



UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN
ENERGÍAS RENOVABLES



DISEÑO, IMPLEMENTACIÓN Y ANÁLISIS ECONÓMICO DE UN
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED (SFCR) DE 3
kW CON INVERSOR STRING ANALIZADO EN LAS CONDICIONES
GEOGRÁFICAS Y CLIMATOLÓGICAS DE LA CIUDAD DE
JULIACA

VIANEY DAYSI CHURA PALLI

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE
INGENIERO EN ENERGÍAS RENOVABLES

Asesor : Dr. Henry Pizarro Viveros



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 (SFCR) DE 3
kW CON INVERSOR STRING ANALIZADO EN LAS CONDICIONES
GEOGRÁFICAS Y CLIMATOLÓGICAS DE LA CIUDAD DE
JULIACA

VIANEY DAYSI CHURA PALLI

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE

INGENIERO EN ENERGÍAS RENOVABLES

Asesor : Dr. Henry Pizarro Viveros



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 (SFCE) DE 3
kW CON INVERSOR STRING ANALIZADO EN LAS CONDICIONES
GEOGRÁFICAS Y CLIMATOLÓGICAS DE LA CIUDAD DE
JULIACA

VIANEY DAYSI CHURA PALLI

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO EN ENERGÍAS
RENOVABLES

Asesor: Dr. Henry Pizarro Viveros

Juliaca, 2020

Ficha catalográfica

Chura V. (2020). *Diseño, Implementación y Análisis Económico de un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red (SFCR) de 3kW con Inversor String Analizado en las Condiciones Geográficas y Climatológicas de la ciudad de Juliaca*. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional de Juliaca. Juliaca.

AUTOR: Vianey Daysi Chura Palli

TÍTULO: Diseño, Implementación y Análisis Económico de un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red (SFCR) de 3kW con Inversor String Analizado en las Condiciones Geográficas y Climatológicas de la Ciudad de Juliaca.

PUBLICACIÓN: Juliaca, 2020

DESCRIPCIÓN: Cantidad de páginas (102 páginas)

NOTA: Tesis de la Escuela profesional de Ingeniería en energías Renovables - Universidad Nacional de Juliaca.

CÓDIGO: 02-00002-02/C559

NOTA: Incluye bibliografía.

ASESOR: Dr. Henry Pizarro Viveros

PALABRAS CLAVE: Inversor string, sistema fotovoltaico conecta a la red, energía solar fotovoltaica.

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

**“DISEÑO, IMPLEMENTACIÓN Y ANÁLISIS ECONOMICO DE UN SISTEMA
FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED (SFCR) DE 3 KW CON
INVERSOR STRING ANALIZADO EN LAS CONDICIONES GEOGRÁFICAS
Y CLIMATOLÓGICAS DE LA CIUDAD DE JULIACA”.**

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

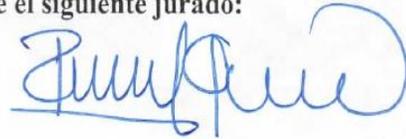
Presentada por:

Bach. Vianey Daysi Chura Palli

Sustentada y aprobada ante el siguiente jurado:

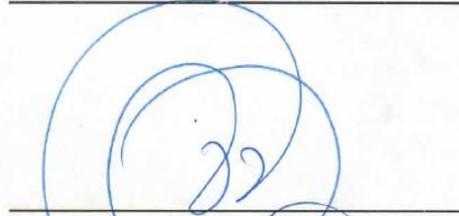
Ms.c Reynaldo Condori Yucra

PRESIDENTE DE JURADO



Dr. Norman Jesús Beltrán Castañón

JURADO (Secretario)



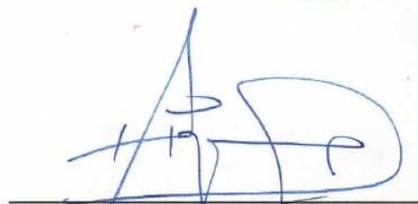
2º MIEMBRO

Ms.c Washington M. Soncco Vilcapaza

JURADO (Vocal)



3º MIEMBRO



**Dr. Henry Pizarro Viveros
ASESOR DE TESIS**

Dedicatoria

Con todo mi amor y cariño a mis queridos padres Javier y Benita por mostrarme el camino hacia la superación, contribuyendo incondicionalmente a lograr mis metas, quienes con su ejemplo me formaron para asumir retos en la vida con fortaleza dedicación y perseverancia.

A mis hermanos Miriam, Nélide y Maycol por sus palabras de aliento, confianza, apoyo y cariño incondicional.

A mis amigos por su compañía y por alentarme siempre a seguir adelante, por permitirme aprender más de la vida a su lado.

A la memoria de mis abuelos maternos Juan Francisco y Martina que a pesar que no estén físicamente conmigo siempre están en mi corazón y guían mi camino, a mis abuelos paternos Alejandro y Gabina por su confianza y su cariño

Agradecimientos

Agradezco a Dios por la vida, por mi familia y amigos, por guiar e iluminar mi camino.

Agradezco a mis padres por todo el esfuerzo, sacrificio y a mis hermanos por su confianza

A Escuela Profesional de Ingeniería en Energías Renovables, a los docentes por sus enseñanzas y acogerme durante los cinco años de mi vida académica.

A mi asesor de tesis el Dr. Henry Pizarro Viveros por su tiempo, paciencia, exigencia por haber compartido sus conocimientos y por guiarme durante la elaboración de este proyecto.

Al Dr. Norman Jesús Beltrán Castañón por hacerme participe del proyecto de CONCYTEC, por su confianza y exigencia para finalizar la tesis. Al Ms.c Reynaldo Condori Yucra por compartir sus conocimientos y contribuir en este proyecto y por alentarme a seguir el camino de la investigación. A la Dra. Vilma Sarmiento Mamani por la confianza brindada y por exigirme el culminar la tesis, todos integrantes del Grupo de Investigación y Desarrollo en Tecnología Solar Fotovoltaica – GRIDSOLAR/UNAJ.

Al Programa Nacional de Becas y Crédito Educativo – PRONABEC, por el apoyo financiero para culminar mis estudios superiores en la UNAJ.

Al Consejo Nacional de Ciencia Tecnología e Innovación Tecnológica (CONCYTEC) y al Fondo Nacional de Desarrollo Científico, Tecnológico y de Innovación Tecnológica (FONDECYT) por el financiamiento de la presente tesis y por la beca de movilidad para la pasantía realizada en la *Universidade Federal do Pará* en el *Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas* (GEDAE-UFPA) - Brasil.

Al Dr. João Tavares Pinho, Dr. Wilson Negrão Macedo, Dr. Marcos Galhardo, Dra. Eliana, Neto, Luana, Lucas, Leonam, Roberto, Ian e Ivan, por la acogida en el sus laboratorios y las valiosas enseñanzas.

ÍNDICE GENERAL

Índice de tablas.....	ix
Índice de figuras.....	x
Índice de anexos.....	xiii
Resumen.....	xvi
Introducción.....	18
CAPITULO I - PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	20
1.1 Formulación del problema	21
1.1.1 Problema general	21
1.1.2 Problemas específicos.....	21
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
1.3.1 Justificación ambiental	23
1.3.2 Justificación social.....	23
1.3.3 Justificación económica.....	23
CAPITULO II - REVISIÓN DE LA LITERATURA	24
2.1 Antecedentes	24
2.2 Energías renovables	26
2.3 Energía solar.....	26
2.3.1 Energía solar fotovoltaica	27
2.3.2 Efecto fotovoltaico.....	28
2.3.3 Proceso de generación eléctrica en el módulo fotovoltaico.....	28
2.4 Modulo fotovoltaico.....	29
2.5 Punto de máxima potencia	29
2.6 Tipología de módulos fotovoltaicos.....	31
2.7 Radiación solar.....	33
2.7.1 La distribución espectral de la radiación solar	34
2.7.2 Componentes de radiación solar	35
2.7.3 Geometría solar.....	36
2.7.4 Trayectoria solar	36
2.7.5 Horas sol pico (HSP)	37

2.8 Radiación global horizontal	37
2.9 Radiación en el plano inclinado y orientación óptima de los paneles fotovoltaicos.....	38
2.9.1 Angulo de orientación e inclinación de los módulos.....	40
2.10 Sistemas fotovoltaicos aislados de la red eléctrica.....	40
2.11 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red	42
2.12 Arquitecturas de conexión de sistemas fotovoltaicos conectados a la red	43
2.13 Estructura de soporte.....	49
2.14 Angulo de inclinación y orientación para SFCR.....	49
2.15 Marco normativo de las energías renovables	50
CAPITULO III - MATERIALES Y MÉTODOS	51
3.1 Formulación de Hipótesis	51
3.1.1 Hipótesis general	51
3.1.2 Hipótesis específicas.....	51
3.2 Materiales	51
3.3 Recursos Materiales y/o Equipos	51
3.3.1 Modulo fotovoltaico	51
3.3.2 Inversor string.....	53
3.4 Metodología	55
3.4.1 Diseño del SFCR con inversor string	55
3.4.2 Diseño mecánico de la estructura de soporte.....	55
3.4.3 Metodología de diseño eléctrico.....	59
3.4.4 Metodología de cálculo de irradiación solar.....	63
3.4.5 Metodología de simulación de sombras	65
3.4.6 Cálculo del Rendimiento Energético Global o Performance Ratio (PR) ...	67
3.4.7 Pérdidas en el SFCR	67
3.4.8 Eficiencia y potencia de salida del inversor	69
3.5 Implementación del SFCR con inversor string	70
3.5.1 Ubicación del proyecto.....	71
3.5.2 Pruebas antes de la implementación	74
3.5.3 Montaje de la estructura de soporte.....	74
3.5.4 Montaje de los módulos fotovoltaicos.....	75
3.5.5 Instalación de los tableros de protección.....	76

3.5.6 Implementación del Inversor	77
3.6 Análisis económico del SFCR	78
3.6.1 Costo del SFCR con inversor string	78
3.6.2 Valor Actual Neto (VAN)	81
3.6.3 Tasa Interna de Retorno (TIR).....	81
3.6.4 Periodo de Recuperación de la Inversión (PRS).....	82
3.6.5 Índice beneficio costo (B/C).....	82
CAPITULO IV - RESULTADOS Y DISCUSIONES.....	83
4.1 Cálculo del ángulo de inclinación.....	83
4.2 Cálculo del área de conductores.....	83
4.3 Comparación de la irradiación	83
4.4 Cálculo del rendimiento Energético o Performance Ratio (PR)	85
4.5 Cálculo de la producción anual de energía esperada	86
4.6 Resultados del análisis económico.....	87
CAPITULO V - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	89
5.1 Conclusiones	89
5.2 Recomendaciones.....	90
Referencias Bibliográficas.....	91

Índice de tablas

Tabla 3.1. Características eléctricas del módulo fotovoltaico, adaptado de Talesun, (2019).....	52
Tabla 3.2. Características eléctricas del generador fotovoltaico (Elaboración propia).	52
Tabla 3.3. Características del inversor adaptado de Sunny Boy SMA 3.0, (2019).	54
Tabla 3.4. Características técnicas del Dispositivo de Protección contra sobreTensiones (DPS) lado CC adaptado de Clamper Solar, (2019).....	61
Tabla 3.5. Características técnicas del Dispositivo de Protección contra sobreTensiones (DPS) lado CA. adaptado de Clamper Solar, (2019).....	62
Tabla 3.6. Irradiación solar mensual en plano inclinado 15°	63
Tabla 3.7. Irradiación solar en el plano horizontal (RetScreen Expert, 2019).	64
Tabla 3.8. Eficiencia del inversor del inversor string con coeficientes de pérdidas calculados y obtenidos experimentalmente por (Teles, 2017).....	70
Tabla 3.9. Inversión inicial del proyecto (Elaboración propia)	79
Tabla 3. 10. Parámetros para hallar los indicadores económicos (Elaboración propia).....	79
Tabla 3.11. Ingresos y Egresos (Elaboración propia).....	79
Tabla 4.1. Irradiación en los planos inclinado y horizontal.....	84
Tabla 4.2. Posibles pérdidas por temperatura en los diferentes meses del año.	85
Tabla 4.3. Resumen de las posibles pérdidas producidas en el SFCR.	86
Tabla 4.4 Producción anual de energía esperada del generador fotovoltaico de 3240 W.	87
Tabla 4.5. Resultados del cálculo de los Índices económicos	88

Índice de figuras

Figura 2.1. Unión del semiconductor P con el N, adaptado de (Carta et al., 2009)	29
Figura 2.2. Elementos de un módulo solar fotovoltaico (SOLARC, 2019).	29
Figura 2.3. Curva I-V y curva de Potencia de un módulo FV (Zilles, Macêdo, et al., 2012).....	30
Figura 2.4. Célula de silicio amorfo (SA, 2018).	31
Figura 2.5. Célula de silicio monocristalino (SA, 2018).....	32
Figura 2.6. Célula de silicio policristalino (SA, 2018).....	32
Figura 2.7. Célula multiunión (SA, 2018).....	33
Figura 2.8. Piranómetro Mac Solar (SOLARC, 2019).....	34
Figura 2.9. Irradiación espectral proporcionado por el sol sobre la tierra, adaptado de (Carta et al., 2009).....	34
Figura 2.10. Componentes de la radiación (Corilla, 2014).	35
Figura 2.11. Geometría solar (Curi, 2014)	36
Figura 2.12. Posición del sol en los días de cambio de estación (Curi, 2014).	36
Figura 2.13. Hora solar Pico (“Calculation Solar Blog,” n.d.).....	37
Figura 2.14. Angulo cenital (Oyarzún, 2016).....	37
Figura 2.15. Angulo azimutal (Oyarzún, 2016).	38
Figura 2.16. Angulo de inclinación (Oyarzún, 2016).....	38
Figura 2.17. Declinación solar (Oyarzún, 2016).	39
Figura 2.18. Angulo horario (Oyarzún, 2016).....	39
Figura 2.19. Orientación de un panel solar (Oyarzún, 2016).	40
Figura 2.20. Esquema de instalación de un sistema fotovoltaico aislado (Corilla, 2014)...	41
Figura 2.21. Componentes de un SFCR adaptado de (Teles, 2017).....	42
Figura 2.22. Configuración de un inversor central (Teles, 2017).	43
Figura 2.23. Configuración de un inversor string.....	44

Figura 2.24. Configuración de un Inversor Multistring (Teles, 2017).	45
Figura 2.25. Potencia de salida disponible por cada módulo (Johns et al., 2009).	46
Figura 2.26. Configuración de un Sistema Fotovoltaico con Micronversor (Teles, 2017).	47
Figura 2.27. Configuración de un Sistema Fotovoltaico con convertidores CC-CC (Teles, 2017).	48
Figura 3.1. Modulo solar Policristalino TP660P-270 (Talesun, 2019).	52
Figura 3.2. Inversor String de 3 kW (Sunny Boy 3.0, 2019).	53
Figura 3.3. Curva de rendimiento de un inversor de 3000 W (Sunny Boy 3.0, 2019).	53
Figura 3.4. Perfil o canal tipo C de fierro galvanizado para la estructura de soporte (Elaboración propia).	56
Figura 3.5. Tubo cuadrado de fierro galvanizado para la estructura (Elaboración Propia).	56
Figura 3.6. Tubo cuadrado de fierro galvanizado para el soporte (Elaboración propia).	57
Figura 3.7. Vista real en 3D de la estructura de soporte en Sketch Up (Elaboración propia).	58
Figura 3.8. Estructura de soporte; (a) vista de perfil; (b) vista de planta; (c) vista en perspectiva (Elaboración propia).	58
Figura 3.9. Diagrama esquemático del SFCR con inversor string (Elaboración propia).	59
Figura 3.10. Diagrama unifilar del SFCR (Elaboración propia).	60
Figura 3. 11 Geolocalización del SFCR en Sketch Up. (a) Geolocalización; (b) Ubicación hacia el norte (Elaboración Propia).	65
Figura 3.13. Resultado de la simulación de sombras. (a) sombra a las 8:00 de la mañana; (b) sombras a las 12:00 del mediodía; (c) sombras a las 17:00 de la tarde (Fuente Propia).	66
Figura 3.14. Ubicación del SFCR (Google Maps, 2020).	71
Figura 3.15. Instituto de Investigación en Energías Renovables y Eficiencia Energética.	72
Figura 3. 16. Azotea del instituto donde se implementará el SFCR con inversor string.	72

Figura 3.17. Montaje de la estructura de soporte (Fuente propia).....	75
Figura 3.18. Montaje culminado de la estructura de soporte (Fuente propia).....	75
Figura 3.19. Montaje de los módulos fotovoltaicos (Fuente propia).	76
Figura 3.20. Montaje culminado del generador fotovoltaico (Fuente propia).	76
Figura 3.21. Implementación de los tableros de protección, diseño 3D (Elaboración propia).....	77
Figura 3.22. Instalación de tuberías EMT galvanizada para la protección de los conductores (Fuente propia).....	77
Figura 3.23. Implementación del Inversor string, diseño en 3D (Elaboración propia).	78

Índice de anexos

Anexo 1. Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico (Talesun, 2019).....	94
Anexo 2. Especificaciones técnicas del inversor string (Sunny Boy 3.0, 2019).....	96
Anexo 3. Diagrama unifilar del SFCR con inversor string (Elaboración propia).....	98
Anexo 4. Estructura de soporte del SFCR (Elaboración propia).	99
Anexo 5. Estudio de sombras en Sketch Up (Fuente propia).....	100

Lista de abreviaturas y siglas

AM	Masa de Aire
CA	Corriente alterna
CC	Corriente continua
CNE	Código Nacional de Electricidad
DGE	Dirección General de Electricidad
DPS	Dispositivos de Protección contra Sobretensiones
EPIA	Asociación de la Industria Fotovoltaica Europea
FV	Fotovoltaico
FP	Factor de Potencia
GEI	Gases de Efecto Invernadero
HSP	Hora Solar Pico
GRIDSOLAR	Grupo de investigación y Desarrollo en Tecnología Solar Fotovoltaica
MINEM	Ministerio de Energía y Minas
MPPT	Seguidor del Punto de Máxima Potencia
NASA	Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio
NOCT	Temperatura de Operación Nominal de la Célula
NTP	Norma Técnica Peruana
PR	Performance Ratio
PRS	Periodo de Recuperación de la Inversión
SENAMHI	Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red
STC	Condiciones Estándares de Prueba
TIR	Tasa Interna de Retorno
VAN	Valor Actual Neto

Lista de símbolos

Letras griegas

β	Ángulo de inclinación
φ	Latitud
γ	Coefficiente de temperatura
η	Eficiencia

Letras latinas

H	Irradiación [kWh/m^2]
G	Irradiancia [W/m^2]
T	Temperatura [$^{\circ}\text{C}$]
I	Corriente [A]
V	Tensión [V]
P	Potencia [W]
Voc	Tensión de circuito abierto [V]
Isc	Corriente de corto circuito [A]
Imp	Corriente en el punto de máxima potencia [A]
Vmp	Tensión en el punto de máxima potencia [V]
Pmp	Potencia en el punto de máxima potencia [W]
Pmáx	Potencia máxima [W]
Imáx	Corriente máxima [A]
PFVmáx	Potencia máxima del generador fotovoltaico (Wp)

RESUMEN

El presente proyecto de investigación se centra en el diseño, implementación y análisis económico de un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red (SFCR) con inversor string, en condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca. Ello en el marco del proyecto de investigación aplicada y desarrollo tecnológico ganador de los fondos concursables financiado por el FONDECYT-Banco Mundial, con Contrato N° 180-2018-FONDECYT-BM-IADT-AV, con el título: “Diseño y Validación de la Operación y Monitoreo de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (SFCRs) en Condiciones Extremas del Altiplano sobre 3800 msnm”. El SFCR está instalado en la azotea del Instituto de Investigación en Energías Renovables y Eficiencia Energética sede Ayabacas - UNAJ. El SFCR cuenta con 12 módulos fotovoltaicos policristalinos de 270 Wp haciendo un total de 3240 W de potencia del generador fotovoltaico con un inversor de tipo string de 3 kW. Se diseñó la estructura tomando en cuenta las condiciones geográficas y climáticas de la región, fue diseñado el diagrama unifilar del sistema, el estudio energético del lugar y la simulación de sombras. Para la implementación se realizó el montaje del sistema calculando la producción de energía que resultó en 6142.56 kWh/año, considerando las posibles pérdidas del sistema con un rendimiento global o Performance Ratio (PR) de 85.55%. Finalmente, se realizó el análisis económico del SFCR considerando los Índices económicos VAN, TIR, PRS y B/C de S/. 19985.29, 16%, 10 años y 1.76 respectivamente, dando lugar a que el proyecto sea viable económicamente.

Palabras Clave: Inversor string, sistema fotovoltaico conecta a la red, energía solar fotovoltaica.

ABSTRACT

This research project focuses on the design, implementation and economic analysis of a Grid-Connected Photovoltaic System (SFCR) with string inverter, in geographical and weather conditions in the city of Juliaca. This within the framework of the applied research and technological development project winner of the competitive funds financed by the FONDECYT World Bank, with Contract No. 180-2018 FONDECYT-BM IADT-AV, with the title: “Design and Validation of the Operation and Monitoring of Grid-Connected Photovoltaic Systems (SFCRs) in Extreme Conditions of the Altiplano over 3800 masl”. The research work will be installed on the roof of the Institute of Research in Renewable Energies and Energy Efficiency headquarters Ayabacas-UNAJ, district of San Miguel, whose designated coordinates of the area of this project are: Latitude = -15.4100759 and Longitude = -70.0974071. Which has 12 polycrystalline photovoltaic modules of 270 Wp that add up to a total of 3240 W of generator power, string inverter of 3 kW, the structure was designed taking into account the geographical and climatic conditions, in the same way the one-line diagram of the system, the energy study of the site and the simulation of shadows, in the implementation part, the assembly of the system is carried out, also the calculation of the expected energy production that resulted in 6142.56 kWh / year, this taking in all possible system losses with an overall performance or Performance Ratio (PR) of 85.55%. And finally, the economic analysis of the SFCR was carried out, where it obtained the economic indexes VAN, TIR, PRS and B / C of s /. 19985.29, 16%, 10 years and 1.76 respectively, resulting in the project being economically viable.

Keywords: String inverter, photovoltaic solar energy, connected to the grid.

INTRODUCCIÓN

Hoy en día casi todos los aspectos de la vida moderna dependen de la energía eléctrica y su consumo crece cada día más, la generación de energía eléctrica a través de energías fósiles como el petróleo y carbón contaminan el medio ambiente, es por eso nuestra necesidad de controlar y mitigar los daños ocasionados por los Gases de Efecto Invernadero (GEI) una de las formas de hacerlo es genera energía a través de fuentes limpias como las energías renovables, a nivel mundial las energías renovables representan el 20 %, ocupando el cuarto lugar la energía solar tanto térmica como fotovoltaica, en este caso solo estudiamos la energía solar fotovoltaica, una de las energías sustentables con mayor desarrollo en los últimos años es precisamente la energía solar fotovoltaica debido a que es una fuente de energía gratuita inagotable y disponible en la mayor parte de la superficie de la tierra.

En el Perú como en el mundo, una de las energías que ha logrado un mayor desarrollo es la energía solar, el Perú cuenta con las condiciones climatológicas para la generación de energía eléctrica a través del recurso solar. En un estudio realizado a través del modelo empírico Bristow y Campbell, en la región de Puno, en los años 2007 al 2013 con datos del SENAMHI, la radiación solar global diaria en el altiplano registro un valor máximo de 7.2984 kWh/m² y un valor mínimo de 5.4806 kWh/m².

Es en ese sentido que surge la necesidad de estudiar a profundidad el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red con inversor string. En ese contexto, la Universidad Nacional de Juliaca y el Grupo de investigación y Desarrollo en Tecnología Solar Fotovoltaica (GRIDSOLAR) resultó ganador de un proyecto de investigación financiado por el FONDECYT/BANCO MUNDIAL titulado: “Diseño y Validación de la Operación y Monitoreo de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (SFCRs) en Condiciones Extremas del Altiplano sobre 3800 msnm”, que está enmarcada en la línea de investigación de la energía solar fotovoltaica.

El objetivo de la presente investigación es el diseñar, implementar y el analizar económicamente un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) de 3 kW con inversor string analizado en las condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca.

