características del microinversor M215 adaptado del fabricante.

Microinversor M215	
Lado C.C. (datos de entrada)	
Tensión de entrada recomendada (STC)	190 -270 W
Corriente máxima de entrada	10.5 A
Tensión máxima de entrada (V_{oc})	45 V
Faja de operación de SPMP	22 V – 36 V
Lado C.A. (datos de salida)	
Tensión nominal de salida (V_{ca})	240/ 211-264 V
Corriente máxima de salida (I_{ca})	0.9 A
Potencia eléctrica nominal (P_{inv})	215 W
Potencia eléctrica máxima de salida	225 W
Frecuencia eléctrica	60 / 59.3-60.5Hz
Factor de potencia FP	>0.95
Eficiencia máxima (η_{inv})	96.3
Eficiencia de SPMP	99.6 %

A continuación, se muestra la tabla 3.4, donde se presentan respectivamente las características eléctricas acerca de los 8 microinversores que constituyen el sistema fotovoltaico.

Tabla 3.4. Características con 8 microinversores M215 adaptado del fabricante.

Microinversor M215	
Lado C.A. (datos de salida)	
Tensión de salida nominal (V_{ca})	240/ 211-264 V
Corriente máxima de salida (I_{ca})	7.2 A
Potencia eléctrica nominal (P_{inv})	1720 W
Potencia eléctrica máxima de salida	1800 W
Frecuencia eléctrica	60/ 59.3-60 Hz

3.3 Metodología del diseño del SFCR

En primer lugar, se realiza la metodología aplicada para el diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red con microinversor, que consiste en realizar el diseño mecánico de la estructura de soporte, el diseño eléctrico, obtención de la irradiación solar y simulación de sombras. En segundo lugar, se realiza la implementación del SFCR, que consiste en realizar la instalación de la estructura de soporte tipo monopostes, montaje de los de los módulos fotovoltaicos, instalación del microinversor y la instalación eléctrica del sistema fotovoltaico. Y por último se realiza el análisis económico del SFCR con microinversor, que consiste en calcular el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Período de Recuperación (PR), estos tres parámetros se analizarán para obtener la viabilidad del SFCR con microinversor.

3.3.1 Metodología para el diseño mecánico de la estructura de soporte

- ✓ El marco de 45° perfil propio de la estructura, con longitudes 992 mm x 985.65 mm, estas medidas se diseñaron con respecto a las dimensiones del módulo FV, el tipo de material es de fierro galvanizado.

Como se puede observar en la Figura 3.19, el marco de la estructura es de 45° con sus respectivas medidas, el material es de fierro galvanizado, y de este modo el módulo FV se podrá apoyarse.

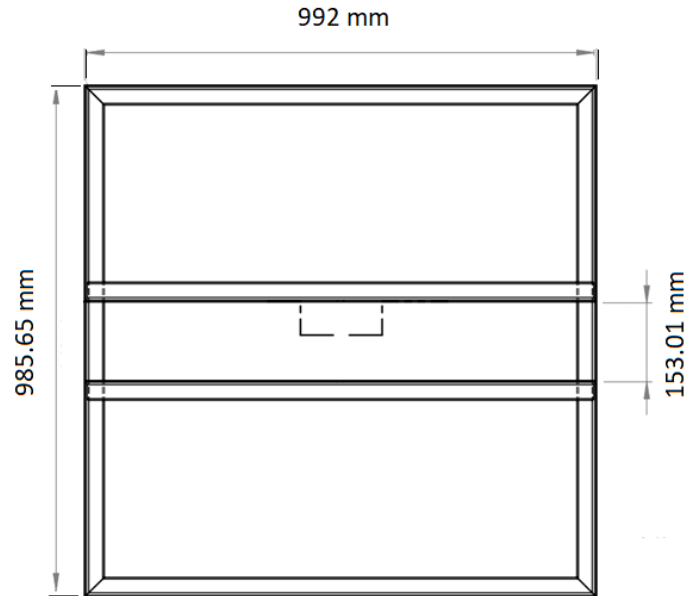


Figura 3.19. Marco de 45° propio de la estructura adaptado de Quispe (2019).

- ✓ Soporte de acople de fierro galvanizado.

En la Figura 3.20, se observa el soporte de acople propio del perfil de la estructura, este material nos permitirá acoplar el marco de 45° y el soporte de monoposte.

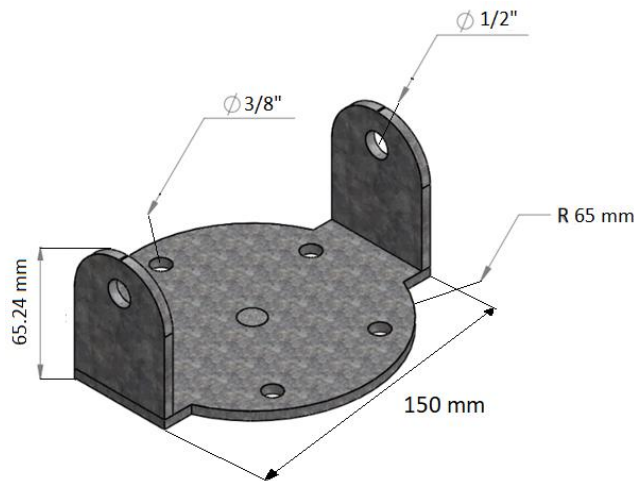


Figura 3.20. Soporte de acople adaptado de Quispe (2019).

- ✓ Soporte del monoposte de fierro galvanizado

Se observa en la Figura 3.21, el soporte del monoposte que tiene como función soportar el marco de 45°, como también del módulo fotovoltaico, se observa las medidas a las que se diseñó el soporte de monoposte.

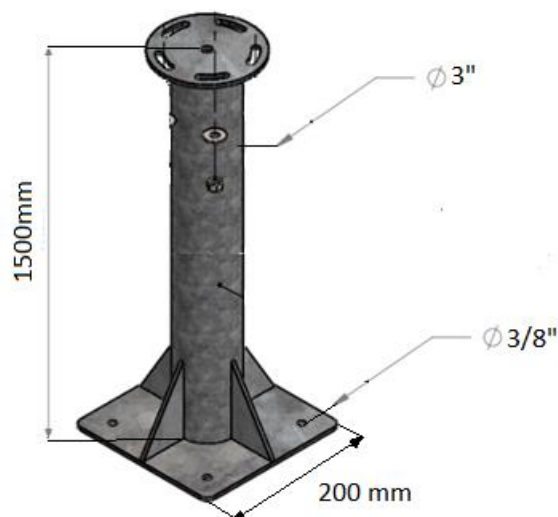


Figura 3.21. Soporte monoposte adaptado de Quispe (2019).

Normas aplicables:

- ✓ Universal Technical Standard for Solar Home Systems, Thermic B SUP 995-96, EC-DGXVIL, 1998, traducido en español “Norma Técnica Universal para Sistemas Fotovoltaicos Domésticos”.
- ✓ Norma Técnica de Edificación EM080 Instalaciones con Energía Solar.

Características técnicas de los soportes:

- ✓ La estructura de soporte debe tener la capacidad de resistir como mínimo 10 años de exposición a la intemperie, sin corrosión o fatiga apreciables (Rapallini, Lorenzo, & Egido, 1998).
- ✓ Las estructuras de soporte deben soportar vientos de 120 km/h, como mínimo (Rapallini et al., 1998).
- ✓ En caso de módulos fotovoltaicos con marco, su fijación a los soportes solo puede realizarse mediante elementos (tornillos, tuercas, arandelas, etc.) de acero inoxidable (Rapallini et al., 1998).

- ✓ Las estructuras metálicas deberán pintarse con un esmalte anticorrosivo no contaminante para proteger la integridad del panel fotovoltaico.
- ✓ El diseño del soporte metálico deberá presentar la facilidad de limpieza de los módulos fotovoltaicos y la inspección de las cajas de conexión.
- ✓ Los soportes deberán contar con una estructura metálica que permita una inclinación del módulo fotovoltaico de 15° sobre la horizontal y la vertical que eleva el módulo más de 2 m sobre el suelo.
- ✓ La superficie que ocupara el SFCR tiene un área de $11.794m^2$
- ✓ El peso de los módulos fotovoltaico que soportan la estructura de soporte es de 18.5 kg.

Estructura de soporte:

La estructura de soporte para nuestro sistema fotovoltaico se diseñó tipo monoposte, y se contara con 8 de estas estructuras con soportes móviles para poder variar la inclinación de los 8 módulos fotovoltaicos y así captar la mayor radiación posible, la estructura fue fabricado de acero galvanizado, con el fin de evitar corrosión a causa de las condiciones climáticas de la ciudad de Juliaca. El diseño de la estructura de soporte debe facilitar la instalación y mantenimiento de los módulos fotovoltaicos (NTP-EM080). En la Figura 3.22, muestra el diseño de la estructura de soporte que empleamos para el sistema fotovoltaico con orientación al norte geográfico y se realiza la inclinación para cuatro ángulos 5°, 15°, 25° y 35°. El diseño se realizó utilizando la herramienta AUTOCAD del soporte del tipo monoposte del SFCR.



Figura 3.22. Estructura de soporte tipo monoposte del sistema FV adaptado de Quispe (2019).

Prueba: Se comprobará visualmente y mediante el manipuleo, las características técnicas de soporte.

3.3.2 Metodología de diseño eléctrico

Para el diseño eléctrico del sistema FV, se realizó el diagrama multifilar del sistema, donde muestran los detalles de conexión de cada módulo fotovoltaico con su respectivo microinversor, la conexión se realizará en paralelo en la salida de los microinversores que pasará por su respectivo medidor y luego pasará por el sistema de protección hasta el punto de conexión a la red eléctrica.

Normas aplicables

- ✓ Norma IEC 61215: “Terrestrial photovoltaic (PV) modules with crystalline solar cells – Design qualification and type approval”, traducido en español “módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestres, cualificación del diseño y homologación”
- ✓ Norma IEC 61724–1: “Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring”, traducido en español “rendimiento del sistema fotovoltaico. Parte 1: monitorización”.

- ✓ Norma DGE: Especificación técnica del sistema fotovoltaico y sus componentes electrificación rural.
- ✓ Código Nacional de Electricidad “Utilización 2006”

En la Figura 3.23, se observa el diagrama multifilar del SFCR, en donde nos muestra la conexión de los módulos FV, el microinversor, los medidores, el sistema de protección y las medidas de los conductores, con respecto a los medidores y el sistema protección se ubicarán en un tablero para su fácil visualización.

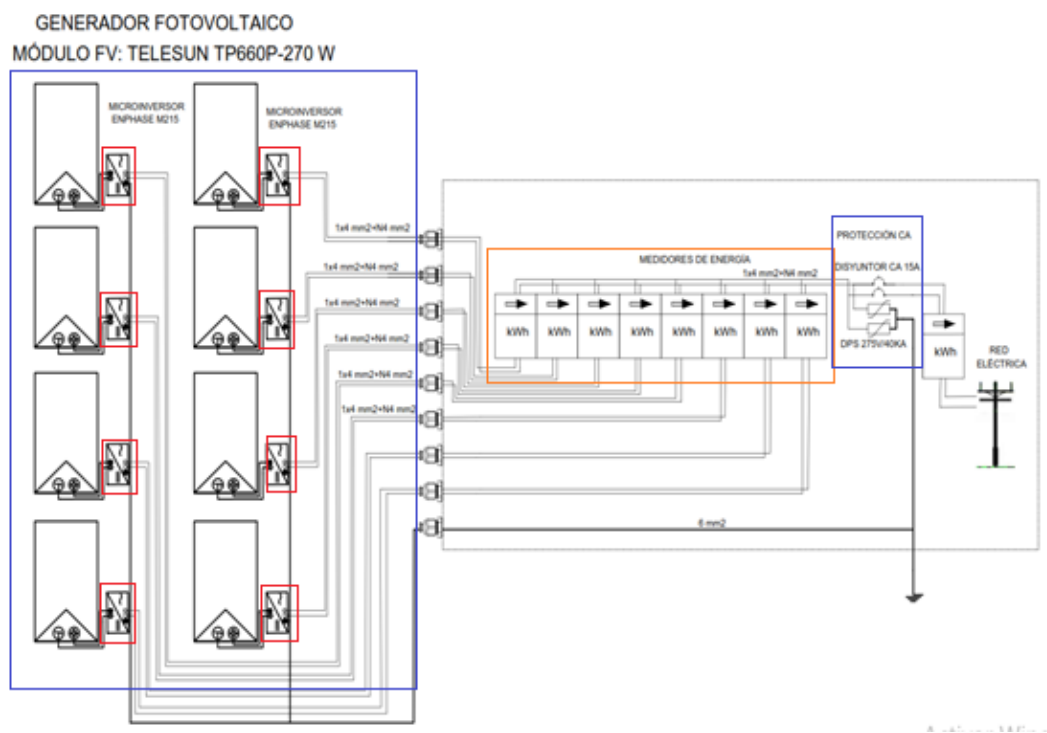


Figura 3.23. Diagrama multifilar del sistema fotovoltaico conectado a la red con microinversor adaptación propia.

Dispositivo de protección y selección de conductores:

Para la seguridad de los equipos que forman el sistema fotovoltaico y la seguridad del personal encargado de su mantenimiento y operación óptima, es necesario instalar los elementos de protección, como el disyuntor o interruptor termomagnético y el Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS). El cálculo de la protección se realizara

independientemente para cada uno de los circuitos que forman la instalación, dependiendo entre tramos de corriente continua y de corriente alterna, la protección deben ser distintas para cada tramo (Cornejo, 2013).

Disyuntor

Disyuntor o interruptor magnetotérmico, protege los equipos y conductores eléctricos de daños provocados por cortos circuitos y sobrecargas eléctricas. Para el dimensionamiento del disyuntor, es de acuerdo a la máxima corriente de salida de los microinversores y de acuerdo a los valores encontrados en el mercado (Siqueira, 2015). El disyuntor escogido es de 15A.

Dispositivo de Protección contra Sobretensiones DPS

El dispositivo de protección contra sobretensiones (DPS), están destinados a la protección de las instalaciones eléctricas contra efectos directos o indirectos de descargas atmosféricas, el DPS utilizado es monopolar de marca CLAMPER clase II de 275V/40kA. Es de tipo limitador de tensión, compuesto por un varistor de oxido metálico asociado a un dispositivo de desconexión térmica (sobre temperatura) o eléctrica (sobre corriente).

En la Tabla 3.5, se observa las principales características eléctricas del Dispositivo de Protección contra Sobrecargas DPS, como soportabilidad a corriente de corto circuito de 5 kA sin fusible backup, conexión directa a las barras de los cuadros de distribución de la energía, tiene una desconexión interna que desconecta el DPS de la red en caso este sea sometido a disturbios encima de su capacidad, y otras características.

Puesta a tierra

La puesta a tierra del sistema fotovoltaico interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red eléctrica de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan trasferencias de defectos de la red eléctrica (Cornejo, 2013).

Tabla 3.5. Dispositivo de Protección contra Sobrecargas DPS Clamper clase II adaptado del fabricante.

