UNIVERSIDAD NACIONAL PEDRO RUIZ GALLO

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

TESIS

Para optar el Título Profesional de

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

Sistema fotovoltaico conectado a la red para el centro de salud "El Arenal" en el centro poblado El Arenal, distrito El Arenal, Paita – Piura

Presentado Por:

Bach. Sánchez Miranda, Gorginho Aldair

Asesor:

ING. Niño Vasquez, Percy Edwar

Lambayeque – Perú
2019

UNIVERSIDAD NACIONAL PEDRO RUIZ GALLO

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

TESIS

Para optar el Título Profesional de

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

Sistema fotovoltaico conectado a la red para el centro de salud "El Arenal" en el centro poblado El Arenal, distrito El Arenal, Paita – Piura

Presentado Por:

Bach. Sánchez Miranda, Gorginho Aldair

Aprobado por el Jurado Examinador

PRESIDENTE : M.Sc. SEGUNDO ABELARDO HORNA TORRES ----------

SECRETARIO : Lic. EGBERTO SERAFIN GUTIERREZ ATOCHE ----------

VOCAL : ING. ROBINSON TAPIA ASENJO ----------

ASESOR : ING. PERCY EDWAR NIÑO VASQUEZ ----------

Lambayeque – Perú
2019

UNIVERSIDAD NACIONAL PEDRO RUIZ GALLO

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

TESIS

Sistema fotovoltaico conectado a la red para el centro de salud "El Arenal" en el centro poblado El Arenal, distrito El Arenal, Paita – Piura

CONTENIDO:

CAPITULO I: PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.

CAPITULO III: MARCO METODOLÓGICO.

CAPITULO IV: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

CAPÍTULO VI: REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

CAPITULO VII: ANEXOS.

AUTOR: Bach. Sánchez Miranda, Gorginho Aldair

PRESIDENTE	SECRETARIO
VOCAL	ASESOR

Lambayeque – Perú
2019

DEDICATORIA

A mis padres, abuelos, hermana y enamorada.

A mis padres por todo el esfuerzo que realizaron para poder haber concluido con mi etapa universitaria y con la culminación de esta tesis, por el amor que siempre me han brindado y por todo el ánimo que me expresaban para poder seguir adelante y concluir con mi sueño de poder titularme en la carrera que tanto me apasiona.

A mis abuelos y a mi hermana por su apoyo emocional y por siempre estar en los momentos difíciles por los que pasé, ayudándome y brindándome todo su cariño y amor.

A mi enamorada por siempre brindándome su amor y cariño en los buenos momentos, más aún en los más complicados y por la compresión que me tubo durante todo el periodo de investigación de la presente tesis.

AGRADECIMIENTO

Mi agradecimiento,

A mi familia, por todo el apoyo, motivación que me han brindado a lo largo de las etapas de mi vida, para nunca darme por vencido antes cualquier momento o situación de adversidad.

A mi asesor de tesis, Ing. Niño Vásquez Percy Edwar, quien no se molestó en tomarse tiempo para poder brindarme su apoyo para poder concluir esta tesis de. Gracias por su experiencia, tiempo y dedicación, sin las cuales se me hubiera hecho muy difícil concretar esta tesis.

A mis compañeros de la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, en especial a la promoción 2013-I por brindarme su amistad durante toda mi etapa universitaria.

Y principalmente agradezco a dios, ya que sin el nada de todo esto se hubiera realizado y concluido.

RESUMEN

El presente proyecto de investigación nos brindará el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red de una potencia de 2640 W en el centro poblado “El Arenal” específicamente en el centro de salud con el mismo nombre en el departamento de Piura, además de la selección de los paneles e inversor; así como la orientación de los paneles y diseño del sistema fotovoltaico en general. Se realizó este proyecto debido a la radiación que presenta dicho lugar y de esta manera poder aprovechar para generar energía limpia y no contaminante.

También se realizará un análisis con el software llamado PV syst que ejecutará una simulación de un sistema fotovoltaico conectado a la red, con el fin de determinar muchos factores como perdidas, energía producida que se inyectará al sistema de distribución y otras cosas que se tomaran en cuenta.

Por último, se determinará la viabilidad económica del proyecto, realizando un presupuesto y un análisis económico general para poder determinar si el sistema fotovoltaico será rentable o no para poder ejecutarse y ayudar a dicho local en reducir su consumo eléctrico y económico.

Palabras Claves:

Paneles solares, inversor solar, sistema interconectado, red eléctrica, energía eléctrica, radiación solar

ABSTRACT

This research project will provide us with the sizing of a photovoltaic system connected to the 2640 W power network in the “El Arenal” population center, specifically in the health center with the same name in the department of Piura, in addition to the panel and inverter selection; as well as the orientation of the panels and design of the photovoltaic system in general. This project was carried out due to the radiation that this place presents and in this way be able to take advantage to generate clean and non-polluting energy.

An analysis will also be carried out with a software called PV syst that will run a simulation of a photovoltaic system connected to the network, in order to determine many factors such as losses, energy produced that will be injected into the distribution system and other things that will be taken in account.

Finally, the economic viability of the project will be determined, making a budget and a general economic analysis to be able to determine if the photovoltaic system will be profitable or not to be able to run and help said local in reducing its electricity and economic consumption.

Key words:

Solar panels, solar inverter, interconnected system, power grid, electricity, solar radiation

INDICE

DEDICATORIA…….I

AGRADECIMIENTO……...….II

RESUMEN…….....III

ABSTRACT……....IV

INDICE DE TABLAS…….....XI

INDICE DE FIGURAS……..XII

INTRODUCCIÓN…….…1

CAPÍTULO I: PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN……....…….3

1.1.- REALIDAD PROBLEMÁTICA……..3

1.2.- FORMULACIÓN DEL PROBLEMA……..4

1.3.- DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN……..4

1.4.- JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN……4

1.5.- LIMITACIONES DE LA INVESTIGACIÓN……..5

1.6.- OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN……5

1.6.1.- Objetivo General……5

1.6.2.- Objetivo Específicos……6

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO……7

2.1.- ANTECEDENTES DE ESTUDIOS……7

2.2.- ENERGÍA SOLAR……10

2.2.1.- Energía Solar En El Mundo……..……..…10

2.2.2.- Energía Solar En El Perú……11

2.2.3.- Energía Solar En Piura……13

2.3.- RADIACIÓN SOLAR……14

2.3.1.- Espectro Solar……..14

2.3.2.- Unidades de Medida de la Radiación Solar……..15

2.3.3.- Constante Solar……16

2.3.4.- Irradiancia Solar……..……18

2.3.5.- Irradiación Solar……..……18

2.4.- GEOMETRÍA SOLAR……...21

2.5.- RECORRIDO ÓPTICO DE LA RADIACIÓN SOLAR..……....23

2.6.- RADIACIÓN SOLAR EN SUPERFICIES INCLINADAS……24

2.7.- HORA SOL PICO (H.S.P)……..…24

2.8.- ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA……25

2.8.1.- Principio de Funcionamiento……...26

2.9.- SISTEMAS FOTOVOLTAICOS……..27

2.9.1.- Tipos de Sistemas Fotovoltaicos……27

2.10.- SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED……...29

2.10.1.- Autoconsumo Instantáneo……..30

2.10.2.- Autoconsumo Instantáneo con Acumulación……...31

2.10.3.- Autoconsumo sin Limitación de Energía……31

2.11.- COMPONENTES DE UN SISTEMA SOLAR FV CONECTADO A RED.….32

2.11.1.- Paneles o Módulos Solares……...32

2.11.1.1.- Elementos de los Paneles Solare……34

2.11.1.2.- Tipos de Paneles Solares……..……..38

2.11.1.3.- Parámetros Característicos de los Paneles Solares……..42

2.11.2.- Estructura de Soporte……..46

2.11.3.- Inversor……...47

2.11.3.1.- Partes de un Inversor ……50

2.11.3.2.- Parámetros Característicos de un Inversor……..52

2.11.3.3.- Rendimiento del Inversor…….…..53

2.11.4.- Bloque de Cableado…….…54

2.11.5.- Bloque de Protecciones…….…..55

2.11.5.1.- Puesta a Tierra……..57

2.11.6.- Bloque de Control…….…58

2.11.6.1.- Sistemas Manuales…….…58

2.11.6.2.- Sistemas Computarizados……...58

2.11.7.- Bloque de Carga……...60

2.11.8.- Mantenimiento de la Instalación……..….61

2.12.- DEFINICIÓN CONCEPTUAL DE TERMINOLOGÍA EMPLEADA……....62

CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO……65

3.1.- TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN……...65

3.2.- POBLACIÓN Y MUESTRA……..66

3.2.1.- Población……..66

3.2.2.- Muestra de Estudio……66

3.3.- HIPÓTESIS……66

3.4.- VARIABLES – OPERACIONALIZACIÓN……67

3.5.- MÉTODOS Y TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN……..68

3.5.1.- Métodos de Investigación……..68

3.5.2.- Técnicas de Investigación……69

3.6.- DESCRIPCIÓN DE LOS INSTRUMENTOS UTILIZADOS……69

3.7.- ANÁLISIS ESTADÍSTICOS E INTERPRETACIÓN DE LOS DATOS……..70

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS……72

4.1.- CONDICIONES TÉCNICAS DE INST. CONECTADAS A LA RED……72

4.1.1.- Reglamento de Generación Distribuida (Perú)……72

4.1.2.- Pliego de Condiciones Técnicas de Inst. Conect. a la red……74

4.2.- DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN……75

4.3.- UBICACIÓN DEL PROYECTO……...75

4.3.1.- Ubicación Política……76

4.4.- CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALCIÓN……..77

4.5.- SELECCIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN……77

4.5.1.- Potencia, Máxima Demanda y Energía del Centro de Salud…..……..77

4.5.2.- Costo de Generación……..78

4.5.3.- Estudio Energético del Lugar…….…..79

4.5.4.- Componentes del Sistema Solar FV Conectado a Red……80

4.5.4.1.- Paneles Fotovoltaicos…….....80

4.5.4.2.- Estructura de Soporte…….....86

4.5.4.3.- Inversor……87

4.5.4.4.- Cableado……..96

4.5.4.5.- Puesta a Tierra……110

4.5.4.6.- Protecciones……114

4.5.4.7.- Elementos De Medida…….....……....129

4.6.- ENERGÍA ANUAL GENERADA POR LA INST. FV CONECTADA A RED..130

4.6.1.- Cálculo de la Energía Anual Generada……130

4.7.- CÁLCULO ENERGÉTICO……..……...134

4.7.1.- Perdidas Energéticas……134

4.7.2.- Estudio Energético PV syst……137

4.8.- ESTUDIO DE RENTABILIDAD DE LA INST. FV CONECTADA A RED…..139

4.8.1.- Presupuesto de la Instalación……140

4.8.2.- Cálculo del COE……141

4.8.2.1.- Costo Anualizado del Capital……...142

4.8.2.2.- Costo Anualizado de Reemplazo……143

4.8.2.3.- Costo Normalizado de la Instalación……..145

4.8.3.- Recuperación de la Inversión……146

4.8.4.- Valor Actual Neto (VAN)……...149

4.8.5.- Tasa Interna de Retorno (TIR)…..……..…149

4.9.- MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES FV CONECTADA A RED…….150

4.9.1.- Mantenimiento Preventivo……..150

4.9.2.- Mantenimiento Correctivo……...151

4.9.3.- Mantenimiento a Cargo del Usuario……151

4.9.4.- Mantenimiento a Cargo del Servicio Técnico……152

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES……..154

5.1.- CONCLUSIONES……154

5.2.- RECOMENDACIONES……..155

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS……...157

BIBLIOGRAFÍA…….…...157

LINKOGRAFÍA……...……..160

ANEXOS……...…….161

ANEXO A……...161

ANEXO B……...163

ANEXO C……..…164

ANEXO D……...166

ANEXO E……...168

ANEXO F……...……170

ANEXO G……..…171

INDICE DE TABLAS

Tabla 01.- Conversiones Útiles Para Radiación……15

Tabla 02.- Características de los diferentes grupos de sistemas fotovoltaicos con conexión a red……32

Tabla 03.- Eficiencia de Células Fotovoltaicas……..36

Tabla 04.- Descripción de la Variable Dependiente e Independiente……67

Tabla 05.- Técnicas y Métodos en la Investigación……..70

Tabla 06.- Máxima Demanda, Potencia y Energía Consumida……..78

Tabla 07.- Irradiación Solar Horizontal Global 2018……80

Tabla 08.- Rangos de Tensión y Corriente para la Elección del Inversor……94

Tabla 09.- Especificaciones Técnicas del Inversor FRONIUS Galvo 2.5-1 2.5 Kw…95

Tabla 10.- Tipos de Circuitos Eléctricos Presentes en los SFCR……..98

Tabla 11.- Intensidades Admisibles (A) al aire 40º C. Número de Conductores con Carga y Naturaleza del Aislamiento……..99

Tabla 12.- Intensidad Máxima Admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada……100

Tabla 13.- Conductores Seleccionados para el Sistema……109

Tabla 14.- Relación entre las Secciones de los conductores de protección y los de fase……112

Tabla 15.- Conductores a usarse en el Sistema de Puesta a Tierra……..…113

Tabla 16.- Elementos de Protección en el SFCR……..129

Tabla 17.- Factores de Corrección “K” para Superficies Inclinadas……...131

Tabla 18.- Energía Solar Disponible en el Centro Poblado “El Arenal”……...…..132

Tabla 19.- Número de Horas de Sol en el Centro Poblado “El Arenal”…….132

Tabla 20.- Energía Generada por el Centro Poblado “El Arenal”……...…133

Tabla 21.- Balance y Resultados Principales…….138

Tabla 22.- Presupuesto de la Instalación Fotovoltaica…….140

Tabla 23.- Vida Útil de los Equipos del Sistema Fotovoltaico Conectado a Red….142

Tabla 24.- Costos por Mantenimiento y Operación Anual……...142

Tabla 25.- Costos de la Energía Producida……146

Tabla 26.- Costos de Retribución Anual por Producción de Energía……..147

Tabla 27.- Costos de producción de la energía según la tarifa (BT5B) para el Centro De Salud “El Arenal”……..……148

Tabla 28.- Valor Anual Neto del Proyecto……..149

Tabla 29.- Tasa Interna de Retorno del Proyecto……150

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.- Planta Solar de Moquegua FV……..…….....9

Figura 2.- Planta Solar Tacna FV……..9

Figura 3.- Rango de frecuencias e intensidad de radiación del espectro solar…15

Figura 4.- Concepto de Constante Solar…….17

Figura 5.- Esquema de Distribución de Radiación…….20

Figura 6.- Mapa de la Irradiación Horizontal del Perú……...20

Figura 7.- Salida y puesta del sol en los equinoccios y solsticios……...…21

Figura 8.- Geometría Solar……22

Figura 9.- Valores Referenciales de Aire-Masa en función de la altura Solar…...23

Figura 10.- Principio de Funcionamiento de la Energía Fotovoltaica……26

Figura 11.- Esquema de instalación fotovoltaica aislada a la red eléctrica……..28

Figura 12.- Esquema de la instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica…28

Figura 13.- Esquema de la instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica…29

Figura 14.- Efecto Fotovoltaico……33

Figura 15.- Estructura de un Panel Fotovoltaico……..34

Figura 16.- Estructura de la Célula Fotovoltaica……..…35

Figura 17.- Árbol de Tecnologías Fotovoltaicas……...36

Figura 18.- Tecnologías Fotovoltaicas más Comunes……38

Figura 19.- Panel Monocristalino de 360 W……..40

Figura 20.- Panel Policristalino de 330 W……..41

Figura 21.- Panel Amorfo……42

Figura 22.- Curvas características de los paneles fotovoltaicos……43

Figura 23.- Estructura Soporte de Paneles Solares……47

Figura 24.- Rendimiento de un inversor SUNNY MINI CENTRAL 4600 A……..53

Figura 25.- Esquema de una instalación de autoconsumo domestica sin acumulación……..…….…….56

Figura 26.- Centro de Salud “El Arenal”……76

Figura 27.- Ángulo de Azimut……..81

Figura 28.- Ángulo de Inclinación de un Panel Solar……..82

Figura 29.- Distancia Mínima entre filas de Paneles……...83

Figura 30.- Ubicación de los Paneles Fotovoltaicos……85

Figura 31.- Panel Fotovoltaico Jinko Solar de 330 W……..86

Figura 32.- Estructura Soporte de Paneles Fotovoltaicos (Artículo CVE915)…….87

Figura 33.- Inversor FRONIUS Galvo 2.5-1 2.5Kw……..94

Figura 34.- Tramo de Cableados y Conexiones……102

Figura 35.- Cable NH-80……109

Figura 36.- Representación esquemática de un circuito de puesta a tierra……..111

Figura 37.- Fusible de Corriente Continua y Símbolo Normalizado……116

Figura 38.- Fusibles DF ELECTRIC……117

Figura 39.- Interruptor Magnetotérmico de 2 Polos……...119

Figura 40.- Protección contra sobretensión CLASE I……120

Figura 41.- Protección contra sobretensión CLASE II……...121

Figura 42.- Interruptor Termomagnético……..124

Figura 43.- Interruptor Diferencial……126

Figura 44.- Fusibles Cilíndricos DF ELECTRIC……128

Figura 45.- Vatímetro Fronius Smart……130

Figura 46.- Factor de Rendimiento del Sistema de Fotovoltaico……137

Figura 47.- Producciones Normalizadas: Potencia Nominal: 2640 Wp…….…138

Figura 48.- Diagrama de Pérdida Durante todo el Año……..…..139

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la utilización a gran escala de combustibles fósiles es una de las principales características de una sociedad industrializada. El impacto ambiental ocasionado por la manipulación y transformación de las distintas fuentes de energía convencionales, ha generado un nuevo marco diferente al que se produjo durante la crisis energética del petróleo del año 1973: el calentamiento global de la tierra, el agujero de la capa de ozono, la lluvia ácida, la desertización, el almacenaje de los residuos radiactivos, etc., han propiciado que las sociedades industrializadas tomen conciencia. En este sentido, los Gobiernos emiten y promulgan leyes en el sector energético, cada vez más restrictivas en cuanto a criterios ambientales, lo que permite pensar en un papel preponderante de las energías renovables como la esperada solución que debería conducir en el siglo XXI hacia lo que muchos han denominado como "desarrollo sostenible".