El inversor string es un inversor descentralizado que trabaja con una cadena o string de módulos fotovoltaicos, es decir todo el arreglo de módulos se conecta aun solo inversor lo

cual hace que este tipo de tecnología sea más viable económicamente además de que tiene un control óptimo del Seguidor del Punto de Máxima Potencia. Uno de los principales problemas que se tiene con el inversor string es que una instalación con estas características puede presentar fallas en situaciones de sombreado es decir un módulo de la cadena es sombreado toda la cadena trabajara con la corriente del módulo fotovoltaico sombreado y esto podría afectar el rendimiento del sistema.

Este sistema fue instalado en la azotea del Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética de la Universidad Nacional de Juliaca (UNAJ) - sede Ayabacas, situada en el distrito de San Miguel. El análisis del SFCR con inversor string fue realizado considerando aspectos técnicos, económicos, geográficos y climatológicos. El desempeño de estos sistemas está completamente ligada a los generadores fotovoltaicos y al inversor, este trabajo se centra en el diseño de sistema fotovoltaico conectado a red con inversor string, realizar la implementación y el montaje con equipos adecuados y de acuerdo a la normativa DGE-MINEM. Esto para obtener resultados que puedan servir como base para futuras investigaciones en el área, además de que sea utilizado para los ensayos de laboratorio de los estudiantes de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energías Renovables (EPIER). El análisis económico del sistema fue calculado a través de los índices económicos VAN, TIR, PRS Y B/C determinando la viabilidad económica del sistema.

CAPITULO I - PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Hoy en día la contaminación ambiental se ha incrementado es por eso que cada día más países están implementando sistemas de energías renovables, para conseguir reducir el impacto ambiental, algunos entre ellos se han propuesto llegar al 30% de su abastecimiento con fuentes renovables (Gómez, 2017).

Una de las energías sustentables con mayor crecimiento durante los últimos años es la energía solar fotovoltaica debido a que es una fuente de energía gratuita, inagotable y disponible en la mayor parte de la superficie terrestre (Sagua, 2017). En la actualidad en la región Puno y especialmente la ciudad de Juliaca no existen trabajos de investigación como artículos o tesis referidos a sistema fotovoltaico conectado a la red con inversor string, Además la región Puno está ubicado en un lugar estratégico geográficamente debido a que es uno de los lugares con mayor irradiación solar. Durante los años 2007 al 2013 con datos de entrada del SENAMHI la radiación solar global diaria en el altiplano de Puno fue un máximo valor promedio de los años estudiados de 7.2984 kWh/m^2 y el valor mínimo de los años estudiados fue de 5.4806 kWh/m^2 (Quispe, 2016). Lo que nos motiva a suplir las necesidades energéticas de la región Puno en cuanto a la generación de electricidad y al mismo tiempo disminuir los GEI.

La ciudad de Juliaca se encuentra a 3825 msnm, en estas condiciones la literatura no presenta ningún trabajo que incluya el uso de un inversor string. Por esta razón, no se conoce el comportamiento y la eficiencia de funcionamiento del inversor en estas condiciones geográficas y climatológicas, las cuales deberían tomarse en cuenta para el diseño del diagrama unifilar del sistema. El problema que se tiene con el inversor string es que una instalación con estas características puede presentar fallas en situaciones de sombreamiento de un módulo fotovoltaico y esto podría afectar el rendimiento de toda la cadena de módulos (Chepp & Krenzinger, 2018).

El inversor es uno de los componentes más importantes del sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR), sin embargo, cabe señalar que en los sistemas fotovoltaicos, existen los términos string, referidos a la conexión de un sistema de paneles fotovoltaicos (también denominados cadena) que no se debe confundir con la denominación string del inversor. Los

inversores string, son inversores descentralizados que trabajan con cadenas de módulos fotovoltaicos, es decir que un solo inversor string trabaja con un grupo de módulos fotovoltaicos lo cual hace que sea más viable económicamente en comparación con otros tipos de inversores y tiene características óptimas del control MPPT (Teles, 2017). El inversor string permite que la tensión de entrada de la cadena sea suficientemente alta (Kabalci, Kabalci, Canbaz, & Gokkus, 2015).

El desempeño del SFCR, aparte del inversor que es muy importante, también está muy ligado con los generadores fotovoltaicos por los cuales está conformado. El generador fotovoltaico a su vez también está ligado al desacoplamiento eléctrico entre los módulos, es decir la diferencia de las corrientes producidas por cada módulo fotovoltaico, esto es producido por los efectos de dispersión (*mismatch effects*) y factores ambientales como irradiancia diferente, temperatura, sombreado y suciedad. Estos factores son los que producen el desacoplamiento de corriente entre los módulos conectados en serie, que afectan la curva I-V de todo el generador (Farahat, Metwally, & Abd-Elfatah Mohamed, 2012).

Tomando en cuenta lo expuesto, es nuestro interés conocer el funcionamiento del SFCR bajo las condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca, planteando para eso el diseño, implementación y análisis económico de un sistema fotovoltaico conectado a la red con inversor string de 3 kW y 12 módulos fotovoltaicos de 270 Wp.

1.1 Formulación del problema

En este contexto es que podemos plantear las siguientes interrogantes de investigación:

1.1.1 Problema general

¿Será posible la implementación de un sistema fotovoltaico conectado a la red con inversor string en condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca?

1.1.2 Problemas específicos

¿Qué parámetros geográficos, climáticos y eléctricos se deben considerar para el diseño del SFCR con inversor string?

¿El inversor string seleccionado será adecuado para la implementación del SFCR?

¿Será viable económicamente el SFCR con inversor string para las condiciones técnicas y operativas?

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Diseñar, implementar y analizar económicamente sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) de 3 kW con inversor string 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 inversor string.

Implementar y realizar el montaje e instrumentación del sistema fotovoltaico conectado a la red con inversor string.

Evaluar la viabilidad económica del sistema fotovoltaico conectado a la red con inversor string en las condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca.

1.3 Justificación de la investigación

La importancia técnica del SFCR con inversor string se centraliza en el proceso de dimensionamiento e implementación además de la caracterización de parámetros fotovoltaicos analizado bajo las condiciones geográficas y climatológicas (condiciones extremas). Cuando se inicie la fase de operación y recolección de datos de este sistema fotovoltaico, se mostrará importante información acerca de variaciones o similitudes con otros sistemas que están bajo diferentes condiciones geográficas. Así los resultados permitirán mostrar a la comunidad científica y académica de las potencialidades energéticas bajo las condiciones extremas de nuestra región. El SFCR con inversor string será utilizado también para la investigación, enseñanza y entrenamiento de los estudiantes de la escuela de Ingeniería en Energía Renovables para mejorar su aprendizaje y capacitación. Servirá también como inspiración para que los estudiantes inicien con los primeros pasos en el camino de la investigación en sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

1.3.1 Justificación ambiental

El cambio climático que afecta al mundo entero obliga a la ciencia a buscar alternativas tecnológicas para reducir su impacto en los factores sociales, económicos y productivos; lo que hace orientar los intereses investigativos hacia el uso de las energías renovables que contribuya al desarrollo energético sostenible. Actualmente, las energías renovables se han establecido en todo el mundo como una importante fuente de energía (Sagua, 2017).

1.3.2 Justificación social

Actualmente no existe la concepción de una sociedad sin acceso a la energía. Existen esfuerzos y medidas constantes para aumentar el acceso a la electricidad y numerosos estudios respaldan los beneficios que trae consigo. En muchos países la falta de acceso a niveles adecuados de servicios energéticos está altamente correlacionada con niveles altos de pobreza. Esta situación no es ajena al Perú, donde si bien ha habido un crecimiento significativo del consumo de energía, la incidencia de pobreza tanto en zonas rurales como en zonas urbanas resalta la importancia de incluir la inversión en la provisión de infraestructura eléctrica dentro de la agenda nacional (Lopez & Gayoso, 2015).

1.3.3 Justificación económica

En una instalación fotovoltaica con inversor String en situaciones de sombra, la ganancia de electricidad generada es mayor en comparación al costo de una instalación con microinversores (Chepp & Krenzinger, 2018). Cabe mencionar que la ganancia de energía y potencia máxima puede variar de acuerdo con las situaciones de sombreado de cada sistema y el lugar donde se instale.

CAPITULO II - REVISIÓN DE LA LITERATURA

2.1 Antecedentes

En el estudio realizado por (Teles, 2017), se evaluó experimentalmente tres tipos de tecnologías de inversores conectados a la red, string, micro-inversor y convertor CC-CC con el propósito de contribuir al conocimiento científico de las diferentes arquitecturas de sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Para ello se instalaron varios sistemas fotovoltaicos conectados a la red en el laboratorio GEDAE/UFPA estos sistemas en su mayoría son con inversor string, donde se compararon los desempeños de los diferentes sistemas de acuerdo a los diferentes mecanismos de adquisición de datos existentes en el laboratorio. Los resultados obtenidos muestran que el convertor CC-CC presenta desempeños superiores en comparación con los demás sistemas monitoreados.

Según (Neto, 2017), los valores de la potencia eléctrica en CA, de un sistema fotovoltaico conectado a la red con inversor string que son adquiridos y almacenados por un registrador, la evaluación se realizó comparando esos valores con los adquiridos a través del modelo teórico desarrollado y los medidos con un vatímetro en el lado CA del sistema (tensión corriente y potencia eléctrica). El modelo teórico se basa en los datos de la irradiancia y temperatura de una célula fotovoltaica medida con un datalogger utilizando la plataforma Arduino. Se concluyó que el modelo teórico del SFCR con inversor string resulto bastante más coherente en comparación con los valores obtenidos con el datalogger y el vatímetro, también se encontró que la eficiencia de conversión CC/CA del inversor string se mostró ligeramente por debajo de lo informado por el fabricante.

En un estudio realizado por Chepp & Krenzinger (2018), se comparó la potencia y la energía generada con un inversor string y microinversores con situaciones de sombra (todo con sombreado y sin sombreado) en una instalación fotovoltaica en Porto Alegre. La máxima potencia para cada intervalo de tiempo fue obtenida con el programa crearray. Se concluye para el caso estudiado que la ganancia de energía eléctrica generada es menor que el aumento del costo de la instalación con microinversores en comparación a un inversor string haciendo que una instalación con microinversores es menos ventajosa.

A través de simulaciones computacionales de ocho sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFCR) en tejados, azoteas y suelos de la región, se obtuvo la producción fotovoltaica. Estas instalaciones fueron monofásicas y trifásicas, contrastando las potencias, corrientes de salida y Tensiones MPP en cada uno de las conexiones *strings*, además de considerar las condiciones estándares de prueba (*Standart Test Conditions-STC*). Se concluyó que el balance energético de las instalaciones fotovoltaicas presentaban errores en cada uno de los sistemas expuestos, bajo el tiempo de degradación en su vida útil (Ccama, 2017).

Después del diseño y revisión de un sistema fotovoltaico conectado a la red nacional (SEIN) se obtuvo que, la producción energética comparado con otros sistemas fotovoltaicos ya operando en el sistema eléctrico peruano con similares potencias instaladas, se encuentra en un valor aceptable a ofertar y para la viabilidad del proyecto la energía debe venderse a un precio que nos asegure recuperar la inversión. El camino de las energías renovables está en marcha y es aceptado por la sociedad debido a múltiples ventajas que tiene, es lógico suponer que el sector fotovoltaico experimentara un gran impulso en los próximos años y con el consiguiente beneficio ecológico (Curi, 2014).

En el estudio desarrollado por (Corilla, 2014) se realizó el diseño de una planta solar fotovoltaica de 200 KW de potencia con conexión a red eléctrica, el análisis económico, asimismo se hace el estudio energético del lugar (radiación solar) y los cálculos justificativos del diseño de la planta solar fotovoltaica, también menciona los datos técnicos de los equipos y materiales que se utilizaron. Se desarrolló la ingeniería conceptual y básica del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica, la planta solar fotovoltaica de 200 KW reducirá las emisiones de CO₂ equivalentes a 215.16 toneladas al año, contribuyendo al mejoramiento de la calidad ambiental. El análisis de los índices económicos VAN y TIR fueron positivos por lo que se concluye que el proyecto es viable.

En el diseño de una central solar fotovoltaica de 7 MW en la ciudad de Vian, Irán, debido a las características del lugar se utiliza un inversor string. La tesis Concluye que muchos de los criterios que se han tomado en cuenta han sido por el equipo de ingenieros, en esta instalación se ha conseguido el mayor rendimiento posible respecto de otras instalaciones ya existentes con el inversor string (Gómez, 2017).

Según Hassaine (2016), quien estudió el control de potencia que se va a inyectar a la red, mediante la optimización del diseño y control de los inversores como interfaz entre la red eléctrica y los sistemas fotovoltaicos, se basa en la utilización del control digital DSPWM (*Digital Sinusoidal Pulse Width Modulation*) que se asocia con el control de desfase entre la tensión de salida del inversor y la red eléctrica. Concluyo que la mayoría de los sistemas que se conectaban a la red antiguamente usaban inversor centralizado el cual tenía bastantes deficiencias, es a partir del inversor string que se evoluciona al inversor multi-string agregando más ramas. El control SPWM nos permite controlar no solo la potencia máxima que se está entregando a la red sino también el factor de potencia que si lo reconfiguramos podemos cambiar el factor de potencia que se quiere inyectar a la red.

2.2 Energías renovables

Las energías renovables desde la antigüedad han formado parte importante de la energía que utilizada por los humanos en especial la energía solar mediante la construcción de sus viviendas orientadas de tal manera que tuvieran iluminación natural, la eólica mediante el uso de molinos de viento y para la navegación en veleros.

Las energías renovables son aquellas que se producen de forma continua a partir de fuentes naturales que producen energía inagotable e indefinida; se renuevan continuamente, a diferencia de los combustibles fósiles que solo existen en cantidades determinadas que se irán agotando con el paso del tiempo. Es así que estas energías se tornan como una alternativa para dejar de depender del petróleo y ayuda a combatir del cambio climático. Las principales formas de energías renovables son: biomasa, hidráulica, eólica, solar, geotérmica y las energías marinas, todas estas energías provienen de manera directa o indirecta del sol a excepción de la energía geotérmica (Díaz, 2008).

2.3 Energía solar

La energía solar es la fuente fundamental de vida en el planeta, dirige los ciclos biofísicos, geofísicos y químicos que conservan la vida en la Tierra. El sol es el encargado de la realización del proceso de fotosíntesis, también induce al movimiento del viento a través de la luminosidad desigual, es por eso que la energía solar es el origen de la mayoría de las demás fuentes de energías renovables existentes como la energía mareomotriz, biomasa,

eólica, etc. La energía solar absorbida por la Tierra en un año es equivalente a 20 veces la energía almacenada en todas las reservas de combustibles fósiles en el mundo y 10 mil veces superior al consumo actual (Arenas & Zapata, 2011).

“La energía solar es un recurso energético con mayor disponibilidad en casi todo el territorio peruano. En la gran mayoría de localidades del Perú, la disponibilidad de la energía solar es bastante grande y bastante uniforme durante todo el año. En términos generales se dispone, en promedio anual que va desde 4 a 5 kwh/m² día en la costa y selva y de 5 a 8 kwh/m² día, aumentando de norte a sur. Esto implica que la energía solar incidente en pocos metros cuadrados es suficiente para satisfacer las necesidades energéticas de una familia. El problema es transformar esta energía solar en energía útil y con un costo aceptable” (Horn, 2006).

La energía solar que llega a la tierra en un año es mucho mayor que el consumo humano de energía en el mismo periodo, por desgracia todo este potencial no es aprovechado (Díaz, 2008).

2.3.1 Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica se da mediante el proceso de obtención de energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos. los módulos o colectores fotovoltaicos están conformados por dispositivos semiconductores tipo “diodo” los cuales al recibir radiación solar mediante un proceso químico se excitan provocando saltos electrónicos, cuando estos electrones son capturados, el resultado obtenido es una corriente eléctrica continua que puede ser aprovechada y transformada en corriente alterna y así ser inyectada a la red o al sistema interconectado (Arenas & Zapata, 2011).

A nivel mundial se tiene que en los últimos 10 años el sistema fotovoltaico ha reducido sus costos en un 75%. El escenario de este paradigma demuestra tal cambio como se indica por la *Solar Power Europe*. Según datos de la Asociación de la Industria Fotovoltaica Europea (EPIA), la potencia instalada de energía solar en el mundo podría situarse entre los 396 y 540 GW para el 2020, frente a una capacidad acumulada de 178 GW a finales del 2014. Ese año, se estableció un nuevo registro de instalaciones con un total de 40 GW (SA, 2018).

2.3.2 Efecto fotovoltaico

La transformación de los rayos del sol en energía eléctrica es un fenómeno físico conocido llamado efecto fotovoltaico, observado por primera vez por el físico francés Edmund Becquerel en 1839, el efecto fotovoltaico ocurre en ciertos materiales semiconductores capaces de absorber la energía contenida de los fotones presentes de la radiación luminosa, transformándolo en electricidad. La energía absorbida por esos materiales rompe los enlaces químicos entre las moléculas presentes en su estructura, con eso cargas eléctricas son liberadas y pueden ser utilizadas para realizar trabajo. El efecto fotovoltaico es una característica física intrínseca del material que compone los dispositivos de conversión fotovoltaica (Zilles, Macêdo, Galhardo, & De Oliveira, 2012).

Los semiconductores son materiales con coeficientes de resistividad intermedios entre los materiales conductores y los aislantes, que en condiciones normales no conducen la electricidad, pero cuando la temperatura aumenta se comportan como conductores. Un material semiconductor hecho de un único átomo se le denomina semiconductor intrínseco, los empleados son el silicio y el germanio siendo el silicio el más empleado debido a que es más abundante y además puede trabajar a temperaturas más altas que el germanio (SA, 2018).

2.3.3 Proceso de generación eléctrica en el módulo fotovoltaico

Este proceso de generación eléctrica en el módulo fotovoltaico ocurre siguiendo la siguiente secuencia: Un trozo de semiconductor P dispone de más huecos libres, portadores mayoritarios, que, de electrones libres o minoritarios, pero la carga neta del mismo es neutra. Lo contrario ocurre con el semiconductor N, los portadores mayoritarios son los electrones, pero también en conjunto es una carga neutra. Al colocar una parte del semiconductor de tipo P junto a otra parte del semiconductor de tipo N, debido a la ley de difusión de electrones de la zona N, con alta concentración de los mismos tienden a dirigirse a la zona P, que apenas los tiene, ocurre lo contrario con los huecos que tratan de dirigirse de la zona P a la zona N, ocasionando su neutralización en la zona de unión. En la Figura 2.1, se puede observar que al toparse un electrón con un hueco desaparece el electrón libre, que llega a ocupar un electrón del hueco, y por lo que desaparece este último, en esta zona se forma una estructura estable y neutra (Carta, Calero, Colmenar, & Castro, 2009).

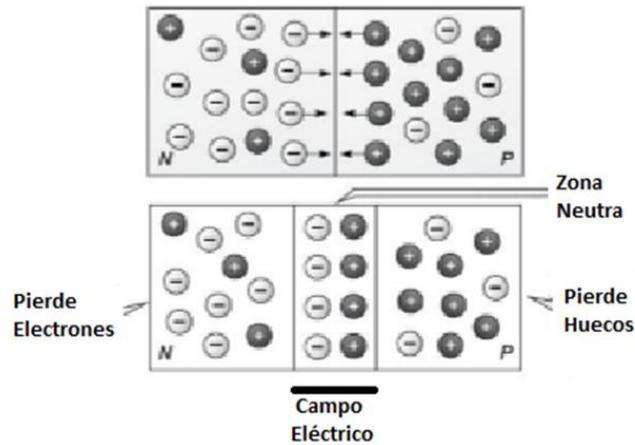


Figura 2.1. Unión del semiconductor P con el N, adaptado de (Carta et al., 2009)

2.4 Modulo fotovoltaico

El módulo fotovoltaico es uno de los elementos fundamentales de un sistema solar fotovoltaico. Su objetivo principal es captar la energía solar incidente y transformarla en corriente eléctrica. En la Figura 2.2, se muestra la composición de un módulo fotovoltaico, casi todos son semejantes en su constitución, solamente varían una de otra en la calidad de los materiales que se usan para su construcción y básicamente en la calidad y tecnología de las células (Corilla, 2014).

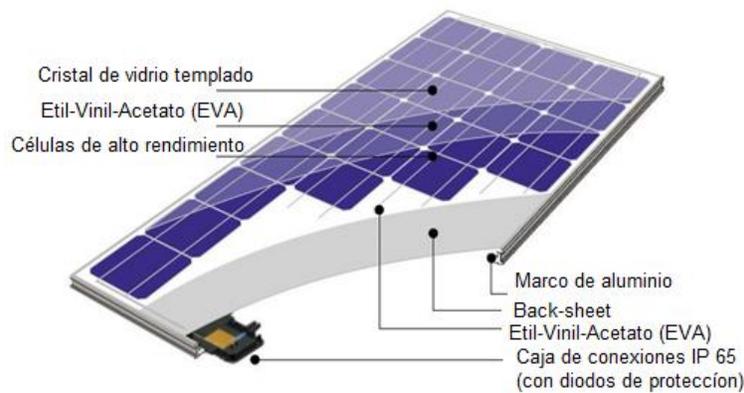


Figura 2.2. Elementos de un módulo solar fotovoltaico (SOLARC, 2019).

2.5 Punto de máxima potencia

Para el área práctica de los sistemas fotovoltaicos, la parte más importante es la curva I-V que es la que produce energía eléctrica. En la Figura 2.3, se puede observar que esto no

sucede en el punto de tensión de circuito abierto ($0, V_{oc}$) y tampoco sucede en el punto de corriente de cortocircuito ($I_{sc}, 0$). En estos dos puntos no se produce ninguna energía, debido a que la potencia instantánea obtenida a partir del producto de la corriente y tensión es igual a cero. La curva característica I-V 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” (Zilles, Macêdo, et al., 2012) A partir de la curva I-V, determinada bajo las condiciones estándar de prueba (STC) definidas por los siguientes valores, Irradiancia 1000 W/m^2 ; temperatura: 25°C ; Masa de Aire AM 1.5, se obtiene los principales parámetros que determinan su calidad y desempeño, entre ellos.

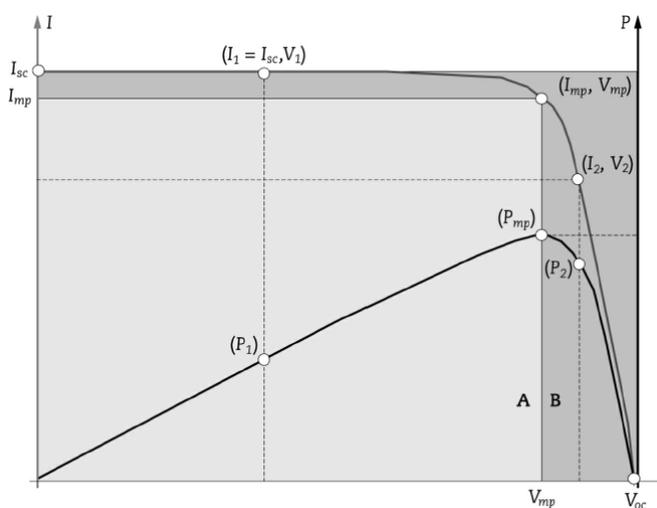


Figura 2.3. Curva I-V y curva de Potencia de un módulo FV (Zilles, Macêdo, et al., 2012).

- Corriente de Cortocircuito (I_{SC}), es la máxima corriente que se puede obtener de un módulo y se calcula midiendo la corriente cuando se provoca un cortocircuito ($V=0$).
- Tensión de Circuito Abierto (V_{OC}), es el máximo voltaje que se puede medir en un módulo si no hubiese paso de corriente ($I=0$).
- Corriente en el punto de máxima potencia (I_{mp})
- Voltaje en el punto de máxima potencia (V_{mp})
- Potencia en el punto de máxima potencia (P_{mp})

2.6 Tipología de módulos fotovoltaicos

Una célula fotovoltaica típica tiene características de aproximadamente 0.25 y 0.35 micrómetros y comercialmente está constituida por silicio mono cristalino o policristalino, con una radiación de 1000 w/m^2 a una temperatura de 25°C produce una corriente de 3 a 4 amperios (A), una tensión aproximada de 0.5 V y una potencia de 1.2 a 2 Wp.