DPS Clamper clase II	
Modos de protección	L/PE (modo común) o L/N-N/PE (modo diferencial)
Tecnología de protección	Varistor de Oxido Metálico (VOM)
Tiempo de respuesta típico	< 25 ns
Máxima corriente de corto circuito sin fusible	5 kA
Resistencia de aislamiento	>100 MΩ
Temperatura de operación	- 40 a +70 °C
Grado de protección	IP20

Cableado

Es importante que los cables utilizados en la instalación estén preparados para soportar las más adversas condiciones climáticas, ya que estarán expuestos a una intensa radiación, calor, frío y lluvia. También se recomienda los límites de la caída de tensión es de 1% a 3%. Con la ayuda de la Ecuación 3.19. Obtendremos la sección mínima del conductor en función de la longitud del ramal, de la tensión nominal y el nivel de pérdidas (Pinho & Galdino, 2014).

$$s(mm^2) = \rho(\Omega \cdot mm^2 / m) \times \frac{d(m) \times I(A)}{\Delta V(V)} \quad (3.19)$$

Donde:

ρ : Resistividad del material del conductor, generalmente cobre;

d : Distancia total del conductor;

I : Corriente que pasa por el conductor;

ΔV : Caída de tensión tolerada en el cableado.

3.3.3 Metodología para obtención de la irradiación solar

El estudio energético es uno de los parámetros más importantes para poder definir si un sistema fotovoltaico se instalará o no, cabe mencionar que la radiación cambia a lo largo del día, en función de la posición del sol, por lo que es imprescindible una adecuada posición de los módulos fotovoltaicos, esto se realiza con el fin de encontrar el origen del seguimiento del punto de máxima potencia (Capcha, 2017). El estudio energético de radiación solar de nuestra ubicación del proyecto de investigación se tomó como referencia la investigación realizada por los docentes que a continuación se mencionara.

Los datos obtenidos en la Tabla 3.6 y Tabla 3.7, son datos del estudio y evaluación de resultados de irradiación para Puno del proyecto de investigación docente, con el título “*Diseño e implementación de un analizador con sistemas SCADA para evaluación de parámetros de funcionamiento de un mini- parque solar fotovoltaico de 2 kW en sistemas aislados y conectados a la red para la UNAJ*”. Este estudio se debió a partir del convenio de cooperación académica entre la Universidad Jaén (España) y la Universidad Nacional de Juliaca (UNAJ), a través del Centro de Energías Renovables de la Universidad Nacional de Ingeniería (CER-UNI). Los datos de irradiancia e irradiación son en el plano inclinado de 15° tomados en período de un año, del mes enero y febrero son del año 2020 y el resto de los meses son del año 2019, estos datos fueron registrados en una celda calibrada de 5W.

De acuerdo a la Tabla 3.6, la irradiación promedio mensual en el plano inclinado de 15° grados medidos en la ciudad de Juliaca es de $5.98kWh/m^2/d$ y una irradiancia promedio mensual de $499.08W/m^2/d$.

Tabla 3.6. Datos de irradiación e irradiancia solar mensual en el plano de 15° adaptado de Proyecto de investigación docentes (2019).

Meses	Irradiación (KWh/M2- día)	Irradiancia (W/m2-día)
Enero (2020)	5.62	468.72
Febrero (2020)	5.61	467.89
Marzo (2019)	5.45	454.32
Abril (2019)	5.73	477.65
Mayo (2019)	6.06	508.80
Junio (2019)	5.80	483.63
Julio (2019)	5.98	498.17
Agosto (2019)	6.72	559.71
Septiembre (2019)	6.29	524.20
Octubre (2019)	6.96	580.40
Noviembre (2019)	5.95	495.80
Diciembre (2019)	5.64	469.70
Promedio mensual	5.98	499.08

La Tabla 3.7, muestra los datos de temperatura ambiente y la temperatura a la que se encuentra el módulo fotovoltaico. Estos datos nos ayudan en calcular la eficiencia del microinversor, como también la energía generada por nuestro sistema fotovoltaico.

Tabla 3.7. Datos de temperatura ambiente y temperatura de la célula adaptado del Proyecto de investigación docentes (2019).

Meses	Temp. Amb (°C)	Temp. Módulo (°C)
Enero (2020)	16.90	28.47
Febrero (2020)	16.73	28.68
Marzo (2019)	16.55	27.91
Abril (2019)	15.99	28.32
Mayo (2019)	15.27	29.02
Junio (2019)	13.39	26.87
Julio (2019)	13.24	26.72
Agosto (2019)	14.61	29.30
Septiembre (2019)	17.00	29.69
Octubre (2019)	17.95	32.42
Noviembre (2019)	17.25	29.88
Diciembre (2019)	18.17	29.94
Promedio mensual	16.09	28.94

Para poder determinar nuestro estudio energético, utilizamos la base de datos del software Retscreen, estos datos se muestran en la Tabla 3.8, ahí podemos observar datos de irradiación en el plano horizontal de la ciudad de Juliaca, y el promedio de irradiación solar anual es de $6.11 \frac{kWh}{m^2} \cdot d.$

Tabla 3.8. Datos de irradiación en el plano horizontal, adaptado de la base de datos de Retscreen

Promedio de irradiación en plano Horizontal [kWh/m²-día]	
Enero 2020	5.84
Febrero 2020	5.84
Marzo 2019	5.66
Abril 2019	5.65
Mayo 2019	6.63
Junio 2019	5.39
Julio 2019	5.57
Agosto 2019	5.94
Setiembre 2019	6.49
Octubre 2019	6.84
Noviembre 2019	7.01
Diciembre 2019	6.50
Promedio Mensual	6.11

3.3.4 Metodología para la simulación de sombras

Consideración a tomar en cuenta antes de iniciar la simulación:

- ✓ Primero, se realiza la ubicación el lugar exacto donde se instalarán los sistemas fotovoltaicos.
- ✓ Segundo, se ubica el norte geográfico del sistema fotovoltaico,
- ✓ Tercero, la separación entre módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos deben ser colocados suficientemente distantes de objetos que puedan cubrir a la luz del sol, para que ninguna sombra ocurra especialmente en las horas de mejor irradiancia u horas centrales del día, usualmente entre las 9 y 15 horas. La Ecuación

3.20, muestra un método para estimar la distancia mínima que el generador fotovoltaico debe ser colocado de la fuente de sombras (Pinho & Galdino, 2014).

$$d = Fe(h_{ob} - h_i) \quad (3.20)$$

Donde:

d : Distancia mínima a ser mantenida entre el generador fotovoltaico y el obstáculo (m);

Fe : Factor de espaciamento obtenido por la curva de la Figura 3.24;

h_{ob} : Altura del obstáculo (m);

h_i : Altura de la instalación del generador fotovoltaico (m).

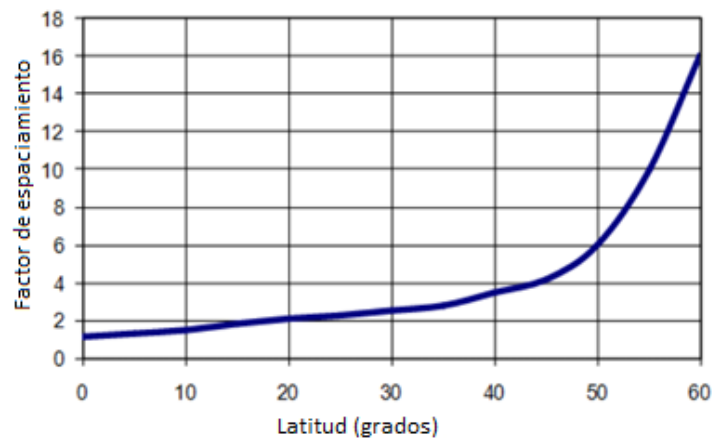


Figura 3.24. Factor de espaciamento versus latitud del local de la instalación del generador fotovoltaico adaptado de Pinho et al. (2008).

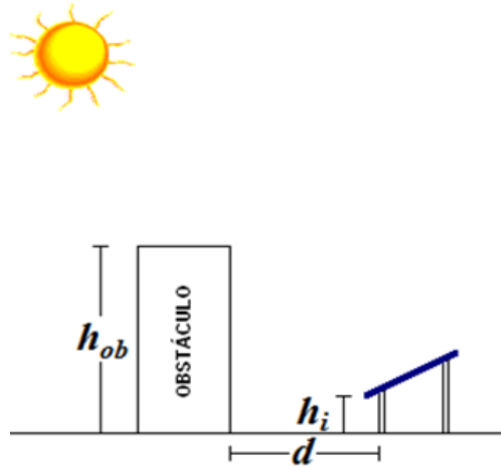


Figura 3.25. Definición del espaciado mínimo entre el generador fotovoltaico y el obstáculo, para evitar sombras parciales adaptado de Pinho et al. (2008).

Resultados de la simulación de sombras:

En la Figura 3.26, se muestra la simulación de sombras que se realizó utilizando el Sketchup y se comprobó que el sistema fotovoltaico no presenta sombras por ende el sistema fotovoltaico se encuentra bien ubicado.

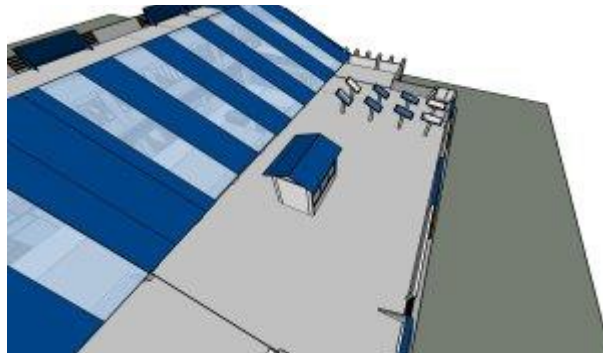


Figura 3.26. Simulación de sombra en Sketchup, adaptación propia.

Trasporte de los materiales

Se considera el transporte de materiales, en el análisis económico especifica el costo del recurso.

3.4 Implementación del SFCR

El sistema fotovoltaico cuenta con los siguientes equipos principales: 8 módulos fotovoltaicos marca Telesun modelo TP660P-270 policristalino de 270 W, 8 microinversores marca Enphase modelo M215 de potencia nominal de salida 215 W, 9 medidores de energía monofásico marca Hiking modelo DDS230-2 de 20 mA-79 A un disyuntor de 15 A, un DPS marca Clamper clase II de 275V/40 kA y otros componentes necesarios para la instalación. El área total de captación de energía solar es de $11.794m^2$.

3.4.1 Ubicación del sistema fotovoltaico

La instalación del sistema fotovoltaico se ubicará en la planta superior de edificio del Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética de la Escuela Profesional en Energías Renovables EPIER – Sede Ayabacas de la Universidad Nacional de Juliaca, donde se encuentra entre las coordenadas geográficas de latitud sur $15^{\circ}24'40.59''$ a longitud oeste $70^{\circ}5'42.00''$ con altitud de 3837 msnm, el clima es frío y seco.

País	: Perú
Departamento	: Puno
Provincia	: San Román
Distrito	: San Miguel
Latitud sur	: $15^{\circ}24'40.59''$
Longitud oeste	: $70^{\circ}5'42.00''$
Altitud sur	: 3837msnm

En la Figura 3.27, se observa el edificio del Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética de la Escuela Profesional en Energías Renovables EPIER, que se encuentra ubicado en el Centro Poblado de Ayabacas del Distrito de San Miguel, cabe mencionar que el edificio está orientado al norte geográfico.

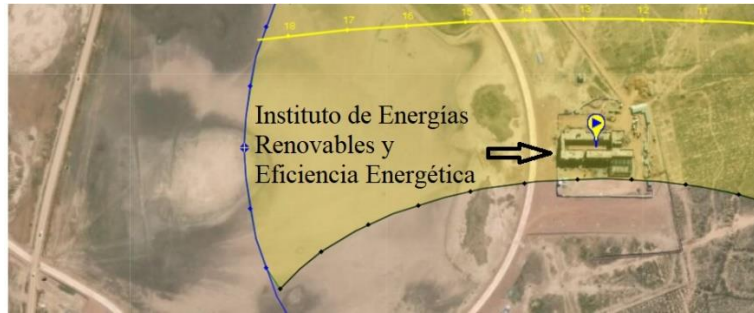


Figura 3.27. Instituto de energías y eficiencia energética adaptado de SunEarthools (2020).

Para cumplir con el objetivo de implementación, se realiza el montaje de los sistemas fotovoltaicos y las pruebas protocolares de los equipos. Se observo que la mejor ubicación del SFCR es el segundo nivel del edificio del Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética, ya que cuenta con un área despejada y libre de sombras, además que este edificio está orientado al norte geográfico.

Normas aplicables

- ✓ Norma IEC 61724-1 Ed.1- “Photovoltaic system performance monitoring – Guidelines for measurement data Exchange and análisis”, traducido en español “Desarrolló de monitoreo de sistemas fotovoltaicos – Lineamiento para medición, intercambio de datos y análisis”.
- ✓ ASTM E 1799 – “Visual Inspections of Photovoltaic Modules. Practices”, traducido en español “Prácticas para inspección visual de módulos fotovoltaicos”.
- ✓ “Universal Technical Standart fox Solar Home Systems” Thermie Bsup 995-96, EC-DGXVIL 1998, traducido en español “Norma Técnica Universal para Sistemas Fotovoltaicos Domésticos”.
- ✓ Norma de la Dirección General de Electricidad DGE, especificación técnica del sistema fotovoltaico y sus componentes para electrificación rural.

La norma DGE, nos recomienda obtener información sobre las condiciones climáticas y geográficas del lugar en donde se instalará el sistema fotovoltaico,

A las condiciones climatológicas y geográficas que se instalaran los sistemas fotovoltaicos se menciona a continuación: la irradiación solar promedio anual es de

5.98kWh / m² / día , la humedad relativa de 79.64%, rango de temperatura ambiente es de - 10.4 °C a 18.17 °C, velocidad del viento de 2.70 m/s a una altura de 3837 msnm, estos datos se obtuvieron de la base de datos de SENAMHI y del Proyecto de investigación docentes de la Universidad Nacional de Juliaca.

Pruebas antes de la instalación:

En primer lugar, se realiza una prueba visual de todos los equipos, componentes que se instalaran al sistema fotovoltaico, con el fin de evitar problemas futuros.

3.4.2 Montaje de estructuras de soporte

La estructura de soporte es la encargada de asegurar el módulo fotovoltaico, proporcionan la buena orientación e inclinación del módulo fotovoltaico, para el buen aprovechamiento de la radiación solar.

En la Figura 3.28, se observa el montaje de los soportes de monoposte de material fierro galvanizado cabe mencionar este material evita la corrosión de la estructura. En el momento del montaje se debe realizar con mucho cuidado y con las respectivas indicaciones del especialista, verificando que los soportes de monopostes estén de manera estable, ya que estos soportarán todo el peso de la estructura y de los módulos fotovoltaicos, asegurarse que estén correctamente ubicados con la separación indicada y bien ajustados las tuercas, pernos y otros componentes.



Figura 3.28. Soportes de monoposte, adaptación propia.

En la Figura 3.29, se observa la estructura de soporte completo, se toma en cuenta que el marco de la estructura debe estar inclinado a 15° y orientado al norte geográfico, esta misma se ajustará correctamente con el soporte de acople, verificar que estén correctamente instalados, ya que estos resistirán el peso del módulo fotovoltaico y las inclemencias del tiempo que se darán durante el año.



Figura 3.29. Montaje de la estructura de soporte adaptación propia.

3.4.3 Montaje de los módulos fotovoltaicos

Después de culminar con el montaje de las estructuras estas debidamente aseguradas y fijos, se procede al montaje de los módulos fotovoltaicos. La misma que se observa en la Figura 3.30, se debe verificar que cada módulo esté debidamente ubicado al norte geográfico y su inclinación sea de 15° para poder asegurar la máxima captación de luz solar durante el día, considerando su ventilación adecuada para permitir disipar el calor que normalmente se produce debido a la acción de los rayos solares.



Figura 3.30. Montaje de los módulos fotovoltaicos adaptación propia.