El concepto de desarrollo sostenible fue acuñado por el Informe Brundtland, en 1987, como “el desarrollo que satisface las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades”. En definitiva, el desarrollo sostenible es aquél que trata de garantizar tres objetivos principales de manera simultánea: el crecimiento económico, el progreso social y el uso racional de los recursos.

Para asegurar dicha sostenibilidad y el desarrollo sostenible se elaboró un convenio marco de las naciones unidas sobre el cambio climático que acabó en la elaboración del conocido Protocolo de Kioto cuyos objetivos son tres; conseguir reducciones de emisiones al coste más efectivo posible, facilitar a los países desarrollados el cumplimiento de los compromisos de reducción de emisiones y apoyar el desarrollo

sostenible de los países en desarrollo a través de la transferencia de tecnologías limpias. El Perú incentiva la reducción en emisión de gases de efecto invernadero al firmar en el protocolo de Kioto, el cual tiene una bonificación por tonelada no emitida de CO2. Además, el decreto legislativo Nº 1002 promueve el desarrollo de generación eléctrica mediante el uso de las energías renovables, en lugar de la generación con derivados del petróleo y gas natural.

Debido a la importancia en nuestras vidas de la energía eléctrica y de la contaminación ambiental al que nos enfrentamos, se ha desarrollado este proyecto de tesis, el cual consiste en diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red de suministro en el centro de salud “El Arenal” en la provincia de Paita, departamento de Piura. En los capítulos siguientes se diseñará el sistema fotovoltaico tomando en cuenta la parte económica, así como la utilización de un software (PVsyst) para ejecutar una simulación de nuestro proyecto y la cantidad de energía que se inyectará al sistema de distribución.

CAPÍTULO I: PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Realidad Problemática

Actualmente la humanidad enfrenta uno de sus mayores problemas en su historia: el calentamiento global, el cual es provocado por la emisión de gases de efecto invernadero, producto de la actividad humana; esto sumado a la sobre explotación de los recursos naturales causa que el problema se acelere y se vuelva cada vez más irreversible. Debido a esos acontecimientos surge la preocupación por parte de la mayoría de los países por tratar de frenar o mitigar el problema, siendo así como las Naciones Unidas elabora el conocido Protocolo de Kioto, cuyo propósito es conseguir reducción de las emisiones a un bajo costo, facilitar a los países desarrollados con el cumplimiento de los acuerdos en reducción de emisiones y brindar ayuda a los países en vías de desarrollo a través de transferencia de energías limpias, y una manera de generar energía eléctrica de manera que no contamine es los sistemas fotovoltaico conectados a la red o aislados.

En el Perú, la energía solar es una de las opciones que se están desarrollando como alternativas a las energías provenientes de la quema de combustibles fósiles. Existe un marco normativo para aprovechar los recursos energéticos renovables (RER), el cual se inició en el año 2008, introduciendo un mecanismo de subastas para la promoción de inversiones privadas y adjudicación de proyectos RER, el cual ha tenido un efecto positivo.

En Piura curiosamente es un lugar que cuenta con un nivel de radiación alta cerca de 5.5 que no está siendo utilizada y también hay una enorme cantidad de hectáreas que están prácticamente sin uso. En el Centro Poblado El Arenal esta todo electrificado lo que es uno de los requisitos para poder conectarse a la red y cuenta mucho espacio

que no se utiliza la cual es también beneficioso para instalar un sistema fotovoltaico. En este caso el problema principal es que necesito instalar el sistema que pueda cubrir cierta parte de la demanda de dicho local de salud. Esto beneficiaria al centro de salud para disminuir el excesivo consumo de energía eléctrica y no contaminando el medio ambiente.

1.2 Formulación del Problema

¿La principal duda de este proyecto de investigación es si mediante el uso de un sistema fotovoltaico conectado a la red pueda abastecer una parte de carga del centro de salud “El Arenal” y si será factible ejecutar o no?

1.3 Delimitación de la Investigación

El lugar en donde se tomarán los datos para poder realizar este proyecto de investigación se encuentra en la cuidad de Piura, exactamente en centro poblado “El Arenal”, provincia de Paita. En nombre del local de donde se conectará a la red es el centro de salud “El Arenal”. La duración de la investigación fue de 6 meses

1.4 Justificación e Importancia de la Investigación

El desarrollo del presente proyecto es importante para poder motivar aún más a otros proyectos similares, ya que actualmente la energía solar en el Perú se utiliza más en sistemas aislados que en sistemas conectados a la red. Esto sucede debido a la falta de reglamento que supervise no solo la generación si no que posiblemente la venta de energía eléctrica de esos pequeños usuarios que puedan instalar un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica.

Por eso es importante expandir el conocimiento y los beneficios que nos pueda brindar estos tipos de sistemas, ya que son más baratos, porque consta de menos elementos a instalar.

Otro beneficio de este proyecto es que será un ejemplo de uso que se le puede dar a la energía renovable, en especial a la energía solar y de esta manera producir energía limpia y renovables

1.5 Limitaciones de la Investigación

Una de las limitaciones más importantes fue la falta de información o bibliografía para poder realizar un sistema fotovoltaico conectado a la red, con lo poco que hay, es debido que en el Perú esta tecnología no está muy utilizada ya que no hay un reglamento. Además, los datos meteorológicos no son muy exactos, en nuestro caso la radiación solar no es exacta debido a la falta de equipos necesario.

Otra dificultad fue el tema económico, lo cual es comprensible debido a que la mayoría de los sistemas que utilizan energías renovables resultan costosos tanto en su estudio como en su implementación y también debido a la falta de un mercado consistente, ya que no existen mucha demanda de estos equipos.

1.6 Objetivos de la Investigación

1.6.1 Objetivo General

Diseñar y dimensionar un sistema fotovoltaico conectado a la red para cubrir la parte de la demanda del centro de salud “el arenal” y brindar energía de calidad y limpia.

1.6.2 Objetivos Específicos

- Diseñar, calcular y dimensionar el sistema fotovoltaico para abastecer dicha demanda del centro de salud para generar energía limpia y sostenible.
- Realizar el presupuesto de la instalación fotovoltaica.
- Seleccionar los componentes de un sistema fotovoltaico conectado a la red de suministro.
- Realizar un plan de mantenimiento para que los elementos del sistema fotovoltaico se mantengan en óptimas condiciones.
- Brindar energía eléctrica a todo el centro de salud para disminuir en un porcentaje alto el consumo de electricidad tomada de la red de suministro.
- Evaluar el presupuesto y la viabilidad económica del proyecto de investigación.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes de Estudios

El interés en el uso técnico de las energías renovables, especialmente de la energía solar, comenzó en el Perú, como en muchos otros países, en los años setenta del siglo pasado, como consecuencia de la llamada crisis de petróleo. Se trabajó en diferentes instituciones del país (mayormente en universidades) en capacitación y desarrollo tecnológico, especialmente en bombeo de agua con molinos de viento, calentadores solares de agua y secadores solares de productos agrícolas. Estas experiencias fueron puntualmente exitosas, p.ej. la tecnología de los calentadores solares de agua, hoy bien asentada en Arequipa, fue originalmente desarrollada por el ex -ITINTEC, y, los secadores solares artesanales de maíz usados hoy en el Valle Sagrada del Urubamba fueron desarrollados y diseminados por un proyecto de la Universidad Nacional de Ingeniería con la cooperación alemana.

El primer proyecto de electrificación rural FV en el Perú fue un proyecto de la cooperación técnica alemana que instaló en 1986 - 96 en el Departamento Puno cerca de 500 SFD, en un marco “pre-comercial “(subsidiados). Durante la evaluación del proyecto que el CER-UNI ha realizado 10 años después del inicio del proyecto, se observó que todos los usuraos eran muy contentos con esta tecnología y que los SFD visitados han seguido en operación. Posteriormente, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) ha instalado entre 1995 y 1998 un total de 1500 SFD en diferentes regiones del Perú, mayormente en comunidades de la selva y muy dispersa.

Desde varios años existe el proyecto GEF – MEM “Electrificación rural en base a energía fotovoltaica en el Perú”, cuya meta es la instalación de 7500 sistemas fotovoltaicos, mayormente domiciliarios, en diferentes regiones del Perú, en especial en la selva. La primera etapa había previsto la instalación de 1000 SFD, lo que se frustró debido al incumplimiento de la empresa que había ganado la licitación. En 2006 se realizó una nueva licitación por un total de 4500 SFV. Ya se ha firmado el contrato con la empresa que ganó la licitación y se espera que estos SFV serán instalados en el primer semestre 2007.

El primer Atlas de Energía Solar del Perú se desarrolló en el año 2003 con un convenio con el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología (SENAMHI).

El 31 de octubre del 2010 se apertura la primera central fotovoltaica en Perú, se encuentra ubicada en el departamento de Tacna, la cual posee una potencia instalada de 20 MW y una tensión de conexión de 66 kV. Luego el 30 de septiembre se apertura la segunda central fotovoltaica en el Perú ubicada en le cuidad de Moquegua con una potencia de 16 MW y una tensión de conexión de 23kV. Las dos se encuentran en operación actualmente.

Figura 01: Planta Solar de Moquegua

Fuente: Planta Solar Moquegua FV

Figura 02: Planta Solar de Tacna

Fuente: Planta Solar Tacna FV

Lehandro Edson Scot Vega Rojas y Juan Carlos Plasencia Coronel, en sus tesis de titulación, seleccionan y dimensionan un sistema solar fotovoltaico con conexión a red que brinde energía de calidad y reduzca el costo por consumo de energía eléctrica. Ambas tesis se realizan en el departamento de Lambayeque

2.2 Energía Solar

La energía solar es la energía contenida en la radiación solar que es transformada mediante los correspondientes dispositivos, en forma de energía térmica o energía eléctrica, para su consumo posterior allá donde se necesite.

El elemento encargado de captar la radiación solar y transformarla en energía útil es el panel solar. Los paneles solares pueden ser de distintos tipos dependiendo del mecanismo escogido para el aprovechamiento de la energía solar:

- Mediante captadores solares térmicos (energía solar térmica)
- Mediante módulos fotovoltaicos (energía solar fotovoltaica)
- Sin ningún elemento externo (energía solar pasiva)

2.2.1. Energía Solar En El Mundo.

A nivel Mundial una de las principales conclusiones que destaca el informe es que la energía fotovoltaica se encuentra en su momento de mayor crecimiento a nivel mundial, potenciado principalmente por el desarrollo, en los últimos años, de esta tecnología en algunos países de Asia, como China, India o Japón. A finales de 2018, la energía solar fotovoltaica instalada en el mundo alcanzaba por primera vez los 500 GW y se estima que para el 2020 se producirá un repunte de la demanda fotovoltaica mundial.

En los próximos años, la clasificación de los mayores productores de energía solar va a cambiar significativamente. La energía solar está tomando impulso en grandes países como la India y los EE.UU., lo que predice un gran salto en la escena global. Utilizando los datos recopilados por PowerWeb, podemos hacer

un ranking de los países con más capacidad instalada para la generación de energía solar.

En los últimos años, los gobiernos de todo el mundo han aplicado medidas para fomentar el desarrollo de la energía solar en sus países, tanto a nivel doméstico como a nivel de red (utilizando incentivos de diversa índole). Sea cual sea el método, hay muchos datos prometedores que sugieren que la energía solar va a ser un activo importante en la generación eléctrica a nivel mundial.

Sin más preámbulos, aquí están los 10 mayores países productores de energía solar:

- ✓ China (130.4 GW)
- ✓ Estados Unidos (85.3 GW)
- ✓ Japón (63,3 GW)
- ✓ India (57,4 GW)
- ✓ Alemania (48.4 GW)
- ✓ Italia (22,6 GW)
- ✓ Reino Unido (14.2 GW)
- ✓ Francia (12,8 GW)
- ✓ Australia (12,2 GW)
- ✓ Pakistán (10 GW)

2.2.2. Energía Solar En El Perú

La energía solar es una de las opciones que se están desarrollando como alternativas a las energías provenientes de la quema de combustibles fósiles. A diferencia de los países nórdicos, el territorio peruano, por estar mucho más

próximo al Ecuador, cuenta con sol durante la mayor parte del año. Según el Atlas Solar del Perú elaborado por el Ministerio de Energía y Minas, el Perú tiene una elevada radiación solar anual siendo en la sierra de aproximadamente 5.5 a 6.5 kWh/m2; 5.0 a 6.0 kWh/m2 en la Costa y en la Selva de aproximadamente 4.5 a 5.0 kWh/m2. La

En el Perú hay tres ámbitos donde se ha desarrollado el uso de energía solar en el Perú. El primer ámbito es el uso como fuente térmica a través de termas de agua en zonas del sur peruano, principalmente Arequipa y Puno, departamentos en los que existe cerca de 30 empresas dedicadas a la fabricación y mantenimiento de estos aparatos.

Otro ámbito donde existen avances es en la provisión de electricidad a las zonas rurales. Según datos del 2011, el 16% población peruana no tiene electricidad en sus casas, cifra que se eleva a 22% en las zonas rurales. Según la Dirección General de Electrificación Rural aún existen cerca de 500 000 hogares ubicados en zonas rurales que quedarían sin ser atendidos por los programas públicos de electrificación. El Plan de Electrificación Nacional de Electrificación Rural cerca de 345 823 hogares deberán ser cubiertos con módulos fotovoltaicos en espacios rurales.

Entre los proyectos existentes está el financiado por el Banco Mundial, el Global Environment Facility – GEF y el MEM que ya ha subvencionado la provisión de electricidad a 2 216 hogares que con sistemas fotovoltaicos pilotos. Asimismo, dentro de este esquema existiría en cartera otro subproyectos para llegar a 7 000 hogares más. Otro programa es Euro Solar, que provee 130 pequeñas centrales de energía hibrida (eólico-solar) destinadas a abastecer de energía a postas,

colegios y locales comunales rurales. Asimismo, el programa Luz para Todos del Gobierno Central contempla que cerca de 11 640 nuevas localidades con servicio eléctrico serán atendidas con fuentes renovables siendo una buena parte de ellas a través de sistemas fotovoltaicos. Entre las opciones para la electrificación rural están los sistemas fotovoltaico domiciliario (SFD). La empresa estatal ADINELSA, encargada de la promoción de la electrificación rural en áreas no concesionadas, ya posee más 1500 SFDs operativos en el sur del país.

El tercer ámbito de desarrollo, y el más promisorio, es el que ha surgido con la concesión de las 4 centrales solares que se enlazaran al Sistema Eléctrico Nacional (SEIN) luego de la primera subasta de suministro de electricidad de Recursos Energéticos Renovables (RER) llevada a cabo por el Ministerio de Energía y Minas. Las compañías españolas T-Solar Global y Solarpack Corporación Tecnológica son las que construirán estas cuatro centrales fotovoltaicas, con una potencia conjunta de 80 megavatios (MW).

En el año 2018 ha sido muy productivo para el Perú en este tema, hasta noviembre del 2018 se instalaron 95 000 sistemas fotovoltaicos; además de la inauguración de la planta solar rubí que generara 440 GWh al año y actualmente este plan continuo a pasos agigantados y se están instalando 56 obras de electrificación rural que beneficiaran a cerca de 286 000 personas.

2.2.3. Energía Solar En Piura

La región Piura tiene potencial de energía solar pues tiene sol durante todos los meses del año, pero urge masificar el servicio para que los equipos puedan tener un precio menor. A pesar de esto en sitios como Ayabaca y Morropon en donde existen más de 10 000 pobladores de escasos recursos de 114 localidades que

cuentan con energía eléctrica, que llega hasta sus viviendas mediante paneles de energía solar fotovoltaica. Actualmente hay propuestas para instalar una plata de energía solar en Colan, pero aún no se concluye nada.

2.3 Radiación Solar

Se conoce por radiación solar al conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol que se propaga a una velocidad de 300000 km/s, pudiéndose observar aspectos ondulatorios y corpusculares. También se puede definir a la radiación solar como el flujo de energía que recibimos del Sol en forma de ondas electromagnéticas que permite la transferencia de energía solar a la superficie terrestre. Estas ondas electromagnéticas son de diferentes frecuencias y aproximadamente la mitad de las que recibimos están entre los rangos de longitud de onda de 0.4 (μm) y 0.7 (μm), y pueden ser detectadas por el ojo humano, constituyendo lo que conocemos como luz visible. De la otra mitad, la mayoría se sitúa en la parte infrarroja del espectro y una pequeña parte en la ultravioleta.

2.3.1. Espectro Solar

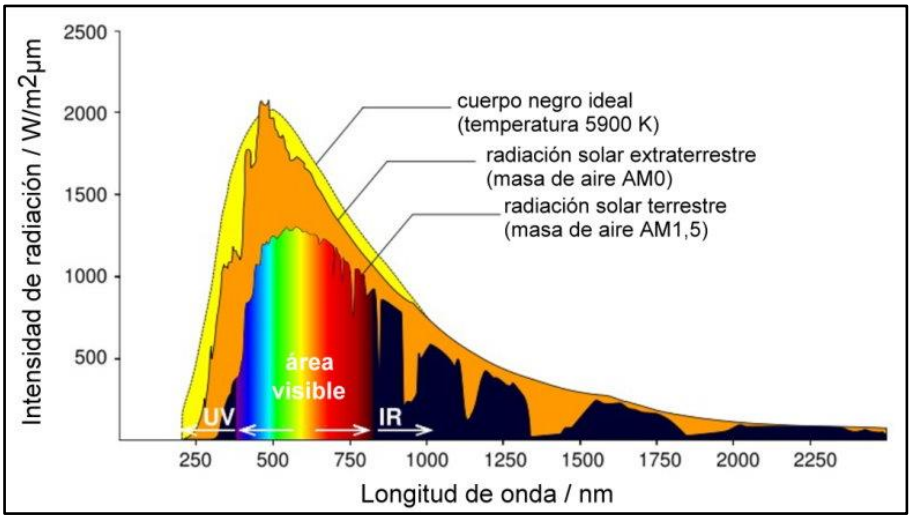
A pesar de la compleja estructura del Sol, para el aprovechamiento de su energía se puede adoptar un modelo mucho más simplificado. Así, se considera el Sol como un cuerpo negro que radia energía a la temperatura de 5780 °K, ya que su distribución espectral es muy similar a la de dicho cuerpo negro para el rango de longitudes de onda típico de los procesos térmicos y foto térmicos.