La eficiencia de conversión de las células comerciales de silicio normalmente está comprendida entre el 13 y el 17 %, mientras que las células especiales de laboratorio han alcanzado el 32.5%. el rendimiento de una célula fotovoltaica varía con el cambio de temperatura y radiación, para poder compararlo se han establecido las STC de sus siglas en inglés que se traducen como las condiciones de prueba estándar, que dan origen al llamado vatio pico (Wp), relativo a la potencia producida por la célula o módulo solar, a temperatura de 25°C bajo una radiación de 1000 W/m^2 y en condiciones de AM 1.5 (SA, 2018).

Células de silicio amorfo: es la forma no cristalina del silicio, cuando se transforma produce un gas que se deposita en películas delgadas sobre una variedad de sustratos flexibles, como vidrio, metal y plástico. En la Figura 2.4, se observa que la celda es gris muy oscuro, este tipo de células fueron las primeras en fabricarse debido a que emplean los mismos METODOS de fabricación de diodos. Funcionan con luz difusa baja incluso en días nublados, su rendimiento a pleno sol es de 5% al 7%.



Figura 2.4. Célula de silicio amorfo (SA, 2018).

Célula de silicio monocristalino: al enfriarse, el silicio fundido se solidifica formando un único cristal de grandes dimensiones, después se corta el cristal en delgadas capas, estas células generalmente son de color azul oscuro y uniforme con bordes redondeados, tiene un rendimiento del 16% al 18% (ver Figura 2.5).



Figura 2.5. Célula de silicio monocristalino (SA, 2018).

Célula de silicio policristalino: durante el enfriamiento del silicio en un molde, se forman varios cristales, en la Figura 2.6, se observa que tiene un color azulado no uniforme debido a los cristales diferentes, tienen un rendimiento alrededor del 16% y es más barato de producir que el monocristalino.



Figura 2.6. Célula de silicio policristalino (SA, 2018).

Célula multiunión: este tipo de células tienen alta eficiencia y han sido desarrollados para aplicaciones espaciales, las células multiunión están formadas de varias capas delgadas. Una célula de triple unión, por ejemplo, se compone de semiconductores GaAs, Ge y GaInP₂. Cada tipo de semiconductores se caracteriza por un máximo de longitud de onda. Actualmente se han obtenido eficiencias del 40%, más adelante se espera incrementarlo con células de puntos cuánticos todavía en fase de laboratorio (Salvador Escoda, 2018). En la Figura 2.7, se muestra este tipo de célula.

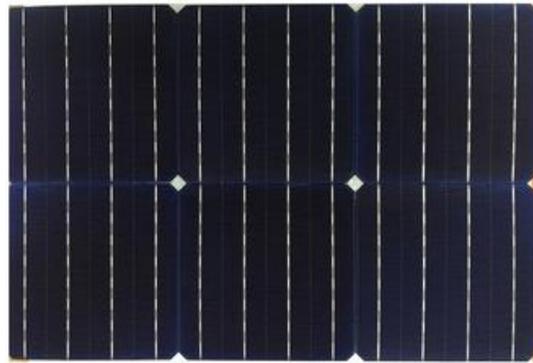


Figura 2.7. Célula multiunión (SA, 2018).

2.7 Radiación solar

La radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol. El sol se comporta como un cuerpo negro que emite energía siguiendo la ley de Planck. La radiación solar se distribuye desde el infrarrojo hasta el ultravioleta, la magnitud que mide la radiación solar que llega a la tierra es la irradiancia que mide la energía por unidad de tiempo y de área, su unidad de medida es el W/m^2 . La radiación solar es el flujo de energía que recibimos del sol en forma de ondas electromagnéticas de diferentes frecuencias, se mide normalmente con un instrumento denominado piranómetro el cual muestra la Figura 2.8. La potencia radiante de $1353 W/m^2$ que llega al planeta tierra no es la que finalmente alcanza la superficie terrestre debido a la influencia de los fenómenos atmosféricos, actividad humana, la forma propia de la tierra y el ciclo día/noche (Curi, 2014).



Figura 2.8. Piranómetro Mac Solar (SOLARC, 2019).

2.7.1 La distribución espectral de la radiación solar

La luz blanca del sol está formada por la unión de los siete colores del arcoíris, cada uno con su correspondiente longitud de onda, que van desde violeta con 380 nm hasta rojo de 770 nm como muestra la Figura 2.9. El azul está formado por fotones cuya longitud de onda va desde los 450 nm hasta los 500 nm, el verde por fotones cuya longitud de onda esta entre los 500 nm y 570 nm, el rojo entre los 610 nm y 830 nm, etc., los fotones azules son más energéticos que los fotones rojos (Salvador, 2018).

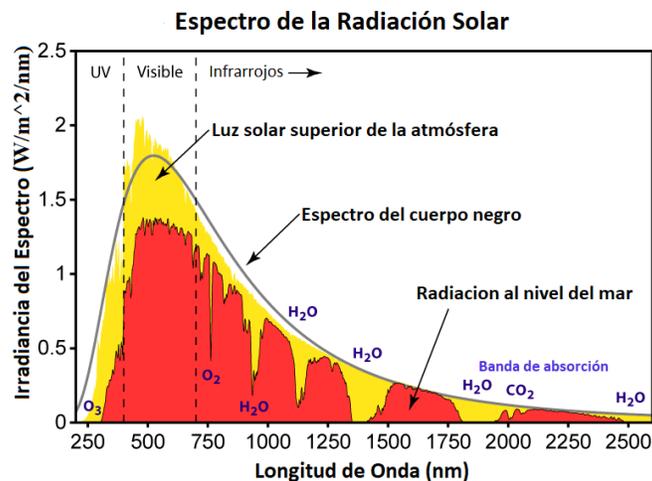


Figura 2.9. Irradiación espectral proporcionado por el sol sobre la tierra, adaptado de (Carta et al., 2009).

2.7.2 Componentes de radiación solar

La radiación solar tiene los siguientes componentes: radiación directa, que es la radiación que nos llega directamente del sol; sin haber incidido o sufrido cambio alguno en su dirección. La radiación difusa, es una parte de la radiación que atraviesa la atmosfera y es reflejada por las nubes o absorbida por las mismas, al contrario de la radiación directa, la radiación difusa es la que nos llega después de haber incidido con cualquier elemento de la atmosfera, se dirige a todos lados como consecuencia de las reflexiones y absorciones no solo por las nubes sino por las partículas de polvo atmosférico, montañas, arboles, edificios, el suelo, etc. Las superficies horizontales son las que más radiación difusa reciben, debido a que ven toda la bóveda celeste mientras que las superficies verticales reciben menos debido a que ven solo la mitad, este tipo de radiación es predominante en un día nublado. La radiación reflejada o albedo, es la radiación reflejada por la superficie terrestre. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, llamado también albedo. Y la radiación global, es la suma de las tres radiaciones. En un día despejado con cielo limpio es decir libre de nubes la radiación directa es más fuerte sobre la radiación difusa. Por el contrario, en un día nublado no existe radiación directa y la totalidad de la radiación que incide sobre la superficie terrestre es difusa (Arenas & Zapata, 2011). La Figura 2.10, muestra los tipos de radiación solar.

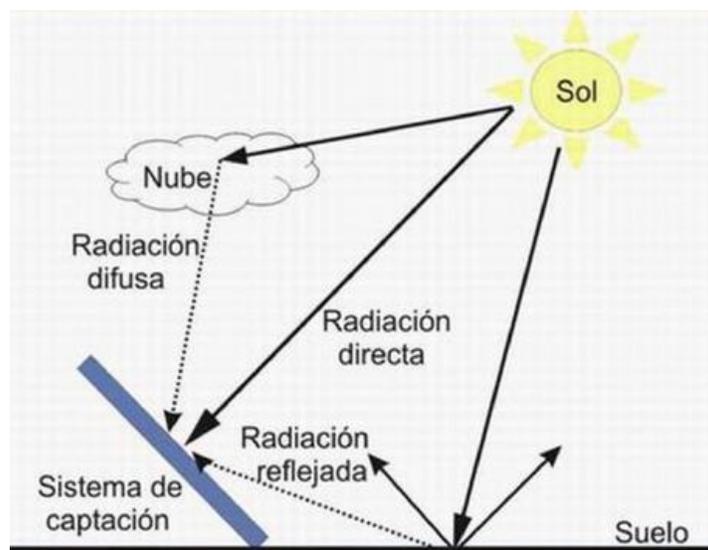


Figura 2.10. Componentes de la radiación (Corilla, 2014).

2.7.3 Geometría solar

Para saber la producción energética de una instalación solar es muy importante conocer la radiación solar en el plano inclinado correspondiente a la instalación y la trayectoria del sol en las diferentes estaciones del año. La situación del sol en un lugar cualquiera viene determinada por la altura y el azimut del sol (Curi, 2014).

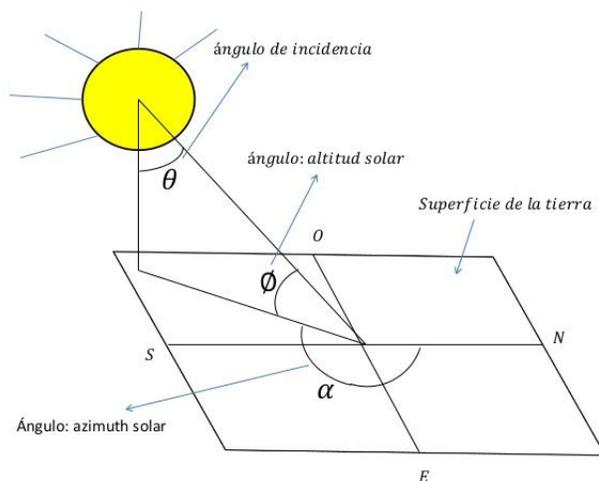


Figura 2.11. Geometría solar (Curi, 2014)

2.7.4 Trayectoria solar

Los demás días del año (aparte de los solsticios de verano e invierno y los equinoccios de primavera y otoño) el sol recorre trayectorias intermedias.

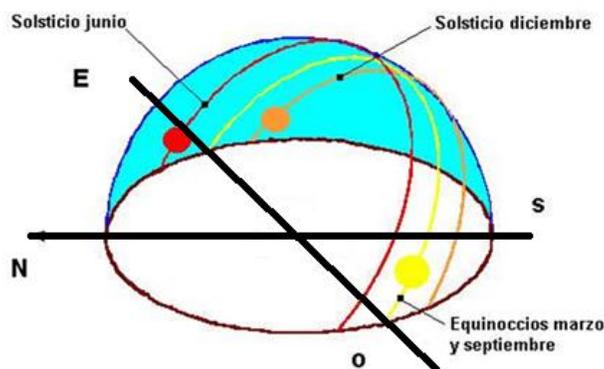


Figura 2.12. Posición del sol en los días de cambio de estación (Curi, 2014).

2.7.5 Horas sol pico (HSP)

Se denomina como HSP al número de horas diarias que, con una irradiancia solar ideal de 1000 W/m^2 proporciona la misma irradiación solar total que la real de ese día (Corilla, 2014).

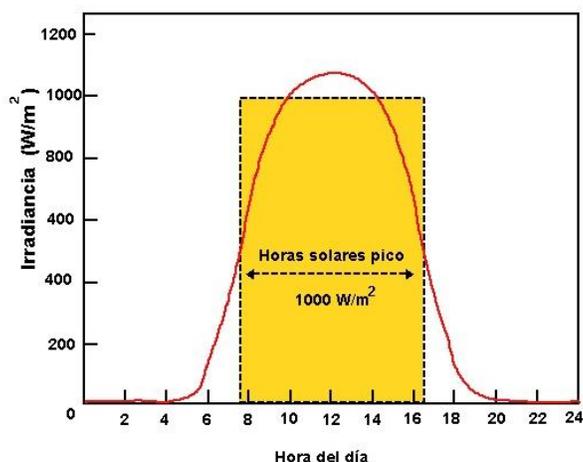


Figura 2.13. Hora solar Pico (“Calculation Solar Blog,” n.d.)

2.8 Radiación global horizontal

Las medidas meteorológicas de radiación solar se realizan en un plano horizontal, se define la radiación global horizontal (G_{oh}) como la radiación que se proyecta en dicho plano, y corresponde a multiplicar la radiación global (G_o) por el coseno del ángulo cenital, el ángulo cenital (θ_z), corresponde al ángulo formado por la dirección del sol y la vertical denominada cenit, es el ángulo complementario de la altura solar (γ_s) (Oyarzún, 2016).

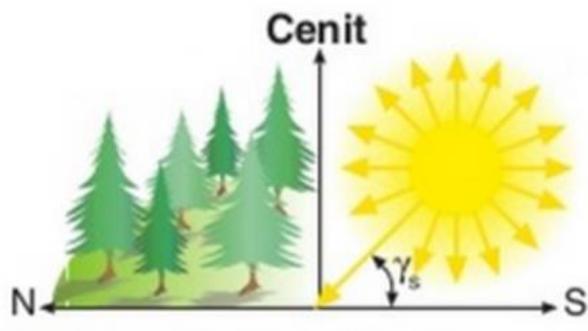


Figura 2.14. Angulo cenital (Oyarzún, 2016).

2.9 Radiación en el plano inclinado y orientación óptima de los paneles fotovoltaicos

La instalación de los módulos fotovoltaicos debe tener una inclinación, con el propósito de que los rayos solares incidan perpendicularmente sobre el panel, disminuyendo los reflejos y aprovechando la mayor cantidad posible de la energía proveniente del sol. Esta radiación que incide sobre los paneles se denomina radiación en el plano inclinado.

- **Angulo azimut (α)**

Es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del generador y la dirección Norte. Vale 0° si coincide con la orientación Norte, es negativo hacia el Oeste y positivo hacia el Este. Si coincide con el Este su valor es 90° y si coincide con el Oeste su valor es -90° (Oyarzún, 2016).

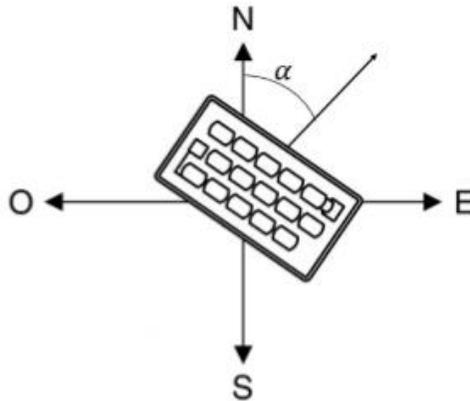


Figura 2.15. Angulo azimutal (Oyarzún, 2016).

- **Angulo de inclinación**

Es el ángulo que forma la superficie del panel con el plano horizontal. Su valor es 0° si el modulo se coloca horizontal y 90° si se coloca vertical.

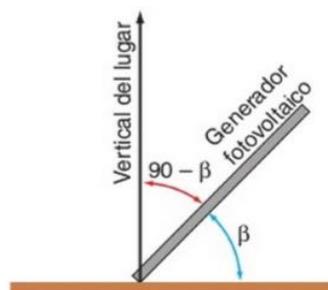


Figura 2.16. Angulo de inclinación (Oyarzún, 2016).

- **Declinación solar (δ)**

Este es el ángulo que forma el plano del ecuador de la Tierra con el plano de la eclíptica, donde la eclíptica corresponde a un plano que une los centros del Sol y de la Tierra. En los proyectos fotovoltaicos, saber la diferencia angular entre el sol y el plano del ecuador entrega información importante para definir el ángulo de inclinación β , tal que se pueda aprovechar la energía solar de forma óptima anual, o por estación (Oyarzún, 2016).



Figura 2.17. Declinación solar (Oyarzún, 2016).

- **Ángulo horario (ω)**

El ángulo horario indica el desplazamiento angular del sol, este a oeste, a una tasa de 15 grados/hora (o $\pi/12 \approx 0,2618$ rad/h) debido a la rotación de la Tierra. Por convención se considera el ángulo horario nulo en el mediodía solar, negativo en la mañana y positivo por la tarde. Este ángulo se define sobre el plano del ecuador, como el ángulo entre los meridianos del Sol y del observador.

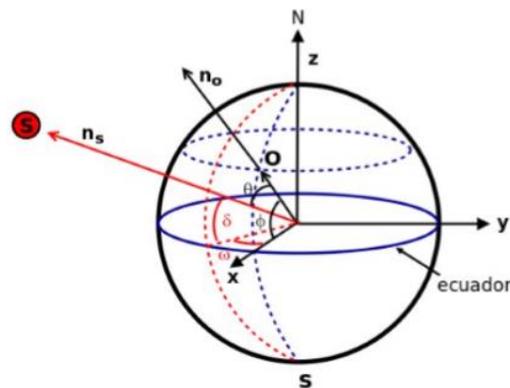


Figura 2.18. Ángulo horario (Oyarzún, 2016).

Una superficie que se encuentra ubicada en el hemisferio sur, donde el sol sigue la trayectoria Este-Norte-Oeste. Si se quiere optimizar la captación de energía solar, la superficie deberá estar orientada hacia el Norte y por lo tanto el ángulo de acimut (α) debe ser nulo, el cual corresponde al acimut óptimo. Por lo tanto, el módulo debe estar orientado hacia el sur si se encuentra situada en el hemisferio norte o por el contrario hacia el Norte si se encuentra situada en el hemisferio sur (Oyarzún, 2016).

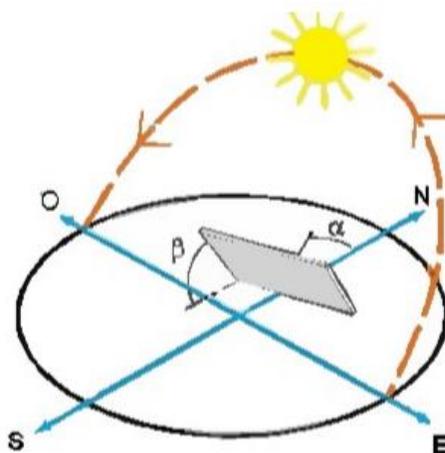


Figura 2.19. Orientación de un panel solar (Oyarzún, 2016).

2.9.1 Ángulo de orientación e inclinación de los módulos

La energía solar que recibe un módulo por unidad de tiempo en una superficie es determinada por la radiación solar local y también por la orientación y la inclinación del módulo, los datos para la radiación solar en un plano horizontal están disponibles en muchas localidades, pero difícilmente para superficies inclinadas por lo que se requiere más formas para la estimación de valores diarios y horarios de la radiación solar. La disponibilidad de la energía solar en cualquier lugar del mundo se puede estudiar por dos métodos, la primera consiste en medir la radiación solar y el segundo se basa en usar fórmulas físicas y las constantes de medición con plano perpendicular a la dirección del sol.

2.10 Sistemas fotovoltaicos aislados de la red eléctrica

Un sistema fotovoltaico aislado o autónomo es un sistema que se autoabastece, ya que aprovecha la irradiación solar para producir su propia energía eléctrica que es necesaria en el suministro de una instalación. Se emplean en lugares con acceso complicado a la red eléctrica

y en los que resulta más fácil y económico instalar un sistema fotovoltaico que tender una línea de enganche a la red eléctrica general (Díaz, 2008).

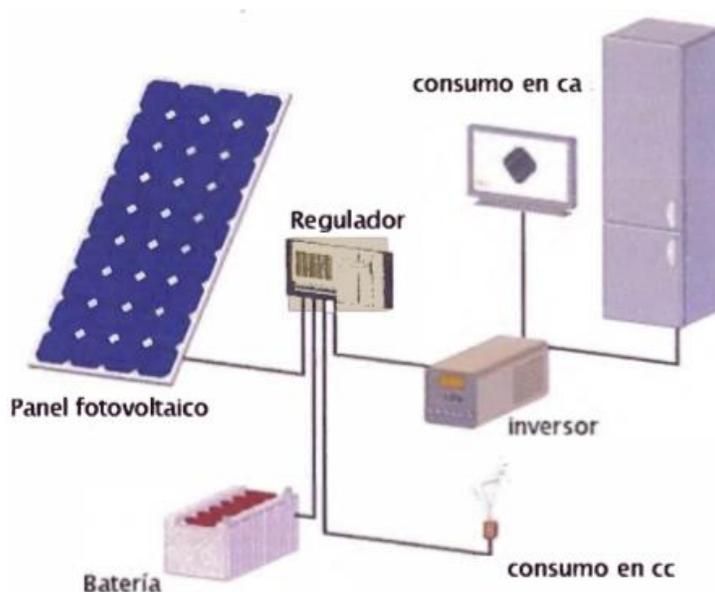


Figura 2.20. Esquema de instalación de un sistema fotovoltaico aislado (Corilla, 2014).

Un sistema fotovoltaico aislado está formado por (Pareja, 2016):

- **Generador fotovoltaico**

Los generadores fotovoltaicos son los que generan la electricidad a partir de la energía del sol en corriente continua (CC), que proporciona la tensión y corriente encargada de mantener la carga de la batería.

- **Baterías**

Las baterías almacenan la energía generada por los módulos fotovoltaicos, para poder abastecer de energía en la noche o en horas donde la energía consumida es mayor a la energía generada por los módulos, como por ejemplo en días nublados donde la radiación solar es baja.

- **Regulador de carga**

Controla el proceso de carga y descarga de las baterías, evitando sobrecargas y descargas profundas alargando así la vida útil de las baterías.

- **Inversores**

Los inversores transforman la corriente continua (CC) generada por los módulos en corriente alterna (CA), que es la que comúnmente se utiliza. El número de paneles que se va a instalar se debe calcular de acuerdo a la demanda energética que se va tener en el mes más desfavorable, esto dependerá de la zona, la orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos.

2.11 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) es un sistema cuya función es producir energía eléctrica en condiciones idóneas para poder ser inyectada en la red eléctrica. Un SFCR está compuesto por un generador fotovoltaico, un inversor CC/CA y un conjunto de protecciones eléctricas para cada lado tanto para CC como para CA (Perpiñan, Colmenar, & Castro, 2012).

Actualmente varios países han puesto en marcha sistemas fotovoltaicos conectados a red, demostrando que en todos los países donde se implementó algún tipo de mecanismo de esos sistemas, hubo una difusión real de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos (Zilles, Macedo, Galhardo, & Oliveira, 2012). Se instalan en zonas que disponen de red eléctrica y su función es producir energía eléctrica para vender a la compañía eléctrica (Díaz, 2008).

Los sistemas fotovoltaicos conectados a red diversifican la producción de electricidad, y lo más importante es que no contaminan y contribuyen a la disminución de gases de efecto invernadero (GEI), los sistemas solares utilizan recursos energéticos locales y evitan la dependencia del mercado exterior de petróleo y otras fuentes de energías contaminantes.

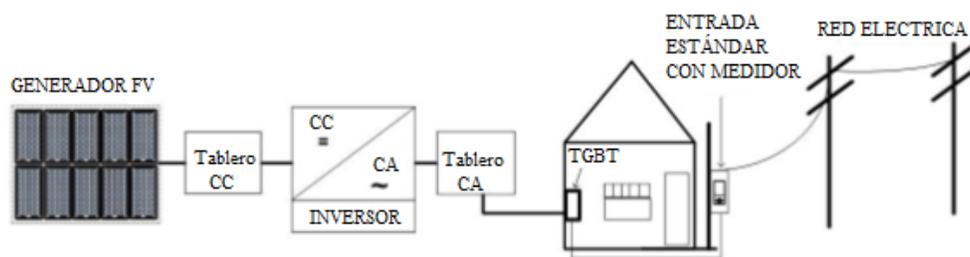


Figura 2.21. Componentes de un SFCR adaptado de (Teles, 2017)

Generador fotovoltaico: el generador fotovoltaico es un conjunto de módulos fotovoltaicos conectados en serie y paralelo que se encargan de transformar la energía del sol en energía eléctrica de corriente continua.

Inversor: transforma la corriente continua en corriente alterna, dispone de un control de tensión de la red, de la onda de salida, del sincronismo entre la señal generada y la de la red eléctrica, así como también dispositivos de protección tanto para la red como para el sistema fotovoltaico. Los inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica son muy diferentes de los inversores de sistemas fotovoltaicos aislados.