3.4.4 Instalación de los microinversores

El microinversor M215 es un dispositivo electrónico de baja potencia, es por ello que se conecta a cada módulo FV, el microinversor cumple con la función de conversión de la potencia de corriente continua a potencia de corriente alterna del módulo fotovoltaico y posteriormente inyectarlo a la red eléctrica de baja tensión. En la Figura 3.31, se observa la instalación del microinversor en la estructura de soporte para posteriormente conectarlo al módulo fotovoltaico.



Figura 3.31. Instalación del microinversor M215 adaptación propia.

3.4.5 Instalación de medidores y sistemas de protección

Se instalará un medidor monofásico de energía para cada módulo fotovoltaico y al final de circuito se instalará un medidor el cual medirá la energía total del sistema fotovoltaico. Los medidores son de la marca HIKING modelo DDS230-2 de una capacidad de 20 mA-79 A.

Y después de la instalación del medidor es instalara los dispositivos de protección, para las sobrecargas eléctricas se instala un disyuntor o interruptor termomagnético es de la marca IUSA de una capacidad de 15 A, y para descargas atmosféricas se instala el DPS marca CLAMPER de clase II de 275 V/40kA.

3.4.6 Instalación eléctrica

Para la protección de la instalación eléctricas, se instaló la tubería de acero galvanizado con el fin de proteger el cableado contra los cambios climáticos bruscos como la lluvia, la fuerte radiación y otros eventos climáticos. Esta tubería será instalada desde los módulos fotovoltaicos hasta llegar al cuadro general de distribución del sistema fotovoltaico.

En la Figura 3.32, se observa la instalación eléctrica del sistema FV, se debe tener en conocimiento que solo tenemos un tramo de cableado, que es el tramo de corriente alterna

con una sección conductor de $4mm^2$ esta sección es para la fase y tanto para el neutro. Y la sección del conductor para la puesta a tierra es de $6mm^2$.



Figura 3. 32. Instalación del entubado del sistema fotovoltaico adaptación propia

3.5 Análisis económico

El análisis económico del sistema fotovoltaico conectado a la red con microinversor nos permite hallar la viabilidad del proyecto en el tiempo y tomar una decisión sobre el proyecto. Por lo tanto, necesitamos calcular el valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR) y por último el período de recuperación simple de la inversión (PRS), de acuerdo al flujo de caja proyectada. Estos parámetros se calcularán conociendo la inversión del sistema fotovoltaico, la tasa de descuento, costo de mantenimiento, costo de operación y gastos por gestión administrativa. Para poder determinar los parámetros económicos es necesario conocer los valores mostrados en la Tabla 3.9, la Tabla 3.10 y la Tabla 3.11, la energía entregada al sistema interconectado es de 4,561.62 kWh. Se consideró una tasa de descuento de 8.58 %, este valor se calculo con la Ecuación (3.21), cabe mencionar que la viabilidad del proyecto, depende del tipo de interés aplicado, en el cual se considero ($r = 0.07$) y de los años de vida útil del sistema fotovoltaico ($n = 25$ años).(Creus, 2014). Para el tiempo de operación del SFVR con microinversor se toma en cuenta del tiempo de vida de los módulos FV y del microinversor. Así mismo en la determinación de los ingreso por venta de energía eléctrica, se considerará la tarifa BT5B residencial, de 0.6549 S./kWh.

$$TIR = \frac{r}{\left(1 - \frac{1}{(1+r)^n}\right)} \quad (3.21)$$

$$TIR = \frac{0.07}{\left(1 - \frac{1}{(1+0.07)^{25}}\right)} = 0.0858$$

3.5.1 Presupuesto de la instalación

La inversión del sistema fotovoltaico es uno de los datos esenciales para determinar la viabilidad de un proyecto de investigación, En la Tabla 3.9, observamos el presupuesto aproximado donde detalla los equipos y/o elementos utilizados para la instalación del sistema fotovoltaico conectado a la red con microinversor, como también nos muestra los precios unitarios de los equipos necesarios y precios totales por cantidad requerida, cabe resaltar que los precios cotizados de cada componente ya incluye el impuesto general a la venta (IGV), como también mostramos otros gastos necesarios para la implementación del sistema fotovoltaico. Cabe mencionar los elementos que más inversión requerirán es el módulo fotovoltaico y el microinversor M215.

Es importante considerar el tiempo de vida de los principales componentes, ya que pueden presentar cortos tiempos de vida y necesiten ser cambiados en un determinado tiempo, por ende, damos a conocer los principales elementos del SFCR y sus tiempos de vida. El módulo fotovoltaico presenta una vida útil de 25 años y el microinversor M215 tiene un tiempo de vida de 25 años.

Tabla 3.9. Presupuesto del proyecto adaptación propia.

ÍTEMS	DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS	CANT.	COSTO UNIT. (S/.)	COSTO TOTAL (S/.)
1.0	Sistema de monitoreo			
1.1	Unidad de adquisición de datos	1	3,000.00	3,000.00
1.2	Medidor monofásico DDS230-2, 20mA-79 ^a	9	50.00	450.00
3.0	Módulo fotovoltaico			
3.1	Módulo fotovoltaico policristalino TP660P-270W	8	821.09	6,568.72
4.0	Estructura			
4.1	Estructura de soporte de fierro galvanizado	8	600.00	4,800.00
5.0	Microinversor			
5.1	Microinversor Enphase M215	8	727.94	5,823.52
6.0	Sistema de protecciones			
6.1	Disyuntor de 2 polos, 15 ^a	1	45.00	45.00
6.2	DPS 275 V/40Ka	1	45.00	45.00
6.3	Puesta a tierra	1	587.00	587.00
6.4	Caja de conexiones	1	82.00	82.00
7.0	Cableado			
7.1	Cable (F-N) 1x4mm2xN4mm2	200	1.54	308.00
7.2	Cable para puesta a tierra 6mm2	200	1.54	308.00
7.3	Tubería rígida corrugada de acero galvanizado	50	6.50	325.00
7.4	Tubería flexible corrugada	10	3.30	33.00
7.5	Uniones metálicas, Tornillos, tarugos, fichas empalme, caja de pase	1	279.00	279.00
8.0	Servicio de transporte			
8.1	Transporte de materiales	1	250.00	250.00
9.0	Montaje y puesta en operación			
9.1	Mano de obra	1	1,000.00	1,000.00
10.0	Ingeniería, gastos generales y Administrativos			
10.1	Gastos generales y administrativos	1	1,500.00	1,500.00
11.0	Subvención			
11.1	Subvención	8	0.00	0.00
TOTAL				25,404.24

3.5.2 Energía producida por el SFCR con microinversor

En la Tabla 3.10, observamos los componentes que se consideran para poder tener el valor de la energía anual generada por el sistema fotovoltaico conectado a la red. Como se observa tenemos como primer ítem, las pérdidas por tiempos muertos, que se entiende como

las pérdidas que tendrá el sistema cuando no opere por causa de una falla, y este fallo tendrá un tiempo de respuesta de 48 horas, en consecuencia, se tendrá un 0.1% de pérdidas. El segundo ítem es, la suma de las pérdidas producidas en el módulo FV como; pérdidas por captura o sombra parcial, pérdidas por temperatura, por suciedad e inclinación, la suma de estas pérdidas representa el 3.0%. El tercer ítem el rendimiento energético o performance ratio (PR), es la diferencia de 100% con la suma de las pérdidas por tiempos muertos y suma de pérdidas técnicas. El cual nos da un valor de 96.9%. El cuarto ítem, es la pérdida en el inversor, que es la diferencia del 100% con la eficiencia promedio del inversor (96.035%) el cual obtenemos un valor de 4% de pérdidas. El quinto ítem es PR*Pérdidas totales, que es la diferencia entre el rendimiento energético (96.9) con pérdidas en el inversor (4%), el cual obtenemos un valor de 93% de pérdidas.

El módulo fotovoltaico seleccionado para el SFCR de modelo TP660P policristalino de una potencia de 270 W, de las cuales se utilizan 8 módulos fotovoltaicos cada uno con 60 células con una superficie total de $0.0246 \text{ m}^2/\text{célula}$. Donde el área total de los módulos del SFCR es $0.0246 \text{ m}^2/\text{célula} * 60 \text{ células} * 8 = 11.794 \text{ m}^2$.

Las horas sol pico (HSP), se define como el intervalo de tiempo, en horas, en que se concentraría a lo largo de un día, una irradiancia de $1000 \text{ W}/\text{m}^2$. La irradiación promedio anual de la ciudad de Juliaca es $5.984 \text{ kWh}/\text{m}^2$, en donde reemplazamos en la Ecuación 3.22, y obtendremos 5.984 horas. Significa que la cantidad de radiación solar recibido es equivalente a un día que tiene 6 horas de incidencia solar a $1000 \text{ W}/\text{m}^2$.

$$HSP = \frac{\text{Irradiación}_{\text{promedio}_{\text{anual}}}}{1000W / m^2} \quad (3.22)$$

El sexto ítem explica sobre la energía producida anualmente por el sistema fotovoltaico conectado a la red con microinversor, en donde se calcula en función de las HSP (6 horas), el factor de pérdidas en el sistema de transformación y conexión a la red que es la diferencia del 100% con el 2% de pérdidas en el sistema de transformación donde obtendremos un factor de pérdidas de 98%, la potencia instalada de 2.16 kW y un período de 360 días, en donde obtenemos la energía producida anual de 4,561.62 kWh.

Tabla 3.10. Energía producida por el SFCR con microinversor y conectada a la red adaptado de Creus (2014).

Ítem	Componente	Mantenibilidad (Tiempo medio de reparación)	Valor (%)
1.0	Pérdidas por tiempos muertos	Indisponibilidad basada en una respuesta en 48 horas a fallos	0.1%
2.0	Suma de pérdidas (Pérdidas técnicas)	Captura o sombras, temperatura, inclinación, suciedad	3.0%
3.0	Rendimiento energético (PR)		96.9%
4.0	Pérdidas en inversor		4.0%
5.0	PR*Pérdidas totales		93.0%
6.0	Energía	Descripción	Valor
6.1	Energía útil anual (SFCR)(kWh)	Irradiación (5.986 kWh/m2)* Área (11.794 m2)*Factor de rendimiento total	65.66
6.2	Pérdidas transformación y conexión a la red	Pérdidas en el sistema de transformación y conexión a la red	2.0%
6.3	Horas/año venta a la red (Hr)	HSP*Factor de pérdidas transformación y la conexión a la red	2,111.86
6.4	Energía anual (kWh)	Horas/año * Potencia instalada (2.16 kW)	4,561.62

3.5.3 Flujos de caja

Para realizar la evaluación de un proyecto de inversión es necesario utilizar diversos criterios que permitan conocer las ventajas y desventajas que se obtendrán de realizar la inversión. Estos criterios son los indicadores o índices de rentabilidad, que hacen posible determinar la viabilidad, que hacen posible determinar de un proyecto a partir del flujo de caja proyectado (Corilla, 2014).

En la Tabla 3.11, nos muestra los datos de partida que se consideraron para los ingresos iniciales y incrementos anuales de la misma manera los egresos iniciales y incrementos anuales. Estos datos mostrados lo utilizamos para evaluar la Tabla 3.12.

Tabla 3.11. Datos de partida adaptado de Creus (2014).

DATOS DE PARTIDA	Valor
Ingresos	
Ingreso inicial	Energ.*Tarifa BT5B
Incremento por ingresos anuales	2% anual
Mantenimiento	
Costo inicial por mantenimiento/año	0.2% *Inversión
Incremento de gastos de mantenimiento	3% anual
Operación	
Costo inicial por operación/año	0.4% *Inversión
Incremento de gastos por operación	1% anual
Gestión Administrativa	
Gestión Administrativa anuales	0.3% *Ingresos

La Tabla 3.12, nos muestra los ingresos y egresos por año del sistema fotovoltaico conectado a la red con microinversor y a la vez obtendremos los flujos netos por año del sistema con el cual calcularemos el VPN, TIR y el PR. El cual explicaremos a continuación como se obtuvieron estos datos.

Para poder obtener el valor de los ingresos por la venta de energía, se realizó el producto de la energía producida anual de 4,561.62 kWh y la tarifa de venta de energía por inyección a la red, el cual se consideró la tarifa BT5B residencial de 0.6545 S/./kWh de nuestro país.

$$0.6545S / ./ kWh * 4,561.62kWh = 2,985.58S / ./ año$$

El ingreso de S/. 2,985.5, es la contribución económica que se tiene el primer año por la venta de energía eléctrica. Damos a conocer que los ingresos para años posteriores tendrán un incremento de 2% anualmente como se muestra en la Tabla 3.11, este incremento es de acuerdo a la investigación realizada por Creus (2014).

Entre los egresos tenemos el mantenimiento, operación y gestión administrativa. En donde se tomó en cuenta el costo inicial de mantenimiento por año el valor de 0.2% por la inversión que se realizó para la instalación del SFCR. Y para los años posteriores se tendrá

un incremento de gastos de mantenimiento de 3% anualmente, estos incrementos son de acuerdo a la investigación realizada por Creus (2014).

$$1\text{er año}_{Mant.} = 0.002 * 25,404.24 = 50.81\text{soles}$$

$$2\text{do año}_{Mant.} = 50.81 + 0.03 * 50.81 = 52.33\text{soles}$$

El gasto inicial de operación anual es el 0.4% por la inversión de la instalación del SFCR. Y para los años posteriores se considera un incremento de gastos de operación del 1% anualmente.

$$1\text{er año}_{Oper} = 0.004 * 25,404.24 = 101.62\text{soles}$$

$$2\text{do año}_{Oper} = 101.62 + 0.01 * 101.62 = 102.63\text{soles}$$

Los egresos por gestión administrativa, es el 0.3% de los ingresos anuales por venta de energía.

$$1\text{er año}_{Gest.} = 0.003 * 2,985.58 = 8.96\text{soles}$$

$$2\text{do año}_{Gest.} = 0.003 * 3,045.29 = 9.14\text{soles}$$

Y con respecto al flujo de caja lo podremos obtener con la diferencia de ingresos y egresos, es así como se estima el flujo de caja del SFCR el cual nos servirá para evaluar los tres parámetros económicos de Valor Presente Neto, Tasa Interna de Retorno y Periodo de Recuperación Simple, por ende, nos definirá si el sistema fotovoltaico conectado a la red con microinversor es viable.

Tabla 3.12. Muestra los ingresos y egresos del SFCR adaptación propia.