La luz visible, ya sea de origen solar, o generada por un foco incandescente o fluorescente, está formada por un conjunto de radiaciones electromagnéticas que está contenida dentro de un determinado rango de frecuencias, al que se lo

denomina espectro visible. La intensidad de la radiación luminosa varía con la frecuencia.

En la siguiente imagen podemos observar el espectro de la luz solar con los rangos de frecuencia y la intensidad de radiación que abarca:

Figura 03: Rango de frecuencias e intensidad de radiación del espectro solar



Fuente: http://klimat.czn.uj.edu.pl

2.3.2. Unidades de Medida de la Radiación Solar

Las cantidades de radiación son expresadas generalmente en términos de exposición radiante o irradiancia, siendo esta última una medida del flujo de energía recibida por unidad de área en forma instantánea como energia/área-tiempo y cuya unidad es el Watt por metro cuadrado (W/m2). Un Watt es igual a un Joule por segundo.

La exposición radiante es la medida de la radiación solar, en la cual la radiación es integrada en el tiempo como energía/área y cuya unidad es el kWh/m2 por día (si es integrada en el día) ó MJ/m2 por día. Por ejemplo, 1 minuto de exposición radiante es una medida de la energía recibida por metro cuadrado sobre un periodo

de un minuto. Sin embargo, un minuto de exposición radiante = irradiancia media (W/m2) x 60 (s) y tiene unidades de Joule por metro cuadrado (J/m2).

Finalmente, una hora de exposición radiante es la suma de los 60 minutos de exposición radiante.

Otras magnitudes radiométricas:

Tabla 01: Conversiones Útiles Para Radiación

Unidad	Equivalencias
1 Watt (W)	1 Joule/segundo (J/s)
1 W*h	3600 J
1 kW*h	3.6 MJ
1 W*h	3.412 Btu
1 Caloría	0.001163 W*h
1 Caloría	4.187 Joule
1 cal/cm2	11.63 W*h/m2
1 MJ/m2	0.27778 kW*h/m2
1 MJ/m2	277.78 W*h/m2
1 MJ/m2	23.88 cal/cm2
1 BTU	252 calorías
1 BTU	1.05506 KJ
1 cal/(cm2*min)	60.29 MJ/m2 por día

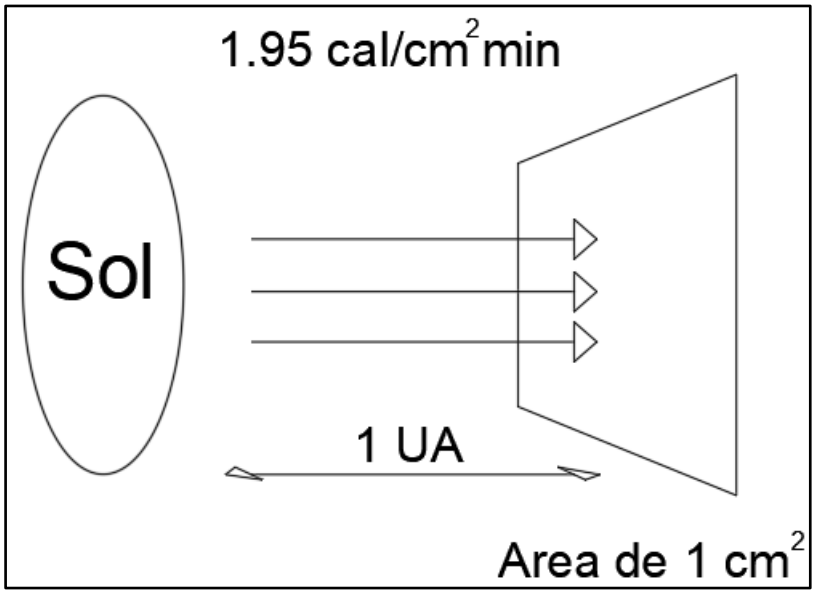
Fuente: Atlas de Radiación Solar de Colombia, www.upme.com

2.3.3. Constante Solar

Para los fines de nuestra investigación es importante conocer la magnitud exacta de la potencia de la radiación solar y gracias a la constante solar la podemos conocer.

La constante solar es la cantidad total de energía solar que atraviesa en un minuto una superficie perpendicular a los rayos incidentes con área de 1 cm2, que se encuentra a la distancia media existente entre la Tierra y el Sol.

Figura 04: Concepto de Constante Solar



Fuente: Realizado con base a la información de http://personales.ya.com/casanchi/ast/solar001.gif.

El valor medio de la constante solar es alrededor de 2 cal/cm2 min. Sin embargo, esta cantidad no es constante, ya que parece ser que varía un 0.2 % en un periodo de 30 años.

La intensidad de energía real disponible en la superficie terrestre es menor que la constante solar debido a la absorción y a la dispersión de la radiación que origina la interacción de los fotones con la atmósfera. Expresada en otras unidades la constante solar es igual:

$$\boxed{C=1.353\ W/m^2}$$

En la superficie de la Tierra el flujo de radiación solar disminuye debido a la absorción y dispersión en la atmósfera terrestre, y es, por término medio de 800 a 900 W/m2.

Es muy importante controlar en cada momento el valor de la constante solar, pues se cree que solo una modificación del 1% de la misma podría ocasionar una

variación de uno a dos grados en la temperatura de nuestro planeta. Nuestra supervivencia puede depender de la capacidad que tengamos de estar preparados y de poder prevenir una hipotética variación importante de la constante solar.

2.3.4. Irradiancia Solar

La irradiancia es la utilizada para describir el valor de la potencia luminosa (energía/unidad de tiempo) incidente en un determinado instante por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética. Sus unidades de medida son:

$$\boxed{\mathrm{W/m^2}}$$

2.3.5. Irradiación Solar

La irradiación también conocida como insolación se refiere a la cantidad de energía solar recibida durante un determinado periodo de tiempo. Sus unidades de medida son:

$$\boxed{\mathrm{Wh/m^2}}$$

Por su diferente comportamiento, la irradiación la podemos separar en tres componentes: la directa, la difusa y la reflejada.

- **Directa:** Es la que se recibe directamente desde el sol en línea recta, sin que se desvié en su paso por la atmosfera. Es la mayor y la más importante en las aplicaciones fotovoltaicas.
- **Difusa:** Es la que se recibe del sol después de ser desviada por dispersión atmosférica. Es radiación difusa la que se recibe a través de las nubes, así

como la que proviene del cielo azul. De no haber radiación difusa, el cielo se vería negro aún de día, como sucede por ejemplo en la luna.

- **Reflejada:** Es la radiación directa y difusa que se recibe por reflexión en el suelo u otras superficies próximas.

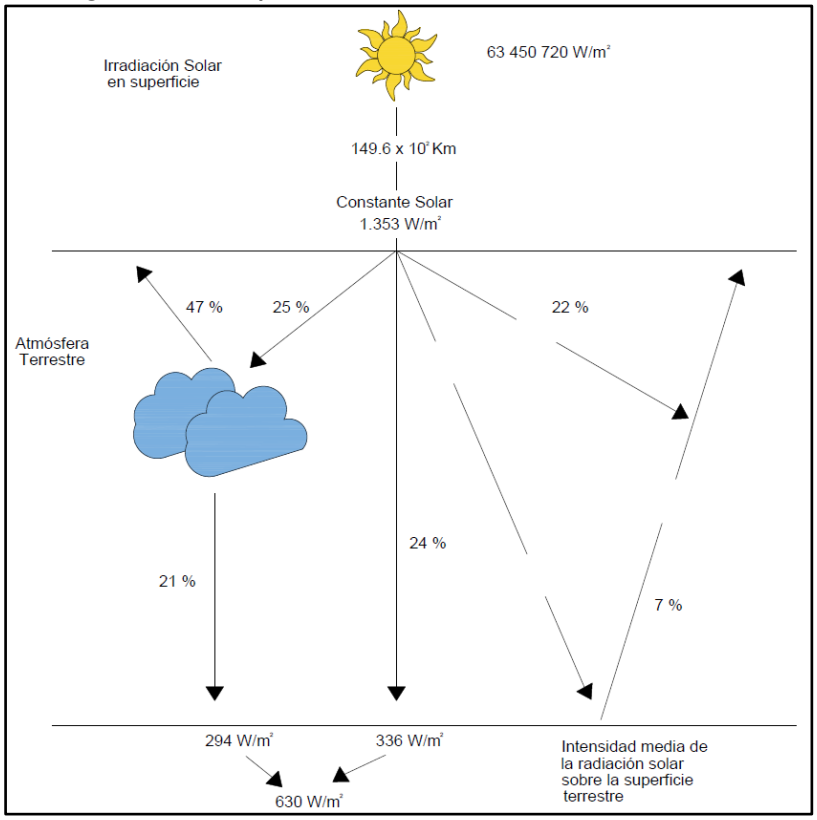
$$\boxed{\text{Irradiancia Solar Global} = \text{Directa} + \text{Difusa} + \text{Reflejada}}$$

La irradiación Global es la radiación total incidente sobre una superficie.

La radiación solar absorbida por la atmósfera terrestre no es aprovechada al 100%. Según el Instituto Geofísico del Perú9, en términos generales, el 24% de la radiación llega directamente, el 21% de la radiación no llega directamente. Mientras que el 29% se pierde en el espacio. En la figura 05 se puede ver el esquema de distribución de radiación.

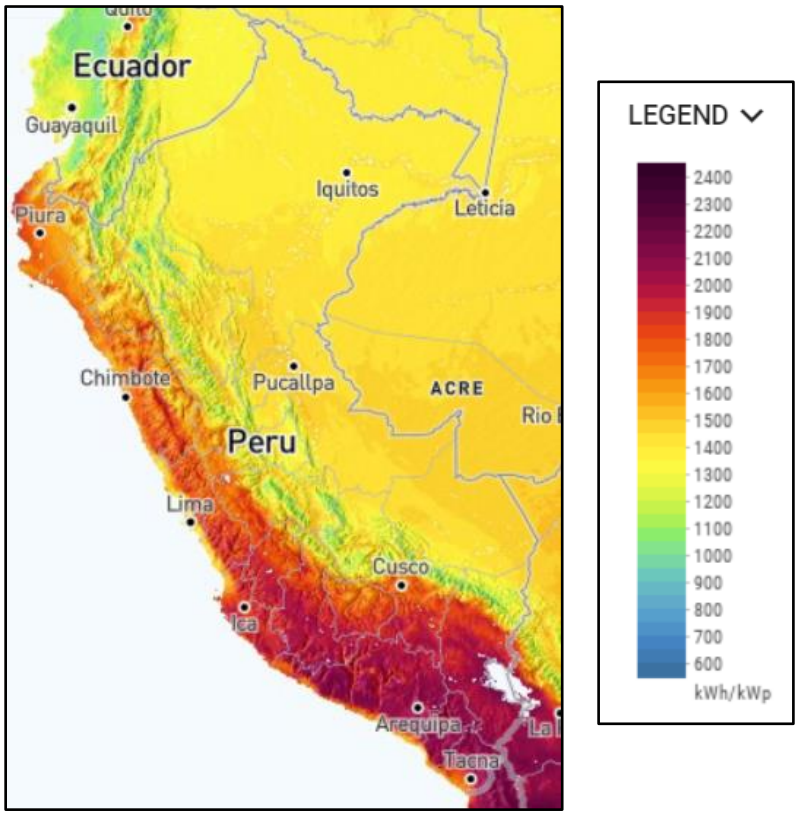
En el diseño de sistemas fotovoltaicos la radiación más importante es la directa. El Perú es uno de los países que cuenta con más radiación solar en el mundo, dentro de nuestra región solo es superado por chile, esto significa que tenemos un gran potencial energético que aún no es aprovechado. Esto se puede observar en la siguiente figura 06.

Figura 05: Esquema de Distribución de Radiación



Fuente: Energía Solar Fotovoltaica 4ta Edición Autor: Javier Méndez Muñiz

Figura 06: Mapa de la Irradiación Horizontal del Perú



Fuente: http://www.solargis.com/

2.4 Geometría Solar

Para realizar el diseño de una instalación solar fotovoltaica se necesita saber la radiación del lugar. Para ello debemos disponer de los datos brindamos por el SENAMHI y los softwares.

Para el cálculo de la producción energética de una instalación solar es fundamental conocer la irradiación solar en el plano correspondiente a la instalación y la trayectoria solar en las diferentes épocas del año. Para la ingeniería solar se considera que el Sol es el que se mueve alrededor de la Tierra definiéndose sus coordenadas respecto a un observador para definir la orientación del panel.

Tomamos como convención que la Tierra está estacionaria, que somos observadores, estamos parados en algún lugar de su superficie y vemos la Tierra a nuestro alrededor como un plano circular de radio infinito limitado por el horizonte. Si también consideramos al cielo como una semi-bóveda cubriendo totalmente el plano donde estamos parados, entonces el sol, durante el curso del día describirá su trayectoria a lo largo del arco de círculo (Fig. 07).

Figura 07: Salida y puesta del sol en los equinoccios y solsticios

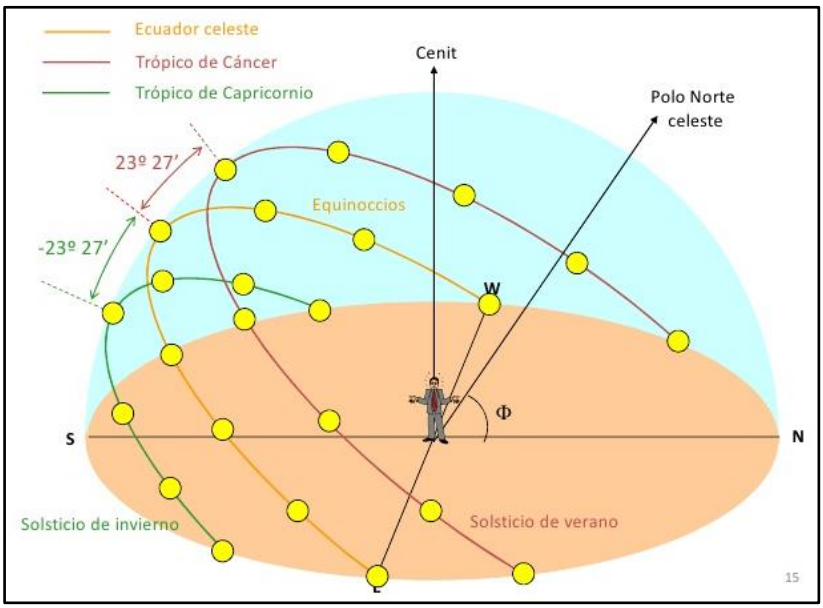
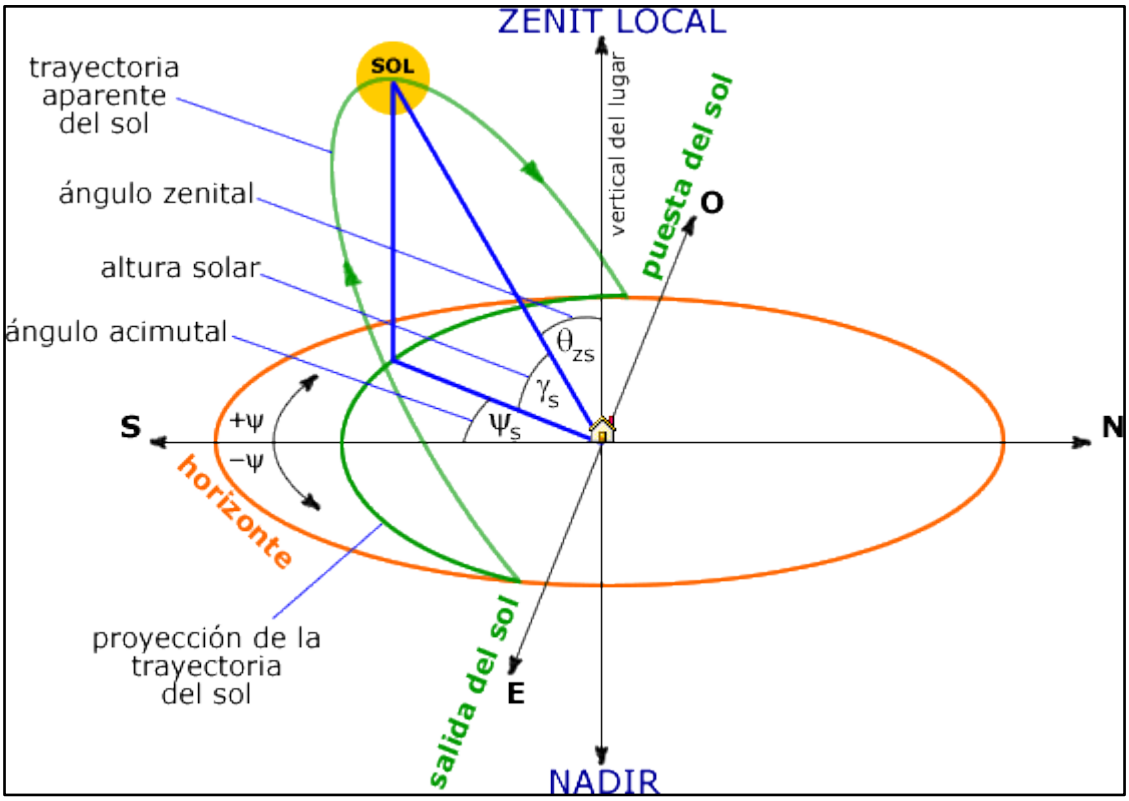


Figura 08: Geometría Solar



Definición de los ángulos en la geometría solar (Fig. 08):

- ✓ **Ángulo acimutal o azimut (Ψ_S):** es el ángulo entre la proyección de la línea Tierra - Sol respecto a la recta Norte - Sur. Es positiva hacia el Oeste y negativa hacia el Este.
- ✓ **Ángulo cenital (θ_{ZS}):** es el ángulo entre la línea Tierra - Sol con la vertical del lugar. Su complementario es la altura solar (a).
- ✓ **Altura solar (γ_S):** ángulo entre la línea Tierra - Sol y el plano horizontal al lugar.
- ✓ **Ángulo de inclinación del panel (β):** ángulo que forma el plano que contiene al panel con respecto al plano horizontal.
- ✓ **Acimut del panel o captador (Φ):** ángulo de desviación entre el plano del panel con la línea Norte - Sur.