2.12 Arquitecturas de conexión de sistemas fotovoltaicos conectados a la red

- **Inversor central**

Antiguamente la interfaz entre el suministro de la energía fotovoltaica y la red eléctrica sólo contaba con la tecnología del inversor central. En este sistema los generadores FV estaban formados por cadenas de módulos en serie como se puede observar en la Figura 2.22, generando Tensiones lo suficientemente altas para evitar la necesidad de elevación de la señal de tensión. Todas las series se conectaban en paralelo para proporcionar potencias de salida más elevadas que, que en algunas ocasiones llegaban a ser superiores a las potencias nominales de los inversores (Teles, 2017).

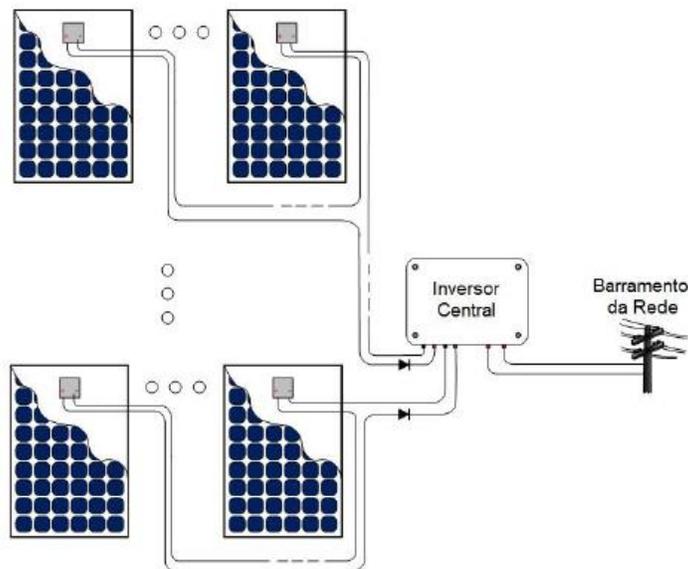


Figura 2.22. Configuración de un inversor central (Teles, 2017).

En esta configuración sólo un inversor se utiliza para hacer la conexión con la red eléctrica. Esta tecnología presenta algunas desventajas, como el cableado CC en alta tensión para un gran número de cadenas y pérdidas en los diodos de bloqueo de las series. Esta estructura también es limitada con relación a la operación del Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT) y control de incompatibilidad de la potencia producida entre las series (mismatch), lo cual conlleva a una baja productividad durante cambios en las condiciones de radiación solar, temperatura y sombreado, es por eso que esta tecnología se ha vuelto poco usada en las instalaciones de SFCR residenciales. A pesar de las desventajas mencionadas, esta arquitectura tiene la ventaja de proporcionar el menor costo por potencia instalada y una mayor simplicidad (Teles, 2017).

- **Inversor-string**

La tecnología de inversores string es uno de los avances tecnológicos para resolver los problemas del inversor central. Básicamente se basa en la interconexión de una cadena de módulos FV, es decir conectados en serie, asociados a cada inversor como muestra la Figura 2.23, por lo que se caracteriza como del tipo string. Aunque esta arquitectura de inversor, a diferencia de la arquitectura centralizada, no evita la necesidad de elevación de la señal de tensión cuando éste no es lo suficientemente elevado, la misma que introdujo a mejoras significativas en el desempeño de SFCR, entre las cuales podemos mencionar: la pérdida que se evita debido a la ausencia del diodo de bloqueo y un MPPT para cada cadena o string y por último el menor costo de producción en escala (Teles, 2017). Los inversores string pueden ser monofásicos o trifásicos de salida fase-neutro y fase-fase.

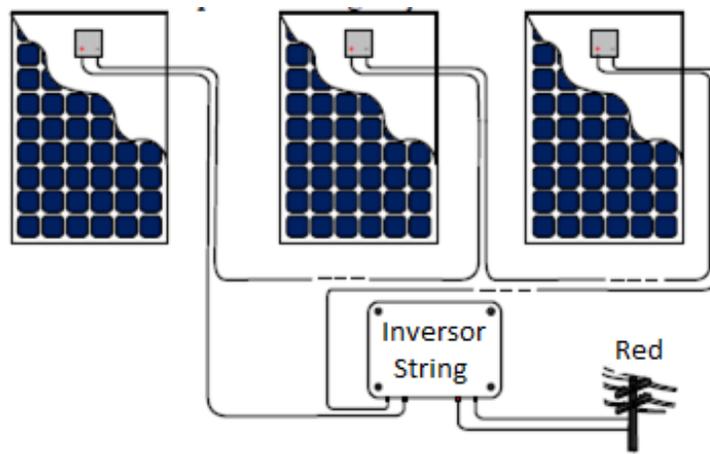


Figura 2.23. Configuración de un inversor string.

En esta configuración con inversor string es posible tener menos módulos FV conectados en serie pero con amplificación de tensión a través de convertidores CC-CC también conocidos como optimizadores, aunque se ha introducido en el mercado a más de una década, esta tecnología sigue siendo una de las favoritas en las instalaciones actuales. Sin embargo, en situaciones comunes de sombras parciales del generador FV, el MPPT puede tener dificultades para encontrar la condición de operación que favorezca la potencia producida (Teles, 2017).

- **Inversor-MultiString**

En la tecnología multistring, existe un MPPT asociado a cada secuencia de módulos FV en serie. Para ello un convertidor CC-CC se implementa para cada cadena y la potencia resultante de cada serie se entrega a una misma barra CC que está conectado a una sola etapa de conversión CC-CA como se observa en la Figura 2.24. El variador multistring es útil cuando las series de diferentes potencias nominales y diferentes orientaciones se combinan. Este sistema combina las ventajas del inversor string, pero la existencia de dos etapas de conversión reduce la eficiencia.

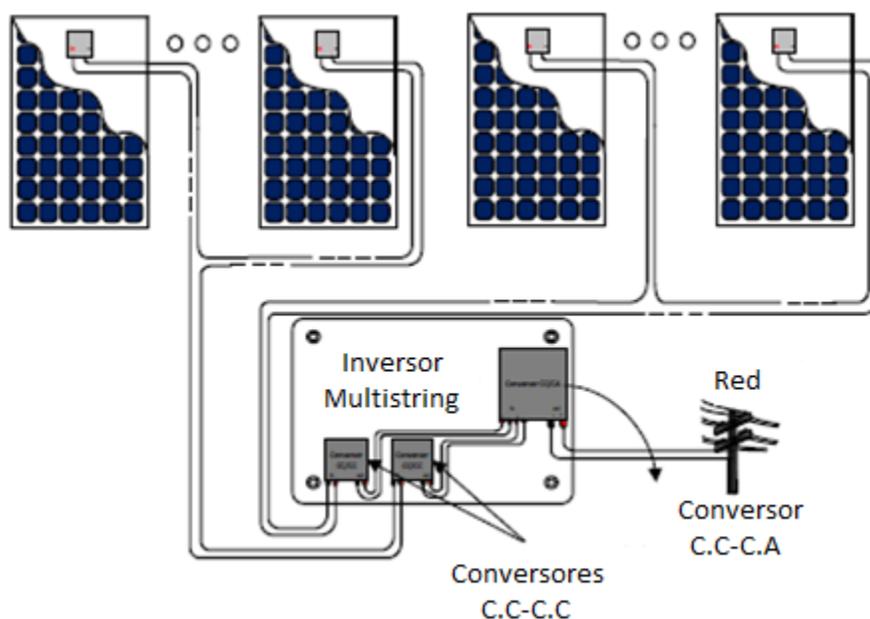


Figura 2.24. Configuración de un Inversor Multistring (Teles, 2017).

La energía producida por cada módulo FV puede variar por varios motivos. El propio proceso de fabricación de los módulos FV introduce desviaciones del orden del 5% o superior en la

potencia producida por módulos FV de un mismo modelo. En algunas instalaciones, la orientación e inclinación de cada uno de los módulos que constituye el generador FV pueden variar, obteniéndose una diferencia en la producción de energía que variará también con la hora del día. Finalmente, suciedad y otros residuos, además de sombreado por obstáculos no relacionados, pueden reducir la energía producida por ciertas células o módulos FV (Teles, 2017).

- **Microinversor**

Como ya se ha mencionado, los módulos se conectan a menudo en serie para obtener tensiones más elevadas. Como la corriente a través de cada serie es la misma en todos los módulos de la serie, en generadores FV sombreados o no uniformemente iluminados, esta corriente puede ser desviada a través de diodos de bypass cuando la corriente de la serie excede sus corrientes de cortocircuito (Johns, Le, & Seeman, 2009). En estos casos, este generador FV o parte de él no contribuirá con la energía eléctrica producida, la potencia de salida de dos módulos colocados en serie en función de la corriente se muestra en la Figura 2.25. La potencia disponible por la asociación de estos módulos en serie si no se utilizan medidas adicionales además de la utilización del diodo de paso como se puede observar en la curva de color rojo, por ejemplo, un módulo tiene una corriente de cortocircuito de 10 A y el otro módulo tiene una corriente de cortocircuito de 8 A. La corriente de máxima potencia es limitada por el módulo que produce menor corriente, impidiendo que el módulo con más potencia disponible pueda operar en su punto máximo de potencia.

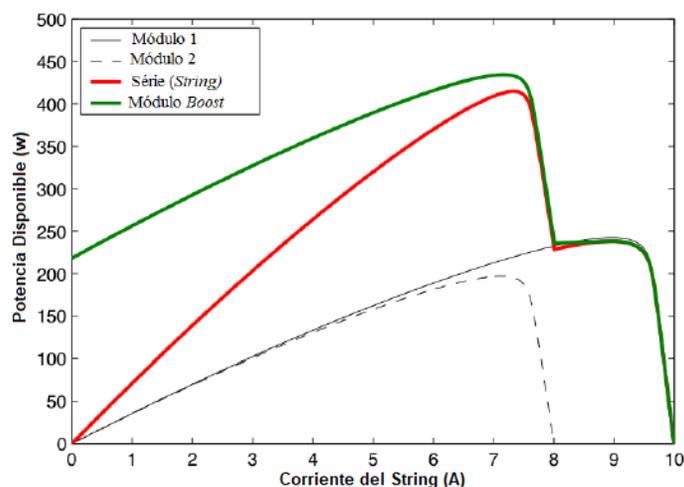


Figura 2.25. Potencia de salida disponible por cada módulo (Johns et al., 2009).

Dos tipos de inversores pueden ser utilizados para minimizar las pérdidas en estas situaciones, una de ellas consiste en la utilización de microinversores los cuales proporcionan un MPPT a nivel de cada módulo FV, de modo que la energía producida por cada módulo FV sea lo máximo posible, y luego convertida para alimentar la red eléctrica directamente. La otra consiste en el uso de convertidores CC-CC individualizados es decir para cada módulo, permitiendo el MPPT a nivel de módulo FV, proporcionando la misma corriente de serie en la salida de los convertidores CC-CC que utilizarán una única fase de conversión CC-CA.

Integrando cada módulo FV directamente a un microinversor es posible minimizar las pérdidas debido a la dispersión de parámetros de los módulos que constituyen el generador FV o los efectos de una iluminación no uniforme en el generador FV. En esta configuración que se muestra en la Figura 2.26, como hay un único módulo FV para cada microinversor, significa que no habrá problemas con el MPPT ya que es individual para cada módulo. Esta tecnología se vende a menudo utilizando el argumento de ser muy apropiado para los hogares con baja demanda de energía y donde el sombreado parcial es una cuestión crítica. Una de sus desventajas es justamente la multiplicación de las etapas de conversión CC-CA., lo que acaba aumentando las pérdidas (Teles, 2017).

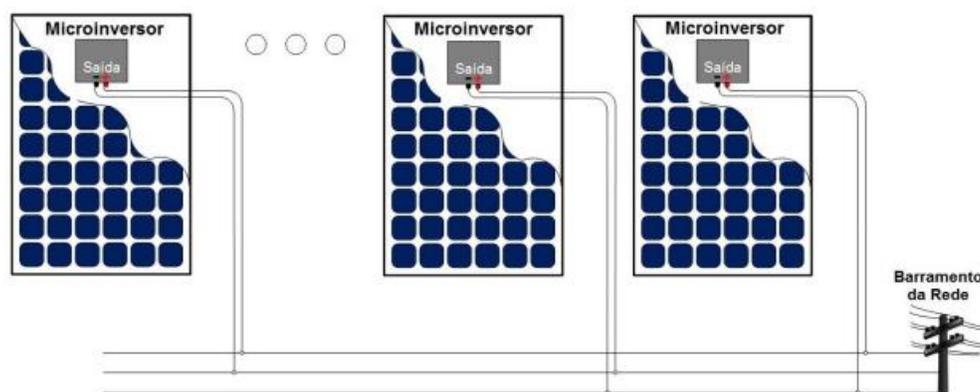


Figura 2.26. Configuración de un Sistema Fotovoltaico con Microinversor (Teles, 2017).

- **Convertidor CC-CC**

Conocidos también como optimizadores de potencia, si un convertidor elevador de tensión (*Boost Converter*) se agrega al panel con mayor disponibilidad de potencia para reducir su

corriente mientras aumenta su tensión, ambos módulos FV pueden operar en su punto de máxima potencia. La curva verde muestra la energía producida por los dos módulos conectados en serie cuando el más potente tiene un convertidor del tipo Boost instalado. En este escenario, en particular, una mejora de 20 W puede alcanzarse (Johns et al., 2009).

En este último caso, un "inversor central" se utiliza para transferir la energía disponible en la salida de la asociación de convertidores CC- CC hasta el punto de conexión con la red eléctrica. Una de las principales ventajas de esta configuración es la reducción significativa de las pérdidas por dispersión de parámetros eléctricos, ya que cada módulo FV opera en su punto individual de máxima potencia, independientemente de los otros módulos lo que hace que sea más óptimo.

El sistema tiene la ventaja de que sólo un circuito de inversión y control se hace necesario, reduciendo el costo total del sistema.

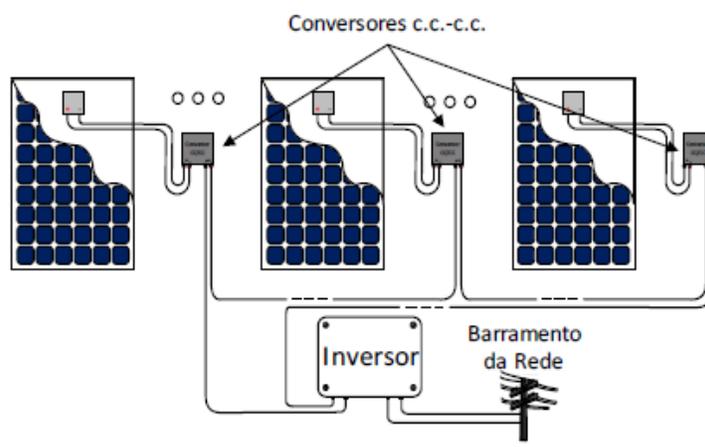


Figura 2.27. Configuración de un Sistema Fotovoltaico con convertidores CC-CC (Teles, 2017).

para poder conectar el sistema fotovoltaico a la red esta debe estar en condiciones adecuadas de seguridad tanto del personal como de los equipos y materiales y también tendrá un medidor bidireccional para poder medir la cantidad de energía que se va a inyectar a la red y también la energía que nos brindara la red en caso de que no haya producción de energía en el sistema fotovoltaico.

2.13 Estructura de soporte

La estructura de soporte es la encargada de asegurar un buen anclaje del generador solar, para el caso del sistema será empotrado en el piso para que sea resistente a los fuertes vientos de la zona a la vez que proporciona la orientación necesaria y el ángulo de inclinación apropiado para un mejor aprovechamiento de la radiación solar. Además de eso debe asegurar la ventilación adecuada, permitiendo disipar el calor que normalmente es producido por los rayos solares, esto es importante porque la eficiencia de los módulos disminuye con la elevación de la temperatura (Pinho & Galdino, 2014).

Se suelen utilizar perfiles de acero galvanizado o de aluminio para la sujeción y conexión de los módulos y la estructura de soporte, por seguridad a posibles pérdidas de aislamiento en el generador o efectos incluidos a descargas atmosféricas (Corilla, 2014). La estructura de soporte debe estar eléctricamente aterrada y ser fabricada con materiales que no sean susceptibles a la corrosión especialmente en localidades con condiciones ambientales agresivas (Pinho & Galdino, 2014).

2.14 Ángulo de inclinación y orientación para SFCR.

Orientación

En general para una operación adecuada y eficiente los módulos deben de estar orientados en dirección a la línea del ecuador. En nuestro caso como estamos localizados en el hemisferio sur, la cara de los módulos fotovoltaicos debe de estar orientado en dirección hacia el norte verdadero (Pinho & Galdino, 2014).

Inclinación

Los SFCR deben tener una inclinación igual a la latitud del lugar, para obtener la mayor productividad posible, cabe resaltar que se trata de un SFCR, pues si fuese un sistema aislado, debería de ser la latitud de lugar más 10° (diez grados) para tener un aprovechamiento mejor en los meses con menor incidencia de irradiancia (Lisita, 2005). Sin embargo pequeñas variaciones en la inclinación no dan como resultado grandes variaciones en la energía generada anualmente, y la inclinación del generador fotovoltaico puede variar 10° en torno a la latitud del lugar (Pinho & Galdino, 2014).

2.15 Marco normativo de las energías renovables

Marco Jurídico

- Ley de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables - Decreto Legislativo N° 1002 (mayo 2008).
- La Ley establece como prioridad nacional la promoción de las energías Renovables
- ✓ La Ley define como Recursos Energéticos Renovables (RER) a las fuentes de Energía Renovable No Convencional:
 - Solar
 - Eólico
 - Geotérmico
 - Biomasa
 - Hidroeléctrico hasta 20 MW (Hidroeléctrica RER)
- La Ley promociona las ventas de electricidad RER a través de SUBASTAS
- Reglamento de la generación de electricidad con energías renovables - Decreto Supremo N° 012-2011-EM (Marzo 2011).
- Bases de la segunda Subasta RER, aprobadas mediante Resolución Viceministerial N° 036-2011-MEM/VME del Ministerio de Energía y Minas.

CAPITULO III - MATERIALES Y MÉTODOS

3.1 Formulación de Hipótesis

3.1.1 Hipótesis general

Técnicamente el SFCR con inversor string será viable en condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca.

3.1.2 Hipótesis específicas

- La latitud, irradiación, temperatura ambiental, corriente, Tensión y frecuencia son considerados para diseñar el SFCR con inversor string.
- Las características y cualidades del inversor string serán adecuados para la implementación del SFCR.
- Con las condiciones técnicas y operativas será viable económicamente el SFCR con inversor string.

3.2 Materiales

Recursos humanos

- Tesista
- Personal para la implementación
- Transporte de materiales

3.3 Recursos Materiales y/o Equipos

3.3.1 Modulo fotovoltaico

El módulo fotovoltaico utilizado en este estudio es Talesun modelo TP660P-270 como se muestra en la Figura 3.1, de 60 células de silicio policristalino con eficiencia nominal del 16.5 % y 270 Wp de potencia como muestra la ficha técnica del módulo en la Tabla 3.1.



Figura 3.1. Modulo solar Policristalino TP660P-270 (Talesun, 2019).

Tabla 3.1. Características eléctricas del módulo fotovoltaico, adaptado de Talesun, (2019).

MODULO TP660P-270	
Parámetros eléctricos (STC)	
Potencia máxima ($P_{m\acute{a}x}$)	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+-2°C
Coefficiente de Temperatura de Isc	+0.06%/°C
Coefficiente de Temperatura de Voc	-0.31%/°C
Coefficiente de Temperatura de Pmp	-0.40%/°C

Conforme a lo dispuesto por la ficha técnica del fabricante las características eléctricas del del generador con 12 módulos fotovoltaicos operando en las condiciones estándar de prueba (STC) se muestran en la tabla

Tabla 3.2. Características eléctricas del generador fotovoltaico (Elaboración propia).

Generador Fotovoltaico de 3240	
Parámetros eléctricos del generador	
Potencia Nominal (P_{FV}^0)	3240 W
Corriente de máxima potencia (I_{mp})	8.63 A
Tensión de máxima potencia (V_{mp})	375.6 V
Corriente de corto circuito (I_{sc})	9.09 A
Tensión de circuito abierto (V_{oc})	462

3.3.2 Inversor string

Debido al aumento de utilización de sistemas con fuentes renovables, se pueden encontrar en el mercado innumerables inversores de alta calidad, para este estudio se utiliza un inversor string Sunny Boy 3.0 del fabricante SMA el cual se muestra en la Figura 3.2.



Figura 3.2. Inversor String de 3 kW (Sunny Boy 3.0, 2019).

Curva de rendimiento de un inversor string de 3000 W

Las informaciones que te brinda la curva de eficiencia de conversión son muy importantes para la optimización del SFCR debido a que permiten visualizar u obtener donde se encuentra el rango de operación del inversor en la cual trabaja con mayor rendimiento (Zilles, Macêdo, et al., 2012) en la Figura 3.3 se puede observar que la máxima eficiencia se encuentra aproximadamente cuando la potencia de salida esta entre los 1500 W de su potencia nominal y hay una caída significativa en la eficiencia para valores de potencia de salida menores a 750 W aproximadamente.

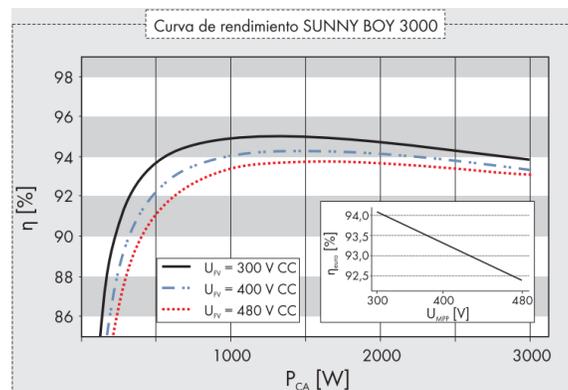


Figura 3.3. Curva de rendimiento de un inversor de 3000 W (Sunny Boy 3.0, 2019)

Características técnicas del inversor

Los inversores utilizados en SFCRs son circuitos estáticos es decir no poseen partes móviles, y tienen la finalidad de efectuar la conversión de la potencia CC brindada por el generador fotovoltaico en potencia CA, que será inyectada a la red sincronizando con la tensión y la frecuencia de operación en el punto de conexión del inversor con la red eléctrica. Además de eso tiene la finalidad de seguir el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico, haciendo que siempre esté disponible en la entrada del inversor, la máxima potencia que el generador puede suministrar en cualquier momento (Zilles, Macêdo, et al., 2012). En la siguiente Tabla 3.3 se muestran las características eléctricas de entrada y salida de nuestro inversor string.

Tabla 3.3. Características del inversor adaptado de Sunny Boy SMA 3.0, (2019).

INVERSOR 3000 W	
Entrada CC (salida del generador fotovoltaico)	
Rango de tensión del PMP: V_{mp}	110-500 V
Tensión de entrada máxima: V_{oc}	600 V
Corriente máxima de entrada: $I_{máx}$	15 A
Potencia máxima del generador fotovoltaico: $P_{FVmáx}$	5500 Wp
Salida CA (red eléctrica)	
Rango de tensión nominal CA: V_{CA}	180-280 V
Potencia eléctrica nominal: P_{INV}^0	3000 W
Factor de Potencia: FP	1
Frecuencia de red CA/Rango: f_{CA}	50-60 \pm 5 a +5 Hz

La tensión de circuito abierto V_{oc} del generador fotovoltaico no puede exceder el rango de tensión de entrada del inversor en los momentos que ocurren las temperaturas más bajas, la tensión de máxima potencia V_{mp} del generador fotovoltaico no puede estar debajo del rango de tensión de entrada del inversor en momentos donde ocurre las temperaturas ambientales más altas (Zilles, Macêdo, et al., 2012).

Factor de dimensionamiento del inversor (FDI)

Representa la razón entre la potencia nominal del inversor P_{INV}^0 y la potencia nominal o potencia pico del generador fotovoltaico P_{FV}^0 . Un FDI de 0,7 indica que la capacidad del inversor es de 70 % de la potencia nominal o potencia pico del generador fotovoltaico (Zilles, Macêdo, et al., 2012). Se observó que para generadores con hasta 167% de la potencia nominal del inversor, equivalente a valores de $FDI \geq 0.6$, la productividad del sistema no se ve afectada significativamente, siempre que se cumplan las condiciones necesarias para el sobredimensionamiento (Macêdo, 2006).