AÑO S	INGRESOS		EGRESOS		INV. = S/- 25,404.24	r = 8.58%
	Venta de E (S/.)	Mant. (S/.)	Operación (S/.)	Gestión Administrati va (S/.)	Flujo de Caja (S/.)	
1	2,985.58	-50.81	-101.62	-8.96	2,824.20	
2	3,045.29	-52.33	-102.63	-9.14	2,881.19	
3	3,106.20	-53.90	-103.66	-9.32	2,939.32	
4	3,168.32	-55.52	-104.70	-9.50	2,998.60	
5	3,231.69	-57.19	-105.74	-9.70	3,059.06	
6	3,296.32	-58.90	-106.80	-9.89	3,120.73	
7	3,362.25	-60.67	-107.87	-10.09	3,183.62	
8	3,429.49	-62.49	-108.95	-10.29	3,247.77	
9	3,498.08	-64.36	-110.04	-10.49	3,313.19	
10	3,568.04	-66.29	-111.14	-10.70	3,379.91	
11	3,639.41	-68.28	-112.25	-10.92	3,447.96	
12	3,712.19	-70.33	-113.37	-11.14	3,517.36	
13	3,786.44	-72.44	-114.50	-11.36	3,588.13	
14	3,862.17	-74.61	-115.65	-11.59	3,660.32	
15	3,939.41	-76.85	-116.81	-11.82	3,733.93	
16	4,018.20	-79.16	-117.97	-12.05	3,809.01	
17	4,098.56	-81.53	-119.15	-12.30	3,885.58	
18	4,180.53	-83.98	-120.35	-12.54	3,963.67	
19	4,264.14	-86.50	-121.55	-12.79	4,043.30	
20	4,349.43	-89.09	-122.76	-13.05	4,124.52	
21	4,436.41	-91.77	-123.99	-13.31	4,207.35	
22	4,525.14	-94.52	-125.23	-13.58	4,291.82	
23	4,615.65	-97.35	-126.48	-13.85	4,377.96	
24	4,707.96	-100.27	-127.75	-14.12	4,465.81	
25	4,802.12	-103.28	-129.03	-14.41	4,555.40	

3.5.4 El consumo de una vivienda tipo

Una vivienda que cuenta con un sistema conectado a la red está permanentemente conectado a la red eléctrica. En las horas de irradiación solar escasa es posible el generador fotovoltaico no produzca la suficiente energía para cubrir la demanda de energía eléctrica, es la red que proporcionara la energía necesaria, si durante las horas de irradiación solar el sistema fotovoltaico produce más energía eléctrica de la que se gasta, el exceso de energía se

transfiere a la red es por ello se tendrá un beneficio económico por generación de energía (Gonza, 2018).

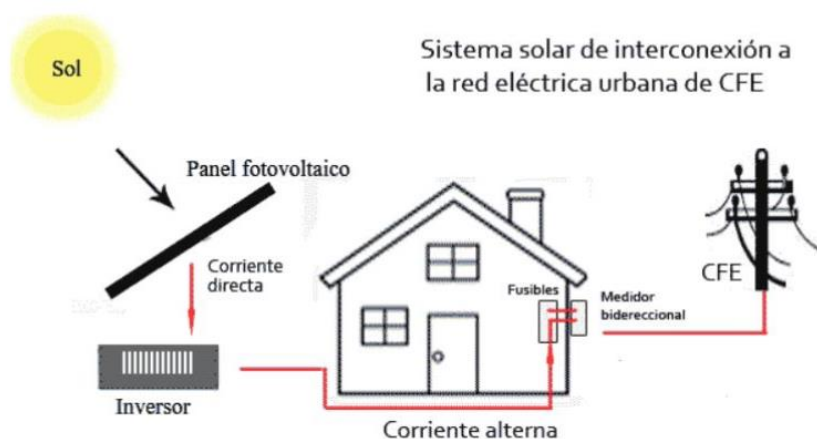


Figura 3.33. Instalación conectada a la red eléctrica adaptado de Gonza (2018).

En una vivienda de 5 a 6 habitantes de la región de Puno, se estima el consumo de energía eléctrica de 6.67kWh/día, y para obtener el consumo anual multiplicamos por 365 días, en donde obtendremos que esta vivienda consumirá 2,434.55kWh/año de energía eléctrica anual.

la energía inyectada a la red es el excedente de energía o diferencia de energía entre la energía producida por el SFCR de 4,561.62 kWh y la energía consumida de 2,434.55 kWh.

$$4,561.62kWh - 2,434.55kWh = 2,127.07kWh$$

Entonces la energía que la vivienda tipo podrá inyectar a la red es 2,127.07 kWh/año. Por lo tanto, de esta cantidad de energía eléctrica será vendida a la empresa distribuidora de la cual se recibirá una contribución económica.

En la Tabla 3.12, se muestra el costo de inversión que tendrá una vivienda típica, donde también se muestra los principales componentes que requerirá el sistema fotovoltaico conectado a la red para una vivienda típica de la ciudad de Puno.

Tabla 3.13. Costo de inversión para una residencia familiar adaptación propia.

ÍTEMS	DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS	CANT.	COSTO UNIT. (S/.)	COSTO TOTAL (S/.)
1.0	Módulo fotovoltaico			
1.1	Módulo fotovoltaico policristalino TP660P-270W	8	821.09	6,568.72
2.0	Estructura			
2.1	Estructura de soporte de fierro galvanizado	8	600.00	4,800.00
3.0	Microinversor			
3.1	Microinversor Enphase M215	8	727.94	5,823.52
4.0	Sistema de protecciones			
4.1	Disyuntor de 2 polos, 15 A	1	45.00	45.00
4.2	DPS 275 V/40Ka	1	45.00	45.00
4.3	Puesta a tierra	1	587.00	587.00
4.4	Caja de conexiones	1	82.00	82.00
5.0	Cableado			
5.1	Cable (F-N) 1x4mm ² xN4mm ²	200	1.54	308.00
5.2	Cable para puesta a tierra 6mm ²	200	1.54	308.00
6.0	Servicio de transporte			
6.1	Transporte de materiales	1	250.00	250.00
7.0	Montaje y puesta en operación			
7.1	Mano de obra	1	1,000.00	1,000.00
TOTAL				19,817.24

3.5.5 Financiamiento

El financiamiento es realizado por el Fondo Nacional de Desarrollo Científico, Tecnológico y de Innovación Tecnológica (FONDECYT) y el Banco Mundial (BM) a través del Grupo de Investigación y Desarrollo en Tecnología Solar Fotovoltaica - GRIDSOLAR de la Universidad Nacional de Juliaca (UNAJ) que se participó con el proyecto “Diseño y Validación de la Operación y Monitoreo de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (SFCRs) en Condiciones Extremas del Altiplano sobre los 3800 msnm” con el contrato N° 180-2018-FONDECYT-BM-IADT-AV.

3.5.6 Valor Presente Neto (VPN)

El valor presente neto es la evaluación financiera que mide el valor del proyecto, en otras palabras, se define como la sumatoria del valor actualizado de los flujos netos financieros del proyecto a una tasa descuento durante la vida útil del sistema fotovoltaico. El valor presente neto se puede calcular por la Ecuación (3.23).

$$VPN = -I + \sum_{i=1}^n \frac{Q_n}{(1+r)^n} \quad (3.23)$$

Donde:

Q_n : Representa los flujos de caja,

I : Valor del desembolso inicial de la inversión,

n : Número de períodos considerados,

r : Tasa de descuento

Para determinar el parámetro VPN, es necesario conocer los flujos de caja, la inversión, la tasa de descuento y el tiempo de vida útil de SFCR con microinversor. Donde se considera la inversión total descrito en la Tabla 3.9. Los flujos de caja es la diferencia de ingresos y egresos como se describe en la Tabla 3.12, la tasa de descuento de 8.58%. El tiempo de operación del SFCR con microinversor es de 25 años, este periodo también se evalúa con respecto al tiempo de vida de los módulos fotovoltaicos y microinversores M215.

3.5.7 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Es la tasa de descuento que hace que el VPN de una inversión sea igual a cero (VAN=0). El criterio de la tasa interna de retorno evalúa el proyecto en función de una única tasa de rendimiento por período, con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual la TIR puede calcularse por la Ecuación (3.24), (Beltran, Tinajeros, & Morante, 2016), para la determinación exacto del valor TIR se utilizó la aplicación de Excel.

$$VPN = -I + \sum_{i=1}^n \frac{Q_n}{(1+r)^n} = 0 \quad (3.24)$$

Donde:

r : Es igual a la TIR

Entonces se puede afirmar que la TIR representa la rentabilidad con respecto a una tasa mínima o de corte del inversionista (Beltran et al., 2016).

Para determinar el parámetro TIR, es necesario conocer los flujos de caja y la inversión del SFCR con microinversor. Donde se considera la inversión total descrito en la Tabla 3.9, los flujos de caja que se describen en la Tabla 3.11, e utilizo la herramienta Excel para determinar el parámetro TIR.

3.5.8 Período de recuperación simple (PRS)

El período de recuperación simple, es el número de años que se tarda el flujo de caja en recuperar la inversión (Benito & Ruiz, 2018). En otras palabras, nos quiere decir que es el tiempo para que una inversión genere flujos en efectivo para recuperar la inversión. El PRS se puede calcular con la Ecuación (3.25).

$$PRS = \frac{C - IG}{(C_e + C_{cap} + C_{ren} + C_{gei}) - (C_{o\&m} + C_{elec})} \quad (3.25)$$

Donde:

C : Costo inicial total del proyecto,

IG : Valor de los incentivos y subvenciones,

C_e : Ahorro anual de energía y o ingresos,

C_{cap} : Capacidad anual de ahorro y/o ingresos,

C_{ren} : Ingresos del crédito de producción anual de energía renovables,

C_{gei} : Ingresos por la reducción de los gases de efecto invernadero,

$C_{o\&m}$: Costos contraídos para mantenimiento-operación del proyecto

C_{elec} : Costo anual electricidad

CAPITULO 4 - RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1 Resultados del diseño del SFCR con microinversor

La estructura metálica de tipo monoposte se diseñó en AUTOCAD, la estructura propuesta se dividió en tres partes principales; el marco de 45° el cual es el perfil propio de la estructura, con longitud 992 mm por 985.65 mm, el soporte de acople con un radio de 65 mm y medidas entrada para los pernos ½ pulgadas y 3/8 de pulgadas y por último el soporte de monoposte con una longitud de 1500 mm con un diámetro de 3 pulgadas y sus medidas en la base inferior del soporte es de 200 mm x 200 mm y las entradas para pernos de 3/8 de pulgadas y en la parte superior cuenta con acople que tiene orificios de 30 grados con el fin de tener un seguimiento rotatorio y seguir la trayectoria del sol.

Para el diseño eléctrico del sistema fotovoltaico conectado a la red con microinversor se diseñó el diagrama multifilar donde se muestra los detalles de conexión el cual nos indica que los conductores del lado C.A tienen las siguientes medidas; el conductor fase neutro es de 4 mm^2 y el conductor de puesta a tierra es de 6 mm^2 , como también se instaló un tablero general donde se encuentran los medidores y el sistema de protección, para luego ser conectado a la red eléctrica de baja tensión.

Puno es uno de los departamentos con mayor irradiación solar ya que se comprueba con los datos de estudio obtenidos, los datos de irradiación fueron medidos en plano inclinado de 15° los datos se tomaron periodo de un año el cual se obtuvo el promedio de irradiación de 5.98 kWh/m^2

Y por último se realizó la simulación de sombras en Sketchup en donde se ubicó los módulos fotovoltaicos con una separación entre módulos donde se utilizó la Ecuación (3.20), los resultados de separación entre módulos fotovoltaicos y estructura de soporte, se muestra en la Figura 4.34. En donde se comprobó que el sistema fotovoltaico no presenta sombras por consiguiente el sistema se encuentra en una ubicación adecuada.

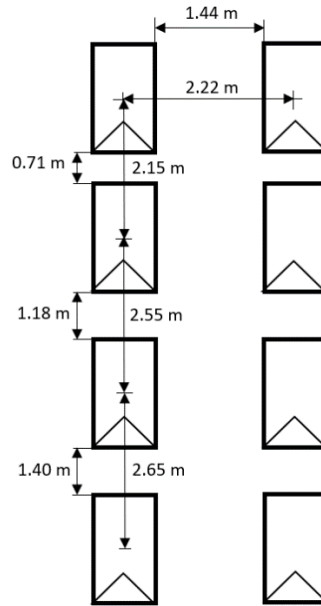


Figura 4.34. Separación entre módulos FV y estructura de soporte adaptación propia.

4.2 Resultados de la implementación del SFCR con microinversor

La implementación del sistema fotovoltaico está conformada por 8 módulos fotovoltaicos de marca TELESUN modelo TP660P Policristalino con una potencia nominal de 270W y se situarán sobre las estructuras de soporte tipo monoposte. Los 8 microinversores de marca ENPHASE de modelo M215 potencia nominal de salida de 215 W. 9 medidores de energía modelo marca HIKING modelo DDS230-2 de una capacidad de 20 mA-79 A y los dispositivos de protección, un disyuntor de la marca IUSA de una capacidad de 15 A, y un DPS marca CLAMPER de clase II de 275 V/40 kA, el conductor para la corriente alterna de fase-neutro es de 4 mm^2 y para la puesta a tierra es de 6 mm^2 , para la protección de los conductores se hace uso del entubado de acero galvanizado. El área total de captación de energía solar es de 11.794 m^2 . El sistema fotovoltaico conectado a la red con microinversor tiene una producción energética anual de 4,561.62 kWh.

Los parámetros que influyen en el desempeño del microinversor, es la radiación solar y la temperatura ambiente que está sometido el microinversor, se consideró estos parámetros para hallar la eficiencia del microinversor M215 y desde luego graficar la curva de eficiencia, donde se siguió una serie de procedimientos que se dará a conocer a

continuación. La Tabla 4.13, nos muestra la eficiencia del microinversor para un año considerando la radiación solar de la ciudad de Juliaca en el plano inclinado de 15° ($H_{(t,\beta)}$) y la temperatura ambiente (T_a), que fueron obtenidos entre las 6:00 am hasta 6:00 pm un total de 12 horas por día en un periodo de 12 meses entre los años 2019 y 2020. Con estos datos se calculó la temperatura de la célula (T_c), la potencia máxima del generador fotovoltaico (P_{mp}), potencia de salida del generador fotovoltaico (P_{FV}), potencia de salida del microinversor (P_{SALIDA}) y por último la eficiencia del microinversor.

En la Tabla 4.13, analizamos la irradiancia mensual en el plano inclinado y la temperatura ambiente, para poder evaluar la eficiencia del microinversor M215, donde los resultados estimados al realizar el cálculo se obtuvieron 96.04% de eficiencia del microinversor nos muestran valores no muy lejanos al valor de 96.3% eficiencia que se indica en la ficha técnica del fabricante. Esto nos deja entender que el microinversor se desempeñara óptimamente en nuestras condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca a una altitud aproximada de 3837 msnm. También se observa que se tiene una mayor eficiencia del microinversor entre los meses diciembre hasta marzo en otras palabras en la estación de verano. Como se sabe es el período del año con mayor irradiación solar. Se verifica que la eficiencia del inversor es afectada conforme a los bajos o altos niveles de irradiancia. Los resultados obtenidos nos ayudaran a graficas las pérdidas que se presentan en el microinversor M215 y las curvas de eficiencia para el microinversor. también se calculó los coeficientes de pérdidas del microinversor.

Tabla 4.14. Datos de irradiación solar, temperatura ambiente, temperatura de la célula, potencia máxima del generador, potencia de salida del generador, potencia de salida del inversor y la eficiencia del microinversor adaptación propia.

Meses	$H_{(t,\beta)} (w/m^2)$	$T_a (^\circ C)$	$T_c (^\circ C)$	$P_{mp} (W)$	$P_{FV} (W)$	$P_{SALIDA} (W)$	Eficiencia (%)
Enero	468.72	16.90	31.137	987.580	983.630	944.950	96.068
Febrero	467.89	16.73	30.942	986.621	982.674	944.036	96.068
Marzo	454.32	16.55	30.350	960.323	956.482	918.984	96.080
Abril	477.65	15.99	30.499	1009.035	1004.999	965.378	96.058
Mayo	508.80	15.27	30.725	1073.849	1069.553	1027.036	96.025
Junio	483.63	13.39	28.080	1031.765	1027.638	987.011	96.047
Julio	498.17	13.24	28.372	1061.540	1057.294	1015.333	96.031
Agosto	559.71	14.61	31.611	1177.009	1172.301	1125.005	95.966
Septiembre	524.20	17.00	32.923	1096.395	1092.010	1048.466	96.013
Octubre	580.40	17.95	35.580	1200.616	1195.813	1147.396	95.951
Noviembre	495.80	17.25	32.310	1039.614	1035.456	994.479	96.043
Diciembre	469.70	18.17	32.437	984.371	980.433	941.893	96.069

La Tabla 4.14, nos muestra los valores obtenidos de K_0 , K_1 y K_2 que son los coeficientes de pérdidas de autoconsumo del microinversor M215, en otras palabras las pérdidas que se darán en el proceso de conversión del microinversor, el cual se calculó utilizando la Ecuación (2.9) al (2.11)

Sistema/Coeficientes	Calculado		
	$K_0 (w)$	K_1	K_2
Microinversor M215	0.00317	0.0245	0.0194

En la Figura 4.34, se muestra la curva de las pérdidas del microinversor M215 en Watts en función de la potencia de salida del microinversor normalizada, se observa que las pérdidas aproximadamente 103 W se darán para potencias máximas de salida. También se constata para potencias de salida del microinversor igual a cero, corresponde aproximadamente 5 W, donde corresponde a pérdidas de autoconsumo.