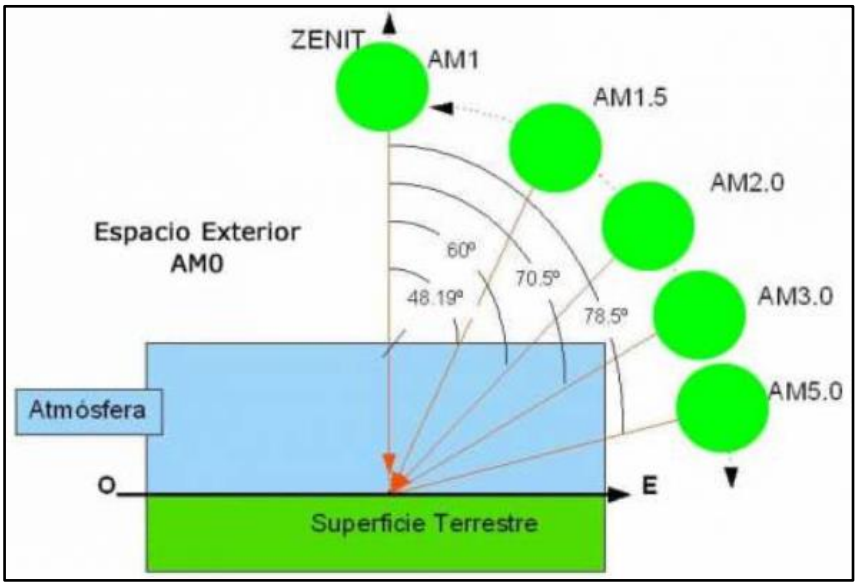
2.5 Recorrido Óptico de la Radiación Solar

Cuanto más perpendicular se encuentra el sol con respecto a la superficie terrestre (es decir, cuanto menor valor del ángulo cenital) menor es el camino que recorre la radiación solar a través de la atmósfera. Por el contrario, para ángulos cenitales mayores (menor altura solar) el camino a recorrer por la radiación solar en la atmósfera es mayor, lo que implica que la intensidad de la radiación solar que llega a la superficie terrestre es menor.

Para ello se define la masa de aire, (AM) como el cociente entre el recorrido óptico de un rayo solar y el correspondiente a la normal a la superficie terrestre (ángulo cenital cero) y que está relacionada con la altura solar (α). Se obtiene la masa de aire mediante la siguiente fórmula:

$$\mathrm{AM}=\frac{1}{\cos(90°\text{-}\alpha)} \quad \ldots\ldots\ldots (1)$$

Figura 09: Valores Referenciales de Aire-Masa en función de la altura Solar.



2.6 Radiación Solar en Superficies Inclinadas

La radiación solar en una superficie perpendicular a la dirección de la propagación de la radiación solar es siempre mayor que en la misma superficie colocada en cualquier otra posición. Al variar el azimut y la altura solar a lo largo del día y del año, el ángulo de incidencia de radiación óptima en una superficie dada no es constante. La situación óptima se daría en un plano cuya inclinación y orientación variaría constantemente, no obstante, generalmente la superficie es fija.

Para determinar la inclinación óptima de una superficie fija se usa una fórmula basada en análisis estadísticos de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares de diferentes latitudes, que proporciona la inclinación óptima en función de la latitud del lugar.

2.7 Hora Sol Pico (H.S.P)

En energía solar fotovoltaica se define un concepto relacionado con la radiación solar de gran interés a la hora de calcular la producción del sistema fotovoltaico. Se trata de las horas solar pico que puede definirse como el número de horas al día con una irradiancia ficticia de 1000 $\mathrm{W/m^2}$ que en conjunto suman la misma irradiación total que la real de ese día.

La radiación ($\mathrm{kWh/m^2}$), es igual al producto de la irradiancia de referencia y las horas pico solares, HPS. Como la irradiancia de referencia es 1 $\mathrm{kW/m^2}$, se tiene entonces que los valores numéricos de la radiación y las horas pico solares son iguales.

El hecho de referir las horas de sol pico a una irradiancia de 1000 $\mathrm{W/m^2}$ es de gran interés ya que, como veremos más adelante, la potencia de los paneles está asociado a una irradiancia de 1000 $\mathrm{W/m^2}$ por lo que si conocemos las horas de sol pico y por

un factor de pérdidas podemos calcular el número de paneles necesarios para nuestro sistema fotovoltaico.

2.8 Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica consiste en la conversión directa de la luz solar en electricidad, mediante un dispositivo electrónico denominado “célula solar o panel solar”. La conversión de la energía de la luz solar en energía eléctrica es un fenómeno físico conocido como “efecto fotovoltaico”. Presenta características peculiares entre las que se destacan:

- ✓ Elevada calidad energética.
- ✓ Pequeño o nulo impacto ecológico.
- ✓ Inagotable a escala humana.
- ✓ No utiliza agua.
- ✓ No produce contaminación ambiental ni sonora.

La energía solar fotovoltaica permite un gran número de aplicaciones, ya que puede suministrar energía en emplazamientos aislados de la red (viviendas aisladas, faros, postes SOS, bombeos, repetidores de telecomunicaciones, etc.) o mediante instalaciones conectadas a la red eléctrica.

Un punto importante que debemos destacar es que cada kWh generado con energía solar fotovoltaica evita la emisión a la atmosfera de aproximadamente 1kg de CO2, en el caso de comparar con generación eléctrica con carbón, o aproximadamente 0,4kg de CO2 en el caso de comparar con generación eléctrica con gas natural. Esto es de gran ayuda para la reducción de emisiones que se propone en el Protocolo de Kioto citado anteriormente.

Sus principales desventajas son que la generación es dependiente de la radiación solar disponible y por tanto es parcialmente aleatoria y actualmente la relación coste por kWh producido es alta, comparada con otras fuentes energéticas.

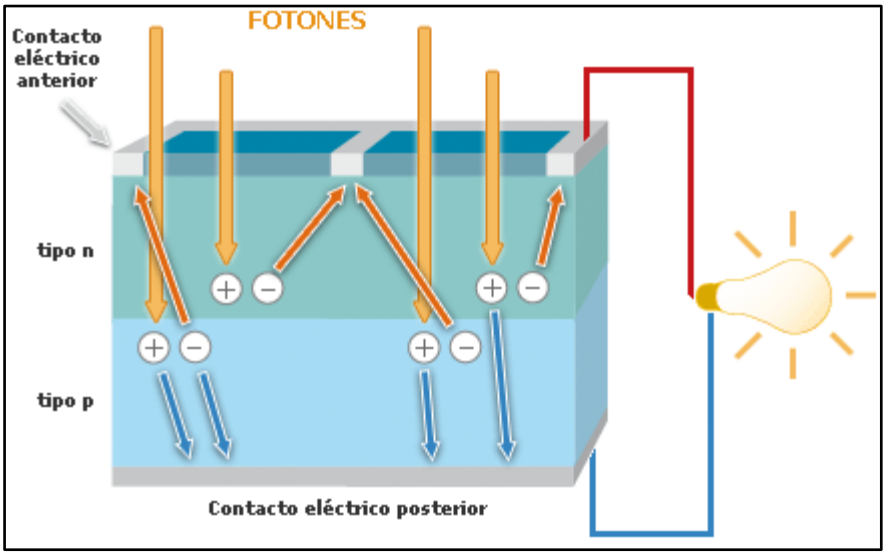
2.8.1. Principio de Funcionamiento

La energía fotovoltaica se basa en el efecto fotoeléctrico. Cuando ciertos materiales llamados semiconductores son expuestos a los rayos solares, los electrones de la banda de valencia pueden ser excitados a la banda de conducción.

Para que se de este fenómeno, la energía de los fotones (rayos solares) debe ser igual o superior al salto energético (band gap) entre la banda de valencia y la de conducción del semiconductor.

Cuando este fenómeno ocurre, la estructura física de los semiconductores crea un campo eléctrico que establece una trayectoria de los electrones de manera que se genera una corriente eléctrica continua.

Figura 10: Principio de Funcionamiento de la Energía Fotovoltaica



A partir de ahí comienza el funcionamiento eléctrico convencional: la corriente continua producida puede ser almacenada en un banco de baterías o de lo

contrario puede ser llevada hasta los inversores que la transforman en corriente alterna.

2.9 Sistemas Fotovoltaicos

Los Sistemas fotovoltaicos son instalaciones destinadas a convertir la radiación solar en energía eléctrica. Se caracterizan por su simplicidad, fácil instalación, modularidad, ausencia de ruido durante su funcionamiento, larga duración, elevada fiabilidad y requerir poco mantenimiento.

2.9.1. Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Según el tipo de instalación, de forma muy general, se puede distinguir entre:

- ✓ **Instalaciones aisladas de la red eléctrica,** en las que la dependencia no posee energía eléctrica de la red convencional y, por tanto, su consumo eléctrico ha de ser proporcionado íntegramente por la instalación solar fotovoltaica, que almacenará la generación eléctrica solar en baterías para su uso cuando sea solicitado.

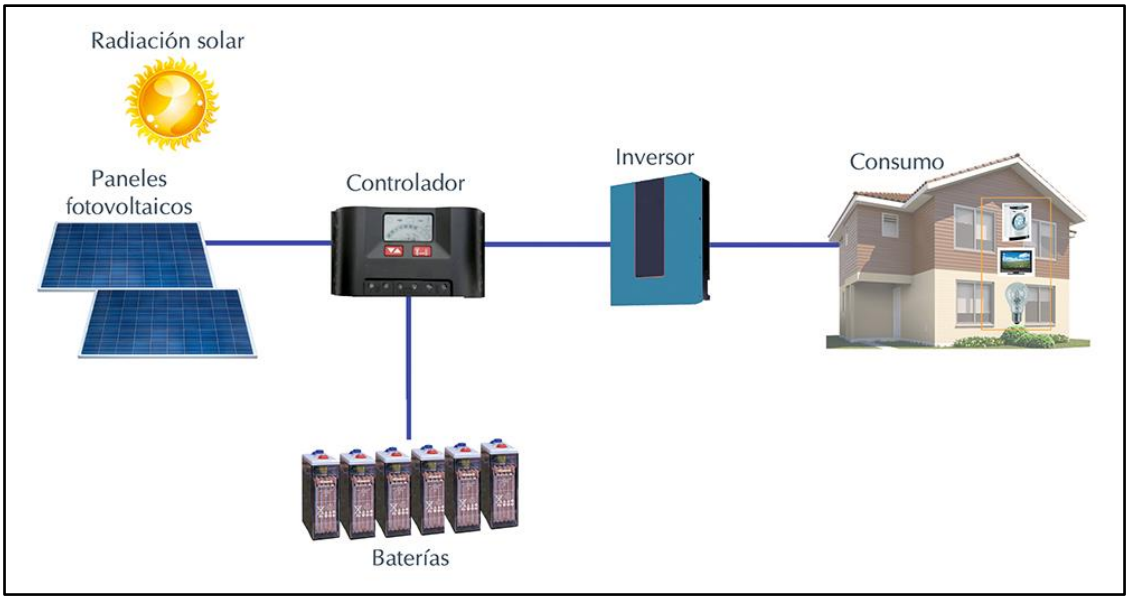
  Estas instalaciones se emplean sobre todo en aque-llos emplazamientos en los que no se tiene acceso a la red eléctrica y resulta más econó-mico instalar un sistema foto-voltaico que tender una línea entre la red y el punto de con-sumo. La electricidad generada se destina a autoconsumo.

  Las principales aplicacio-nes de los sistemas aislados son:

  - Electrificación de viviendas y edificios, principalmente para iluminación y elec-trodomésticos de baja potencia
  - Alumbrado público
  - Aplicaciones agropecuarias y ganaderas
  - Bombeo y tratamiento de agua

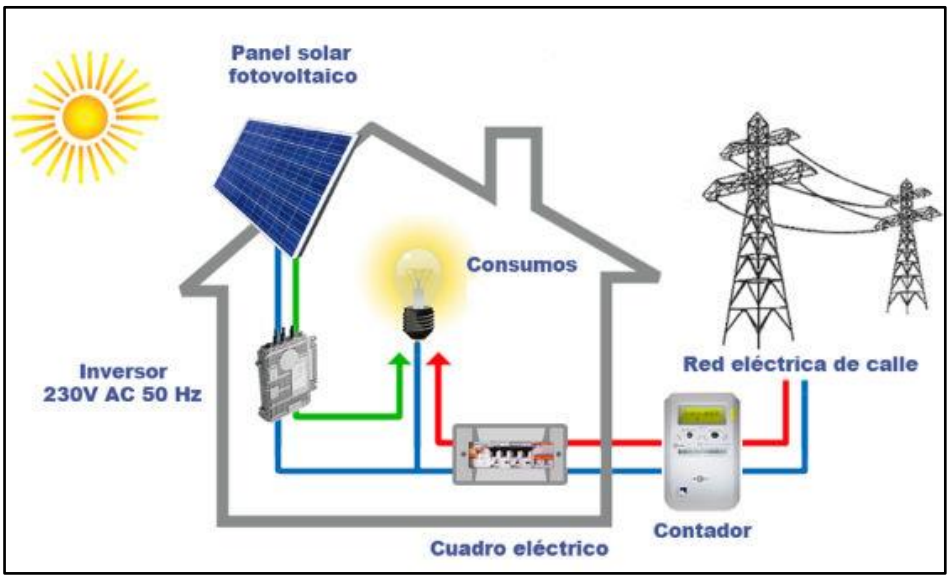
- Antenas de telefonía aisladas de la red
- Señalización y comunicaciones

Figura 11: Esquema de instalación fotovoltaica aislada a la red eléctrica



✓ **Instalaciones conectadas a la red eléctrica convencional**, en las que la dependencia posee suministro eléctrico y, por tanto, la generación eléctrica de la instalación solar es destinada, a su venta a la red eléctrica de distribución convencional o a la reducción de la facturación mensual.

Figura 12: Esquema de la instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica

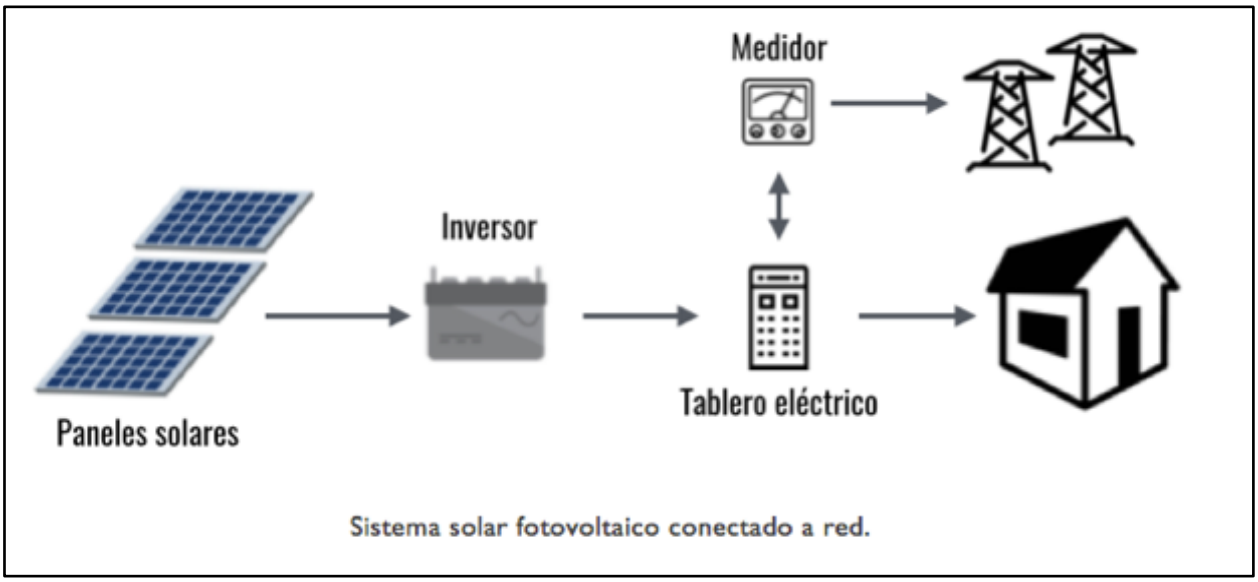


2.10 Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red Eléctrica

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica (SFCR) constituyen una de las aplicaciones de la energía solar fotovoltaica que más atención están recibiendo en los últimos años, dado su elevado potencial de utilización en zonas urbanizadas próximas a la red eléctrica. Estos sistemas están compuestos por un generador fotovoltaico que se encuentra conectado a la red eléctrica convencional a través de un inversor, produciéndose un intercambio energético entre ésta y el sistema fotovoltaico, característico de este tipo de instalaciones. Así, el sistema inyecta energía en la red cuando su producción supera al consumo local, y extrae energía de ella en caso contrario.

La diferencia fundamental entre un sistema fotovoltaico autónomo y los conectados a red, consiste en la ausencia, en este último caso, del subsistema de acumulación, formado por la batería y la regulación de carga. Además, el inversor, en los sistemas conectados a red, deberá estar en fase con la con la tensión de la red.

Figura 13: Esquema de la instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica



En los últimos años debido al descenso de los precios de los componentes necesarios para la instalación de un sistema fotovoltaico y la integración de estos en emplazamientos cercanos a la red eléctrica, aparece un nuevo termino relacionado con sistemas fotovoltaicos de pequeña y mediana potencia: el autoconsumo.

El termino autoconsumo se aplica cuando un usuario de un sistema de generación de energía eléctrica o en este caso energía fotovoltaica, es consumidor de una parte o del total de la energía que produce, independientemente si consume electricidad de otras fuentes como puede ser la red eléctrica convencional. Aunque un sistema eléctrico autónomo también es un sistema de autoconsumo, este término se suele utilizar para los sistemas fotovoltaicos con posibilidad de tener conexión a red (CENSOLAR 2016). Debido a que el termino autoconsumo es demasiado genérico es necesario definir las modalidades de autoconsumo, las cuales muchas veces no se diferencian solo por los parámetros técnicos sino por los económicos y legales. Desde el punto de vista funcional se pueden describir tres modalidades de autoconsumo: instantáneo, instantáneo con acumulación y sin limitación de energía.