3.4 Metodología

Primeramente, se realiza el diseño del SFCR que comprende el diseño mecánico de la estructura de soporte, diseño eléctrico (diagrama unifilar), cálculo de irradiación solar y la simulación de sombras de acuerdo a las normativas que se mencionan en cada ítem del diseño así mismo se realizó el cálculo de energía esperada del SFCR. En segundo lugar, se hace la implementación del SFCR el cual comprende la instalación de los perfiles estructurales, montaje de los módulos fotovoltaicos, instalación del inversor string y las instalaciones eléctricas (cableado). Y por último se realiza el análisis económico mediante el cálculo de los Índices económicos VAN, TIR, PRS y B/C, que nos ayudaran a determinar la viabilidad económica del sistema.

3.4.1 Diseño del SFCR con inversor string

3.4.2 Diseño mecánico de la estructura de soporte.

La estructura de soporte se diseñó utilizando la herramienta AutoCAD 3D, con tubos y perfiles tipo C de fierro galvanizado en caliente.

Normas Utilizadas

- Universal Technical Standard for Domestic Photovoltaic Systems, Thermie B: SUP 995-96, EC-DGXVII, 1998 (Norma Técnica Universal para Sistemas Fotovoltaicos Domésticos).
- Norma Técnica de Edificación EM080 Instalaciones con Energía Solar .

Orientación: norte

Inclinación óptima para SFCR según (Perpiñan, 2012):

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot |\varphi|$$

Donde, β_{opt} es la inclinación óptima y φ es la latitud del lugar en nuestro caso es $-15,5^\circ$

- Perfil o canal tipo C de hierro galvanizado en caliente de 101x50.8x3.17 mm como se observa en la Figura 3.4, se utilizaron tres perfiles tipo C de 3.4 m de longitud los cuales se ubican de forma vertical en la estructura; de la misma manera también se utilizaron 2 perfiles tipo C de 2.405 m de longitud, 2 perfiles tipo C de 2.402 m de longitud y 3 perfiles tipo C de 2.532 m de longitud para el encuadrado del soporte.

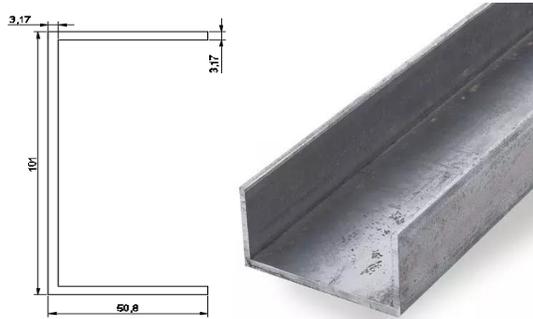


Figura 3.4. Perfil o canal tipo C de hierro galvanizado para la estructura de soporte (Elaboración propia).

- Tubo cuadrado de hierro galvanizado en caliente de 40x40x1.8 mm como se puede observar en la Figura 3.5, se utilizaron cuatro tubos cuadrados de 6 m de longitud que se ubicaron de forma horizontal en la estructura.

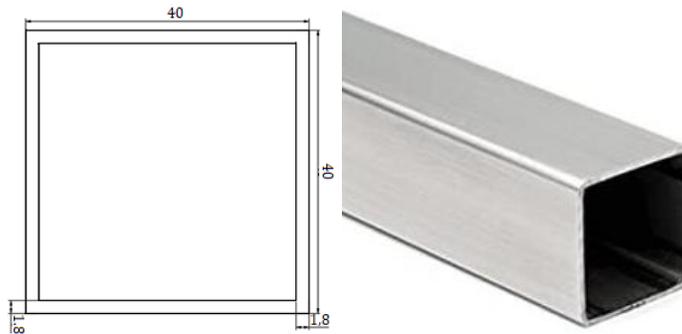


Figura 3.5. Tubo cuadrado de hierro galvanizado para la estructura (Elaboración Propia).

- Tubo cuadrado de fierro galvanizado de 76.2x76.2x3.17 mm Figura 3.6, en total se utilizaron cuatro tubos 2 de 1403 mm y 2 de 656 mm de longitud para el soporte.

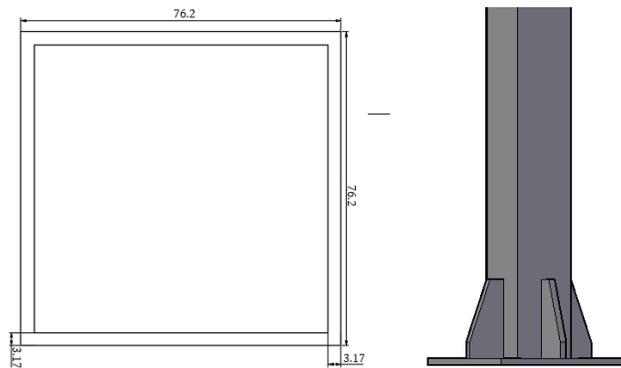


Figura 3.6. Tubo cuadrado de fierro galvanizado para el soporte (Elaboración propia).

Características técnicas de los soportes:

- Los soportes cuentan con una estructura metálica que permite una inclinación del módulo de 15° sobre la horizontal y la vertical que eleva el módulo aproximadamente 1m sobre el suelo, para optimizar la captación de energía solar.
- El diseño del soporte metálico facilita la limpieza de los módulos fotovoltaicos y la inspección de las cajas de conexión.
- La estructura de soporte resistirá como mínimo diez (10) años de exposición a la intemperie sin corrosión o fatiga apreciables, con velocidades de viento de 30 m/s.
- La superficie que ocupa el SFCR tiene un área total de 19.77 m².
- El peso de los módulos fotovoltaicos que soporta la estructura es de 222 kg.

Estructura de soporte

El diseño de la estructura de soporte debe facilitar la instalación y mantenimiento de los módulos fotovoltaicos (NTE-EM080, 2010), de ser posible debe estar lo más cercano al punto de conexión para disminuir la longitud de los conductores de CC que van desde el generador hasta el inversor (Lisita, 2005).

La estructura de soporte que empleamos para el sistema es de fierro galvanizado, orientado al norte y con 15° de inclinación como muestra la Figura 3.7.

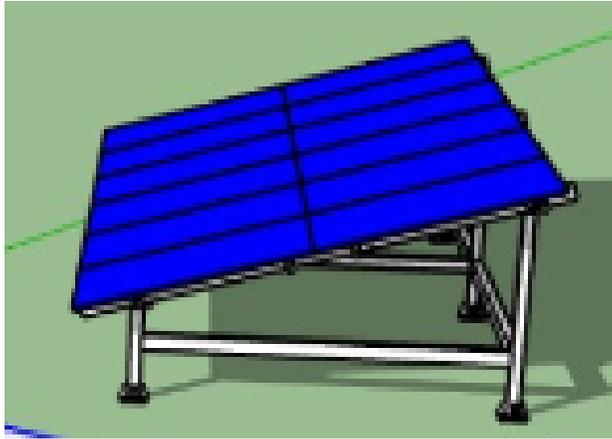


Figura 3.7. Vista real en 3D de la estructura de soporte en Sketch Up (Elaboración propia).

La siguiente Figura 3.8 muestra la estructura de soporte con tres vistas y sus respectivas dimensiones usando el AutoCAD 3D.

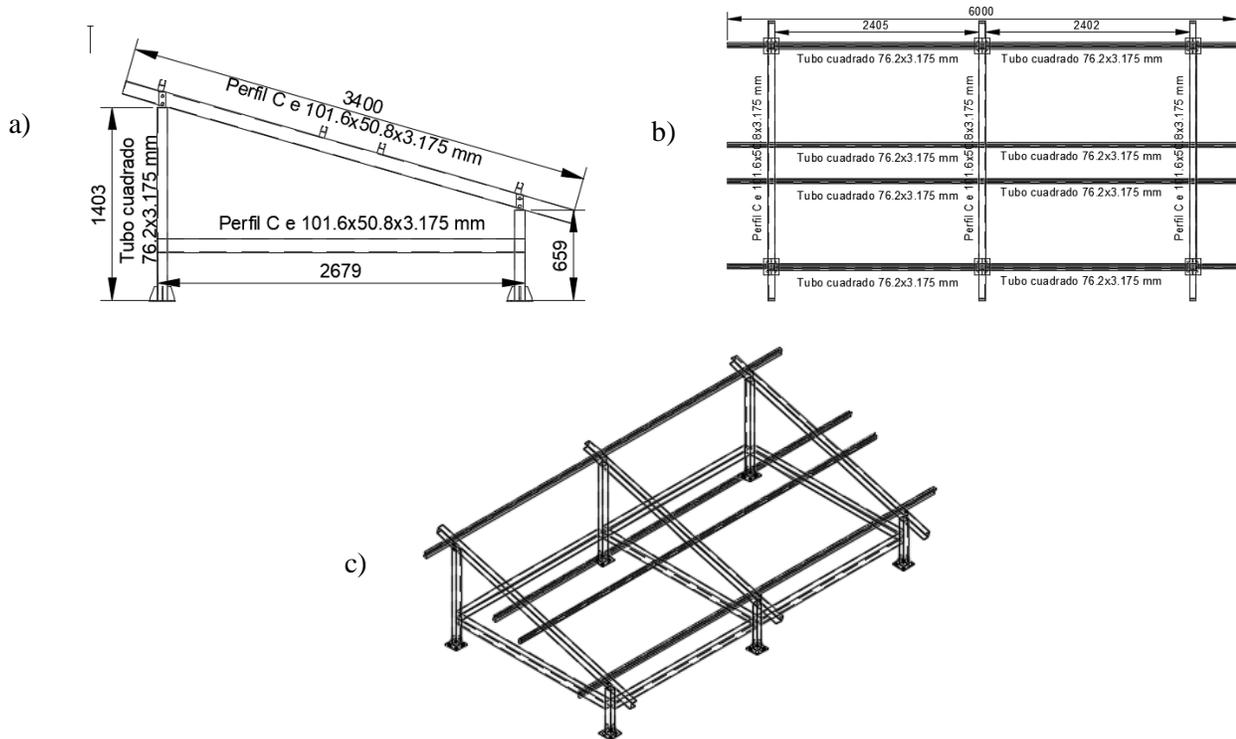


Figura 3.8. Estructura de soporte; (a) vista de perfil; (b) vista de planta; (c) vista en perspectiva (Elaboración propia).

3.4.3 Metodología de diseño eléctrico

Para la parte eléctrica se realizó un esquema de conexión general del SFCR, de la misma manera también se realizó el diseño del diagrama unifilar del sistema, estos dos diseños nos permitirán tener una visión más general del tipo de conexiones tanto de los equipos que conforman el SFCR, así como de los elementos de protección.

Normas Utilizadas

- IEC 61215: “Terrestrial photovoltaic (PV) modules with crystalline solar cells - Design qualification and type approval”
- Universal Technical Standard for Domestic Photovoltaic Systems, Thermie B: SUP 995-96, EC-DGXVII, 1998 (Norma Técnica Universal para Sistemas Fotovoltaicos Domésticos).
- IEC 61724-1: “Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring”
- Norma DGE: Especificación técnica del sistema fotovoltaico y sus componentes para electrificación rural” (NORMA DGE, 2015).
- Código Nacional de Electricidad: “Utilización 2006”

Esquemas de Ejecución y Montaje

El diagrama unifilar y el esquema general del sistema nos brinda una perspectiva de la conexión entre todos los componentes el SFCR como se puede observar en la Figura 3.9, a partir de el podemos tener una visión más general sobre el tipo de conexión entre los módulos fotovoltaicos, el inversor, el medidor y las características de cada componente que se utilizara para los tableros de protección tanto de CC como de CA como muestra el diagrama unifilar de la Figura 3.9.

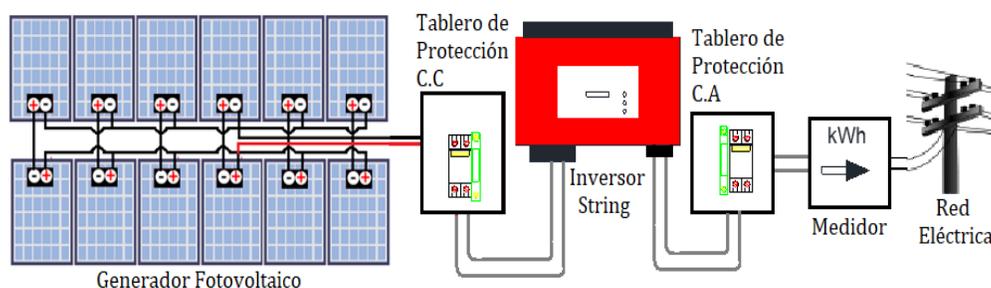


Figura 3.9. Diagrama esquemático del SFCR con inversor string (Elaboración propia).

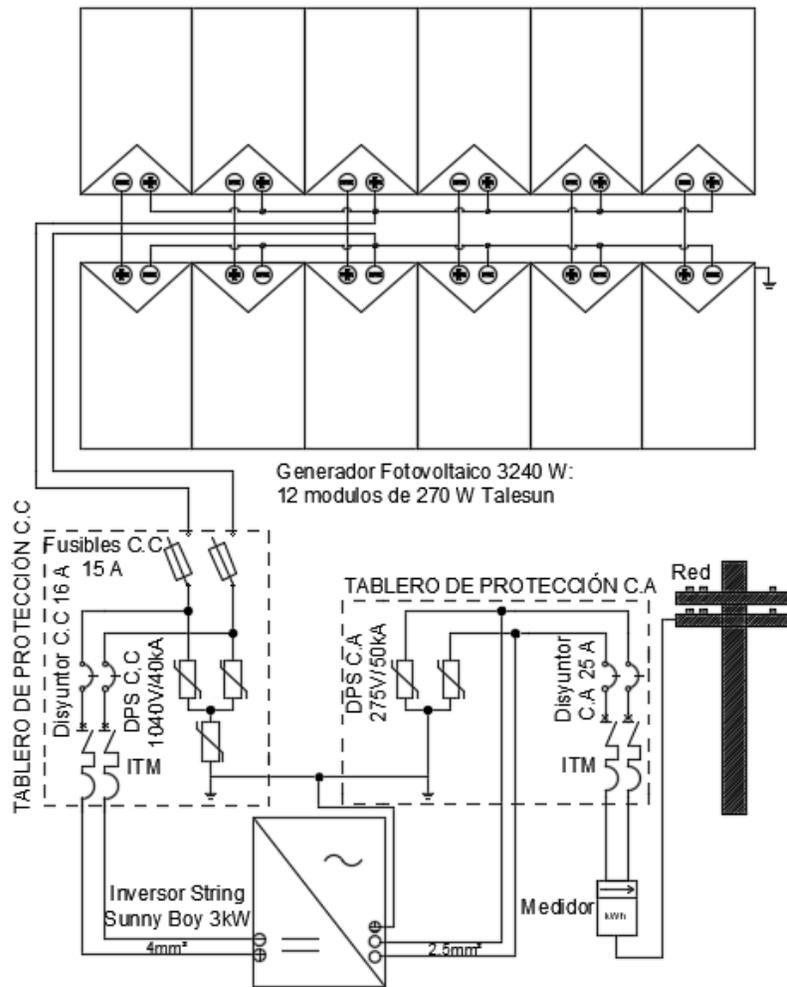


Figura 3.10. Diagrama unifilar del SFCR (Elaboración propia).

Dispositivos de protección y Selección de conductores

Disyuntores

La corriente de salida máxima del inversor es de 16 A por lo cual considerando el factor de pérdidas de 0.8 y un factor de seguridad de 1.2 se obtiene 24 A, se utilizará un disyuntor comercial de 25 A para el lado de CA, haciendo los mismos cálculos para el lado CC se obtiene 13.63 A debido a que la corriente de salida en el punto de máxima potencia del generador es de 9.09 A, un disyuntor de 13.63 no es muy comercial por lo cual se utilizara un disyuntor de 16 amperios para el lado CC.

Fusibles

Como el disyuntor de CC es de 16 A y el fusible debe ser menor a este se utilizarán fusibles de 15 A. Se dimensiono de acuerdo al código nacional de electricidad (CNE)-utilización (MINEM, 2006).

Portafusibles para Fusibles de Casquillo

Los portafusibles para los fusibles de casquillo deben ser del tipo “cubierto”, donde sean fácilmente accesibles a personas no autorizadas.

DPS lado CC

Debe ser adecuado para la operación en CC (clase II), instalado lo más cercano posible a los terminales positivo y negativo del inversor. En caso de que la distancia generador-inversor sea superior a 10 metros, entonces se deben instalar DPSs en los dos extremos, uno a la salida del generador y el otro en la entrada del inversor, no instalar el DPS en el conductor con aterramiento funcional (Pinho & Galdino, 2014), la Tabla 3.4 muestra las características técnicas.

DPS lado CA

Debe ser adecuado para la operación en CA (clase I y II), instalar lo más cercano posible a la salida en corriente alterna del inversor y en el caso que las distancias de inversor-medidor sea grande se debe instalar DPSs en los dos extremos, en la Tabla 3.5, se muestran las características técnicas.

Tabla 3.4. Características técnicas del Dispositivo de Protección contra sobreTensiones (DPS) lado CC adaptado de Clamper Solar, (2019).

DPS Clamper Solar	
Tecnología de protección	Varistor de oxido metálico (MOV)
Modos de protección	L+/PE, L-/PE (modo-común), L+/L- (modo-diferencial)
Tiempo de respuesta típico	<25 ns
Tensión máxima de operación continua	1040 V
Corriente de descarga máxima	20 kA
Temperatura de operación	-40 a +10 °C
Grado de protección	IP20

Tabla 3.5. Características técnicas del Dispositivo de Protección contra sobreTensiones (DPS) lado CA. adaptado de Clamper Solar, (2019).

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

Puesta a tierra

Para la protección de la propia instalación y de los encargados del mantenimiento del SFCR, deben conectarse correctamente todas las masas metálicas (estructura de soporte, módulos e inversor) de una instalación con tierra, con el objetivo de conseguir que el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima al terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de la corriente de defecto o las descargas de origen atmosférico (Cornejo, 2013).

Selección de Conductores

Potencia del generador de 3240 Wp, Tensión de entrada asignada del inversor es 365 V, la tensión de entrada máxima del inversor es de 600 V.

- Análisis por caída de Tensión

Distribución en Baja Tensión

Tensión de servicio: 220 V

Frecuencia: 60 Hz.

Monofásico (1 Fase + tierra o neutro)

$$S = \rho \frac{2LI}{\Delta V}$$

Donde, S es la sección del conductor (mm^2), L es la longitud (m), ρ es la resistividad del cobre ($0.01786 \Omega \cdot mm^2 / m$), ΔV es la caída de tensión y I es la corriente (A)

3.4.4 Metodología de cálculo de irradiación solar

En este ítem se muestran la Tabla 3.6 y Tabla 3.7, las cuales muestran la irradiación solar en el plano inclinado a 15° y la irradiación solar en el plano horizontal respectivamente, este último obtenido del programa RETScreen expert. Para este trabajo utilizamos los datos de irradiación en el plano inclinado, debido a que es lo más cercano a nuestro sistema que también es en el plano inclinado a 15° . Y los datos obtenidos del RESTscreen se usaron para realizar una comparación de datos. Cabe mencionar que los datos de la tabla Tabla 3.6 son 10 meses (marzo-noviembre) del 2019 y 2 mes (enero y febrero) del 2020.

Tabla 3.6. Irradiación solar mensual en plano inclinado 15°

Promedio de irradiación en plano inclinado[kWh/m²-dia], año 2019	
Enero 2020	5.62
Febrero 2020	5.61
Marzo 2019	5.45
Abril 2019	5.73
Mayo 2019	6.11
Junio 2019	5.80
Julio 2019	5.98
Agosto 2019	6.72
Setiembre 2019	6.29
Octubre 2019	6.96
Noviembre 2019	5.95
Diciembre 2019	5.64
Promedio Mensual	6.0

Los datos del cuadro anterior fueron obtenidos del Proyecto de Investigación docente: “Diseño e implementación de un analizador con sistema SCADA para evaluación de parámetros de funcionamiento de un mini-parque solar fotovoltaico de 2.0 KW en sistemas aislados y conectados a red para la UNAJ”.

Retscreen es un software de gestión de energías limpias, fue lanzada al mercado en 2016, permite la identificación exhaustiva, evaluación y optimización de la viabilidad técnica y financiera de proyectos potenciales de energías renovables y eficiencia energética, así como también permite la medición y verificación del rendimiento de instalaciones.

Tabla 3.7. Irradiación solar en el plano horizontal (RetScreen Expert, 2019).

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

El software RetScreen es utilizado para realizar estudios preliminares. En energía solar fotovoltaica puede determinar las tres aplicaciones básicas sistemas conectados a red, sistemas aislados y bombeo solar, cuenta con varias bases de datos a disposición de los usuarios, incluyendo una base de datos de condiciones climáticas obtenida de 6,700 estaciones terrestres y de datos satelitales de la NASA.

3.4.5 Metodología de simulación de sombras

Los módulos son muy sensibles a las sombras, las sombras totales o parciales tienen un impacto significativo en la capacidad de suministrar energía y en consecuencia se obtiene una menor producción. En nuestro caso como todos los módulos están conectados en serie, cuando se produce sombra en cualquiera de los módulos este presenta limitaciones, la corriente de todos los módulos del string está determinada por el módulo que produce la menor corriente. Es por ello que para el SFCR con inversor string se debe realizar un estudio minucioso de sombreado. Para ello Utilizaremos el programa Sketch Up que nos ayudara a ubicar nuestro sistema en un lugar donde no tenga sombras.

Consideraciones a tomar en cuenta antes de iniciar la simulación

Generar la geolocalización (Figura 3. 11 (a)) para la ubicación exacta del lugar de instalación con latitud y longitud, al realizar esto Sketch Up ajusta automáticamente la posición del sol de acuerdo al país y la ciudad con lo cual nuestras sombras van a ser reales y acordes a la ubicación geográfica. Ubicar hacia el norte como (Figura 3.11 (b)) esto nos permitirá realizar un correcto análisis solar, también podemos identificar dónde sale y se pone el sol.

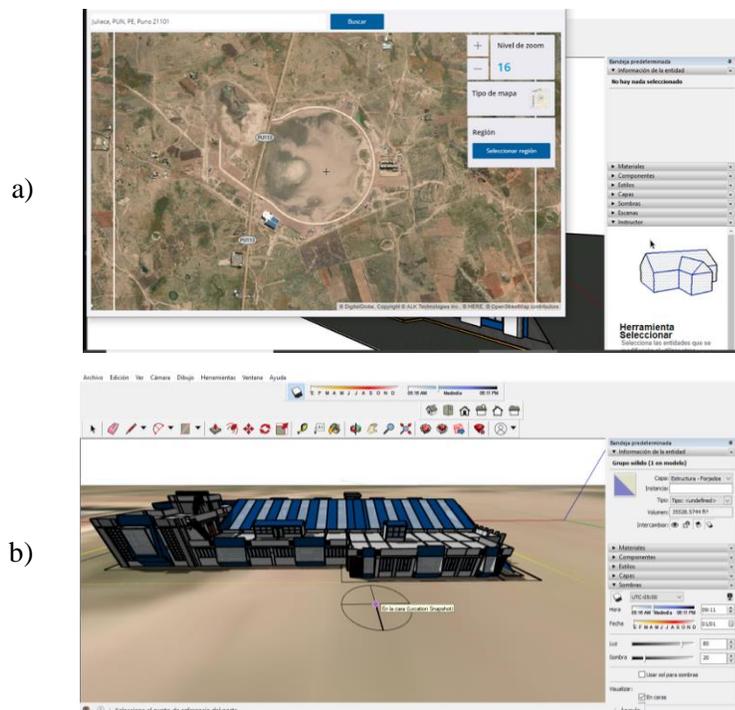


Figura 3. 11 Geolocalización del SFCR en Sketch Up. (a) Geolocalización; (b) Ubicación hacia el norte (Elaboración Propia).

Resultados de la simulación de sombras

La simulación de sombras realizada por el programa SketchUp pro 2019 para ubicar al SFCR donde no tenga ningún tipo de sombreado. Fueron simuladas para todos los meses y días del año, de todas las figuras generadas por la simulación se presentan solamente las del día más crítico como se muestra en la Figura 3.13.