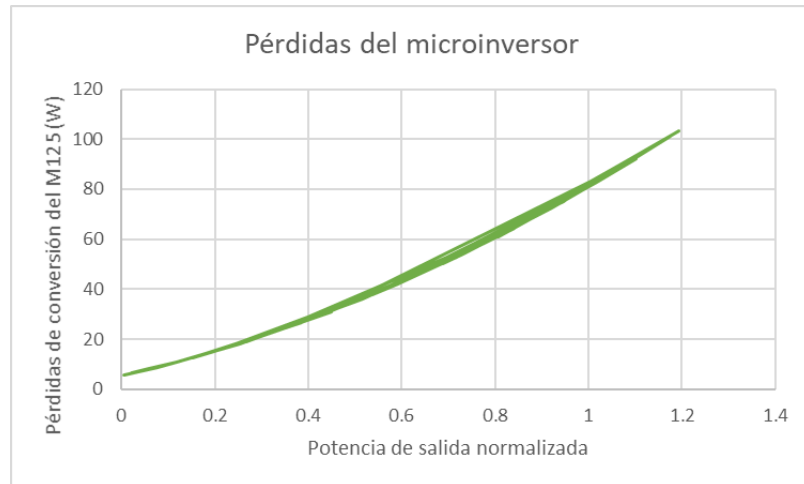


Figura 4.35. Pérdidas de conversión del microinversor adaptación propia.

La Figura 4.35, nos muestra la curva de rendimiento del microinversor M215 en función de la potencia de salida del microinversor normalizada en nuestras condiciones geográficas, observamos en la gráfica que la máxima eficiencia del microinversor se encuentra cuando la potencia de salida está en entre 40% y 60%.

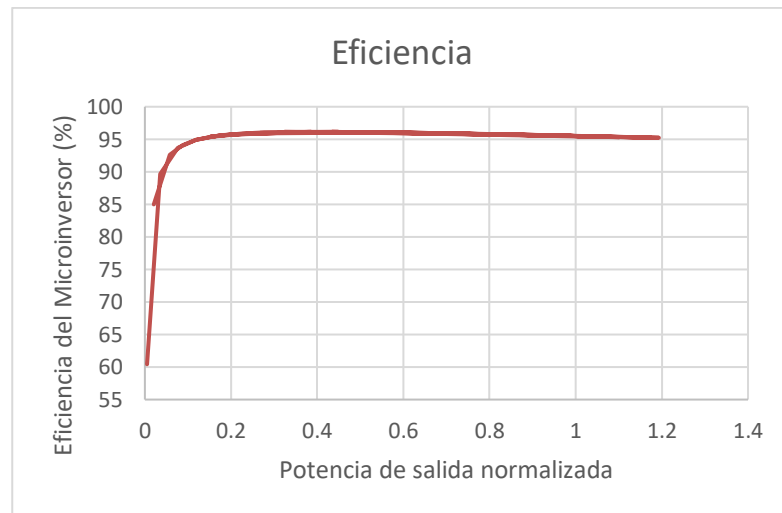


Figura 4.36. Curva de eficiencia del microinversor adaptación propia.

4.3 Resultados del análisis económico del SFCR con microinversor

En la Tabla 4.15, se muestra los resultados del análisis económico del sistema fotovoltaico conectado a la red con microinversor, se aplicó la Ecuación (3.22) y (3.23) para

poder obtener los parámetros económicos, y se obtuvo estos resultados haciendo uso de la herramienta Excel, se consideró un período de 25 años que corresponde al tiempo de operación del sistema fotovoltaico conectado a la red con microinversor. Con respecto a la energía producida se entrega toda la energía a la red eléctrica de la empresa distribuidora con un costo de BT5B 0.6545 S/./kWh.

Tabla 4.15. Resultados del análisis económico adaptación propia

Indicador económico	Valor	Unidad
VPN	8,566.26	S/.
TIR 5 años	-16	%
TIR 10 años	4	%
TIR 15 años	9	%
TIR 20 años	11	%
TIR 25 años	12	%
PRS	8.35	Años

En la Tabla 4.15, nos muestra que al instalar el sistema fotovoltaico conectado a la red con microinversor de 2.16 kW se tendrá un VPN es decir una ganancia de 8,566.26 soles con una tasa de descuento de 8.58%, por consiguiente, es una buena inversión ya que el VPN es positivo, para el período de recuperación se muestra que, 8.35 años tarda el flujo de caja en recuperar la inversión que se realizó al instalar el sistema fotovoltaico, después de este año los ingresos son ganancias integrales hasta el fin de la operación del sistema fotovoltaico. Por consiguiente, se analizó la tasa interna de retorno cada 5 años, como se observa los primeros 5 años el TIR es negativo, esto se explica ya que los flujos de efectivo serán negativos, y después de transcurridos los 10 años las tasas internas de retorno son positivas, ya que se tendrán ganancias económicas. No es recomendable invertir con tasas de descuento mayores al 12% ya que el VPN será negativo Entonces se demuestra que la instalación del sistema fotovoltaico conectado a la red con microinversor de 2.16 kW es viable económicamente.

CAPITULO 5 - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

Se desarrolló el diseño del sistema fotovoltaico utilizando la herramienta AUTOCAD exactamente se diseñó la estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos y para la simulación de sombras se utilizó Sketchup en donde se comprobó que el sistema fotovoltaico conectado a la red con microinversor se encuentra ubicado adecuadamente ya que no hay obstáculos que produzcan sombras en los módulos fotovoltaicos.

El sistema fotovoltaico esta implementado con 8 módulos fotovoltaicos de 270 W y 8 microinversores de potencia de salida de 215 W monofásico, como elementos principales de un sistema fotovoltaico, también se cuenta con 9 medidores de energía eléctrica de una capacidad de 20 mA – 79 A, el sistema de protección del SFCR con microinversor son el DPS de 275 V/40 kA y el disyunto de 15 A, los conductores de corriente alterna de fase – neutro es de 4 mm² y el de puesta a tierra es de 6 mm². El recurso solar que cuenta la ciudad de Juliaca es de 5.98 kWh/m²/día, se espera obtener una producción de 4,238 kWh de energía eléctrica por año. Las condiciones de operación en el que trabajara un sistema fotovoltaico intervenga en su rendimiento, para calcular la eficiencia del microinversor trabajamos en base de dos parámetros esenciales como es la irradiancia y la temperatura ambiente porque estos parámetros influyen en el rendimiento del microinversor. Con los cálculos realizados obtuvimos una eficiencia promedio del microinversor 96.03%. Como también se presenta la mayor eficiencia en los meses de diciembre, enero y febrero, ya que en estos meses la irradiación esta alta y la temperatura ambiente es moderada por ende es adecuada.

Analizando el VPN con un valor de 8,566.26 soles, TIR con 12% y por último el PRS con 8.35 años, llegamos a la conclusión que la instalación del sistema fotovoltaico conectado a la red con microinversor de 2.16 kW es viable económicamente, cabe mencionar que para lograr la viabilidad de una instalación fotovoltaica conectada a la red es necesario considerar una tarifa alta por la venta de la energía y por consiguiente una baja tasa de descuento.

5.2 Recomendaciones

En la presente investigación se hizo los cálculos necesarios para el diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red para luego ser implementado, sin embargo, se recomienda desarrollar e investigar sobre el control y automatización de este tipo de SFCR con microinversor, puede ser un tema muy interesante para trabajos futuros de investigación.

Se recomienda replicar e instalar más sistemas fotovoltaicos en otras ciudades donde cuenten con un buen recurso solar, por lo que se recomienda a las instituciones que quieran investigar sobre esta área busquen financiamiento de empresas o instituciones que estén dispuestas a invertir en proyectos de producción de energía renovables. En consecuencia, se apoyará al desarrolló e impulsar a investigar a realizar proyectos destinados a la generación de energías limpias. La generación de electricidad basada en energías renovables es muy beneficioso al medio ambiente, ya que al hacer uso de este tipo de energía se deja de emitir una cantidad de CO₂, esto se determina con respecto a la cantidad de energía producida del sistema fotovoltaico conectado a la red con microinversor en nuestro caso obtenemos 4.238 MWh de energía por ende se dejará de emitir 2.6 toneladas de CO₂ al año.

Para un consumidor residencial podría ser muy atractivo instalar este tipo de sistemas fotovoltaicos ya que se tiene un periodo de recuperación de 8.35 años, el cual es un tiempo muy corto de periodo de recuperación de la inversión, pero podrían desmotivarse a causa de los costos iniciales de compra e instalación del sistema fotovoltaico. Es por ello que sugiero se pueda dar un incentivo a los consumidores para la compra de los microinversores y los módulos fotovoltaicos.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

- Alcedo, L., & Gonzales, G. (2018). *Diseño de un sistema fotovoltaico de conexión a red de 500kW para reducir la taturación en el consumo de la demanda de energía eléctrica. centro de datos Bitel-Arequipa.* (tesis de pregrado). Universidad Nacional de Callao Callao, Perú.
- Almeida, M. P. (2012). *Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede.* (tese de mestrado). Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil.
- Arancibia, C., Best, R., & Brown. (2010). Energía del sol. *Ciencia.*
- Barbosa, E., Silva, D., & Melo, R. (2007). Sistema fotovoltaico conectado à rede com baterias: sistema UFPE-Brasil. *Avances En Energías y Medio Ambiente, 11*, 77–83.
- Beltran, N., Tinajeros, M., & Morante, F. (2016). Análisis econômico de un sistema fotovoltaico conectado a la red en Arequipa. *XXIII Simposio Peruano de Energía Solar y Del Ambiente, 11*, 14–19.
- Benedito, R. (2009). *Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório* (Vol. 2). (tese de mestrado). Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil.
- Benito, G., & Ruiz, K. (2018). *Análisis beneficio-costos de la implementación de un sistema de energía solar fotovoltaica en el campus aguas claras de la Universidad Santo Tomás sede Villavicencio, Meta.* (tesis de maestría). Universidad Santo Tomás, Villavicencio, Colombia.
- Bravo, E. (2016). *Uso de microinversores en sistemas fotovoltaicos con radiación solar reflejada.* (tesis de maestría). Universidad de Sevilla, Sevilla, España.
- Caamaño, E. (1998). *Edificios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: caracterización y análisis.* (tesis doctoral). Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, España.
- Capcha, M. (2017). *Análisis y diseño de un microinversor y su conexión a la red eléctrica*

monofásica ((tesis de pregrado). Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú.). Retrieved from http://cybertesis.uni.edu.pe/bitstream/uni/1588/1/lopez_pr.pdf

Chonto, L. (2018). *Dimensionado de un sistema de bombeo fotovoltaico para suministrar agua en el caserío Chillvaca en el distrito de Incahuasi-Ferreñafe-Lambayeque*.

Cieza, J. (2017). *Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico para las instalaciones eléctricas de alumbrado en el hostel lancelet ubicado en Chiclayo-Chiclayo-Lambayeque*. (tesis de pregrado). Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque, Perú.

Corilla, D. R. (2014). *Diseño de una planta solar fotovoltaica de 200KW conectado a la red de media tensión en el departamento de Ica*. (tesis de pregrado). Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú.

Cornejo, H. (2013). *Sistema solar fotovoltaico de conexión a red en el centro materno infantil de la Universidad de Piura*. (tesis de pregrado). Universidad de Piura, Piura, Perú.

Creus, A. (2014). *Energías renovables* (2da Edición).

Días, A. (2005). Caracterización de los aerosoles atmosféricos y su influencia en los niveles de radiación UV en la región de Canarias ((tesis doctoral). Universidad de la Laguna, San Cristobal, España.). https://doi.org/10.1007/978-0-387-35135-3_1

Dias, J. (2006). *Instalação fotovoltaica conectada à rede: estudo experimental para a otimização do fator de dimensionamento*. (tese de doutorado). Universidade Federal do Rio Grsnde do Sul, Poto Alegre, Brasil.

Gonza, H. (2018). *Estudio de factibilidad y rentabilidad de la micro generación fotovoltaica a red, en la región de Arequipa*. (tesis de maestria). Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa, Arequipa, Perú.

Harb, S., Kedia, M., Zhang, H., & Balog, R. (2013). Microinverter and string inverter grid-connected photovoltaic system - a comprehensive study. *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 978 (1), 1–6.

<https://doi.org/10.1109/PVSC.2013.6745072>

IRENA. (2018). Renewable power Generation Costs in 2017. *International Renewable Energy Agency*.

Johns, M., Phuc, H., & Seeman, M. (2009). *Grid connected solar electronics*.

Kabalci, E., Boyar, A., & Kabalci, Y. (2017). Design and analysis of a micro inverter for PV plants. *ECAI 2017- International Conference -IEEE*, 978 (1), 1–6.
<https://doi.org/10.1109/ECAI.2017.8166459>

Linares, E. (2019). *Diseño de una instalación solar fotovoltaica conectada a red en la Escuela Naval Militar*. (tesis de pregrado). Centro Universitario de la Defensa en la Escuela Naval Militar, Marin, España.

MINEM. (2001). Generación eléctrica a partir de fuentes nuevas: energía solar. *Ministerio de Energías y Minas - Atlas Minería y Energía En El Perú*.

Neto, J. (2017). *Avaliação de conformidade de inversores para micro e mini geração fotovoltaica: a implantação da NBR 16150 e NBR IEC 62116*. (tese de mestrado). Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil.

OSINERMIN. (2016). *La industria de la electricidad en el Perú* (Gráfica bi). Retrieved from
http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anios.pdf

Oviedo, J., & Muños, D. (2016). *Diseño e implementación de un arreglo de microinversores solares conectados en serie con control de amplitud*. (tesis de pregrado). Pontificia Universidad Javeriana, Santiago de Cali, Colombia.

Perpiñán, Ó., Colmenar, A., & Alonso, M. (2012). *Diseño de Sistemas Fotovoltaicos*.

Pinho, J., & Galdino, M. (2014). *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos* (CEPEL-CRES).