2.10.1. Autoconsumo instantáneo

Son sistemas fotovoltaicos que pueden funcionar de forma autónoma y a la vez tienen la posibilidad de recibir energía eléctrica para alimentar todo o partes del consumo siempre y cuando este lo requiere, como por ejemplo en periodos de poca o nula radiación solar o cuando el consumo es demasiado elevado.

La peculiaridad de estos sistemas es que pueden recibir energía eléctrica de la red convencional, pero el sistema fotovoltaico no puede inyectar energía a la red. Por son llamados sistemas de autoconsumo instantáneo o también de inyección

cero, donde se controla la entrada de energía de la red mediante dispositivos electrónicos.

2.10.2. Autoconsumo instantáneo con acumulación

Son sistemas parecidos a los anteriores, pero con la diferencia que estos poseen acumulación eléctrica gracias al uso de baterías. También son llamados sistemas fotovoltaicos semi aislados o sistemas asistidos, debido a que es idéntico a un sistema fotovoltaico aislado, pero con la diferencia que este posee una fuente auxiliar de energía eléctrica, siendo en este caso la propia red convencional.

A pesar de que estos sistemas tienen un elevado coste debido a los acumuladores eléctricos, este posee una ventaja respecto al anterior, en el cual el usuario puede contratar una potencia de red menor, lo que disminuiría mucho más la tarifa cobrada por la compañía eléctrica local.

2.10.3. Autoconsumo sin limitación de energía

Son sistemas parecidos a los de autoconsumo instantáneo, pero están habilitados técnica y legalmente para inyectar energía a la red eléctrica, creando la posibilidad de obtener por ello una bonificación económica por parte de la compañía de electricidad local. Por ello estos tipos de sistemas son conocidos como de autoconsumo sin limitación de energía o de autoconsumo ilimitado.

Para el control de estos sistemas se necesitan de dispositivos fabricados únicamente con el propósito de activar y desactivar la inyección de energía a la red, los cuales pueden estar integrados dentro de los inversores u onduladores.

La función de estos sistemas es básicamente inyectar energía a la red en los momentos en que la energía consumida es menor a la generada, es decir se

inyecta la energía sobrante en cada instante evitando que se pierda. La rentabilidad de este sistema dependerá si en el país de instalación existe la legislación necesaria que obligue a las compañías eléctricas a aceptar la generación de pequeños y medianos sistemas FV y recompensar por aquello.

Tabla 02: Características de los diferentes grupos de sistemas fotovoltaicos con conexión a red

Tipo de Sistema FV/ Características	Conexión con la Red	Inyección a la Red	Cargas Eléctricas	Acumulación Eléctrica
Centrales Fotovoltaicas	Si	Si	No	No
Autoconsumo Instantáneo	Si	No	Si	No
Autoconsumo Instantáneo Asistido	Si	No	Si	Si
Autoconsumo Sin Limitación de Energía	Si	No	Si	Si/No

2.11 Componentes de un Sistema Solar Fotovoltaico Conectado a Red

Dentro de una instalación solar fotovoltaica tenemos varios dispositivos o equipos que debemos dimensionar para que sea posible la transformación de la radiación solar en energía eléctrica, teniendo en cuenta los objetivos del proyecto.

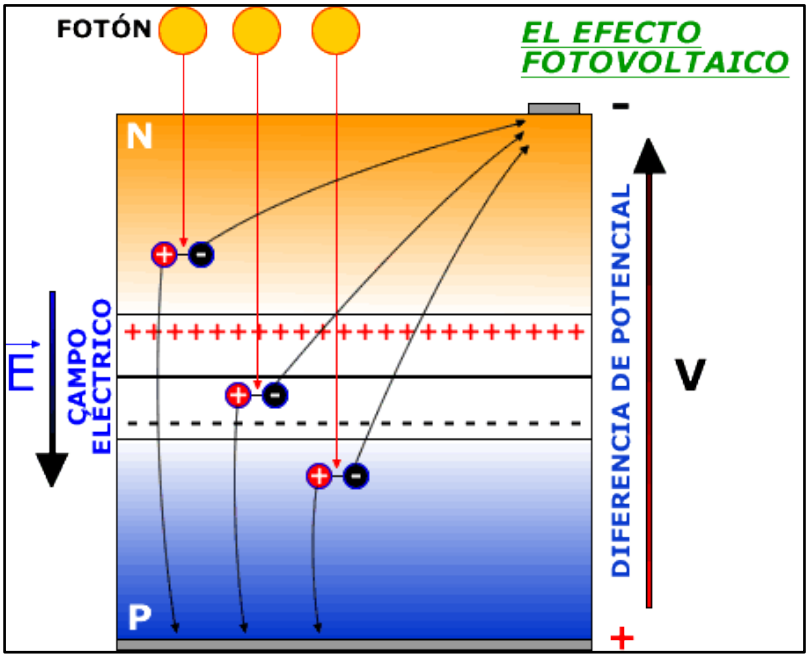
2.11.1. Paneles o Módulos Solares

Los paneles solares o módulos fotovoltaicos están formados por la interconexión de células solares encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie, son las encargadas de captar la energía procedente del sol en forma de radiación solar y transformarla en energía eléctrica por el efecto fotovoltaico.

El efecto fotovoltaico se produce al incidir la radiación solar sobre los materiales definidos como semiconductores extrínsecos. Cuando sobre la célula solar incide la

radiación, aparece en ella una tensión análoga a la que se produce entre las bornes de una pila.

Figura 14: Efecto Fotovoltaico

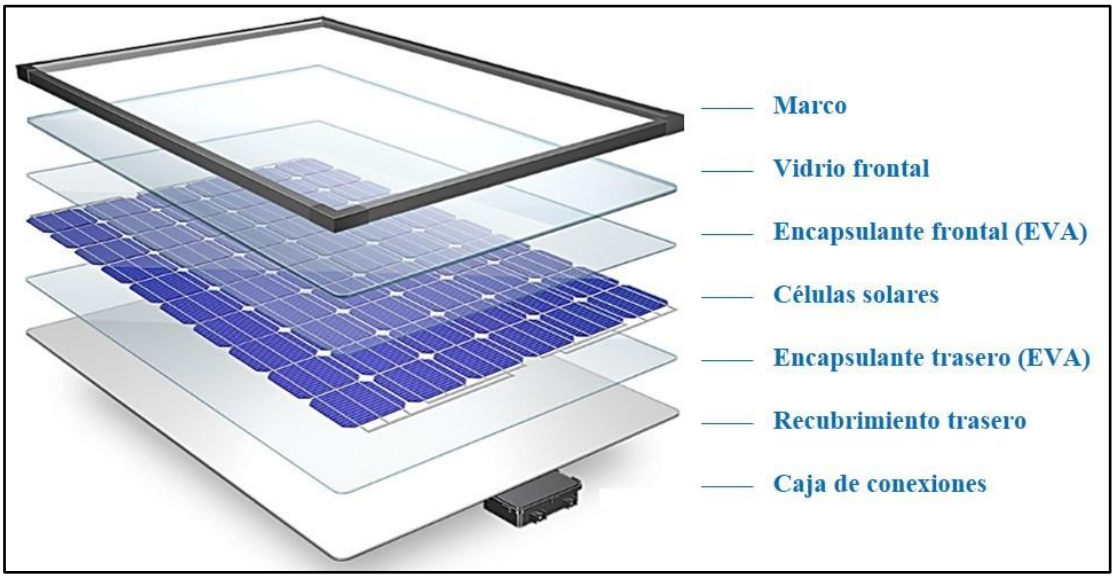


Es un requisito que los módulos se fabriquen de acuerdo a la norma internacional IEC 61215 “Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación de tipo” o equivalente. Dicha norma establece las pruebas necesarias para evaluar los siguientes aspectos:

- ✓ Diagnóstico
- ✓ Requerimientos eléctricos
- ✓ Parámetros de rendimiento
- ✓ Requerimientos térmicos
- ✓ Requerimientos de irradiación
- ✓ Requerimientos de ambientales
- ✓ Requerimientos de mecánicos
- ✓ Protecciones

Todos los módulos fotovoltaicos son similares en cuanto a su constitución, únicamente difieren una de otra en la calidad de los materiales utilizados y básicamente en la calidad y tecnología de las células.

Figura 15: Estructura de un Panel Fotovoltaico



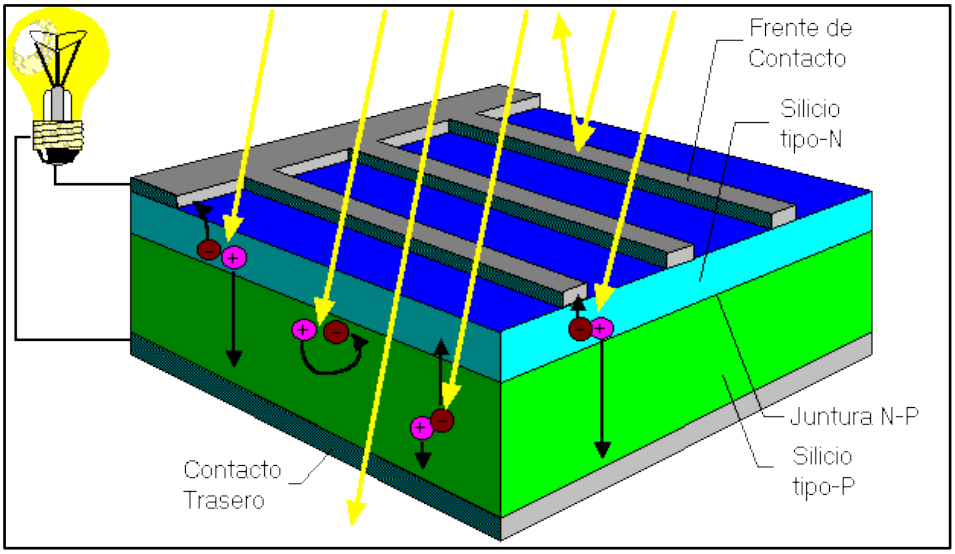
2.11.1.1. Elementos de los Paneles Solares

El panel o módulo fotovoltaico está compuesto por los siguientes elementos:

a) **Células Solares o células fotovoltaicas**, Una célula fotoeléctrica, también llamada célula, fotocélula o célula fotovoltaica, es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía luminosa (fotones) en energía eléctrica (flujo de electrones libres) mediante el efecto fotoeléctrico, generando energía solar fotovoltaica. Compuesto de un material que presenta efecto fotoeléctrico: absorben fotones de luz y emiten electrones. Cuando estos electrones libres son capturados, el resultado es una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad.

En particular toda célula fotovoltaica se comporta como un diodo. Donde la N es la parte donde está expuesta a la radiación solar, y la P es donde está ubicado en la parte de oscuridad. El plano donde está situado la zona P está por completo metalizado (no es necesario que reciba luz), de igual forma el plano donde está la zona N es similar a un peine, con el fin de que llegue la radiación solar al semiconductor.

Figura 16: Estructura de la Célula Fotovoltaica



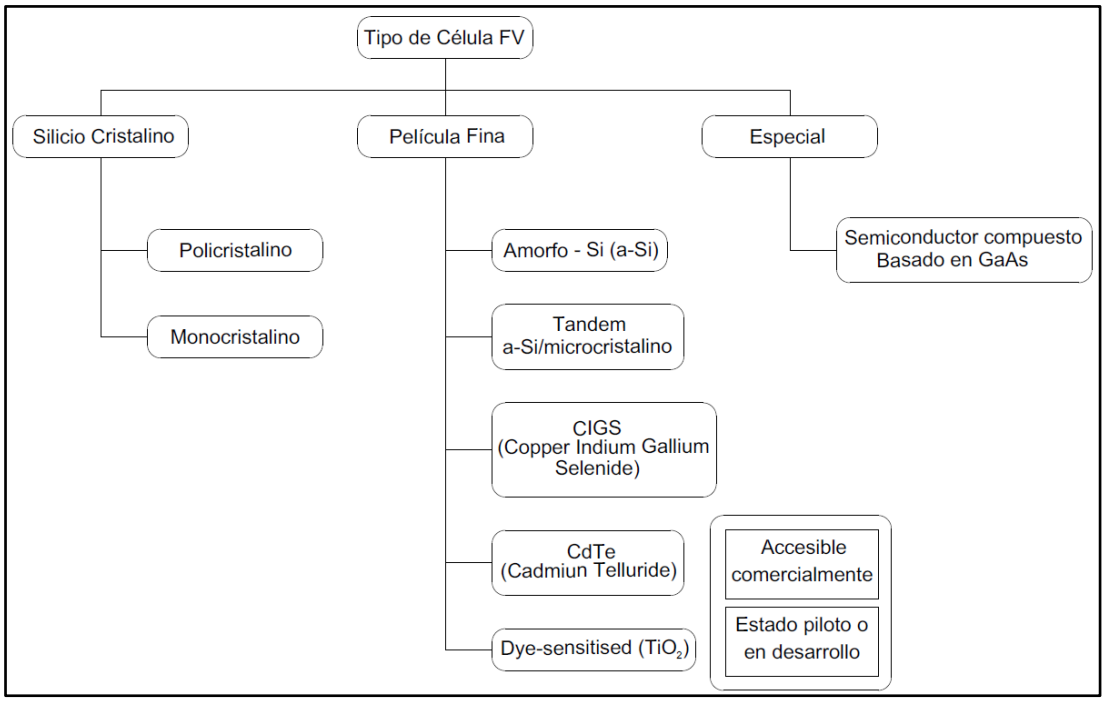
Fuente: https://users.dcc.uchile.cl/~roseguel/celdasolar.html

En estos tiempos hay diferentes tipos de células fotovoltaicas, con variadas tecnologías, diferentes propiedades y para seleccionar la más apropiada existen algunos factores:

- ✓ Cristalinidad: Señala el nivel de orden en la estructura cristalina de los átomos de silicio. Y pueden ser monocristalino, policristalino y amorfo.
- ✓ Coeficiente de absorción: Indica cómo la luz solar puede penetrar antes de que el material lo absorba. Va a depender del material de la célula fotovoltaica y de la extensión de onda de la luz.

- ✓ Costo y complejidad de fabricación: Depende de un grupo de factores, como el número de paso implicados, de un ambiente especial, el tipo y la cantidad del material, la necesidad de mover las células, etc.

Figura 17: Árbol de Tecnologías Fotovoltaicas



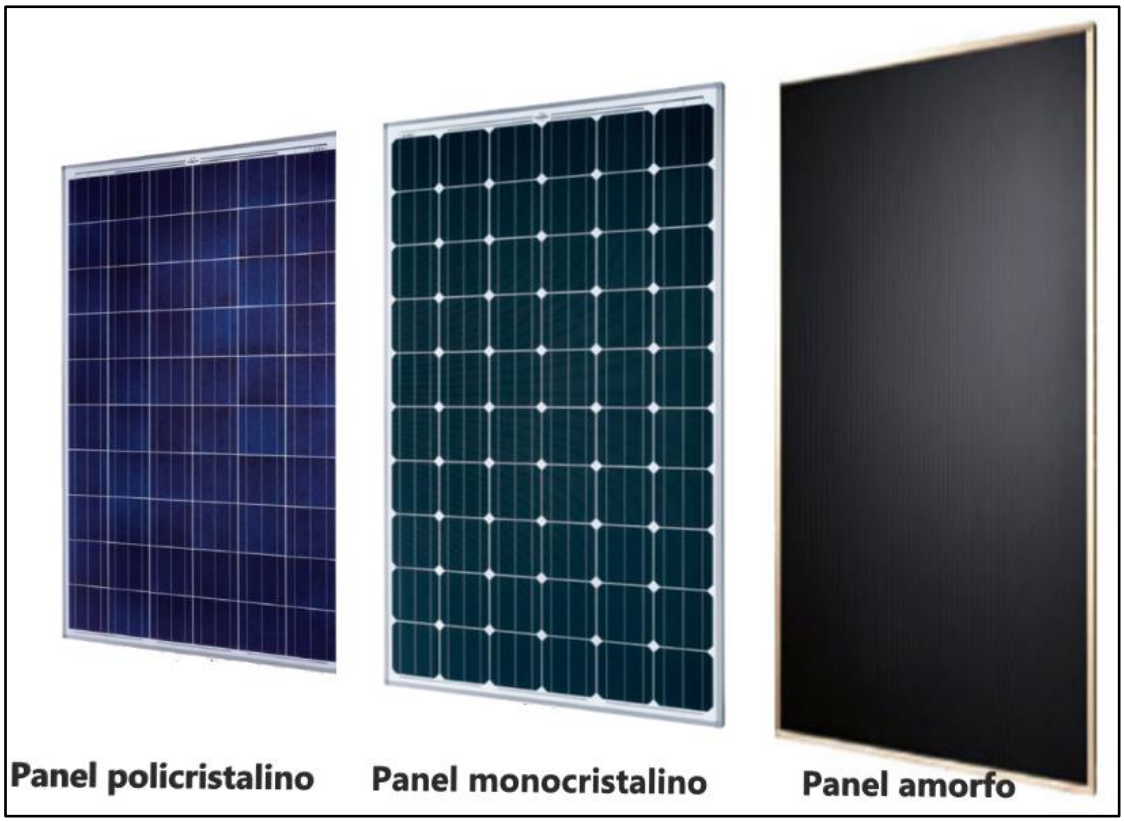
Podemos notar que en la figura 10 que nos muestra eficiencias de células fotovoltaicas, que la célula de Silicio mono-cristalina es la más elevada, pero su desventaja es que su alta pureza eleva los costos de producción y la incrementan. Por estas razones lo mejor sería utilizar la tecnología policristalina, ya que es la superior en el balance rendimiento/costo.