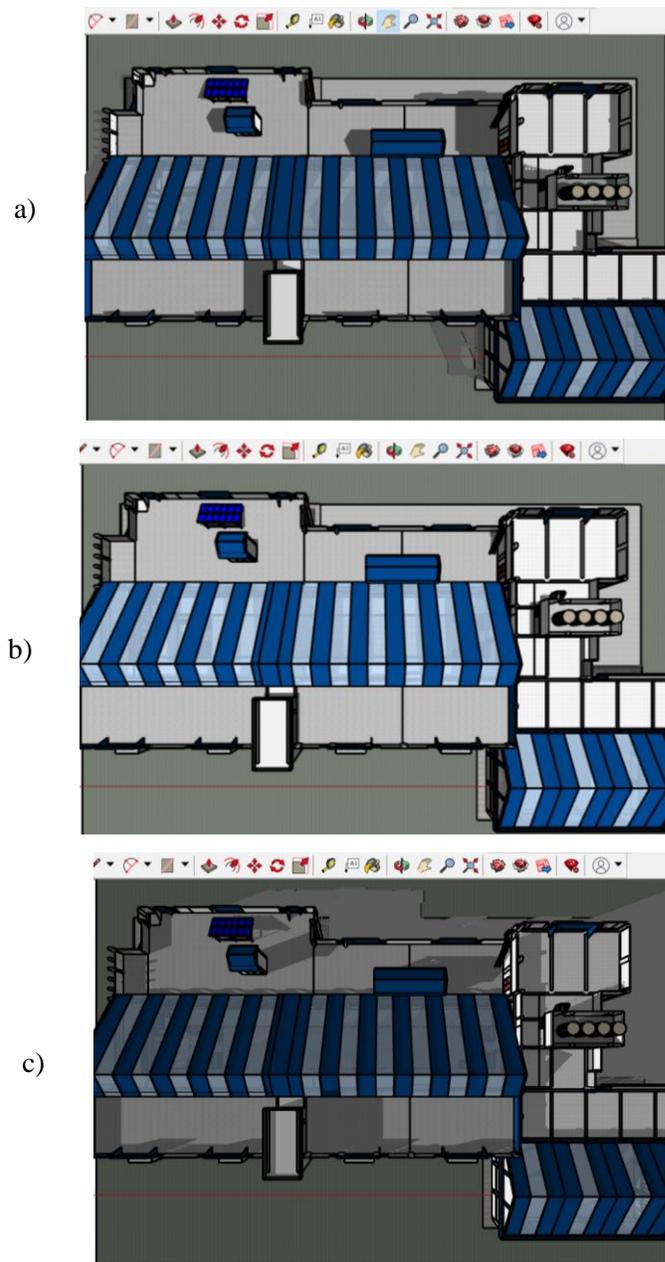


Figura 3.12. Resultado de la simulación de sombras. (a) sombra a las 8:00 de la mañana; (b) sombras a las 12:00 del mediodía; (c) sombras a las 17:00 de la tarde (Fuente Propia).

Durante todo el año el SFCR no es afectado por ninguna de las sombras que genera el predio, otros tipos de sombras que podrían afectar al sistema son las nubes o nieblas que se puedan dar durante las diferentes épocas del año, los cuales también se consideran en las pérdidas por sombreamiento.

3.4.6 Cálculo del Rendimiento Energético Global o Performance Ratio (PR)

El rendimiento energético total del SFCR se define como la eficiencia del sistema en condiciones reales de trabajo tomando en cuenta la dependencia de la eficiencia con la irradiancia, temperatura, caída de tensión en los conductores, pérdidas por suciedad, y eficiencia del inversor. El PR es el parámetro más utilizado en la actualidad para describir la transformación energética que tiene lugar en el SFCR, relaciona la energía útil generada por el sistema con aquella teóricamente disponible, indica la cantidad de energía final producida por irradiación recibida y potencia pico instalada y depende de las pérdidas que vamos a mencionar a continuación.

3.4.7 Pérdidas en el SFCR

- Pérdidas por dispersión de potencia

Se refiere a que todos los módulos que conforman el generador fotovoltaico no siempre trabajan a la misma potencia y aunque dos módulos tengan la misma potencia puede que sus corrientes y Tensiones no sean las mismas y como nuestro sistema está conectado en serie la corriente que pase por toda la cadena será la del menor valor de todos los módulos conectados en serie, por lo cual asumiremos las posibles pérdidas en 1%.

- Pérdidas por temperatura

El rendimiento de los SFCR disminuye con el incremento de la temperatura, para calcular el factor que considere las pérdidas medias mensuales debidas a la temperatura, L_{temp} se hace uso de la siguiente ecuación.

$$L_{temp} = \gamma(T_C - 25^\circ C) \quad (1)$$

Donde, γ es el coeficiente de temperatura de potencia máxima, en nuestro caso es $-0.40\%/^\circ C$, T_C es la temperatura de la célula.

Para hallar la temperatura de la célula se utiliza la siguiente ecuación

$$T_c = T_{amb} + \frac{NOCT - 20}{800} \times G_i \quad (2)$$

Donde, T_{amb} es la temperatura ambiente, $NOCT$ es la temperatura de operación en condiciones normales (45°C), G_i es la irradiancia media.

Sustituyendo los valores nos queda la siguiente ecuación:

$$L_{temp} = 0.004 \times \left(T_{amb} + \frac{G_i}{32} - 25 \right) \quad (3)$$

- **Pérdidas por suciedad de los módulos fotovoltaicos**

Las pérdidas por suciedad en los módulos si le damos un mantenimiento adecuado no deben supera el 1%.

- **Pérdidas por inclinación y sombras**

Para el presente estudio se hizo un estudio de sombras y se calculó el ángulo de inclinación optima con la latitud del lugar, por lo que las pérdidas por inclinación y sombreamiento no deberían superar el 2%.

- **Pérdidas por degradación fotónica**

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de las células de silicio y se producen cuando se expone al sol por primera vez el módulo fotovoltaico, se admite un valor de 1%

- **Pérdidas de potencia en el inversor**

Las pérdidas de potencia en el inversor pueden ser interpretadas por la suma de tres componentes (Macedo, 2006):

- Pérdidas de autoconsumo, $K_0 = P_{auto}$ (W)

- Pérdidas lineales con la corriente (caída de tensión en semiconductores), $K_1 P_{salida}$

- Pérdidas proporcionales al cuadrado de la corriente (pérdidas óhmicas), $K_2 P_{salida}$

$$P_{perdidas} = P_{auto} + K_1 P_{salida} + K_2 P_{salida}^2 \quad (4)$$

Dividiendo la ecuación 4 por la potencia nominal del inversor P_{INV}^0 , resultando que $p_{salida} = P_{salida} / P_{INV}^0$ y considerando $k_0 = P_{auto} / P_{INV}^0$, $k_1 = K_1$ y $k_2 = K_2 P_{inv}$, obteniéndose la siguiente ecuación 5.

$$p_{perdidas} = k_0 + k_1 p_{salida} + k_2 p_{salida}^2 \quad (5)$$

La ventaja de la ecuación es que se puede caracterizar completamente el comportamiento de la pérdidas en el inversor y consecuentemente su eficiencia en base a solo tres parámetros adimensionales k_0 , k_1 y k_2 que pueden ser determinados experimentalmente por las ecuaciones siguientes, esos valores también reflejan la influencia de factores como el tamaño y características del generador fotovoltaico, también las condiciones de operación del sistema fotovoltaico. Para determinar los valores de los parámetros k_0 , k_1 y k_2 se utilizan las siguientes ecuaciones de (Martin, 1998 citado en Macedo, 2006).

$$k_0 = \frac{1}{9} \frac{1}{\eta_{inv1}} - \frac{1}{4} \frac{1}{\eta_{inv0.5}} + \frac{5}{36} \frac{1}{\eta_{inv0.1}} \quad (6)$$

$$k_1 = -\frac{4}{3} \frac{1}{\eta_{inv1}} + \frac{33}{12} \frac{1}{\eta_{inv0.5}} + \frac{5}{12} \frac{1}{\eta_{inv0.1}} - 1 \quad (7)$$

$$k_2 = \frac{20}{9} \frac{1}{\eta_{inv1}} - \frac{5}{2} \frac{1}{\eta_{inv0.5}} + \frac{5}{18} \frac{1}{\eta_{inv0.1}} \quad (8)$$

Donde $\eta_{inv0.1}$, $\eta_{inv0.5}$ y η_{inv1} son valores de la eficiencia instantánea correspondientes a la cargas del inversor de 10%, 50% y 100% respectivamente, de la potencia nominal del inversor, estos valores pueden ser obtenidos de la curva de eficiencia del inversor.

3.4.8 Eficiencia y potencia de salida del inversor

Para calcular la potencia de salida de los inversores, se utiliza el modelo de eficiencia de conversión del inversor el cual depende de la potencia de salida. Con base en los efectos

físicos involucrados representados por K_0, K_1 y K_2 se propuso la siguiente ecuación (Macedo, 2006).

$$n_{inv}(p_{salida}) = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} = \frac{P_{salida}}{(P_{salida} + P_{perdidas})} = \frac{P_{salida}}{p_{salida} + k_0 + k_1 p_{salida} + k_2 p_{salida}^2} \quad (9)$$

Tabla 3.8. Eficiencia del inversor del inversor string con coeficientes de pérdidas calculados y obtenidos experimentalmente por (Teles, 2017).

Calculado			Experimental		
K_0 (W)	K_1	K_2	K_0 (W)	K_1	K_2
9.121	0.005	0.000010	18.94	0.0204	0.000010

Para calcular la eficiencia del inversor string se tomara en cuenta los datos obtenidos por (Teles, 2017) que trabaja con un inversor string de la misma marca Sunny Boy SMA.

Reemplazando las pérdidas y la potencia de salida en la ecuación anterior se obtiene la eficiencia del inversor que es un valor muy cercano a la eficiencia que nos brinda la ficha técnica.

Calculado: $\eta_{inv}=0.9633$ (96.33%)

Experimental: $\eta_{inv}=0.9463$ (94.63%)

Utilizaremos la eficiencia del inversor string obtenidos experimentalmente ya que para el análisis que realizamos en nuestro sistema consideramos las posibles pérdidas que podría darse cuando el sistema ya esté en funcionamiento.

3.5 Implementación del SFCR con inversor string

La configuración básica del SFCR está conformada por la estructura de soporte, el generador fotovoltaico, inversor string y medidor de energía. Los módulos que conforman el generador son los encargados de generar energía en CC que será condicionada en unidad de potencia y transformada en CA mediante el inversor string. En cada etapa del proceso de producción de electricidad existen pérdidas por diferentes causas, los cuales se toman en cuenta para la eficiencia de conversión de energía eléctrica de todo el SFCR.

3.5.1 Ubicación del proyecto

El SFCR será implementado en la Azotea del pabellón de laboratorios del Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energías Renovables (EPIER) de la Universidad Nacional de Juliaca (UNAJ)-sede Ayabacas como se muestra en la Figura 3.14, extraído de Google Maps, situado a latitud $15^{\circ} 25' 30.7''$ y longitud $70^{\circ} 4' 28.9''$ con un clima frio y seco.



Figura 3.13. Ubicación del SFCR (Google Maps, 2020).

País : Perú

Departamento: Puno

Provincia : San Román

Distrito : San Miguel

Latitud Sur : $15^{\circ} 25' 30.7''$ S (-15.42519528000)

Longitud Oeste: $70^{\circ} 4' 28.9''$ W (-70.07469338000)

Altitud :3832 msnm

Para la implementación del SFCR se realizará el montaje y las pruebas protocolares de todos los componentes del sistema tomando en cuenta el diseño que se realizó anteriormente. El sistema fotovoltaico conectado a red está compuesto por los siguientes componentes

principales: 12 módulos fotovoltaicos de 270 W de potencia un inversor string de 3 kW de potencia, estructura de soporte metálico resistente a la corrosión y el viento, un medidor bidireccional de energía y sistemas de protección. Como ya se mencionó anteriormente el SFCR será implementado en el Instituto de energías renovables y eficiencia energética que se puede observar en la Figura 3.14.



Figura 3.14. Instituto de Investigación en Energías Renovables y Eficiencia Energética.

Una de las ventajas de la ubicación del SFCR es que no existe ninguna construcción alrededor del instituto que pueda ocasionar sombras a excepción del montacargas.

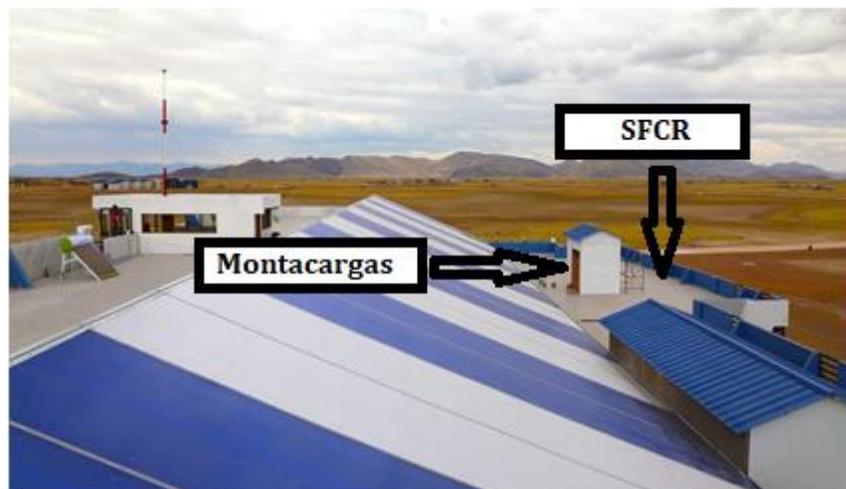


Figura 3. 15. Azotea del instituto donde se implementará el SFCR con inversor string.

Normas utilizadas

- IEC 61724-1 Ed.1–Photovoltaic system performance monitoring –Guidelines for measurement, data Exchange and analysis (Desarrolló de monitoreo de sistemas fotovoltaicos – Lineamientos para medición, intercambio de datos y análisis).
- ASTM E 1799 - Visual Inspections of Photovoltaic Modules. (Inspecciones visuales de fotovoltaica Módulos).
- “Universal Technical Standard for Solar Home Systems” Thermie B SUP 995-96, EC-DGXVII, 1998. (Norma Técnica Universal para Sistemas Fotovoltaicos Domésticos).
- Norma DGE: Especificación técnica del sistema fotovoltaico y sus componentes para electrificación rural.

En la última norma mencionada, se recomienda obtener la información climática y geográfica del lugar de instalación, a fin de especificar adecuadamente el sistema fotovoltaico, y no sobredimensionarlos. Debe tomarse en cuenta las condiciones extremas del área donde se intervendrá de acuerdo a las siguientes condiciones generales:

- Irradiación solar mínima mensual anual: 3,5 KWh/m²/día
- Irradiancia solar instantánea máxima anual: 1 200 W/m²
- Humedad relativa: 90 %
- Rango de temperaturas ambiente: -10 °C a 45 °C
- Velocidad máxima del viento: 120 km/h
- Altura sobre nivel del mar: 5000 m

En el diseño ya se realizó el estudio de las condiciones climatológicas y geográficas del lugar de instalación, dando resultados de irradiación en el plano inclinado a 15° es 6.0 KWh/m²/día, humedad relativa de 79.64%, rango de temperaturas ambiente de 0.29 °C a 18.17°C según SENAMHI, velocidad de viento de 2.70 m/s y a más de los 3800 msnm, siendo estos positivos para la implementación del sistema fotovoltaico.

3.5.2 Pruebas antes de la implementación

Las pruebas consisten en una inspección visual de todos los componentes del sistema, para determinar la presencia de anomalías o defectos, que pudieran haber sufrido durante el traslado hasta el lugar de donde se situara el sistema y de la misma forma también verificar que los componentes cumplan las especificaciones técnicas establecidas en el proceso de adquisición de los mismos.

Para los módulos fotovoltaicos se inspeccionó visualmente con el objetivo de detectar si es que hubiese algún tipo de defectos como: rajaduras, roturas o gravados en las superficies externas, decoloración de los materiales de encapsulados, celdas en contacto físico entre si o con el marco del módulo, fallas en la unión adhesiva, corrosión de los sujetadores y también se verifico que las placas características de cada módulo estén visibles y legibles.

Para el inversor string también se realizó una inspección visual con el objetivo de detectar algún daño físico, también se verifico que la placa característica este visible y legible.

Para la estructura de soporte se realizó las pruebas de inspección visual y mediante manipuleo, para asegurarnos de que cumplan las características técnicas con las que se diseñó en la sección de metodología de diseño mecánico de la estructura de soporte.

Los equipos previamente han sido certificados en laboratorio y este paso se realiza para evaluar el deterioro que han sufrido por efecto de almacenaje y transporte, desde su fabricación hasta el momento de la instalación.

3.5.3 Montaje de la estructura de soporte

Para el montaje de la estructura de soporte de fierro galvanizado, se realiza el armado de los seis tubos cuadrados de soporte, posteriormente se realiza la unión de los tubos de soporte con los siete perfiles o canal tipo C, seguidamente se coloca los tres perfiles tipo C de la estructura en forma vertical y luego se enganchan los cuatro tubos cuadrados de la estructura en forma horizontal sobre los perfiles tipo C, verificando que todas las juntas de unión no contengan rebabas, suciedad o material extraño que pueda impedir que las piezas se ajusten adecuadamente y por último se realizó la orientación al norte y el empotrado de los soportes para que no sufra ninguna modificación.



Figura 3.16. Montaje de la estructura de soporte (Fuente propia).



Figura 3.17. Montaje culminado de la estructura de soporte (Fuente propia).

3.5.4 Montaje de los módulos fotovoltaicos

Después que la estructura de soporte se encuentre fija y segura se continua con la instalación de los doce módulos fotovoltaicos, empernando estas por el agujero de fijación que tiene cada módulo. Posteriormente se verifico el ángulo de inclinación de del arreglo fotovoltaico respecto al plano horizontal, posicionando el inclinómetro en el plano de la superficie del generador.



Figura 3.18. Montaje de los módulos fotovoltaicos (Fuente propia).



Figura 3.19. Montaje culminado del generador fotovoltaico (Fuente propia).

3.5.5 Instalación de los tableros de protección.

En esta etapa del proyecto se instala la caja o el tablero de protección en CC el cual está compuesto de: fusibles de casquillo los cuales van insertados en el portafusibles, Dispositivos de Protección contra SobreTensiones (DPS) y por último el disyuntor. Asimismo, se instaló el tablero de protección para CA el cual contiene Dispositivos de Protección contra SobreTensiones (DPS) y disyuntor, todos estos equipos son fueron seleccionados anteriormente en la parte del diseño.

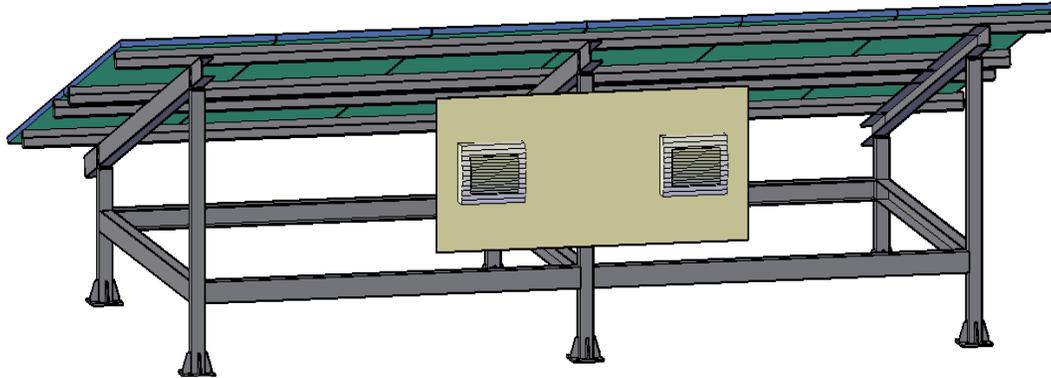


Figura 3.20. Implementación de los tableros de protección, diseño 3D (Elaboración propia).

Los dos tableros tanto para CC como para CA están instalados en la parte posterior de la estructura de soporte, se utilizó tuberías EMT de fierro galvanizado para la protección de los conductores ya sea por el sol, la lluvia u otros, fueron empotrados en el techo, paredes y piso hasta llegar al tablero general donde se conectará a la red.



Figura 3.21. Instalación de tuberías EMT galvanizada para la protección de los conductores (Fuente propia).

3.5.6 Implementación del Inversor.

El inversor está instalado en la parte posterior de la estructura de soporte junto con los tableros de protección, el inversor como los tableros tienen IP 65.

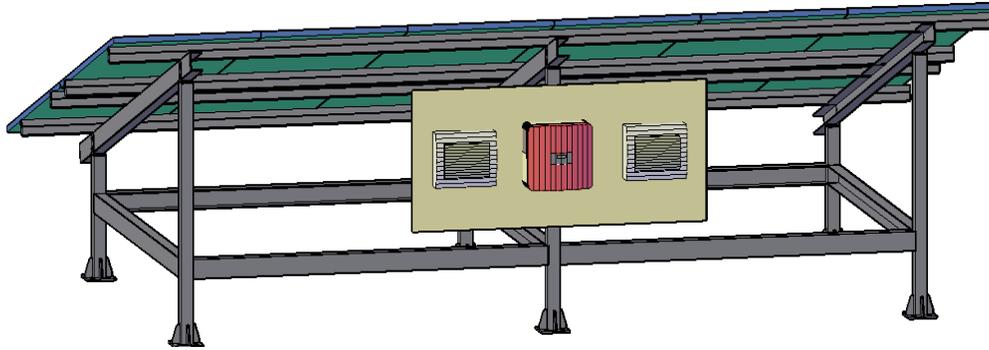


Figura 3.22. Implementación del Inversor string, diseño en 3D (Elaboración propia).

3.6 Análisis económico del SFCR

El análisis económico del SFCR con inversor string nos permite saber si el sistema será viable con el tiempo y tomar una decisión de acuerdo al resultado. Para lo cual calcularemos el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno, el periodo de recuperación de la inversión (PRS) y el B/C. Estos parámetros se calculan de acuerdo a la inversión inicial del sistema.

3.6.1 Costo del SFCR con inversor string

Para determinar o calcular los parámetros económicos mencionados en el epígrafe anterior necesitamos saber el presupuesto total del SFCR, el cual se muestra en la siguiente Tabla 3.9 el costo de cada equipo y/o componentes son incluido el IGV (Impuesto General de Ventas).

La siguiente Tabla 3. 10 muestra los datos de potencia del inversor, potencia del generador, la inversión inicial en soles (s/.), productividad anual (kWh), tasa de descuento % que ofrecen los bancos y cajas municipales de la región, costo de la energía eléctrica es la misma de la concesionaria en (S./kWh) y el tiempo de vida en años.

La Tabla 3.11 muestra los ingresos estimados (venta de energía), egresos (operación más mantenimiento y gestión administrativa) y flujo de caja.

Tabla 3.9. Inversión inicial del proyecto (Elaboración propia)

N°	Equipo/Componente	Unidad de Medida	Costo unitario (S/.)	Cantidad	Costo total (S/.)
1	Modulo solar Policristalino de 270 W Talesun TP660P-270.	Unidad	821.09	12	9853.08
2	Inversor Red SMA Sunny Boy 3.0kW	Unidad	5482.92	1	5482.92
3	Estructura de soporte para 12 módulos de 270 W _p de fierro galvanizado.	Unidad	4478.16	1	4478.16
4	Sistema de Monitoreo	Global	2000.00	1	2000.00
5	Sistema de Protección (DPS, disyuntor, tablero, fusibles, ITM, Puesta a tierra	Global	1500.00	1	1500.00
6	Transporte	Global	500.00	1	500.00
7	Montaje del SFCR (Mano de obra)	Global	1000.00	1	1000.00
8	Ingeniería, Gastos generales y administrativos	Global	1500.00	1	1500.00
Total					26314.17

Tabla 3. 10. Parámetros para hallar los indicadores económicos (Elaboración propia).

Parámetros	Unidad	Valor
Potencia del Inversor	KW	3
Potencia del generador	kW _p	3.24
Inversión Inicial	S/.	26314.17
Productividad	kWh/año	6142.56
Tasa de descuento	%	7
Costo de la energía eléctrica	S/./kWh	0.6545
Tiempo de vida años (módulos fotovoltaicos)	años	25

Tabla 3.11. Ingresos y Egresos (Elaboración propia).