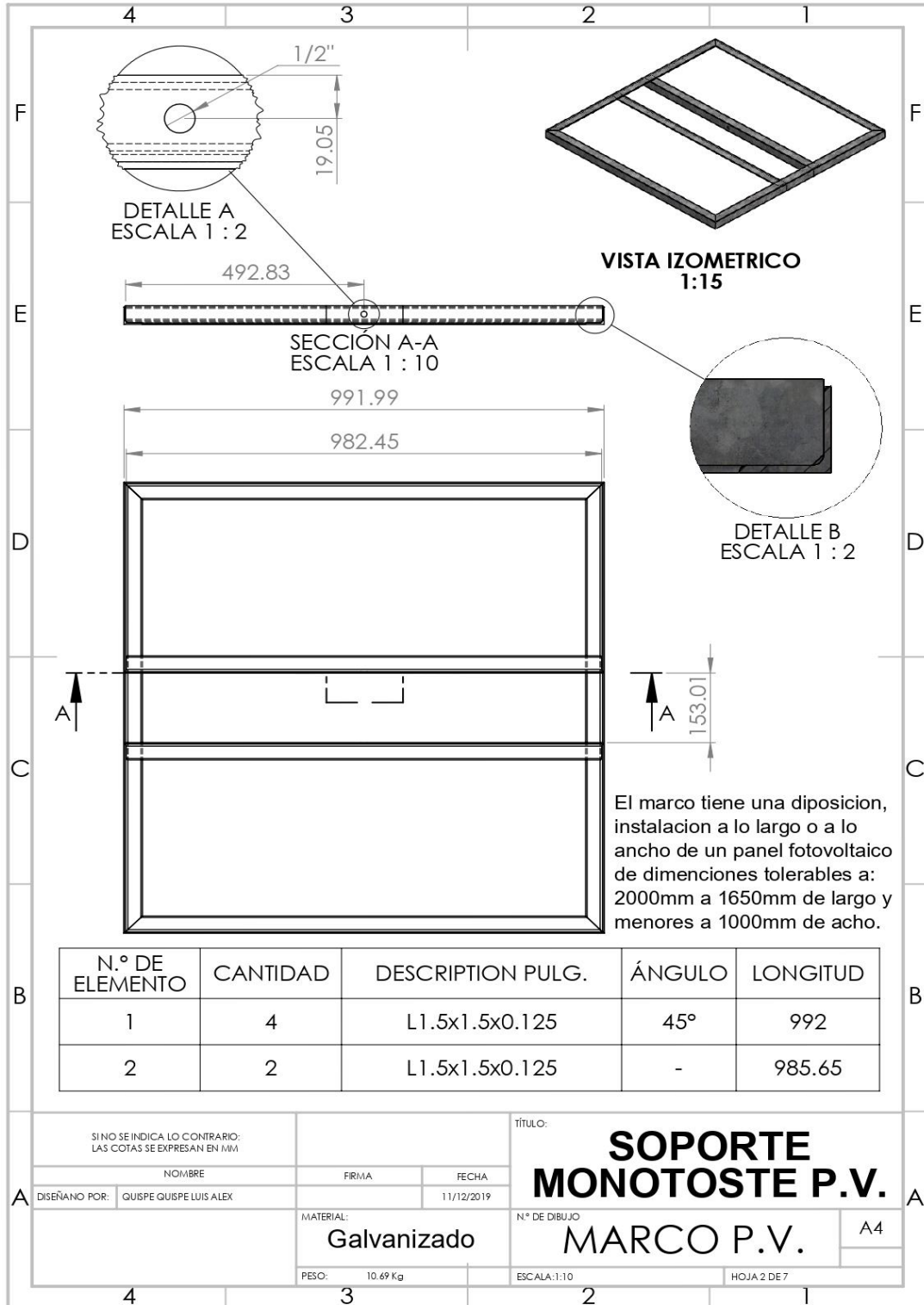
- Rapallini, A., Lorenzo, E., & Egidio, M. (1998). *Norma Técnica Universal para Sistemas Fotovoltaicos Domésticos*.
- Silva, Y. (2019). *Contribuição energética de sistemas fotovoltaicos conectados à rede na edificação do GEDAE/UFPA*. (trabjho de conclusão de curso). Universidade Federal do Pará, Belem, Brasil.
- Siqueira, L. (2015). *Estudo do dimensionamento e da viabilidade Econômica de microgerador solar fotovoltaico conectado à rede elétrica*. (trabjho de conclusão de curso). Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, Brasil.
- Teles, M. (2017). *Avaliação operacional das diferentes arquiteturas de interligação de geradores fotovoltaicos à rede elétrica*. (tese de mestrado). Universidade Federal do Pará, Belem, Brasil.
- Zilles, R., Macedo, W., Galhardo, M., & Oliveira, S. (2012). *sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica* (Conselho).

ANEXOS

A.1 Soporte de monoposte



A.2 Marco del soporte de monoposte



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO:
LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM

NOMBRE

FIRMA

FECHA

DISEÑO POR: QUISPE QUISPE LUIS ALEX

11/12/2019

MATERIAL:

Galvanizado

Nº DE DIBUJO

MARCO P.V.

A4

PESO: 10.69 Kg

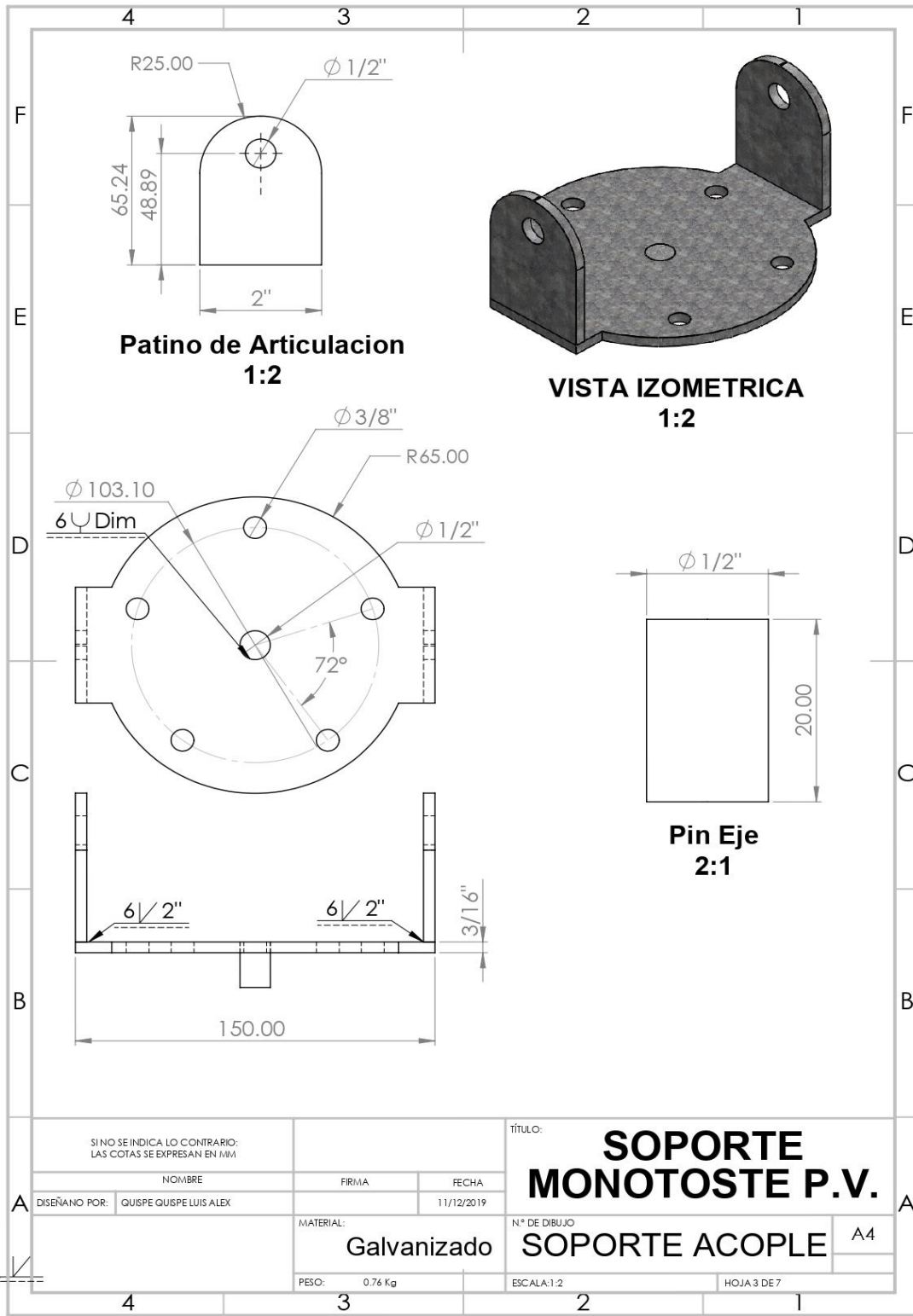
ESCALA:1:10

HOJA 2 DE 7

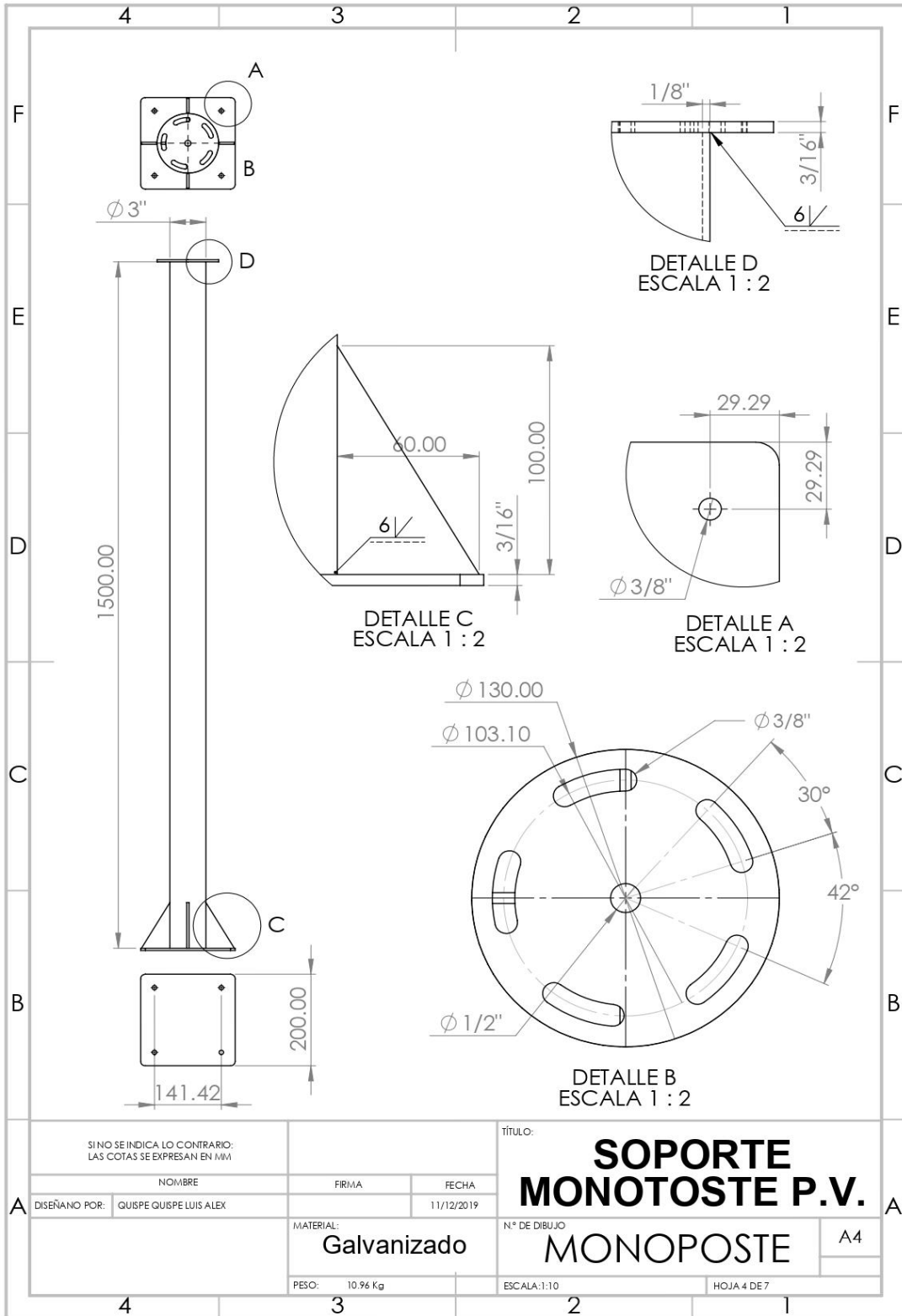
TÍTULO:

**SOPORTE
MONOTOSTE P.V.**

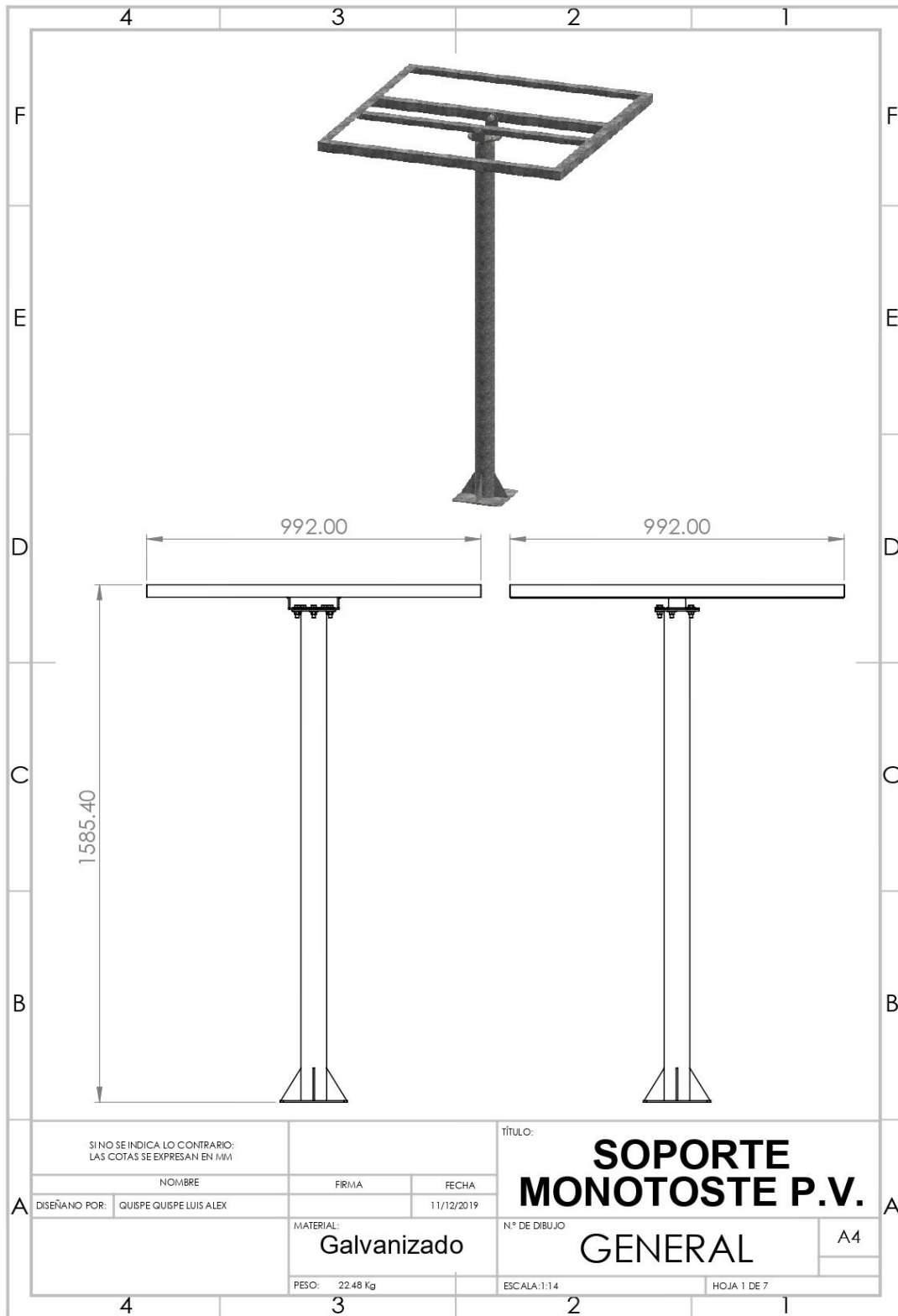
A.3 Soporte acople del soporte del monoposte