Tabla 03: Eficiencia de células fotovoltaicas

Tecnología	**Eficiencia del Módulo**
Mono-crystalline silicon	12.5 - 15 %
Poly-crystalline silicon	11 - 14 %
Copper indium gallium selenide (CIGS)	10 - 13 %
Cadmiun telluride (CdTe)	9 - 12 %
Amorphous solicon (a-Si)	5 - 7 %

Fuente. Kian y Tan (2010)

Figura 18: Tecnologías Fotovoltaicas más Comunes



b) **Recubrimiento exterior**, generalmente de vidrio para facilitar al máximo la captación de la radiación solar por la célula fotovoltaica. También los hay de materiales orgánicos.

c) **Encapsulamiento**, actúa como protección de las células. Para este fin se utilizan productos a base de siliconas que son muy transparentes a la radiación solar y no se degradan fácilmente con el tiempo, protegiendo a las células contra la acción de la humedad.

d) **Barras de interconexionado**, son las barras de interconexión eléctrica entre células fotovoltaicas.

e) **Recubrimiento posterior**, dota al módulo de protección y sirve de cerramiento. Suele ser también de vidrio (TEDLAR). En ocasiones este recubrimiento es de color claro, lo que supone una ventaja, ya que la radiación

solar que ha pasado entre las células es reflejada por esa superficie y vuelve hacia el recubrimiento exterior, el cual vuelve a reflejar la radiación y es absorbida por las células.

f) **Caja de conexiones a prueba de intemperie**, caja estanca al agua y el polvo, con las terminaciones eléctricas de las células fotovoltaicas en bornes de conexión para el circuito eléctrico de interconexión con placas o bien de salida de tensión hacia los circuitos de carga.

g) **Marco metálico**, de aluminio anodizado o acero inoxidable para envolver todo el conjunto del módulo. Tiene que ser una estructura estanca y que esté preparada para la fijación en el bastidor o su integración en otro sistema constructivo.

h) **Etiqueta de Características**, indica las características del módulo fotovoltaico. Debe indicar como mínimo:

- ✓ Marca, modelo o tipo, número de serie de fabricación.
- ✓ Normas y estándares que cumple el montaje.
- ✓ Potencia, tensión e intensidad máximas de producción en condiciones de radiación y temperaturas normales de uso.
- ✓ Potencia, tensión e intensidad máximas de pruebas en condiciones de radiación solar y temperatura estándar.
- ✓ Tensión de aislamiento de los circuitos eléctricos y temperatura mínima de diseño del módulo fotovoltaico.

2.11.1.2. Tipos de Paneles Solares

Un módulo o panel solar se construye ensamblando, adecuadamente, varias células solares para, de esta forma, obtener voltajes y corrientes que se puedan aprovechar

en el funcionamiento de instalaciones y equipos eléctricos. En general, para la construcción de un panel solar se utilizan celdas conectadas en serie, comercialmente se pueden encontrar paneles de 12 V, con 30, 33, 36 y 72 celdas. Cada panel solar es la unidad elemental de una instalación solar fotovoltaica, su tipo depende de las células con las que se fabrica.

a) Panel monocristalino

En los paneles solares monocristalinos las celdas solares de silicio monocristalino (mono-Si), son bastante fáciles de reconocer por su coloración y aspecto uniforme, que indica una alta pureza en silicio.

En este tipo de paneles fotovoltaicos las celdas monocristalinas se fabrican con bloques de silicio o ingots, que son de forma cilíndrica.

Posteriormente, con el objetivo de reducir los costes de fabricación de las celdas fotovoltaicas monocristalinas y de optimizar el su rendimiento, se recortan los cuatro lados de los bloques cilíndricos para hacer láminas de silicio. Este recorte es el que les da este aspecto característico.

Una de las formas más sencillas para poder distinguir claramente un panel solar monocristalino de uno policristalino, es que en el policristalino las celdas no tienen esquinas redondeadas y son perfectamente rectangulares, se encuentran con eficiencias entre 14% y 16%, pueden ser de color azul oscuro o plateado oscuro. Es el más costoso de los paneles de silicio, ya que los procesos de producción para las celdas monocristalinas es el más costoso. Los paneles monocristalinos más comunes se fabrican con 36 celdas y son a 12 V.

Figura 19: Panel Monocristalino de 360 W

Fuente: https://www.rebacas.com/paneles-solares-24-voltios/

b) Panel policristalino

Los paneles fotovoltaicos policristalinos, a diferencia de los paneles monocristalinos, en su fabricación no se emplea el método Czochralski. En este tipo de panel solar el silicio en bruto se funde y se vierte en un molde cuadrado. A continuación, se enfría y se corta en láminas perfectamente cuadradas.

Las células fotovoltaicas de los paneles solares policristalinos son más asequibles. Por otra parte, cuentan con algunas desventajas: La menor tolerancia al calor de estas celdas hace que cuenten con una eficiencia inferior a la alternativa monocristalina. En concreto, se estima que en los paneles que incluyen estas celdas tendrá una eficiencia máxima del 14%, fundamentalmente por la menor cantidad de silicio que incorporan.

Figura 20: Panel Policristalino de 330 W

Fuente: https://www.solostocks.com/venta-productos/energia-solar/

c) Panel amorfo

Cuando se trata de un panel solar amorfo podemos decir que es uno de los que son fabricados más delgados. Es una de sus principales características y de allí proviene el nombre de capa fina por la manera en que son elaborados. La estructura del mismo lo hace uno de los modelos más económicos.

Para su construcción se utilizan celdas de silicio amorfo, se encuentran con eficiencias inferiores al 10%.

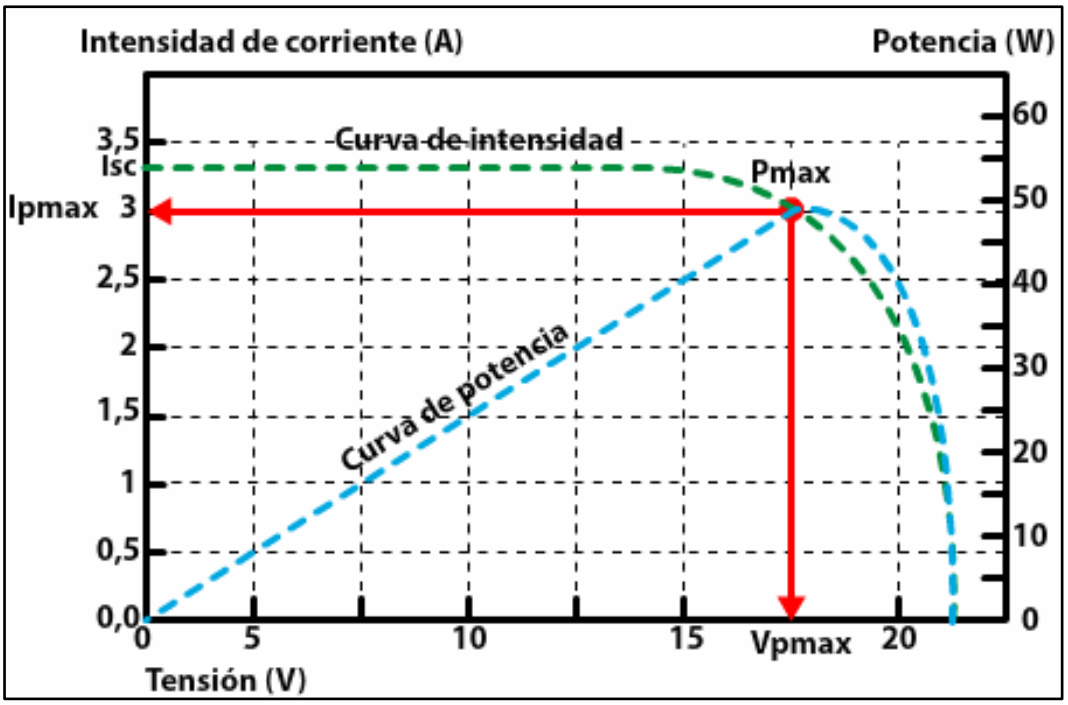
Figura 21: Panel Amorfo

2.11.1.3. Parámetros Característicos de los Paneles Solares

Para el empleo de los paneles fotovoltaicos interesa saber que datos proporciona el fabricante, para su uso correcto. Entre toda la información que proporciona el fabricante se escogerán los de mayor importancia, desde el punto de vista práctico para la elección del panel solar.

Los parámetros característicos y el comportamiento de un panel fotovoltaico se determinan tomando, para una radiación solar de 1000 W/m2 a una temperatura de 25° C, A la hora de dimensionar nuestra instalación solar fotovoltaica, es primordial conocer los parámetros eléctricos fundamentales de los módulos fotovoltaicos que están en el mercado:

Figura 22: Curvas características de los paneles fotovoltaicos



- **Potencia máxima (P_{mpp})**, es la máxima potencia que puede entregar el panel en un determinado momento. El panel funcionará correctamente en la instalación en la que va a ser colocada si este valor es superior al del consumo máximo (W) para el que se ha diseñado al sistema fotovoltaico.
- **Tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp})**, es el valor en voltios de la tensión que proporcionará el panel cuando esté trabajando en el valor de potencia P_{mpp}.
- **Intensidad en el punto de máxima potencia (I_{mpp})**, es la corriente proporcionada por el panel cuando se encuentra en el punto de máxima potencia.
- **Intensidad de cortocircuito (I_{sc})**, Intensidad que circula por el panel cuando la salida esta cortocircuitada.

- **Tensión en circuito abierto (V_{oc})**, tensión en los terminales de conexión del panel cuando no hay conectada ninguna carga.
- **Tensión nominal (V_n)**, es el valor de la tensión de diseño a la cual trabaja el panel e indica si el módulo es adecuado o no para una determinada utilización.
- **Corriente nominal (I_n)**, Es la corriente que se presenta en el panel para la máxima potencia o potencia pico.
- **Factor Forma (FF)**, Es la relación entre la potencia máxima que el panel puede entregar y el producto de la corriente de máxima potencia (I_{mpp}) y la tensión de máxima potencia (V_{mpp}). Este parámetro sirve para conocer la curva característica I-V de los paneles. Suelen ser habituales los valores comprendidos entre 0.7 y 0.8.

$$FF=\frac{I_{mpp}*V_{mpp}}{V_{oc}*I_{cc}}$$

- **Eficiencia y rendimiento** (η), es el cociente entre la potencia máxima que el panel puede entregar y la potencia de la radiación solar incidente. Dependiendo de la tecnología utilizada a la hora de la fabricación del panel puede llegar hasta el 18%.

$$\eta=\frac{I_{mpp}*V_{mpp}}{P_r}$$

Así pues, si las condiciones a las que se ve sometido el panel son diferentes a las de estándar de medida, las características de los paneles fotovoltaicos cambiarán. La medida en que cambian los parámetros fundamentales de los paneles es de vital importancia para el diseño de la instalación ya que es muy posible que en condiciones normales de funcionamiento estemos lejos de las condiciones estándar de medida y

la instalación puede verse afectada. Para ello es necesario conocer dos parámetros importantes de los paneles:

- **Coeficiente de temperatura (V_{oc})**; es el coeficiente de corrección para la tensión máxima que se produce a circuito abierto cuando no existe ninguna carga conectada, este coeficiente muestra como varía la tensión con una variación de temperatura. La tensión de circuito abierto aumenta cuando la temperatura disminuye y disminuye cuando la temperatura aumenta.
- **Coeficiente de temperatura (I_{sc})**; es el coeficiente de corrección para la corriente máxima que se produce en el panel cuando no hay conectada ninguna carga y cortocircuitamos los bornes del panel, este coeficiente muestra como varía la intensidad con una variación de la temperatura. La intensidad de cortocircuito aumenta cuando aumenta la temperatura y disminuye cuando disminuye la temperatura.

Con estos coeficientes de temperatura, puede representarse el comportamiento de los paneles ante variaciones de temperatura observando cómo cambian la tensión y corriente de máxima potencia, la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito en la gráfica anterior de “voltaje-corriente” tomando como referencia la irradiancia en condiciones estándar de medida (1000W/m2).

Características físicas:

- El fabricante da una descripción del aspecto físico del panel: medidas, peso, materiales con la cual está construida, etc. Estos parámetros serán importantes para elegir los soportes para la sujeción del mismo.
- Variación de los parámetros con la temperatura: El fabricante proporcionará los coeficientes de temperatura sobre los parámetros que debemos tener en

cuenta para la colocación del panel. Esto da una idea de la variación que sufren los parámetros al variar la temperatura.

2.11.2. Estructura de Soporte

Los módulos fotovoltaicos analizados anteriormente se colocarán sobre la denominada estructura soporte, dicha estructura soporte deberá cumplir las especificaciones de diseño de la instalación (orientación y ángulo de inclinación) y las pautas descritas en el Pliego de Condiciones Técnicas del Instituto para la diversificación y Ahorro de Energía (IDAE).

Podemos tener dos tipos de estructura soporte, fija y móvil, las estructuras fijas tienen una orientación e inclinación fija que se calcula a la hora de diseñar la instalación, esta inclinación y orientación suelen ser impuesta por la situación de las instalaciones, como tejados con una determinada inclinación y orientación, o bien las óptimas para la localización donde vamos a realizar la instalación solar dependiendo de la latitud. Las estructuras móviles son aquellas utilizadas en las llamadas “huertas solares” donde los paneles pueden orientarse en torno a la posición del sol.

Ésta estructura soporte deberá resistir el peso de los módulos fotovoltaicos y las sobrecargas del viento o inclemencias del tiempo, así como las posibles dilataciones térmicas provocadas por aumentos de temperatura en diferentes estaciones del año.

La sujeción de los módulos solares deberá estar homologada para los paneles utilizados en la instalación según las especificaciones del fabricante, además las partes de sujeción de los paneles solares no deberán generar sombras indeseadas sobre los módulos. La tornillería utilizada tanto para la sujeción de los módulos fotovoltaicos como para la sujeción de la propia estructura al suelo deberá ser de

acero inoxidable con excepción de estructuras de acero galvanizado en cuyo caso podrán ser tornillos galvanizados.

Figura 23: Estructura Soporte de Paneles Solares

Fuente: https://atersa.shop/

2.11.3. Inversor

Los inversores son utilizados para convertir la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna y de esta manera poder inyectarla en la red eléctrica. Así mismo también son utilizados en instalaciones eléctricas aisladas donde la energía que se produce se consume en el mismo lugar sin que se inyecte nada a la red principal.

Las instalaciones fotovoltaicas tienen un elevado coste y no pueden permitirse fallos e imprudencias en la explotación de éstas instalaciones, por este motivo los inversores deben tener un alto rendimiento y fiabilidad. El rendimiento de los

inversores oscila entre el 90% y el 97%, dicho rendimiento depende de la variación de la potencia de la instalación, por lo que se intentará que el inversor trabaje con potencias cercanas o iguales a la nominal, puesto que, si la potencia de entrada al inversor procedente de los paneles fotovoltaicos varía, el rendimiento disminuye.

Para evitar que el rendimiento disminuya con la variación de la potencia de entrada procedente de los paneles solares, los inversores deben estar equipados con dispositivos electrónicos que permitan realizar un seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles, permitiendo obtener la máxima eficiencia posible del generador fotovoltaico en cualquier circunstancia de funcionamiento.

Los inversores para conexión a la red eléctrica de sistemas fotovoltaicos además de trabajar con el máximo rendimiento de conversión eléctrica DC/AC han de generar energía con una determinada calidad (baja distorsión armónica, elevado factor de potencia y bajas interferencias electromagnéticas).

También han de cumplir la normativa de seguridad de las personas, equipos y la red eléctrica. Los inversores de conexión a red operan directamente conectados al generador FV por lo que habitualmente disponen de seguimiento del punto de máxima potencia, del generador FV con el objeto de optimizar el grado de aprovechamiento de la energía potencial producida por el generador FV. En las instalaciones de conexión a red, la salida del inversor está conectada directamente a la red eléctrica, sin pasar por los equipos de consumo de vivienda.

En cuanto a la fiabilidad que debe aportar, un inversor debe estar equipado con protecciones que aseguren tanto el buen funcionamiento de la instalación como la seguridad de la misma. Algunas de las protecciones que incorporan los inversores son:

- Protección contra sobrecargas y cortocircuitos; sirven para detectar posibles fallos producidos en los terminales de entrada o salida del inversor.
- Protección contra calentamiento excesivo; si la temperatura del inversor sobrepasa un determinado valor umbral, el equipo deberá pararse y mantenerse desconectado hasta alcanzar una temperatura inferior.
- Protección de funcionamiento modo isla; para desconectar el inversor en caso de que los valores de tensión y frecuencia de red estén por fuera de unos valores umbral para un funcionamiento adecuado al estar funcionando sin apoyo de la red.
- Protección de aislamiento; sirve para detectar posibles fallos de aislamiento en el inversor.
- Protección contra inversión de polaridad; para proteger el inversor contra posibles cambios en la polaridad desde los paneles fotovoltaicos.

Existen diferentes formas de conectar los módulos de una instalación y disponerlos en relación con el inversor. Algunos de ellos son:

- **Inversor Central**, es cuando todas las cadenas o ramales se conectan a un solo inversor, cuya tensión de entrada será la de cualquiera de las cadenas. Habitualmente son inversores de alta potencia.
- **Inversores modulares**, habitualmente denominados "string invertirs", son inversores de potencia en el rango de 1 a 5 kW. Este esquema es ideal cuando en una misma instalación hay grupos de paneles con diferentes condiciones de irradiancia, orientación, etc.)

- **Inversores integrados en módulos FV**, en lo que el inversor está integrado en la caja de conexiones o se puede adherir a la parte posterior del módulo FV.
- **Inversores multi string,** usados para potencias elevadas, esta tecnología varias ramas se conectan a un inversor CC – CA común, a través de un convertidor CC – CC específico para cada una de las ramas. La potencia es de 3 – 10kW. Esta topología comparada con la de un inversor centralizado, tiene las siguientes ventajas:
    - ✓ Cada rama puede ser controlada individualmente
    - ✓ Se logran mayores rendimientos
    - ✓ Las ampliaciones son fáciles de conectar al generador solar ya existente.

A modo de resumen, entre las características básicas del inversor destacan su principio de funcionamiento como fuente de corriente, será auto conmutado, no funcionará en isla o modo aislado, y presentará una onda sinusoidal monofásica

2.11.3.1. Partes de Un Inversor

a. **Control principal**. Incluye todos los elementos de control general, los sistemas de generación de onda basados en sistemas de modulación de anchura de pulsos (PWM) y parte del sistema de protecciones.

b. **Etapa de potencia**. Esta etapa puede ser única o modular en función de la potencia deseada. Se opta por la tecnología en baja frecuencia ya que ofrece buenos resultados con una alta fiabilidad y bajo coste. Además, debe incorporar un filtro de salida (LC), para filtrar la onda y evitar el rizado en la tensión procedente de los módulos.

c. **Control de red**. Es la interface entre la red y el control principal. Proporciona el correcto funcionamiento del sistema al sincronizar la forma de onda generada a la de la red eléctrica, ajustando tensión, fase, sincronismo, etc.

d. **Seguidor del punto de máxima potencia (MPPT).** Es uno de los factores más importantes en un inversor. Su función es acoplar la entrada del inversor a los valores de potencia variables que produce el generador, obteniendo en todo momento la mayor cantidad de energía disponible, la máxima potencia.

e. **Protecciones**. De manera general, los inversores deben estar protegidos ante tensión de red fuera de márgenes, frecuencia de red fuera de márgenes, temperatura de trabajo elevada, tensión baja del generador, intensidad del generador fotovoltaico insuficiente, fallo de la red eléctrica y transformador de aislamiento, además de las protecciones pertinentes contra daños a personas y compatibilidad electromagnética.

f. **Monitorización de datos**. Los inversores dispondrán de microprocesadores que les facilite una gran cantidad de datos tanto de los parámetros habituales (tensión, corriente, frecuencia, etc.) como de parámetros externos (radiación, temperatura ambiente, etc.) e internos (p.e. temperaturas de trabajo).