Año	Egresos		Ingresos	Flujo de caja
	Operación y	Gestión	Venta de Energía	S/.
	Mantenimiento	administrativa	S/.	
	S/.	S/.		
0				-26314.17
1	157.89	12.06	4020.31	3850.36
2	160.52	12.30	4100.71	3927.89
3	163.21	12.55	4182.73	4006.97
4	165.95	12.80	4266.38	4087.63
5	168.76	13.06	4351.71	4169.89
6	171.64	13.32	4438.74	4253.79
7	174.57	13.58	4527.52	4339.36
8	177.58	13.85	4618.07	4426.64
9	180.65	14.13	4710.43	4515.65
10	183.79	14.41	4804.64	4606.44
11	187.00	14.70	4900.73	4699.03
12	190.28	15.00	4998.74	4793.47
13	193.64	15.30	5098.72	4889.78
14	197.08	15.60	5200.69	4988.01
15	200.59	15.91	5304.71	5088.20
16	204.19	16.23	5410.80	5190.38
17	207.87	16.56	5519.02	5294.59
18	211.64	16.89	5629.40	5400.87
19	215.50	17.23	5741.99	5509.26
20	219.45	17.57	5856.83	5619.81
21	223.49	17.92	5973.96	5732.55
22	227.62	18.28	6093.44	5847.54
23	231.86	18.65	6215.31	5964.81
24	236.19	19.02	6339.62	6084.41
25	240.63	19.40	6466.41	6206.38

Evaluación económica del proyecto

A continuación, se describe las fórmulas para el cálculo de los indicadores económicos.

3.6.2 Valor Actual Neto (VAN)

El valor Actual Neto o Valor Presente Neto es un indicador económico que se utiliza para determinar la viabilidad de un proyecto, calcula el valor actual neto a partir de un número de flujo neto o flujo de caja, es decir descontar al valor actual, todos los flujos netos futuros del proyecto a través de una tasa de descuento, a todo esto, se le resta la inversión inicial del proyecto. Si el VAN resulta positivo el proyecto es viable ya que se obtendrán ganancias, y si por el contrario el VAN resulta negativo el proyecto no es viable debido a que no se obtendrán ganancias, para calcular el VAN utilizamos la siguiente ecuación.

$$VAN = -I + \sum_{i=1}^n \frac{Q_n}{(1+r)^n} \quad (10)$$

Donde, Q_n representa los flujos de caja, I es el valor del desembolso inicial de la inversión, n es el número de periodos considerados, r es la tasa de descuento.

3.6.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)

la TIR es la tasa de descuento que iguala el VAN a cero ($VAN=0$), es decir la tasa en la que los flujos de entrada y los flujos de salida se igualan al costo inicial de inversión la TIR mide en porcentaje (%) la rentabilidad de un proyecto de inversión, cuanto mayor es tu TIR mayor será la rentabilidad, es una herramienta de decisión para la aceptación o rechazo del proyecto de inversión.

Entonces se puede afirmar que la TIR representa la rentabilidad con respecto a una tasa mínima o de corte del inversionista (Beltrán, Tinajeros, & Morante, 2016).

$$VAN = -I \sum_{i=1}^n \frac{Q_n}{(1+r)^n} = 0 \quad (11)$$

Donde, r es igual a la TIR.

3.6.4 Periodo de Recuperación de la Inversión (PRS)

El período de recuperación de la inversión, es un indicador que mide en cuánto tiempo los flujos netos de efectivo recuperarán el valor total de la inversión inicial. Puede revelarnos el año en el cual será cubierto nuestra inversión inicial (cuando se empieza a tener mayores ingresos que egresos).

Payback: El payback o plazo de recuperación descontado es un método de evaluación dinámico de inversiones que predice el momento en el que va a empezar a recuperarse el dinero de la inversión, teniendo presentes los efectos del paso del tiempo en el valor del dinero.

$$PRS = a + \frac{(b - c)}{d} \quad (12)$$

Donde, a es el año inmediato anterior en que se recupera la inversión, b es la inversión inicial, c es el Flujo de Efectivo Acumulado del año inmediato anterior en el que se recupera la inversión, d es el Flujo de efectivo del año en el que se recupera la inversión.

3.6.5 Índice beneficio costo (B/C)

También conocido como relación beneficio costo, compara directamente, como su nombre lo dice los beneficios y los costos de un proyecto para definir su viabilidad. Para calcular el Índice B/C se halla la suma de todos los beneficios descontados, traídos al presente, y se divide sobre la suma de los costos también descontados.

- Si la relación $B/C > 1$, esto indica que los beneficios son mayores a los costos. En consecuencia, el proyecto debe ser considerado.
- Si la relación $B/C = 1$, significa que los beneficios igualan a los costos. No hay ganancias.
- Si la relación $B/C < 1$, muestra que los costos superan a los beneficios. En consecuencia, el proyecto no debe ser considerado.

CAPITULO IV - RESULTADOS Y DISCUSIONES

4.1 Cálculo del ángulo de inclinación

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 \times |\varphi|$$

$$\beta_{opt} = 14.395, \text{ redondeamos a } 15^\circ$$

Este cálculo solo es válido para sistemas fotovoltaicos conectados a la red, porque para sistemas aislados es la latitud del lugar más 10° , debido a que los sistemas aislados se realiza el diseño para el mes donde la irradiación es más baja, en cambio los conectados a red para que el sistema se lo más eficiente posible durante todo el año.

4.2 Cálculo del área de conductores.

Lado CC: como el inversor está ubicado en la misma estructura de soporte usaremos un conductor comercial de 4 mm^2 ya que la distancia del generador hasta el inversor es muy corta.

Lado CA: considerando una caída de Tensión del 2%

$$S = 0.01786 \frac{2 \times 20 \times 13.64}{4.4}$$

$$S = 2.21 \text{ mm}^2$$

Usaremos un conductor comercial de 2.5 mm^2

4.3 Comparación de la irradiación

La tabla Tabla 4.1 muestra la irradiación en el plano inclinado a 15° , los primeros dos datos son de 2020 y el resto del 2019, la tercera columna muestra la irradiación solar en el plano inclinado obtenido de RetScreen. Para el desarrollo de este estudio se trabajaron con datos de irradiación en el plano inclinado debido a que nuestro ángulo de inclinación optimo calculado anteriormente también es de 15° , además de que los datos son más recientes.

Tabla 4.1. Irradiación en los planos inclinado y horizontal.

Promedio de irradiación en [kWh/m ² -día]		
Meses	En el plano inclinado	En el plano horizontal
Enero	5.62	5.84
Febrero	5.61	5.84
Marzo	5.45	5.66
Abril	5.73	5.65
Mayo	6.11	6.63
Junio	5.80	5.39
Julio	5.98	5.57
Agosto	6.72	5.94
Setiembre	6.29	6.49
Octubre	6.96	6.84
Noviembre	5.95	7.01
Diciembre	5.64	6.50
Promedio Anual	6.0	6.11

4.4 Cálculo del rendimiento Energético o Performance Ratio (PR)

- Cálculo de las pérdidas por temperatura

Tabla 4.2. Posibles pérdidas por temperatura en los diferentes meses del año.

Mes	Tamb (°C)	Irradiación en plano inclinado [kWh/m ² -dia]	Horas de Insolación (h)	Irradiancia en el plano inclinado W/m ²	Ltemp (%)
Enero	17.85	5.62	12.37	454.32	2.82
Febrero	16.70	5.61	12.12	462.87	2.47
Marzo	18.45	5.45	11.46	475.57	3.32
Abril	18.06	5.73	11.24	509.78	3.60
Mayo	17.74	6.11	11.13	548.96	3.96
Junio	17.37	5.80	11.17	519.25	3.44
Julio	17.00	5.98	11.34	527.33	3.39
Agosto	18.18	6.72	11.59	579.81	4.52
Setiembre	19.34	6.29	12.25	513.46	4.15
Octubre	19.02	6.96	12.48	557.69	4.58
Noviembre	18.91	5.95	13.01	457.34	3.28
Diciembre	19.42	5.64	12.56	449.04	3.38

La temperatura es uno de los factores que afecta el rendimiento del sistema, en tabla anterior Tabla 4.2 se puede observar que los el porcentaje de pérdidas a causa de la temperatura para lo cual se utilizaron datos de temperatura máxima de SENAMHI, 201

La siguiente Tabla 4.3 muestra el resumen de todas las pérdidas que se podrían producir en el sistema y en general muestra el rendimiento global del sistema para cada mes del año.

Tabla 4.3. Resumen de las posibles pérdidas producidas en el SFCR.

Mes	Dispersión de potencia (%)	Temperatura (%)	Suciedad (%)	Inclinación y sombras (%)	Degradación fotónica (%)	Eficiencia Inversor (%)	PR (%)
Enero	1	2.82	1	2.5	1	94.63	86.31
Febrero	1	2.47	1	2.5	1	94.63	86.66
Marzo	1	3.32	1	2.5	1	94.63	85.81
Abril	1	3.60	1	2.5	1	94.63	85.53
Mayo	1	3.96	1	2.5	1	94.63	85.17
Junio	1	3.44	1	2.5	1	94.63	85.69
Julio	1	3.39	1	2.5	1	94.63	85.74
Agosto	1	4.52	1	2.5	1	94.63	84.61
Setiembre	1	4.15	1	2.5	1	94.63	84.98
Octubre	1	4.58	1	2	1	94.63	84.55
Noviembre	1	3.28	1	2.5	1	94.63	85.85
Diciembre	1	3.38	1	2.5	1	94.63	85.75

4.5 Cálculo de la producción anual de energía esperada

La siguiente tabla muestra los datos de la producción de energía esperada durante los 12 meses del año, se trabajó con los datos de irradiación en el plano inclinado, la potencia del generador y el performance ratio

Tabla 4.4 Producción anual de energía esperada del generador fotovoltaico de 3240 W.

Mes	$H(\alpha, \beta)$ (kWh/m ² * día)	$\frac{H(\alpha, \beta) * P_{GFV}}{G_{STC}}$ (kWh/m ² * día)	PR	E_p (kWh/ día)	Días / Mes	Producción Mensual (kWh/ mes)
Enero	5.62	18.21	0.863	15.72	31	487.32
Febrero	5.61	18.18	0.866	15.74	28	440.83
Marzo	5.45	17.66	0.858	15.43	31	478.33
Abril	5.73	18.57	0.855	15.15	30	454.5
Mayo	6.11	19.79	0.851	16.84	31	522.10
Junio	5.80	18.79	0.856	16.08	30	482.53
Julio	5.98	19.37	0.857	16.60	31	514.60
Agosto	6.72	21.77	0.846	18.42	31	570.94
Setiembre	6.29	20.38	0.849	17.30	30	519.08
Octubre	6.96	22.55	0.845	19.05	31	590.69
Noviembre	5.95	19.28	0.858	16.54	30	596.26
Diciembre	5.64	18.27	0.857	15.66	31	485.38
Producción anual de energía (kWh/año)						6142.56

La mayor producción de electricidad se daría en el mes de octubre con 602.33 kWh/mes y por el contrario la menor producción de energía sería en el mes de febrero con 449.40 kWh/mes.

4.6 Resultados del análisis económico

Tabla 4.5. Resultados del cálculo de los Índices económicos

Indicador Económico	Unidad	Valor
Valor Actual Neto (VAN)	S/.	19985.29
Tasa Interna de Retorno (TIR)	%	16
Relación Beneficio Costo	B/C	1.76
Periodo de Recuperación de la Inversión	años	10
Payback con tasa de descuento		

CAPITULO V - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

Con potencia de generación fotovoltaica de 3.24 kW y un inversor string de 3 kW monofásico, como elementos principales, irradiación anual en el plano inclinado (15° de inclinación) de 6.0 kWh/m²-día y calculadas las pérdidas tanto en el inversor string como en el generador fotovoltaico se obtuvo un rendimiento global o performance ratio (PR) de 85.55%, con lo cual se espera obtener una producción anual de 6142.56 kWh de energía eléctrica.

Se desarrolló el diseño mecánico de la estructura de soporte, el diseño eléctrico del SFCR con inversor string para lo cual se realizó el esquema general de conexiones y el diagrama unifilar del sistema todo ello considerando la normativa respectiva.

Se ejecuto la implementación del SFCR con inversor string en el Instituto de Energías Renovables y Eficiencia energética de la Universidad Nacional de Juliaca, de acuerdo a los parámetros de las condiciones extremas dadas por la normativa DGE-MINEM (Especificación Técnica para Sistema Fotovoltaico y sus componentes para Electrificación Rural), el lugar donde se implementó el sistema cumple con las mismas, y para el montaje se realizó el estudio de sombreamiento mediante el software SketchUp, con el cual ubicamos el SFCR en un sitio libre de sombras.

Los resultados del análisis económico muestran que el proyecto es viable económicamente. El resultado de los índices económicos (calculados a una tasa de interés de 8.58% anual y tarifa de la energía S/. 0.6545 kWh) son: VAN = S/. 19985.29; TIR = 16%; PRS = 10 años; B/C = 1.76.

5.2 Recomendaciones

La implementación de SFCR tiene un costo elevado por lo que, para incrementar los ingresos, se recomienda tratar de conseguir los mayores ingresos como tarifa alta por kWh, calificación a bonos de carbono, los cuales ayudarían a tener mayores ingresos.

Para la simulación de sombras en Sketch Up, se recomienda realizar primero la geolocalización y la orientación hacia el norte para obtener sombras reales.

Considerar el Factor de Dimensionamiento del Inversor (FDI).

Para la implementación de un SFCR, independientemente del lugar elegido para su análisis, se recomienda cumplir los parámetros de las condiciones extremas de la normativa DGE-MINEM.

Referencias Bibliográficas

- Arenas, D., & Zapata, H. (2011). Libro Interactivo sobre Energía Solar y sus Aplicaciones. In *Phys. Rev. E*.
- Beltrán, N., Tinajeros, M., & Morante, F. (2016). *Análisis Económico de un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red en Arequipa*. 14–19.
- Calculation Solar Blog. (n.d.). Retrieved October 22, 2019, from <http://calculationsolar.com/blog/?cat=3>
- Carta, J. A., Calero, R., Colmenar, A., & Castro, M. A. (2009). *Centrales de Energías Renovables Generación Eléctrica con Energías Renovables*.
- Ccama, D. (2017). *Estudio de Prefactibilidad de los Sistemas fotovoltaicos Conectados a la red Pública en la Ciudad de Puno*. Universidad Nacional del Altiplano Puno.
- Chepp, E., & Krenzinger, A. (2018). Estudio Comparativo do Uso de Inversor String E Micro Inversores na Geração de Energia Elétrica de Uma Instalação Fotovoltaica com Sombreamento Parcial. *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – Gramado, 17 a 20 de Abril de 2018 ESTUDO*.
- Corilla, D. (2014). *Diseño de una Planta Solar Fotovoltaica de 200 KW Conectado a la Red de Media Tensión en el Departamento de Ica*. Universidad Nacional de Ingeniería.
- Cornejo, H. (2013). *Sistema solar fotovoltaico de conexión a red en el centro materno Infantil de la universidad de piura*.
- Curi, S. (2014). *Diseño, Cálculo y Puesta en Operación Comercial de una Central Fotovoltaica Conectada a la Red* (Universidad Nacional De Ingeniería). Retrieved from http://cybertesis.uni.edu.pe/bitstream/uni/1588/1/lopez_pr.pdf
- Díaz, M. (2008). *Energías renovables y eficiencia energética*. <https://doi.org/10.1684/epd.2018.0960>
- Farahat, M. A., Metwally, H. M. B., & Abd-Elfatah Mohamed, A. (2012). Optimal choice and design of different topologies of DC-DC converter used in PV systems, at different climatic conditions in Egypt. *Renewable Energy*, 43, 393–402. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.10.021>

- Gómez, L. (2017). *Instalación de central solar fotovoltaica de 7 MW*" (Universidad Politecnica de Valencia). Retrieved from <http://hdl.handle.net/10251/87157>
- Horn, M. (2006). El estado actual del uso de la energía solar en el Perú. *Perú Económico. Los Retos Energéticos Del Perú*, XXIX(11), 10–11. Retrieved from <http://fc-uni.edu.pe/mhorn>
- Johns, M., Le, H.-P., & Seeman, M. (2009). Grid-connected solar electronics. *Ee-290N-3 – Contemporary Energy Issues*, (Contemporary Energy Issues), 1–12.
- Kabalci, E., Kabalci, Y., Canbaz, R., & Gokkus, G. (2015). Single phase multilevel string inverter for solar applications. *2015 International Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2015*, (December 2016), 109–114. <https://doi.org/10.1109/ICRERA.2015.7418459>
- Lisita, O. (2005). *Sistemas fotovoltaicos conectados a rede: Estudo de caso - 3 kWp instalados no estacionamento do IEE-USP*. São Paulo.
- Macêdo, W. (2006). *Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede*. Universidade de São Paulo.
- MINEM. *Código nacional de electricidad-Utilización*. , (2006).
- Neto, J. A. (2017). *Análise da potência elétrica fornecida por um sistema fotovoltaico conectado à rede a partir da comparação entre o seu modelo teórico e medições realizadas*. Universidade Federal do Pará.
- NORMA DGE. *Especificación técnica del sistema fotovoltaico y sus componentes para electrificación rural*. , (2015).
- NTE-EM080. *NORMA TECNICA DE EDIFICACION EM080 INSTALACIONES CON ENERGIA SOLAR*. , (2010).
- Oyarzún, J. C. (2016). *Evaluación Proyecto Fotovoltaico en Instalaciones de Cobún S.A*.
- Perpiñan, O. (2012). *Enería Solar Fotovoltaica*. Retrieved from <http://procomun.wordpress.com/documentos/libroesf>
- Perpiñan, O., Colmenar, A., & Castro, M. *Diseño de Sistemas Fotovoltaicos*. , (2012).

- Pinho, J., & Galdino, M. A. (2014). *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. Rio de Janeiro.
- Quispe, L. (2016). *Universidad Nacional Del Altiplano Tesis: Determinación y Análisis Espacio Temporal de la Radiación Solar Global en el Altiplano de Puno*. 113. Retrieved from http://repositorio.unap.edu.pe/bitstream/handle/UNAP/9408/Rosa_Enriquez_Yuca.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- SA, S. (2018). *Libro Blanco de las Energías Renovables*.
- Sagua, W. (2017). *Análisis y Modelamiento para un Módulo Fotovoltaico, Basado en un Sistema de Generación de Energía Renovable Microgrid en la Ciudad de Puno*. Retrieved from http://repositorio.unap.edu.pe/bitstream/handle/UNAP/4878/Ccallo_Puma_Roger_Santiago.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- SOLARC. (2019). Solarimetro Mac Solar E - SOLARC Germany - likesx.com - Anunci gratuiti Case. Retrieved October 22, 2019, from <http://www.likesx.com/solarimetro-mac-solar-e-solarc-germany/>
- Sunny Boy 3.0. (2019). *SMA Smart Connected*. 5–8.
- Talesun. (2019). *TaleSun-270W-policristalino.pdf*.
- Teles, M. (2017). *Avaliação operacional das diferentes arquiteturas de interligação de geradores fotovoltaicos à rede elétrica*. Universidade Federal do Pará.
- Zilles, R., Macêdo, W., Galhardo, M. A., & De Oliveira, S. E. (2012). *Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica*.
- Zilles, R., Macedo, W., Galhardo, M., & Oliveira, S. (2012). *sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*.

ANEXOS

Anexo 1. Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico (Talesun, 2019).

TP660P

Polycrystalline Solar Module
60 Cell Series



KEY FEATURES

275W

Highest power output

10 years

Material & workmanship warranty

PID Free

Certified by TÜV 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 97,2% 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.

Anexo 2. Especificaciones técnicas del inversor string (Sunny Boy 3.0, 2019).

SUNNY BOY 3.0 / 3.6 / 4.0 / 5.0 / 6.0
con SMA SMART CONNECTED




SMB3-30V-40 / SBO3-36V-40 / SBO4-40V-40 / SBO5-50V-40 / SBO6-60V-40 / SML5-50V-40

Servicio inteligente con SMA Smart Connected

<p>Compacto</p> <ul style="list-style-type: none"> • Montaje por parte de una sola persona gracias al bajo peso de 17,5 kg • Mínima necesidad de espacio gracias al diseño compacto 	<p>Cómodo</p> <ul style="list-style-type: none"> • Instalación 100 % plug & play • Monitorización en línea gratuita por medio de Sunny Floor • Servicio automatizado mediante SMA Smart Connected 	<p>De gran rendimiento</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aprovechamiento de la energía sobrante por la limitación de la potencia activa dinámica • Gestión de sombras mediante OptiSun™ Global Peak o la comunicación TS4-R integrada 	<p>Combinable</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aplicable en cualquier momento con gestión inteligente de la energía y soluciones de almacenamiento • Combinable con componentes TS4-R para la optimización de módulos
--	---	---	--

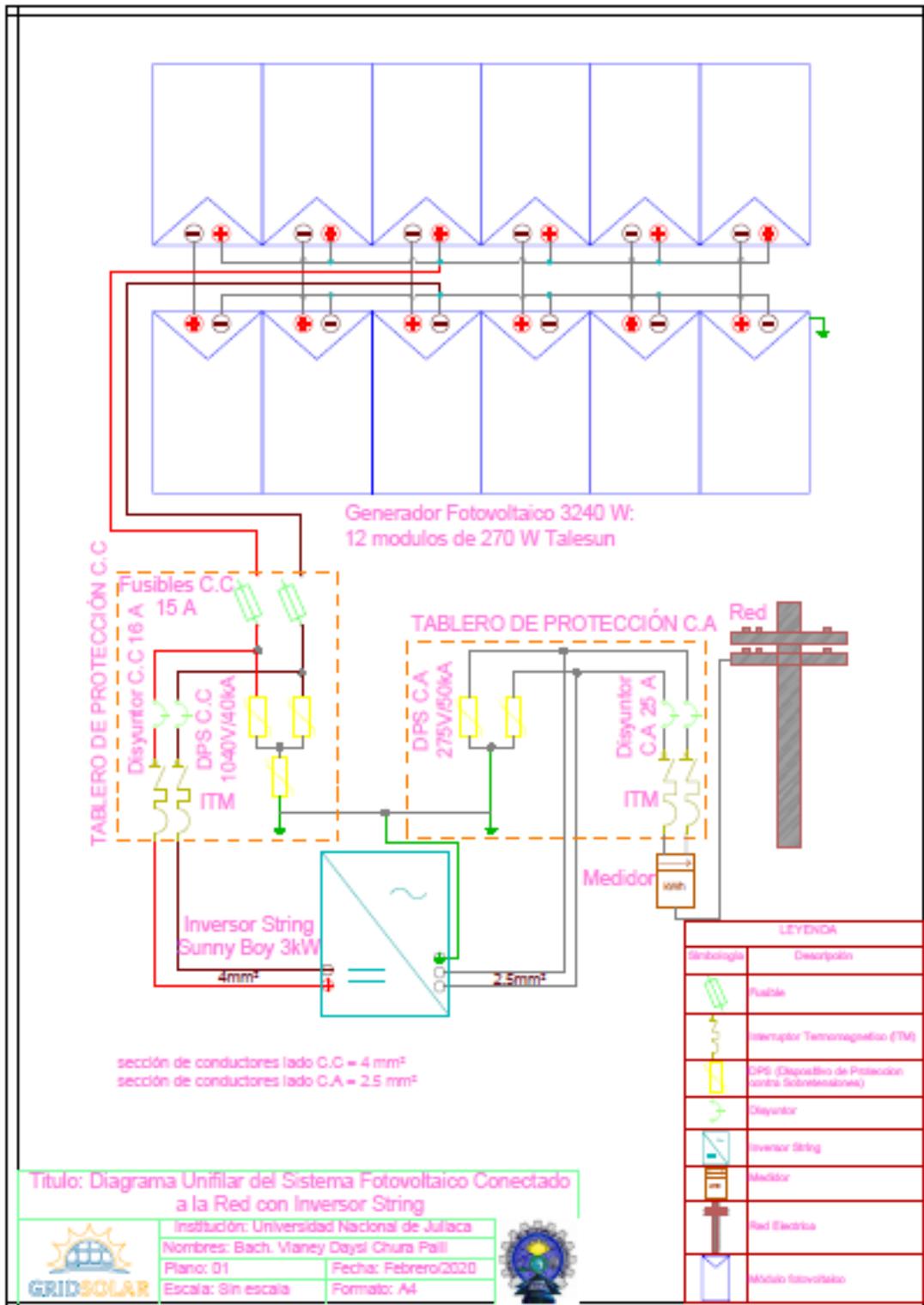
SUNNY BOY 3.0 / 3.6 / 4.0 / 5.0 / 6.0

Mayor rendimiento para los hogares particulares: generación inteligente de la energía solar

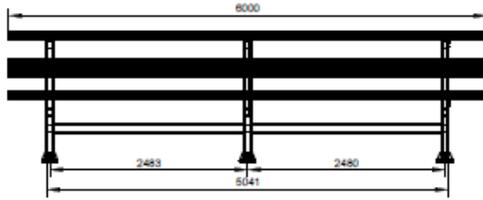
El nuevo Sunny Boy 3.0-6.0 garantiza máximas rendimientos energéticos para los hogares particulares. Este combina el servicio integrado SMA Smart Connected con una tecnología inteligente para cualquier requisito del entorno. El equipo es fácil de instalar gracias a su diseño extremadamente sencillo. Mediante la interfaz web integrada, el Sunny Boy puede ponerse rápidamente en funcionamiento a través del teléfono inteligente o la tableta. Y para los requisitos especiales en el techo, en caso de p. ej. sombra pueden añadirse fácilmente y de forma precisa los optimizadores de módulos TS4-R. Los estándares de comunicación actuales hacen que el inversor pueda ampliarse con seguridad para el futuro y de forma flexible en cualquier momento con la gestión inteligente de la energía y las soluciones de almacenamiento de SMA.