A.4 Monoposte



A.5 Soporte de monoposte general



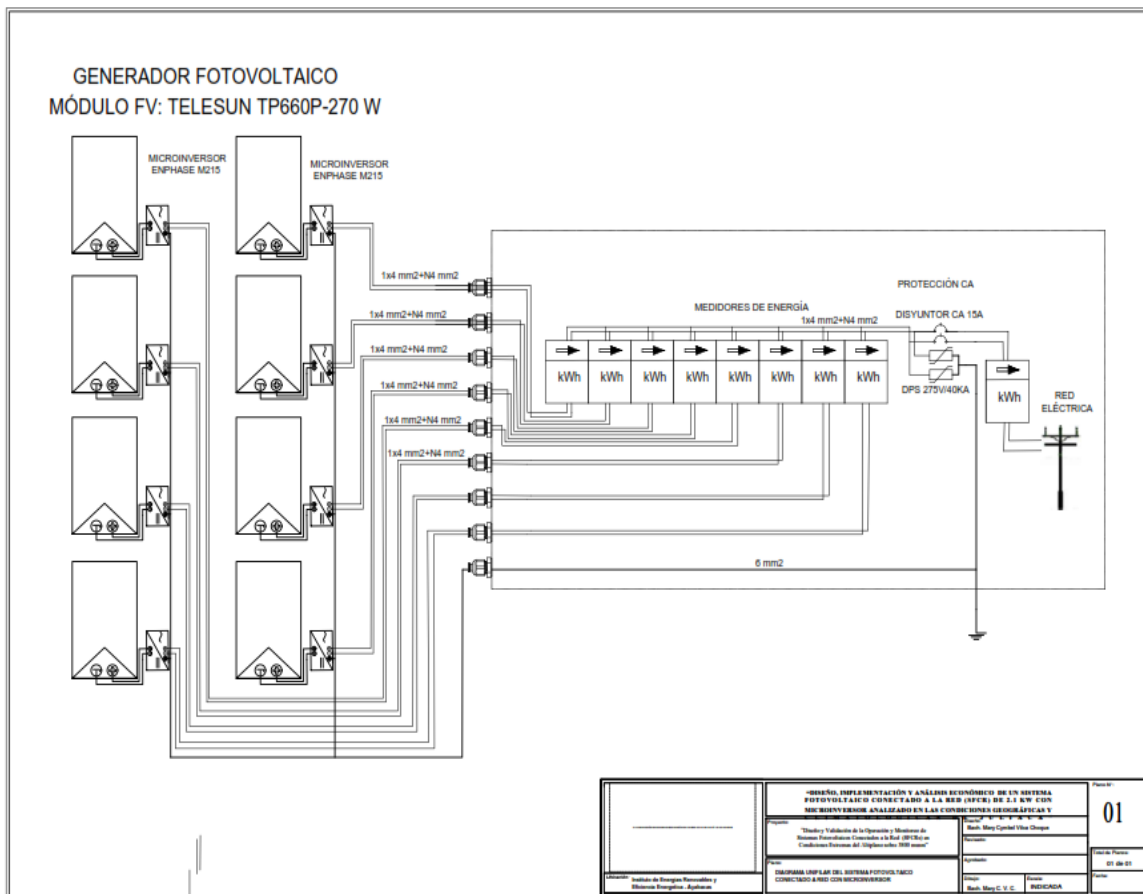
A.6 Ensamblaje del soporte del monoposte

N.º	N.º DE PIEZA	CANTIDAD
1	MONOPOSTE	1
2	Parco de descanso de PV	1
3	Arandela de 1/2"	4
4	Arandela a Presion de 1/2"	2
5	Perno de 1/2" x 1 1/2"	2
6	Tuerca de 1/2"	2
7	Tuerca de 3/8"	5
8	Soporte Acople	1
9	Arandela de 3/8"	10
10	Perno de 3/8" x 1 1/2"	5

Diseñado con una vision a futuro. Para una intalacionde un actuador rotatorio, entre las piezas (8 y1). De esta manerese puede lograr un seguimiento rotatorio y seguir la trayectoria del sol.

SI NO SE INDICA LO CONTRARIO: LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM		TÍTULO: SOPORTE MONOTOSTE P.V.	
NOMBRE	FIRMA	FECHA	
DISEÑO POR: QUISPE QUISPE LUIS ALEX		11/12/2019	
MATERIAL: Galvanizado		Nº DE DIBUJO ENSAMBLAJE	A4
PESO: 10.96 Kg		ESCALA: 1:8	HOJA 6 DE 7

A.7 Diagrama unifilar del SFCR con microinversor



A.8 Ficha técnica del módulo fotovoltaico 1

TP660P

Polycrystalline Solar Module
60 Cell Series



KEY FEATURES

275W

Highest power output

10 years

Material & workmanship warranty

PID Free

Certified by TUV Rheinland

25 years

Linear power output warranty

- Positive power tolerance: 0+3%
- Robust design: Certified to withstand up to 2400 Pa wind load and up to 5400 Pa snow load
- Proved high reliability built on dozens of projects
- Four busbar cell: Improve the efficiency of modules

QUALITY WARRANTY

TALESUN guarantees that defects will not appear in materials and workmanship defined by IEC61215, IEC61730 and UL1703 under normal installation, use and maintenance as specified in Talesun's installation manual for 10 years from the warranty starting date.



ABOUT TALESUN

Suzhou Talesun Solar Technologies Co., Ltd. is one of the world's largest integrated PV manufacturers. Its standard and high-efficiency product offerings are among the most powerful and cost-effective in the industry. With over 6 GW of modules installed globally, we are a leading solar energy company built upon proven product reliability and sustainable performance.

PERFORMANCE WARRANTY

Polycrystalline Solar Cell Modules

- During the first year, TALESUN guarantees the nominal power output of the product will be no less than 97.5% of the labeled power output.
- From year 2 to year 24, the nominal power decline will be no more than 0.7% in each year; by the end of year 25, the nominal power output will be no less than 80.7% of the labeled power output.

A.9 Ficha técnica de módulo fotovoltaico 2

ELECTRICAL PARAMETERS

Performance at STC (Power Tolerance 0 - +3%)				
Maximum Power (Pmax/W)	260	265	270	275
Operating Voltage (Vmpp/V)	30.6	31.0	31.3	31.7
Operating Current (Impp/A)	8.50	8.56	8.63	8.69
Open-Circuit Voltage (Voc/V)	37.9	38.2	38.5	38.7
Short-Circuit Current (Isc/A)	8.97	9.04	9.09	9.17
Module Efficiency ηm(%)	15.9	16.2	16.5	16.8
Performance at NOCT				
Maximum Power (Pmax/W)	192	196	199	203
Operating Voltage (Vmpp/V)	28.3	28.7	28.9	29.2
Operating Current (Impp/A)	6.78	6.83	6.90	6.97
Open-Circuit Voltage (Voc/V)	35.0	35.2	35.5	35.7
Short-Circuit Current (Isc/A)	7.26	7.32	7.36	7.42

*STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5 *NOCT: 800W/m², 20°C, AM 1.5, Wind Speed: 1m/s

MECHANICAL SPECIFICATION

Cell Type	Poly Crystalline
Cell Dimensions	156.75*156.75mm(6inch)
Cell Arrangement	60(6*10)
Weight	18.5kg(40.8lbs)
Module Dimensions	1650*992*35mm(64.96*39.06*1.38inch)
Cable Length	900mm(35.4inch)
Cable Cross Section Size	4mm ² (0.006sq.in)
Front Glass	3.2mm High Transmission, Tempered Glass
No.of Bypass Diodes	3/6
Packing Configuration (1)	30pcs/Pallet, 840pcs/40hq
Packing Configuration (2)	30pcs+5pcs/Pallet, 910pcs/40hq
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP65/IP67

OPERATING CONDITIONS

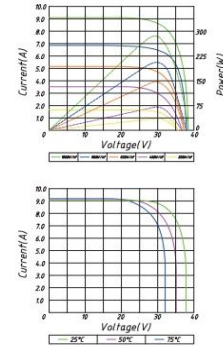
Maximum System Voltage	1000V/DC(IEC)
Operating Temp.	-40 C ~+85 C
Maximum Series Fuse	15A
Static Loading	5400Pa
Conductivity at Ground	≤ 0.1Ω
Safety Class	II
Resistance	≥100MΩ
Connector	MC4 Compatible

SUZHOU TALESUN SOLAR TECHNOLOGIES CO.,LTD.
Email: sales@talesun.com Web: www.talesun.com Tel: + 86 400 885 1098

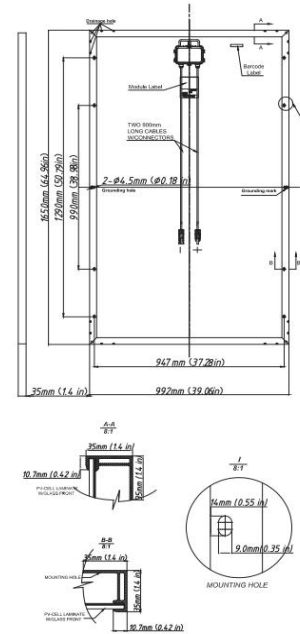
TEMPERATURE COEFFICIENT

Temperature Coefficient Pmax	-0.40%/C
Temperature Coefficient Voc	-0.31%/C
Temperature Coefficient Isc	+0.06%/C
NOCT	45±2 C

I-V CURVE TP660P Pm(W)260



TECHNICAL DRAWINGS



Specifications subject to technical changes without notice. Talesun Solar Rev. 2017.7

A.10 Ficha técnica del microinversor M215 1

Microinversores Enphase

M215 (original) de Enphase®



El **sistema de microinversores de Enphase** mejora la recolección de energía, aumenta la fiabilidad y simplifica enormemente la planificación, instalación y el manejo de sistemas de energía solar.

El sistema Enphase incluye el microinversor, la portal de comunicaciones Envoy™ y Enlighten®, el software de supervisión y análisis creado por Enphase.

PRODUCTIVO

- Máxima producción de energía
- Resistente al polvo, a la suciedad y las sombras
- Supervisión de rendimiento

FIABLE

- Disponibilidad del sistema de más del 99,8 %
- Sin puntos únicos de fallos del sistema

INTELIGENTE

- Diseño, instalación y manejo fáciles del sistema
- Supervisión y análisis en todo momento

SEGURO

- DC de baja tensión
- Bajo riesgo de incendio

[e] enphase®
ENERGY



A.11 Ficha técnica del microinversor M215 2

Microinversor **M215** (original) de Enphase® // DATOS

DATOS DE ENTRADA (DC)		M215-60-2LL-S22/S23	
Tensión de entrada recomendada (STC)	190 - 270 V		
Tensión máxima de DC de entrada	45 V		
Tensión de seguimiento de potencia de pico	22 - 36 V		
Intervalo de funcionamiento	16 - 36 V		
Tensión inicial mín./máx.	22 V / 45 V		
Corriente máxima de cortocircuito de DC	15 A		
Corriente máx. de entrada	10.5 A		
DATOS DE SALIDA (AC)		@208 VAC	@240 VAC
Potencia de salida pico	225 W	225 W	
Potencia asignada de salida (continua)	215 W	215 W	
Corriente nominal de salida (amperios media cuadrática de duración nominal)	1.0 A	0.9 A	
Tensión/campo nominal	208 / 183-229 V	240 / 211-264 V	
Tensión/campo extendido	179-232 V	206-269 V	
Frecuencia/campo nominal	60.0 / 59.3-60.5 Hz	60.0 / 59.3-60.5 Hz	
Frecuencia/campo extendido	57-60.5 Hz	57-60.5 Hz	
Factor de potencia	>0.95	>0.95	
Unidades máximas por circuito derivado (20A)	25 (trifásico)	17 (monofásico)	
Corriente máximo de fallo de salida	1.05 amperios media cuadrática, durante 3 ciclos; 1.04 amperios media cuadrática, durante 5 ciclos		
RENDIMIENTO			
Rendimiento CEC promedio	96.0%		
Maxima eficiencia del inversor	96.3%		
Rendimiento estático del SPMP (ponderado, referencia EN 50530)	99.6%		
Rendimiento dinámico del SPMP (cambios rápidos de irradiación, referencia EN 50530)	99.3%		
Consumo eléctrico nocturno	46 mW		
DATOS MECÁNICOS			
Intervalo de temperatura ambiente	De -40°C to + 65°C		
Intervalo de temperatura de funcionamiento (interna)	De -40°C to + 85°C		
Dimensiones (AN x AL x PR)	17.3 cm x 16.4 cm x 2.5 cm (6.8" x 6.45" x 1.0")		
Peso	1.6 kg (3.5 lbs)		
Refrigeración	Convección natural, sin ventilador		
Clasificación ambiental de la carcasa	Exterior - NEMA 6		
CARACTERÍSTICAS			
Compatibilidad	Puede conectarse con la mayoría de módulos fotovoltaicos de 60 células		
Comunicación	Línea eléctrica		
Supervisión	Supervisión gratuita ilimitada mediante el software Enlighten		
Conformidad	UL1741/IEEE1547, FCC Parte 15, Clase B CAN/CSA-C22.2 NO. 0-M91, 0.4-04, y 107.1-01		

Si desea obtener más información sobre los microinversores Enphase, visite enphase.com.



© 2014 Enphase Energy. Reservados todos los derechos. Todas las marcas comerciales que figuran en este documento se encuentran registradas por sus respectivos propietarios.

A.12 Ficha técnica del DPS 1



VCL Slim Classe II

Especialista na proteção contra raios e surtos elétricos



Descrição

Dispositivo de Proteção contra Surtos (DPS), monopolar, Classe II (ABNT NBR IEC 61643-1), do tipo limitador de tensão, composto por Varistor de Óxido Metálico (MOV) associado a um dispositivo de desconexão térmica (sobretensão) e elétrica (sobrecorrente).

Características

- Suportabilidade à corrente de curto-circuito de 5 kA sem fusível backup;
- Conexão direta aos barramentos dos quadros de distribuição de energia;
- Possui desligador interno que desconecta o DPS da rede caso este seja submetido a distúrbios acima da sua capacidade;
- Sinalização local: indicação do estado de operação através de bandeira verde/vermelho (SERVIÇO/DEFEITO);
- Sinalização remota (opcional): indicação do estado de operação através de contatos NA ou NF isolados eletricamente do circuito interno.

Principais aplicações

Proteção de equipamentos eletroeletrônicos conectados à rede elétrica contra sobretensões de origem atmosférica e/ou manobras no sistema elétrico. Adequado para instalação entre Fase/Neutro, Fase/Terra ou Neutro/Terra em quadros de distribuição e/ou comando.