Debido al elevado coste de las instalaciones solares fotovoltaicas, durante la explotación los inversores deben ofrecer un alto rendimiento y fiabilidad. Dicho rendimiento depende de la variación de la potencia de la instalación, por lo que debe procurarse trabajar con potencias cercanas o iguales a la nominal, puesto que, si la potencia procedente de los paneles fotovoltaicos a la entrada del inversor varía, el rendimiento disminuye.

2.11.3.2. Parámetros Característicos de un Inversor

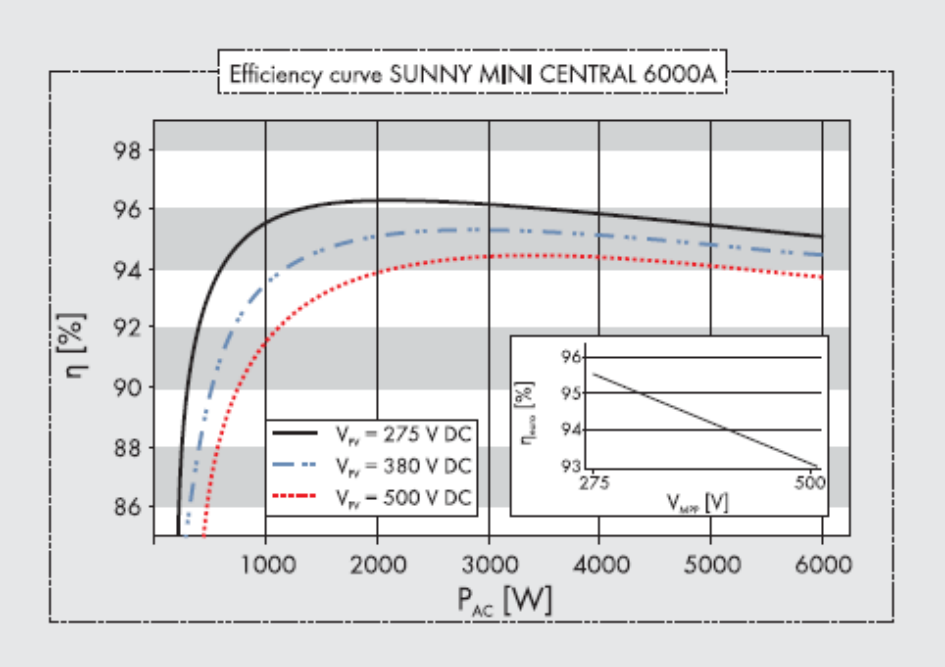
El fabricante del inversor proporciona en su hoja de características diversos datos como:

a. **Tensión nominal**, es la tensión a aplicar entre los bornes de entrada del inversor.
b. **Potencia Pico**, es la suma de la potencia de todos los módulos fotovoltaicos de la instalación.
c. **Potencia nominal**, es la potencia de salida del inversor. Es menor que la potencia Pico, porque en la práctica, los paneles nunca (o casi nunca) proporcionan la potencia pico y, además, es inevitable que la instalación tenga una serie de pérdidas. La potencia Pico suele ser un 10% al 20 % superior a la nominal.
d. **Capacidad de sobrecarga**, es capacidad del inversor en suministrar una potencia superior a la normal y el tiempo que esta situación se puede mantener.
e. **Eficiencia**, es la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega a la utilización y la potencia eléctrica que consume del generador o de las baterías.
f. **Forma de Onda**, es la señal a la salida del inversor, se caracteriza por su forma de onda. El inversor más perfecto es el de onda senoidal, pero también es el de mayor coste. Para determinadas aplicaciones (iluminación y pequeños motores) puede ser necesario uno de onda cuadrada.

2.11.3.3. Rendimiento del inversor

El rendimiento del inversor es la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada al mismo, como se ve en la figura 24. Para obtener su valor real deben tenerse en cuenta los sistemas de filtrado, las protecciones o los transformadores, por ejemplo. Es decir, el rendimiento total real depende de las pérdidas producidas por los componentes internos del propio inversor.

Figura 24: Rendimiento de un inversor SUNNY MINI CENTRAL 4600 A



Fuente: www.SMA-Iberica.com

Trabajando a plena carga y en condiciones óptimas, los inversores pueden alcanzar rendimientos entre el 95.3% y 96.1%. Éste puede optimizarse siempre que la potencia pico del generador sea superior a la potencia nominal del inversor, evitando su funcionamiento en media carga. Sin embargo, puede suceder que el generador sea demasiado grande y se pierda energía al limitar la corriente que llega al mismo, para evitar sobrecargas.

Esto sugiere que la potencia del generador sea 1,2 veces superior a la del inversor, permitiendo el funcionamiento del mismo por encima del 90% de su potencia nominal.

2.11.4. Bloque de Cableado

El bloque de cableado es un bloque que puede parecer evidente, pero es fundamental hacer un breve análisis del mismo.

Se compone por todos los conductores eléctricos de la instalación. La importancia del mismo reside en que su correcto dimensionamiento puede suponer una reducción importante de las pérdidas de energía en el sistema. Por ello, un concepto importante a tener en cuenta es la caída de tensión en los mismos.

La caída de tensión en los conductores se producirá tanto en los circuitos de corriente continua como en los de la parte de alterna. A pesar de que el CNE (código nacional de electrificación) no contempla las instalaciones fotovoltaicas, la instrucción técnica complementaria ITC-BT-40 (española), para instalaciones generadoras de baja tensión indica que:

Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5% para la intensidad nominal.

En el Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones conectadas a red del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) se recomienda que:

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de CC deberán tener la sección suficiente para que la caída

de tensión sea inferior al 1,5% y los de la parte de CA para que la caída de tensión sea inferior al 2% teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a las cajas de conexiones.

2.11.5. Bloque de Protecciones

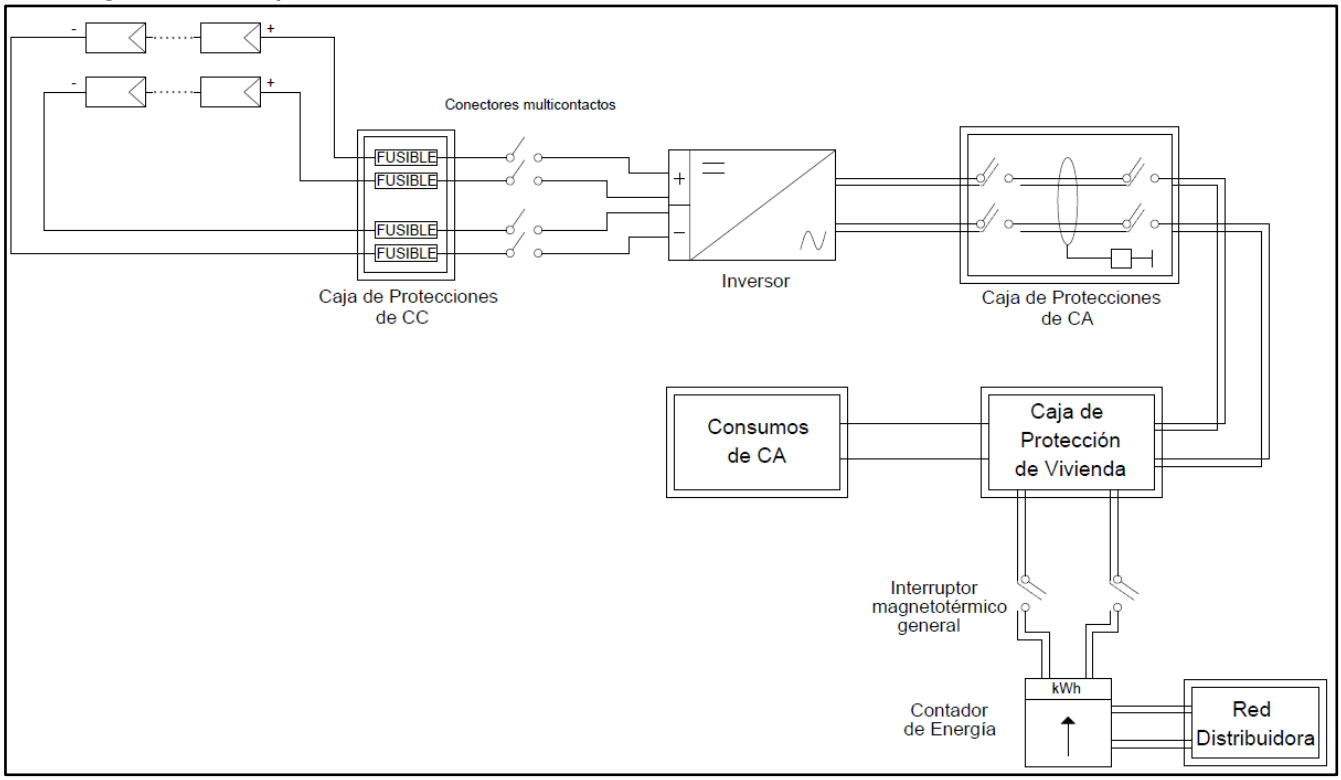
Una cuestión importante y crucial, tanto el diseño de sistemas fotovoltaicos como en cualquier otra instalación eléctrica son los dispositivos de protección y seguridad que se va a instalar, ya que estos brindaran protección no solo a los equipos instalados sino a las personas encargadas del mantenimiento y operación de este.

Para el cálculo se debe de tener en cuenta los tramos de corriente continua y de corriente alterna, ya que las protecciones deben ser distintas debido a la naturaleza de cada tramo y valor de corriente admisible en los conductores.

Las fallas más usuales en instalaciones son los cortocircuitos, que conlleva al paso de corrientes más elevadas a las normales, pero también se pueden producir fallas por valores elevados de tensión o frecuencia, sobrecalentamiento o inversión del flujo de potencia.

El empleo de dispositivos de protección es de suma importancia ya que evita daños en personas y ayuda a los equipos del sistema para que tengan un mayor tiempo de vida útil.

Figura 25: Esquema de una instalación de autoconsumo domestica sin acumulación



Fuente: CENSOLAR (Centro de estudios de la energía solar)

Las protecciones en corriente continua presentan mayores dificultades que en la corriente alterna, debido a que la interrupción de corriente en esta debe ser disminuida hasta anularse, para así extinguir el arco. En cambio, en corriente alterna existe un paso de la corriente por el cero de cada semiperiodo, el cual corresponde un apagado espontaneo del arco que se forma cuando se abre el circuito (Ministerio de Energía y minas 2006).

En las instalaciones de corriente continua suelen ocurrir problemas en operaciones de mantenimiento, arcos eléctricos generados, sobretensiones, fallos de asilamientos, etc. Se debe contar con un interruptor capaz de desconectar, en carga, el generador fotovoltaico con el resto de los equipos de la instalación. Para ello se suelen usar interruptores de CC o conectores multicontactos. En instalaciones de pequeña y mediana potencia es usual conectar las cadenas del inversor por medio

de terminales multicontactos por lo que ya no es necesario la instalación de interruptores de CC.

Las protecciones, en corriente alterna no presentan dificultades al momento de su diseño, debido a que se pueden abordar los mismos criterios que se tomaría para una vivienda, por lo cual su diseño se realizara teniendo en cuenta las indicaciones expuestas en el Código Nacional de Electricidad.

2.11.5.1. Puesta a Tierra

Un sistema de a puesta a tierra es importante no solo en una instalación fotovoltaica sino en todas las instalaciones eléctricas, ya que protege a equipos de tensiones transitorias y a las personas de contactos indirectos.

Los contactos indirectos se producen cuando las personas entran en contacto con una masa metálica, la cual esta puesta a tensión debido a un fallo de aislamiento.

Para el cálculo y diseño del sistema de puesta a tierra se hará uso de la Norma Técnica Peruana NTP 370.053: “Seguridad Eléctrica – Elección de Materiales eléctricos en las instalaciones interiores para puesta a tierra. Conductores de Protección” y el Código nacional de Electricidad (CNE).

La instalación de la puesta a tierra debe estar en óptimas condiciones para un correcto funcionamiento del sistema de protección, cumpliendo con lo estipulado en el CNE-Sección 60-Electrodos de puesta a tierra, el cual hace referencia a lo siguiente:

El valor de la resistencia a tierra debe ser tal que, cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a las permitidas y no debe ser mayor a 25 Ω.

2.11.6. Bloque de Control

Este bloque está cobrando más importancia, ya que su aplicación permite mejorar el funcionamiento de las instalaciones, aumentar su rendimiento, reducir costes y prolongar su vida útil.

Es el bloque encargado de recoger los datos de funcionamiento de la instalación y dar las órdenes necesarias para asegurar su correcto funcionamiento. Para ello, cuenta con sistemas de monitorización y control (ver figura 25), los cuales podemos dividir en dos grupos: los sistemas manuales y los computarizados.

2.11.6.1. Sistemas Manuales

En este tipo de sistemas los datos son suministrados por polímetros o por las luces de los distintos elementos que componen la instalación. El control lo lleva a cabo el usuario de mantenimiento, empleando interruptores o conmutadores integrados en los distintos equipos.

Algunos de esos interruptores o conmutadores se activan mediante sistemas electromecánicos, permitiendo el control y gobierno de sistemas de mediana y gran potencia, sin poner en peligro la seguridad de los usuarios.

Sin embargo, este tipo de sistemas solo se emplea en instalaciones pequeñas, donde el volumen de equipos y sistemas es bajo.

2.11.6.2. Sistemas Computarizados

Se denominan sistemas computarizados a aquellos que constan de equipos informáticos que están capturando señales del estado del sistema de forma continuada.

Este tipo de sistemas tiene las siguientes funciones básicas:

- Impartir las instrucciones de funcionamiento necesarias a todos los elementos del sistema, siguiendo un procedimiento determinado.
- Detectar desviaciones de los parámetros preestablecidos para un funcionamiento normal del sistema.
- Actuar sobre el sistema para llevarlo a sus condiciones normales de funcionamiento, en caso de detectar desviaciones.
- Presentar los datos de funcionamiento del sistema al usuario u operario de mantenimiento.
- Llevar un registro de datos históricos de funcionamiento del sistema.

En las instalaciones, se puede disponer de distintos equipos con diversos sistemas de control y monitorización, algunos de los cuales salvan distancias incómodas para el usuario, a la vez que proporcionan informaciones parciales o, en ocasiones, incompletas.

La mejora para esa recepción incompleta de información está en el uso de sistemas informáticos centralizadores del control y la información, que permiten el control y la revisión aún a grandes distancias.

Gracias a la gran flexibilidad de los programas que manejan los equipos informáticos, el bajo coste, la alta fiabilidad de los mismos y sus posibilidades de utilización, estos sistemas se están imponiendo como elementos de control prácticamente indispensables en instalaciones medianas y grandes.

Como mínimo, estos sistemas de monitorización deben proporcionar información de las siguientes variables para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación y la seguridad de los usuarios:

- Tensión y corriente continuas del generador.
- Voltaje de salida del generador.
- Potencia CC consumida.
- Potencia CA consumida.
- Irradiación solar en el plano de los módulos.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Voltaje de salida del acumulador.

También podrán incluir sistemas complementarios como los que se enumeran a continuación, principalmente en instalaciones de grandes dimensiones.

- Sistema de Circuito Cerrado de Televisión (CCTV)
- Sistema de detección de intruso y robo.
- Sistema de protección contra incendios.
- Sistema meteorológico.
- Sistema telemétrico de control de la instalación.

2.11.7. Bloque de Carga

El concepto carga hace referencia a todo equipo o sistema que va a hacer uso de la energía producida por nuestro sistema.

Por ello, el sistema debe diseñarse teniendo en cuenta dichas cargas y debe instalarse para suministrar energía a las mismas, de tal forma que el funcionamiento de la instalación sea óptimo y, por tanto, las pérdidas sean mínimas.

En definitiva, tenemos que conseguir una instalación económica, rentable y eficiente, y puede conseguirse modificando, ajustando y optimizando la carga.

2.11.8. Mantenimiento de la Instalación

Como se indica en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, deberá realizarse un plan de mantenimiento adecuado en la instalación solar fotovoltaica para asegurar el correcto funcionamiento y óptima explotación de la instalación, además de estos objetivos, con dicho plan de mantenimiento conseguiremos aumentar la eficiencia y la duración de la instalación.

Dentro del plan se deberán realizar dos tipos de mantenimiento:

- **Mantenimiento Preventivo**: este tipo de mantenimiento consiste en inspeccionar visualmente la instalación solar y verificar que los distintos equipos como inversores y paneles solares y dispositivos como protecciones de la instalación funcionan correctamente.

  Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, si la instalación es de potencia inferior a 5kWp, debe realizarse una visita al año como mínimo, mientras que, si la instalación fotovoltaica es de potencia superior, deberá realizarse una visita cada seis meses a la instalación, en la cual deberán comprobarse las protecciones eléctricas, el estado de los módulos solares, así como sus conexiones, el estado del inversor y estado de los aislamientos de los conductores.
- **Mantenimiento Correctivo**: en este plan de mantenimiento entran todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil.

Ambos tipos de mantenimiento deberá realizarse por personal cualificado para este tipo de instalaciones fotovoltaicas y todas las operaciones llevadas a cabo deberán ser registradas en un informe técnico.