Datos técnicos	Sunny Boy 3.0	Sunny Boy 3.6	Sunny Boy 4.0	Sunny Boy 5.0	Sunny Boy 6.0
Entrada (CC)					
Potencia máx. del generador fotovoltaico	5500 Wp	5500 Wp	7500 Wp	7500 Wp	9000 Wp
Tensión de entrada máx.			600 V		
Rango de tensión del MPPT	De 110 V a 500 V	De 130 V a 500 V	De 140 V a 500 V	De 175 V a 500 V	De 210 V a 500 V
Tensión máxima de entrada	365 V				
Tensión de entrada mín./de inicio	100 V/125 V				
Corriente máx. de entrada, entradas A/B	15 A/15 A				
Corriente máx. de entrada por string, entradas A / B	15 A/15 A				
Número de entradas de MPPT independientes/String por entrada de MPPT	2/A2, B2				
Salida (CA)					
Potencia máxima (a 230 V, 50 Hz)	3000 W	3600 W	4000 W ¹⁾	5000 W ¹⁾	6000 W
Potencia máxima aparente de CA	3000 VA	3600 VA	4000 VA	5000 VA ¹⁾	6000 VA
Tensión nominal de CA/Rango	230 V, 240 V/De 180 V a 280 V				
Frecuencia de red de CA/Rango	50 Hz, 60 Hz/De 5 Hz a +5 Hz				
Frecuencia máxima de red/Tensión máxima de red	50 Hz/230 V				
Corriente máx. de salida	16 A	16 A	22 A ²⁾	22 A ²⁾	26,1 A
Factor de potencia o potencia máxima	1				
Factor de potencia ajustable	0,8 inductivo a 0,8 capacitivo				
Fases de inyección/inyección	1/1				
Rendimiento					
Rendimiento máx./European Rendimiento	97,0%/96,4%	97,0%/96,5%	97,0%/96,5%	97,0%/96,5%	97,0%/96,6%
Dispositivos de protección					
Punto de desconexión en el lado de entrada	●				
Monitorización de tensión o temperatura de red	● / ●				
Protección contra polarización inversa de CC/Resistencia al cortocircuito de CA/sin separación galvánica	● / ● / -				
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente inversa	●				
Clase de protección (según IEC 61140)/Categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I/II				
Datos generales					
Dimensiones (anchura/altura/profundidad)	425 mm/470 mm/176 mm (17,1 in/18,5 in/6,9 in)				
Peso	17,5 kg (38,5 lb)				
Rango de temperatura de funcionamiento	De -25 °C a +60 °C (de -13 °F a +140 °F)				
Emitido acústico, típico	25 dB(A)				
Autosconsumo (noche)	5,0 W				
Topología	Sin transformador				
Sistema de refrigeración	Convección				
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65				
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4C4H				
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100%				
Equipamiento					
Conexión de CC/CA	SUNCLIX/Conector de anillo de CA				
Visualización o través de teléfono inteligente, tablet o pantalla	●				
Interfaz(es) WAN, Speedlink/Webconnect	● / ● / ●				
Protocolos de comunicación	Modbus (SMA, Sunspec), Webconnect, SMA Data, TS48				
Gestión de los cables: OptiFlex Global Pack	● / 0				
Garantía 5/10/15 años	● / 0 / 0				
Certificaciones y autorizaciones (otros o patentes)	AS 4777.2, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438, G59/3-4, G83/2-1, DIN EN 62109 / IEC 62109, IEC 62109-1, IEC 62109-2, IEC 62109-3, IEC 62109-4, IEC 62109-5, IEC 62109-6, IEC 62109-7, IEC 62109-8, IEC 62109-9, IEC 62109-10, IEC 62109-11, IEC 62109-12, IEC 62109-13, IEC 62109-14, IEC 62109-15, IEC 62109-16, IEC 62109-17, IEC 62109-18, IEC 62109-19, IEC 62109-20, IEC 62109-21, IEC 62109-22, IEC 62109-23, IEC 62109-24, IEC 62109-25, IEC 62109-26, IEC 62109-27, IEC 62109-28, IEC 62109-29, IEC 62109-30, IEC 62109-31, IEC 62109-32, IEC 62109-33, IEC 62109-34, IEC 62109-35, IEC 62109-36, IEC 62109-37, IEC 62109-38, IEC 62109-39, IEC 62109-40, IEC 62109-41, IEC 62109-42, IEC 62109-43, IEC 62109-44, IEC 62109-45, IEC 62109-46, IEC 62109-47, IEC 62109-48, IEC 62109-49, IEC 62109-50, IEC 62109-51, IEC 62109-52, IEC 62109-53, IEC 62109-54, IEC 62109-55, IEC 62109-56, IEC 62109-57, IEC 62109-58, IEC 62109-59, IEC 62109-60, IEC 62109-61, IEC 62109-62, IEC 62109-63, IEC 62109-64, IEC 62109-65, IEC 62109-66, IEC 62109-67, IEC 62109-68, IEC 62109-69, IEC 62109-70, IEC 62109-71, IEC 62109-72, IEC 62109-73, IEC 62109-74, IEC 62109-75, IEC 62109-76, IEC 62109-77, IEC 62109-78, IEC 62109-79, IEC 62109-80, IEC 62109-81, IEC 62109-82, IEC 62109-83, IEC 62109-84, IEC 62109-85, IEC 62109-86, IEC 62109-87, IEC 62109-88, IEC 62109-89, IEC 62109-90, IEC 62109-91, IEC 62109-92, IEC 62109-93, IEC 62109-94, IEC 62109-95, IEC 62109-96, IEC 62109-97, IEC 62109-98, IEC 62109-99, IEC 62109-100, IEC 62109-101, IEC 62109-102, IEC 62109-103, IEC 62109-104, IEC 62109-105, IEC 62109-106, IEC 62109-107, IEC 62109-108, IEC 62109-109, IEC 62109-110, IEC 62109-111, IEC 62109-112, IEC 62109-113, IEC 62109-114, IEC 62109-115, IEC 62109-116, IEC 62109-117, IEC 62109-118, IEC 62109-119, IEC 62109-120, IEC 62109-121, IEC 62109-122, IEC 62109-123, IEC 62109-124, IEC 62109-125, IEC 62109-126, IEC 62109-127, IEC 62109-128, IEC 62109-129, IEC 62109-130, IEC 62109-131, IEC 62109-132, IEC 62109-133, IEC 62109-134, IEC 62109-135, IEC 62109-136, IEC 62109-137, IEC 62109-138, IEC 62109-139, IEC 62109-140, IEC 62109-141, IEC 62109-142, IEC 62109-143, IEC 62109-144, IEC 62109-145, IEC 62109-146, IEC 62109-147, IEC 62109-148, IEC 62109-149, IEC 62109-150, IEC 62109-151, IEC 62109-152, IEC 62109-153, IEC 62109-154, IEC 62109-155, IEC 62109-156, IEC 62109-157, IEC 62109-158, IEC 62109-159, IEC 62109-160, IEC 62109-161, IEC 62109-162, IEC 62109-163, IEC 62109-164, IEC 62109-165, IEC 62109-166, IEC 62109-167, IEC 62109-168, IEC 62109-169, IEC 62109-170, IEC 62109-171, IEC 62109-172, IEC 62109-173, IEC 62109-174, IEC 62109-175, IEC 62109-176, IEC 62109-177, IEC 62109-178, IEC 62109-179, IEC 62109-180, IEC 62109-181, IEC 62109-182, IEC 62109-183, IEC 62109-184, IEC 62109-185, IEC 62109-186, IEC 62109-187, IEC 62109-188, IEC 62109-189, IEC 62109-190, IEC 62109-191, IEC 62109-192, IEC 62109-193, IEC 62109-194, IEC 62109-195, IEC 62109-196, IEC 62109-197, IEC 62109-198, IEC 62109-199, IEC 62109-200, IEC 62109-201, IEC 62109-202, IEC 62109-203, IEC 62109-204, IEC 62109-205, IEC 62109-206, IEC 62109-207, IEC 62109-208, IEC 62109-209, IEC 62109-210, IEC 62109-211, IEC 62109-212, IEC 62109-213, IEC 62109-214, IEC 62109-215, IEC 62109-216, IEC 62109-217, IEC 62109-218, IEC 62109-219, IEC 62109-220, IEC 62109-221, IEC 62109-222, IEC 62109-223, IEC 62109-224, IEC 62109-225, IEC 62109-226, IEC 62109-227, IEC 62109-228, IEC 62109-229, IEC 62109-230, IEC 62109-231, IEC 62109-232, IEC 62109-233, IEC 62109-234, IEC 62109-235, IEC 62109-236, IEC 62109-237, IEC 62109-238, IEC 62109-239, IEC 62109-240, IEC 62109-241, IEC 62109-242, IEC 62109-243, IEC 62109-244, IEC 62109-245, IEC 62109-246, IEC 62109-247, IEC 62109-248, IEC 62109-249, IEC 62109-250, IEC 62109-251, IEC 62109-252, IEC 62109-253, IEC 62109-254, IEC 62109-255, IEC 62109-256, IEC 62109-257, IEC 62109-258, IEC 62109-259, IEC 62109-260, IEC 62109-261, IEC 62109-262, IEC 62109-263, IEC 62109-264, IEC 62109-265, IEC 62109-266, IEC 62109-267, IEC 62109-268, IEC 62109-269, IEC 62109-270, IEC 62109-271, IEC 62109-272, IEC 62109-273, IEC 62109-274, IEC 62109-275, IEC 62109-276, IEC 62109-277, IEC 62109-278, IEC 62109-279, IEC 62109-280, IEC 62109-281, IEC 62109-282, IEC 62109-283, IEC 62109-284, IEC 62109-285, IEC 62109-286, IEC 62109-287, IEC 62109-288, IEC 62109-289, IEC 62109-290, IEC 62109-291, IEC 62109-292, IEC 62109-293, IEC 62109-294, IEC 62109-295, IEC 62109-296, IEC 62109-297, IEC 62109-298, IEC 62109-299, IEC 62109-300, IEC 62109-301, IEC 62109-302, IEC 62109-303, IEC 62109-304, IEC 62109-305, IEC 62109-306, IEC 62109-307, IEC 62109-308, IEC 62109-309, IEC 62109-310, IEC 62109-311, IEC 62109-312, IEC 62109-313, IEC 62109-314, IEC 62109-315, IEC 62109-316, IEC 62109-317, IEC 62109-318, IEC 62109-319, IEC 62109-320, IEC 62109-321, IEC 62109-322, IEC 62109-323, IEC 62109-324, IEC 62109-325, IEC 62109-326, IEC 62109-327, IEC 62109-328, IEC 62109-329, IEC 62109-330, IEC 62109-331, IEC 62109-332, IEC 62109-333, IEC 62109-334, IEC 62109-335, IEC 62109-336, IEC 62109-337, IEC 62109-338, IEC 62109-339, IEC 62109-340, IEC 62109-341, IEC 62109-342, IEC 62109-343, IEC 62109-344, IEC 62109-345, IEC 62109-346, IEC 62109-347, IEC 62109-348, IEC 62109-349, IEC 62109-350, IEC 62109-351, IEC 62109-352, IEC 62109-353, IEC 62109-354, IEC 62109-355, IEC 62109-356, IEC 62109-357, IEC 62109-358, IEC 62109-359, IEC 62109-360, IEC 62109-361, IEC 62109-362, IEC 62109-363, IEC 62109-364, IEC 62109-365, IEC 62109-366, IEC 62109-367, IEC 62109-368, IEC 62109-369, IEC 62109-370, IEC 62109-371, IEC 62109-372, IEC 62109-373, IEC 62109-374, IEC 62109-375, IEC 62109-376, IEC 62109-377, IEC 62109-378, IEC 62109-379, IEC 62109-380, IEC 62109-381, IEC 62109-382, IEC 62109-383, IEC 62109-384, IEC 62109-385, IEC 62109-386, IEC 62109-387, IEC 62109-388, IEC 62109-389, IEC 62109-390, IEC 62109-391, IEC 62109-392, IEC 62109-393, IEC 62109-394, IEC 62109-395, IEC 62109-396, IEC 62109-397, IEC 62109-398, IEC 62109-399, IEC 62109-400, IEC 62109-401, IEC 62109-402, IEC 62109-403, IEC 62109-404, IEC 62109-405, IEC 62109-406, IEC 62109-407, IEC 62109-408, IEC 62109-409, IEC 62109-410, IEC 62109-411, IEC 62109-412, IEC 62109-413, IEC 62109-414, IEC 62109-415, IEC 62109-416, IEC 62109-417, IEC 62109-418, IEC 62109-419, IEC 62109-420, IEC 62109-421, IEC 62109-422, IEC 62109-423, IEC 62109-424, IEC 62109-425, IEC 62109-426, IEC 62109-427, IEC 62109-428, IEC 62109-429, IEC 62109-430, IEC 62109-431, IEC 62109-432, IEC 62109-433, IEC 62109-434, IEC 62109-435, IEC 62109-436, IEC 62109-437, IEC 62109-438, IEC 62109-439, IEC 62109-440, IEC 62109-441, IEC 62109-442, IEC 62109-443, IEC 62109-444, IEC 62109-445, IEC 62109-446, IEC 62109-447, IEC 62109-448, IEC 62109-449, IEC 62109-450, IEC 62109-451, IEC 62109-452, IEC 62109-453, IEC 62109-454, IEC 62109-455, IEC 62109-456, IEC 62109-457, IEC 62109-458, IEC 62109-459, IEC 62109-460, IEC 62109-461, IEC 62109-462, IEC 62109-463, IEC 62109-464, IEC 62109-465, IEC 62109-466, IEC 62109-467, IEC 62109-468, IEC 62109-469, IEC 62109-470, IEC 62109-471, IEC 62109-472, IEC 62109-473, IEC 62109-474, IEC 62109-475, IEC 62109-476, IEC 62109-477, IEC 62109-478, IEC 62109-479, IEC 62109-480, IEC 62109-481, IEC 62109-482, IEC 62109-483, IEC 62109-484, IEC 62109-485, IEC 62109-486, IEC 62109-487, IEC 62109-488, IEC 62109-489, IEC 62109-490, IEC 62109-491, IEC 62109-492, IEC 62109-493, IEC 62109-494, IEC 62109-495, IEC 62109-496, IEC 62109-497, IEC 62109-498, IEC 62109-499, IEC 62109-500, IEC 62109-501, IEC 62109-502, IEC 62109-503, IEC 62109-504, IEC 62109-505, IEC 62109-506, IEC 62109-507, IEC 62109-508, IEC 62109-509, IEC 62109-510, IEC 62109-511, IEC 62109-512, IEC 62109-513, IEC 62109-514, IEC 62109-515, IEC 62109-516, IEC 62109-517, IEC 62109-518, IEC 62109-519, IEC 62109-520, IEC 62109-521, IEC 62109-522, IEC 62109-523, IEC 62109-524, IEC 62109-525, IEC 62109-526, IEC 62109-527, IEC 62109-528, IEC 62109-529, IEC 62109-530, IEC 62109-531, IEC 62109-532, IEC 62109-533, IEC 62109-534, IEC 62109-535, IEC 62109-536, IEC 62109-537, IEC 62109-538, IEC 62109-539, IEC 62109-540, IEC 62109-541, IEC 62109-542, IEC 62109-543, IEC 62109-544, IEC 62109-545, IEC 62109-546, IEC 62109-547, IEC 62109-548, IEC 62109-549, IEC 62109-550, IEC 62109-551, IEC 62109-552, IEC 62109-553, IEC 62109-554, IEC 62109-555, IEC 62109-556, IEC 62109-557, IEC 62109-558, IEC 62109-559, IEC 62109-560, IEC 62109-561, IEC 62109-562, IEC 62109-563, IEC 62109-564, IEC 62109-565, IEC 62109-566, IEC 62109-567, IEC 62109-568, IEC 62109-569, IEC 62109-570, IEC 62109-571, IEC 62109-572, IEC 62109-573, IEC 62109-574, IEC 62109-575, IEC 62109-576, IEC 62109-577, IEC 62109-578, IEC 62109-579, IEC 62109-580, IEC 62109-581, IEC 62109-582, IEC 62109-583, IEC 62109-584, IEC 62109-585, IEC 62109-586, IEC 62109-587, IEC 62109-588, IEC 62109-589, IEC 62109-590, IEC 62109-591, IEC 62109-592, IEC 62109-593, IEC 62109-594, IEC 62109-595, IEC 62109-596, IEC 62109-597, IEC 62109-598, IEC 62109-599, IEC 62109-600, IEC 62109-601, IEC 62109-602, IEC 62109-603, IEC 62109-604, IEC 62109-605, IEC 62109-606, IEC 62109-607, IEC 62109-608, IEC 62109-609, IEC 62109-610, IEC 62109-611, IEC 62109-612, IEC 62109-613, IEC 62109-614, IEC 62109-615, IEC 62109-616, IEC 62109-617, IEC 62109-618, IEC 62109-619, IEC 62109-620, IEC 62109-621, IEC 62109-622, IEC 62109-623, IEC 62109-624, IEC 62109-625, IEC 62109-626, IEC 62109-627, IEC 62109-628, IEC 62109-629, IEC 62109-630, IEC 62109-631, IEC 62109-632, IEC 62109-633, IEC 62109-634, IEC 62109-635, IEC 62109-636, IEC 62109-637, IEC 62109-638, IEC 62109-639, IEC 62109-640, IEC 62109-641, IEC 62109-642, IEC 62109-643, IEC 62109-644, IEC 62109-645, IEC 62109-646, IEC 62109-647, IEC 62109-648, IEC 62109-649, IEC 62109-650, IEC 62109-651, IEC 62109-652, IEC 62109-653, IEC 62109-654, IEC 62109-655, IEC 62109-656, IEC 62109-657, IEC 62109-658, IEC 62109-659, IEC 62109-660, IEC 62109-661, IEC 62109-662, IEC 62109-663, IEC 62109-664, IEC 62109-665, IEC 62109-666, IEC 62109-667, IEC 62109-668, IEC 62109-669, IEC 62109-670, IEC 62109-671, IEC 62109-672, IEC 62109-673, IEC 62109-674, IEC 62109-675, IEC 62109-676, IEC 62109-677, IEC 62109-678, IEC 62109-679, IEC 62109-680, IEC 62109-681, IEC 62109-682, IEC 62109-683, IEC 62109-684, IEC 62109-685, IEC 62109-686, IEC 62109-687, IEC 62109-688, IEC 62109-689, IEC 62109-690, IEC 62109-691, IEC 62109-692, IEC 62109-693, IEC 62109-694, IEC 62109-695, IEC 62109-696, IEC 62109-697, IEC 62109-698, IEC 62109-699, IEC 62109-700, IEC 62109-701, IEC 62109-702, IEC 62109-703, IEC 62109-704, IEC 62109-705, IEC 62109-706, IEC 62109-707, IEC 62109-708, IEC 62109-709, IEC 62109-710, IEC 62109-711, IEC 62109-712, IEC 62109-713, IEC 62109-714, IEC 62109-715, IEC 62109-716, IEC 62109-717, IEC 62109-718, IEC 62109-719, IEC 62109-720, IEC 62109-721, IEC 62109-722, IEC 62109-723, IEC 62109-724, IEC 62109-725, IEC 62109-726, IEC 62109-727, IEC 62109-728, IEC 62109-729, IEC 62109-730, IEC 62109-731, IEC 62109-732, IEC 62109-733, IEC 62109-734, IEC 62109-735, IEC 62109-736, IEC 62109-737, IEC 62109-738, IEC 62109-739, IEC 62109-740, IEC 62109-741, IEC 62109-742, IEC 62109-743, IEC 62109-744, IEC 62109-745, IEC 62109-746, IEC 62109-747, IEC 62109-748, IEC 62109-749, IEC 62109-750, IEC 62109-751, IEC 62109-752, IEC 62109-753, IEC 62109-754, IEC 62109-755, IEC 62109-756, IEC 62109-757, IEC 62109-758, IEC 62109-759, IEC 62109-760, IEC 62109-761, IEC 62109-762, IEC 62109-763, IEC 62109-764, IEC 62109-765, IEC 62109-766, IEC 62109-767, IEC 62109-768, IEC 62109-769, IEC 62109-770, IEC 62109-771, IEC 62109-772, IEC 62109-773, IEC 62109-774, IEC 62109-775, IEC 62109-776, IEC 62109-777, IEC 62109-778, IEC 62109-779, IEC 62109-780, IEC 62109-781, IEC 62109-782, IEC 62109-783, IEC 62109-784, IEC 62109-785, IEC 62109-786, IEC 62109-787, IEC 62109-788, IEC 62109-789, IEC 62109-790, IEC				

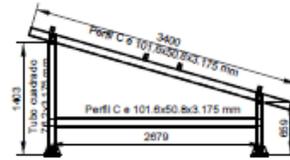
Anexo 3. Diagrama unifilar del SFCR con inversor string (Elaboración propia).



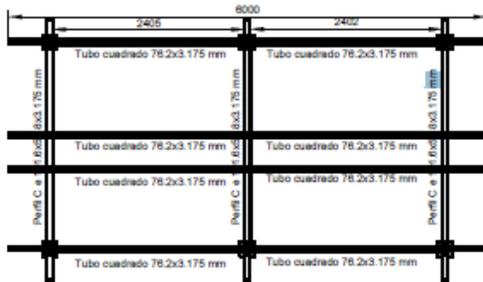
Anexo 4. Estructura de soporte del SFCR (Elaboración propia).



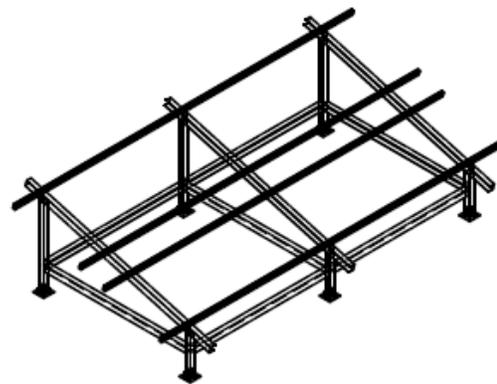
FRONTAL



LATERAL



PLANTA



ISOMETRICO

<p>Título: Estructura del Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red con Inversor String de 3 kW</p>	
<p>Institución: Universidad Nacional de Juliaca</p>	
<p>Nombres: Vianey Daysi Chura Palli</p>	
<p>Plano: 02</p>	<p>Fecha: Febrero/2020</p>
<p>Escala: Sin escala</p>	



Anexo 5. Estudio de sombras en Sketch Up (Fuente propia).