Características técnicas (Gerais)	Unid.	VCL Slim	VCL Slim - SR
Normas aplicáveis	-	ABNT NBR IEC 61643-1 / UL 1449 / ABNT NBR 5410	
Modos de proteção	-	L/PE (modo comum) ou L/N - N/PE (modo diferencial)	
Tecnologia de proteção	-	Varistor de Óxido Metálico (MOV)	
Tempo de resposta típico	ns	< 25	
Proteção térmica	-	Sim	
Máxima corrente de curto-circuito sem fusível backup	kA	5	
Fusível backup máximo	A	100 gL/gG	
Resistência de isolamento	MΩ	> 100	
Sinalização do status de operação	-	Bandeira (Verde - SERVIÇO; Vermelho - DEFEITO)	
Temperatura de operação	°C	-40 a +70	
Seção dos condutores de conexão	mm ²	4 a 25	
Fixação	-	Trilho padrão DIN ou garras padrão NEMA	
Torque	Nm	2,0	
Acondicionamento	-	Material com características de não propagação e auto-extinção do fogo	
Grau de proteção	-	IP20	
Dimensões máximas	mm	90 x 64 x 17,5 (C x A x L)	94 x 64 x 17,5 (C x A x L)
Parâmetros elétricos dos contatos de sinalização remota	-	-	120 VCA / 1 A 24 VCC / 1 A
Seção transversal do cabo dos contatos da indicação remota	mm ²	-	1,5

A.13 Ficha técnica del DPS 2



VCL Slim Classe II

Especialista na proteção contra raios e surtos elétricos

Características técnicas (Específicas)								
Código CLAMPER		VCL Slim	Tensão máxima de operação contínua	Corrente de descarga nominal @ 8/20µs	Corrente de descarga máxima @ 8/20µs	Tensão de referência @ 1mA	Nível de proteção	Peso aproximado
CDI		Modelo	U _c	I _n	I _{max}	U _{ref}	U _p	-
Standard	SR							
005276	005277	VCL 75V 12kA Slim	75 VCA	5 kA	12 kA	120 V	0,4 kV	80 g
004967	004972	VCL 75V 20kA Slim	75 VCA	10 kA	20 kA	120 V	0,4 kV	80 g
004075	004216	VCL 75V 30kA Slim	75 VCA	10 kA	30 kA	120 V	0,5 kV	85 g
004024	004217	VCL 75V 45kA Slim	75 VCA	20 kA	45 kA	120 V	0,6 kV	90 g
004076	004218	VCL 75V 90kA Slim	75 VCA	30 kA	90 kA	120 V	0,4 kV	95 g
006229	006230	VCL 175V 15kA Slim	175 VCA	5 kA	15 kA	270 V	0,8 kV	80 g
004968	004973	VCL 175V 20kA Slim	175 VCA	10 kA	20 kA	270 V	0,8 kV	80 g
004027	004261	VCL 175V 30kA Slim	175 VCA	10 kA	30 kA	270 V	0,8 kV	85 g
005986	-	VCL 175V 40kA Slim	175 VCA	20 kA	40 kA	270 V	1,2 kV	90 g
003984	004122	VCL 175V 45kA Slim	175 VCA	20 kA	45 kA	270 V	1,2 kV	90 g
010727	-	VCL 175V 50kA Slim	175 VCA	25 kA	50 kA	270 V	0,9 kV	95 g
004077	004104	VCL 175V 90kA Slim	175 VCA	30 kA	90 kA	270 V	0,9 kV	110 g
005916	006231	VCL 275V 15kA Slim	275 VCA	5 kA	15 kA	430 V	1,2 kV	80 g
004954	004955	VCL 275V 20kA Slim	275 VCA	10 kA	20 kA	430 V	1,2 kV	80 g
004018	004132	VCL 275V 30kA Slim	275 VCA	10 kA	30 kA	430 V	1,5 kV	90 g
004224	-	VCL 275V 40kA Slim	275 VCA	20 kA	40 kA	430 V	1,5 kV	95 g
003985	004019	VCL 275V 45kA Slim	275 VCA	20 kA	45 kA	430 V	1,5 kV	95 g
010728	-	VCL 275V 50kA Slim	275 VCA	25 kA	50 kA	430 V	1,5 kV	95 g
004078	004034	VCL 275V 90kA Slim	275 VCA	30 kA	90 kA	430 V	1,5 kV	115 g
006235	006232	VCL 385V 15kA Slim	385 VCA	5 kA	15 kA	620 V	1,7 kV	80 g
004969	004975	VCL 385V 20kA Slim	385 VCA	10 kA	20 kA	620 V	1,8 kV	85 g
004080	004241	VCL 385V 30kA Slim	385 VCA	10 kA	30 kA	620 V	1,8 kV	95 g
004225	-	VCL 385V 40kA Slim	385 VCA	20 kA	40 kA	620 V	2,0 kV	100 g
004081	004405	VCL 385V 45kA Slim	385 VCA	20 kA	45 kA	620 V	2,0 kV	100 g
004082	004140	VCL 385V 90kA Slim	385 VCA	30 kA	90 kA	620 V	1,8 kV	130 g
006233	006234	VCL 460V 15kA Slim	460 VCA	5 kA	15 kA	750 V	2,0 kV	90 g
004971	004976	VCL 460V 20kA Slim	460 VCA	10 kA	20 kA	750 V	2,5 kV	90 g
004084	004406	VCL 460V 30kA Slim	460 VCA	10 kA	30 kA	750 V	2,5 kV	100 g
005806	-	VCL 460V 40kA Slim	460 VCA	20 kA	40 kA	750 V	2,5 kV	105 g
004038	004039	VCL 460V 45kA Slim	460 VCA	20 kA	45 kA	750 V	2,5 kV	105 g
004040	004041	VCL 460V 90kA Slim	460 VCA	30 kA	90 kA	750 V	2,5 kV	135 g
004367	009244	VCL 680V 45kA Slim	680 VCA	20 kA	45 kA	1100 V	3,0 kV	110 g

NOTA 1: Para especificação dos dispositivos com SINALIZAÇÃO REMOTA agregar .../SR ao nome do produto. Ex.: VCL xxxV xkA Slim/SR.

NOTA 2: Peso aproximado da SINALIZAÇÃO REMOTA: 5g.

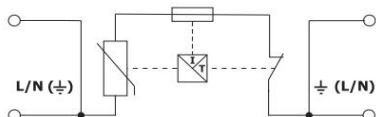
A.14 Ficha técnica del DPS 3



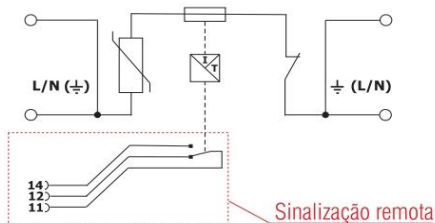
VCL Slim Classe II

Especialista na proteção contra raios e surtos elétricos

Circuito elétrico:

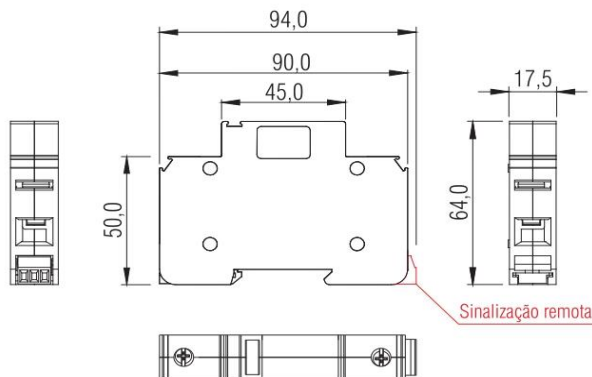
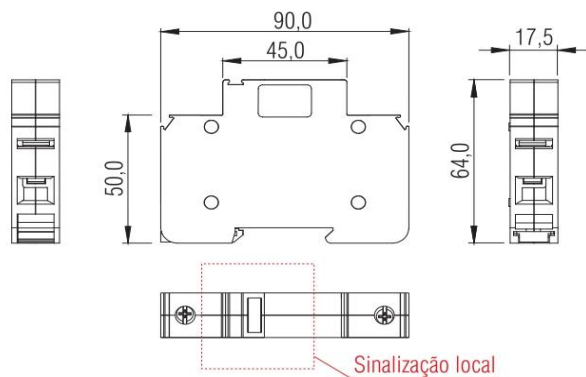


DPS Standard



DPS com sinalização remota "/SR"

Desenho mecânico:



A.15 Ficha técnica del disyunto o interruptor termomagnético 1

INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO 1, 2 Y 3 POLOS DE 3/4" IUSA-NOARK TIPO ENCHUFABLE



Los **interruptores termomagnéticos** están diseñados para interrumpir la corriente eléctrica de un circuito cuando ésta sobrepasa ciertos valores máximos. El dispositivo consta de dos partes: un electroimán y una lámina bimetálica. Ambas conectadas en serie y por las que circula la corriente que va hacia la carga.

Los interruptores termomagnéticos protegen la instalación eléctrica contra sobrecorrientes (sobrecargas y cortocircuitos).

CARACTERÍSTICAS

- Posee un ancho de 3/4" de tipo enchufable. Este interruptor es compatible en tamaño con sus similares en el mercado.
- Los conductores principales están fabricados en Cobre.
- El modelado del material es Poliamida, el cual es retardante a la flama.
- Características de disparo: Curva C. Esta curva es utilizada para la protección de los circuitos (alumbrado y tomas de corriente) en aplicaciones generales.
- Corriente nominal: 10 A, 15 A, 20 A, 30 A, 40 A, 50 A y 60 A.
- Capacidad interruptiva: 10 kA.
- Desarrollado para su conexión en cables de Cobre o Aluminio del calibre 14 al calibre 4 AWG.
- Certificación: NOM ANCE
- Cuenta con indicador del estado de interrupción.
- Póliza de garantía: 2 años.

APLICACIONES

- Protección de circuitos derivados y alimentadores en instalaciones domésticas, comerciales e industriales.
- Instalación en centros de carga y tableros de alumbrado.
- Control y protección contra sobrecargas y cortocircuitos en una instalación monofásica (1 Polo).
- Protección contra sobrecargas y cortocircuitos en sistemas de distribución eléctrica de tipo domésticas, comerciales e industriales de 2 fases y 3 fases (2 Polos y 3 Polos).

INDICADOR DEL ESTADO DE INTERRUPCIÓN

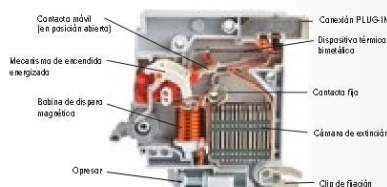
Este interruptor tiene una ventana indicadora que muestra el estado de interrupción.

En **VERDE** indica que el interruptor está apagando (OFF / 0) por lo que no hay peligro para instalarlo o quitarlo del centro de carga.

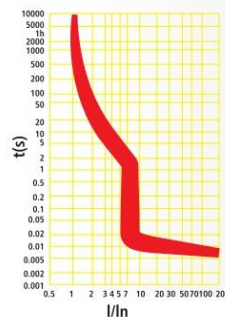
En **ROJO** señala que el interruptor está encendiendo (ON / I) e indica peligro. No es recomendable instalarlo o quitarlo del centro de carga ya que el interruptor está energizado.

Cuando el interruptor se dispara **LA MIRILLA CAMBIA DEL COLOR ROJO AL VERDE**, hay que mover la palanca **OFF-ON** para restablecer la energía.

ESTRUCTURA INTERNA



CURVA DE DISPARO



Distribuido y comercializado por INDUSTRIAS UNIDAS, S.A. DE C.V.
Carretera Panamericana México Querétaro Kilómetro 109, s/n Pastejé, Jocotitlán, Estado de México, C.P. 50734



1 POLO	
CÓDIGO	CORRIENTE
616634	10 A
616635	15 A
616636	20 A
616637	30 A
616638	40 A
616639	50 A
616640	60 A
CAJA 12	

2 POLOS	
CÓDIGO	CORRIENTE
616641	10 A
616642	15 A
616643	20 A
616644	30 A
616645	40 A
616646	50 A
616647	60 A
CAJA 6	

3 POLOS	
CÓDIGO	CORRIENTE
616648	10 A
616649	15 A
616650	20 A
616651	30 A
616652	40 A
616653	50 A
616654	60 A
CAJA 4	



PRODUCTOS
ELÉCTRICOS

A.16 Ficha técnica del disyunto o interruptor termomagnético 2

INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO 1, 2 Y 3 POLOS DE 3/4" IUSA-NOARK TIPO ENCHUFABLE



ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
Información general	
Normas de referencia	NMX-J-515-ANCE, NMX-J-569-ANCE y IEC/EN 60947-2
Números de polos	1P, 2P y 3P
Características de disparo	Curva C
Corriente nominal In	10 A, 15 A, 20 A, 30 A, 40 A, 50 A y 60 A
Frecuencia nominal	50/60 Hz
Tensión nominal Ue	1 Polo: 120/240 VAC, 2 Polos: 120/240 VAC y 3 Polos: 240 VAC
Tensión máxima de operación Umax	240 VAC
Tensión mínima de operación	7 VAC
Tensión nominal de aislamiento	Fase a tierra: 500 VAC
	Fase a fase: 500 VAC
Capacidad nominal de cortocircuito Icn	10,000 A
Corriente de capacidad interruptiva Icu	10,000 A
Clase de energía limitante	3
Categoría de sobretensión	2
Grado de contaminación	2
Resistencia nominal al impulso Uimp	4,000 V
Tensión de prueba dieléctrica	1,500 V
Tiempo de disparo a cortocircuito	5 In t<=0.1s No disparo 10 In t 0.1s Disparo
Tiempo de disparo a sobrecarga	1.13 In,t<=1h, No disparo después le aplica 1.45 In, tiene que disparar dentro de 1h
Temperatura de referencia para característica del disparo	30°C
Resistencia (vida)	Mecánica: 20,000 veces
	Eléctrica: 10,000 veces
Datos mecánicos	
Material de la carcasa	Poliamida PA6
Palanca	Poliamida PA66
Indicación de posición de contacto	Marca en alternancia (ON / OFF 0)
Grado de protección	IP20
Resistencia al impacto	A 100 mm de altitud chocha libremente el producto 10 veces con un péndulo dentro de 1 min. El producto no se puede dañar.
Resistencia a las vibraciones	A 40 mm de altitud se cae el producto 50 veces en cada dirección (parte frontal, trasera, izquierda, derecha) y no se puede disparar.
Condiciones ambientales	Con una temperatura máxima de 40°C la humedad relativa del aire no debe exceder del 50%. Se permite un nivel más alto de humedad relativa del aire a una temperatura más baja. Por ejemplo, en 20°C la humedad relativa puede ser del 90%.
Temperatura ambiente	Operación: -5°C +40°C
	Almacenamiento: -25°C+70°C
Material de los conductores principales (enchufable)	Cu
Instalación	
Terminal	Lado línea: Conexión enchufable
	Lado carga: Terminal con opresor
	Lado línea: Conexión enchufable
Calibre de los conductores	Lado línea: #14 - #4 AWG
	Lado carga: #14 - #4 AWG
Par de apriete (torque)	31 lb in (3.5 N m)
Posición de palanca	Apagado: OFF (0) Color de la bandera en VERDE
	Encendido: ON (I) Color de la bandera en ROJO
Dimensiones	1 Polo: (79x18x73) mm 2 Polos: (79x36x76.4) mm 3 Polos: (79x54x76.4) mm
Peso	1 Polo: 0.121kg 2 Polos: 0.243kg 3 Polos: 0.365kg

Distribuido y comercializado por INDUSTRIAS UNIDAS, S.A. DE C.V.
Carretera Panamericana México Querétaro Kilómetro 109, s/n Pastejé, Jocotitlán, Estado de México, C.P. 50734

1 POLO	
CÓDIGO	CORRIENTE
616634	10 A
616635	15 A
616636	20 A
616637	30 A
616638	40 A
616639	50 A
616640	60 A
CAJA 12	

2 POLOS	
CÓDIGO	CORRIENTE
616641	10 A
616642	15 A
616643	20 A
616644	30 A
616645	40 A
616646	50 A
616647	60 A
CAJA 6	

3 POLOS	
CÓDIGO	CORRIENTE
616648	10 A
616649	15 A
616650	20 A
616651	30 A
616652	40 A
616653	50 A
616654	60 A
CAJA 4	



PRODUCTOS
ELÉCTRICOS