2.12 Definición Conceptual de Terminología Empleada

Debido a la diversidad de términos técnicos en este presente trabajo de investigación, es necesario comenzar con una lista de las principales definiciones que permitirán comprender mejor los términos técnicos utilizados.

a) **Cable Eléctrico**: Cables eléctricos. Se llama cable a un conductor (generalmente de cobre o aluminio) o conjunto de ellos, generalmente recubierto de un material aislante o protector.

b) **Conductor Eléctrico**: Es un material que permite fácilmente el paso de la corriente eléctrica por él, o lo que es lo mismo, el paso de los electrones. Se utilizan para transportar de un sitio a otro la corriente eléctrica (transmisión de energía eléctrica).

c) **Carga Eléctrica**: Cualquier elemento eléctrico existente que demanda una potencia determinada.

d) **Célula Fotovoltaica**: Es un dispositivo eléctrico / electrónico que convierte la energía incidente de la radiación solar en electricidad a través del efecto fotovoltaico.

e) **Corriente Eléctrica**: Se llama corriente eléctrica al flujo de una carga eléctrica a través de un material conductor, debido al desplazamiento de los electrones dentro de su estructura molecular, lo cual genera al mismo tiempo un campo eléctrico a su alrededor.

f) **Corriente Alterna**: Es aquel tipo de corriente eléctrica que se caracteriza porque la magnitud y la dirección presentan una variación de tipo cíclico

g) **Corriente Continua**: Es el flujo siempre en la misma dirección de cargas eléctricas (electricidad) a través de un conductor entre dos puntos de distinto voltaje.

h) **Diodo**: Un diodo es una válvula electrónica que cuenta con un ánodo frío y un cátodo caldeado y cuyo uso se encuentra destinado a la rectificación de la corriente y a aparatos electrónicos.

i) **Energía Eléctrica**: La energía eléctrica es una fuente de energía renovable que se obtiene mediante el movimiento de cargas eléctricas (electrones) que se produce en el interior de materiales conductores (por ejemplo, cables metálicos como el cobre).

j) **Fusible**: Es un componente de seguridad utilizado para prevenir daños por exceso de corriente eléctrica en un circuito eléctrico, o para la protección general de equipos eléctricos o electrónicos y redes eléctricas.

k) **Horas Sol Pico**: Un concepto muy importante para dimensionar instalaciones fotovoltaicas es la denominada hora solar pico (HSP) que es un parámetro que expresa el tiempo en horas de una hipotética irradiación solar constante de 1.000 W/m2 sobre un determinado emplazamiento.

l) **Interruptor Diferencial**: El interruptor diferencial es un dispositivo electromecánico, es decir que su funcionamiento involucra tanto energía eléctrica como mecánica, que se utiliza como un sistema de protección automático.

m) **Interruptor Termomagnético**: El interruptor termomagnético es un dispositivo con la capacidad de interrumpir la corriente eléctrica de un circuito en caso de sobrepasar sus valores máximos.

n) **Irradiancia**: Densidad de potencia de la radiación incidente sobre una superficie, es decir, el cociente entre el flujo radiante incidente sobre la superficie y el área de esa superficie, o la velocidad a la que la energía radiante incide sobre una superficie por unidad de área de esa superficie, en W/m2.

o) **Irradiación o Radiación**: Energía incidente por unidad de área de una superficie, obtenida por integración de la irradiancia durante un intervalo de tiempo dado, normalmente un día o una hora, en MJ/m2.

p) **Panel Fotovoltaico**: es un tipo de panel solar diseñado para el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica. Su función es transformar la energía solar en electricidad.

q) **Potencia Eléctrica**: La potencia eléctrica es la relación de transferencia de energía por unidad de tiempo; es decir, la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en un tiempo determinado.

r) **Voltaje Eléctrico**: Denominado también como tensión o diferencia de potencial es una magnitud física que impulsa a los electrones a lo largo de un conductor en un circuito eléctrico cerrado, provocando el flujo de una corriente eléctrica.

s) **Watt Pico**: Unidad de medida de un módulo solar fotovoltaico, que significa la cantidad de potencia máxima que puede generar el módulo a condiciones estándar de funcionamiento (1000 W/m2, 25°C y 1.5 de masa de aire).

CAPÍTULO II: MARCO METODOLÓGICO

3.1. Tipo y Diseño de la Investigación

En el presente proyecto de investigación es importante describir los criterios de investigación que nos permitió desarrollar y concluir con éxito este proyecto, los cuales se explicarán a continuación.

a) Investigación Descriptiva

Es una investigación descriptiva ya que se observaron distintos datos, como la irradiación global horizontal, difusa y temperatura de diferentes fuentes, para evitar el menor error posible; para observar y describir el potencial solar fotovoltaico de la cuidad de Paita, exactamente en el centro poblado El Arenal y así poder calcular la energía capaz de generar en dicha zona de emplazamiento. Obteniendo los valores necesarios para determinar los distintos componentes de la instalación fotovoltaica conectada a la red. Además, se observará el consumo de energía eléctrica de dicho local donde se conectará a la red nuestro sistema.

b) Investigación Aplicativa

Este proyecto de investigación utiliza los conocimientos y toda la teoría de la ingeniería eléctrica y de la energía solar para poder dar una solución al problema planteado en la zona determinada.

c) Investigación Explicativa

Este proyecto nos permitió analizar e interpretar cada dato obtenido en el proceso de cálculo, para así poder dar un resultado del comportamiento en general del sistema y determinar si dicho sistema da solución a nuestro problema, descubriendo la causa

directa del problema general que es la generación de energía eléctrica, pero de una manera que no contamine el medio ambiente.

3.2. Población y Muestra

3.2.1 Población

La población comprende específicamente el local “El Arenal”, el cual es un centro de salud de dicho centro poblado, pero hablando de una manera general comprende a todo el centro poblado del mismo nombre, es más se podría decir de todo Paita, debido a que este proyecto de investigación es un sistema que se está comenzando a utilizar y puede ser diseñado sin problemas para estos lugares, ya que cuenta con las condiciones óptimas para que se desarrolle.

3.2.2 Muestra de Estudio

La población involucrada es la misma muestra, por lo tanto, no se han desarrollado técnicas de muestreo.

3.3. Hipótesis

Realizar una instalación de un sistema solar fotovoltaico con conexión a red ya que los niveles de radiación solar en el centro poblado nos permiten realizarlo para lograr brindar energía de calidad y a la vez reducirá costos por consumo de energía eléctrica en el centro de salud “El Arenal” y permitirá determinar la viabilidad de dicho sistema fotovoltaico, y si resultada beneficioso se podrá ejecutar y por ende, se pagará menos a la empresa que suministra la energía eléctrica y de esta manera tener beneficios económicos y ambientales.

3.4. Variables – Operacionalización

La definición operacional de las variables es el proceso mediante el cual se establecen los procedimientos empíricos que permiten la obtención de datos de la realidad para verificar las hipótesis y solucionar el problema.

- **Variable dependiente:** Sistema solar fotovoltaico con conexión a red.
- **Variable Independiente:** Niveles de Radiación Solar y Costos de la energía eléctrica.

VARIABLE	DENOMINACIÓN	DESCRIPCIÓN	INSTRUMENTOS	INDICADORES
Independientes	Niveles de Radiación Solar	Importante para el funcionamiento del Sistema Fotovoltaico	Atlas Solar del Perú, Base de datos del PV syst y Meteonorm	Horas Sol Pico (HSP)
	Costos de la Energía Eléctrica	Importante para saber cuánta energía produciremos y cuanto será el costo	Recibo del Consumo Eléctrico y Pliego Tarifario	Gastos del Centro de Salud
				Costos de Producción de E.E
Dependientes	Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red	Proporciona Energía Eléctrica al local determinado	Revisión Bibliográfica sobre el dimensionamiento de sistemas FV conectados a red	Consumo de Energía
				Cantidad de Paneles Fotovoltaicos
				Máxima Demanda
				Costo de Inversión
				Indicadores Económicos
Localización			Google Earth	

	Centro de Salud "El Arenal"	Ubicado en el centro poblado "El Arenal", distrito el Arenal, provincia de Paita, del departamento de Piura		

Tabla 04: Descripción de la variable dependiente e independiente.

Fuente: Elaboración Propia

3.5. Métodos y Técnicas de Investigación

3.5.1 Métodos de Investigación

a. Método Inductivo

Se utiliza este método ya que se realizó un estudio mediante la observación de distintos datos, obtenidos de distintas fuentes y por ende se realizó un dimensionamiento de un sistema mediante un software de simulación experimentando cual sería la mejor opción para dicho sistema, como la conexión de los paneles o el número de inversores a elegir y poder sacar nuestras propias conclusiones con los datos finales.

b. Método Deductivo

Se utilizó este método ya que conociendo los problemas con las energías convencionales es necesario emplear energías renovables para poder evitar la contaminación, para esto se emplean los sistemas fotovoltaicos que necesitan de radiación, y en dicho lugar es notorio que la radiación es alta y durante un periodo de tiempo considerable, entonces es muy favorable instalar un sistema fotovoltaico y en este caso conectado a la red.

c. Método Analítico

Se hace empleo de este método ya que se comienza por la solución del problema con un sistema fotovoltaico conectado a la red, para llegar a este sistema se es primordial conocer cada elemento de dicho sistema, determinando las características eléctricas de dichos elementos para luego cuando el sistema esté listo suministre la energía eléctrica necesaria y calculada

d. Método Comparativo

Se empleó este método ya que con lo investigado se ha podido conocer la realidad de ciertos lugares, en donde se podría tener en cuenta otro tipo de sistemas para instalarse, plantándose así algunas comparaciones entre los sistemas conectados a la red y los sistemas autónomos.

3.5.2 Técnicas de Investigación

a. Observación

Este tipo de técnica es utilizada en la mayor parte del proyecto de investigación, ya que nos centramos en observar los datos como la temperatura, la irradiación global horizontal, velocidad del viento, horas solares pico, etc.) para poder así seguir con la investigación y poder sacar los datos que nos brindarán los resultados que nos podrán verificar si el sistema es beneficioso para poder ejecutarse o no. También se tiene que tener en cuenta los datos del consumo eléctrico de dicho local y cuanto de dicha demanda va a ser cubierta por el sistema fotovoltaico.

No solo en esta parte se utilizará esta técnica sino en observar los parámetros característicos de los paneles e inversores a utilizar para poder aprovechar al máximo nuestro sistema.

3.6. Descripción de los Instrumentos Utilizados

Las técnicas que permitieron recoger los datos para poder realizar nuestro proyecto de investigación son los siguientes.

Tabla 05: Técnicas y Métodos en la Investigación

Técnicas	Método
Observación	Verificación de los datos más importantes que influyen directamente al dimensionamiento del sistema fotovoltaico
Revisión Bibliográfica	Revisión de distintas tesis, artículos y cuadernos aplicativos, que tienen como principal tema los sistemas fotovoltaicos conectados a la red o sobre energía solar o temas que los incluyan
Análisis de Documentos	Se realiza mediante la información de consumo energético del local donde se implementará el sistema. De la misma manera se obtiene información histórica de la radiación solar presente en la zona de emplazamiento durante los últimos 10 años, esto se logra gracias a la base de datos de la NASA.

Fuente: Elaboración Propia

3.7. Análisis Estadísticos e Interpretación de los Datos

El análisis estadístico y la interpretación de los datos es una de las etapas más importantes en la investigación, porque aquí es donde se proyecta a las conclusiones.

La información obtenida en el presente trabajo de investigación, como son datos de radiación solar, se obtienen de fuentes confiables como el Atlas Solar del Perú, software PV syst y Meteonorm, máxima demanda eléctrica y la energía generada con el sistema convencional y fotovoltaico, se han organizado en tablas y gráficas de barras utilizando el MS Excel, gracias a ello se ha podido determinar a dar posibles respuestas al problema planteado.

Para el dimensionamiento de sistema fotovoltaico se considera el menor valor de los datos provenientes de las fuentes confiables, con estos datos se seleccionan los equipos, luego se elaboran los planos en Autocad 2018.

Para el análisis si se está dimensionando los paneles solares, inversores o protecciones, se utilizó en el procesamiento de la información software aplicativos como el Office 2016 (Word, Excel) para la diagramación de barras, columnas y otros.

Una medida de tendencia central que se ha utilizado es la media aritmética, la cual permitió expresar en forma resumida los datos de energía eléctrica generada por año con sistema convencional y fotovoltaico.

También para evaluar los datos proporcionados por la base de datos de la NASA, se hace uso del software PVSYST, el cual permite conocer la radiación de la zona en un plano inclinado (óptimo para la zona de emplazamiento), además que este software permite realizar una simulación de los componentes de la instalación fotovoltaica a fin de determinar la energía generada anualmente y conocer los parámetros técnicos del sistema.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

4.1. Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red

4.1.1. Reglamento de Generación Distribuida (Perú)

A fines del año 2011, se aprobó el Reglamento de Generación Distribuida, el cual tiene por objeto regular la actividad de Generación Distribuida, estableciendo los requisitos para su incorporación y operación en el mercado eléctrico

En los artículos Nº 9, 1 O y 11, del mencionado reglamento, nos habla sobre los requerimientos técnicos para la conexión, condiciones de operación y pruebas:

Artículo 9°. - Debe considerar los siguientes criterios:

- **a.** La interconexión a la red del Distribuidor debe ser segura y confiable, tanto para la Generación Distribuida, las instalaciones de la red del Distribuidor y los Usuarios; y no debe causar una reducción de la calidad del servicio eléctrico.

b. El costo de operación, incluyendo el valor de las pérdidas del sistema al que se conecta, debe ser menor o igual con la Generación Distribuida conectada que sin ella.

c. Será de cargo y cuenta del titular de las unidades de Generación Distribuida, las instalaciones del sistema de conexión, protección y otros que sean necesario para su operación segura.

Artículo 10°. - Condiciones de operación

a. Establecer un medio de comunicación a través del cual se intercambiará información con el Distribuidor y/o con el COES para condiciones normales y de emergencia. Los medios de comunicación permitirán efectuar la desconexión automática del Generador Distribuido en coordinación con el sistema de protección del sistema de distribución.

b. Establecer registros de medición y control de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados. Si el Distribuidor cuenta con un sistema SCADA para la operación de su sistema, el Generador Distribuido deberá incorporar sus instalaciones al sistema SCADA del Distribuidor.

Para el registro de mediciones, el Generador Distribuido incluirá las funciones de lectura bidireccional y perfil de carga histórico. La base de datos de estos registros se establecerá de acuerdo a lo dispuesto por el COES.

c. El Generador Distribuido entrega toda la potencia y energía que está en condiciones de inyectar al Sistema, sin restricciones por criterios económicos de despacho. Sin perjuicio de ello, la programación del despacho del SEIN efectuado por el COES deberá considerar la presencia y la capacidad de entrega de energía y potencia de los Generadores Distribuidos mediante la

previa coordinación con el correspondiente Distribuidor y los Generadores Distribuidos.

Antes de la primera inyección de potencia a la red de distribución, el Generador Distribuido deberá informar al COES, según lo establezca el PTGD, las características de la unidad de Generación Distribuida.

d. En el mes de noviembre de cada año el Generador Distribuido entregará al Distribuidor el plan de mantenimiento programado del año siguiente, así como la propuesta para el tratamiento de los mantenimientos fortuitos.

e. El Generador Distribuido deberá realizar el control de tensión y maniobras de conexión y desconexión de sus equipos de compensación reactiva en forma coordinada con el Distribuidor.

Artículo 11°. – Pruebas

Las pruebas de conexión de las unidades de Generación Distribuida deberán realizarse de acuerdo a lo establecido en el PTGD, conforme a la clasificación de este tipo de generación. En todos los casos, las maniobras de conexión de las unidades de Generación Distribuida sólo podrán ser efectuadas por personal competente designado por el Distribuidor.

En el reglamento menciona la propuesta de PTDG (Procedimiento Técnico de Coordinación y Operación de Generación Distribuida), indicando que el COES lo presentará a OSINERGMIN, para su aprobación. Sin embargo, hasta la fecha, no se ha aprobado el PTDG.

4.1.2. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red (España)

Debido a que en el Perú no contamos con el PTGD aprobado, se tomará como base para este proyecto, el "Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red", desarrollado por el Departamento de Energía solar IDAE, con la colaboración del Instituto de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMA T, de España. El objeto del documento es fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas destinadas a la producción de electricidad para ser vendida en su totalidad a la red de distribución. El pliego de condiciones técnicas sirve de guía para diseñadores, instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

4.2. Descripción General de la Instalación

En este capítulo se va a explicar en qué consiste el proyecto de investigación a realizar, buscando hallar los datos e información necesaria para poder desarrollar nuestro proyecto, describiendo y detallando los elementos que componen dicho sistema fotovoltaico, como el cálculo respectivo. Los resultados obtenidos son en base a cálculos realizados y se mostraran con forme avance la investigación.

Principalmente este proyecto tiene como finalidad dimensionar y diseñar un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red Eléctrica, que brinde no solo calidad de energía, si no que reduzca el costo por el consumo de energía eléctrica y sea amigable con el medio ambiente.

Mediante el análisis de la radiación solar, la máxima demanda y las tecnologías que actualmente se están creando en este tipo de sistemas, se procederá a hacer los cálculos respectivos y también la evaluación económica, esta evaluación busca

afirmar la viabilidad del proyecto. También se busca evaluar en impacto ambiental, que brinda la ejecución de un sistema de este tipo.

4.3. Ubicación del Proyecto

La instalación de dicho sistema fotovoltaico, se ubicará en la azotea del centro de salud “El Arenal”, en el distrito El Arenal, Provincia de Paita en el departamento de Piura. El proyecto cuenta con un área de 631.36 m2, pero área útil en donde se podría instalar el sistema fotovoltaico es de 581.42m2 totalmente libres y disponibles para usarse.

4.3.1. Ubicación Política

- Departamento: Piura
- Provincia: Paita
- Distrito: Arenal
- Centro Poblado: El Arenal

La instalación del Sistema Fotovoltaico se realiza en la azotea del Centro de Salud “El Arenal” y sus coordenadas geográficas son las siguientes:

- Latitud: -4.884
- Longitud: -81.026
- Altura: 34 msnm

Figura 26: Centro de Salud “El Arenal”, Centro Poblando “El Arenal”, Paita, Piura

Fuente: Google Maps

4.4. Características de la Instalación

El sistema fotovoltaico conectado a la red estará compuesto por los siguientes equipos principales: módulos fotovoltaicos, Inversor Monofásico, estructura soporte y Protecciones en los tramos de corriente alterna y corriente continua. Los módulos fotovoltaicos convertirán la energía solar en energía eléctrica de voltaje y corriente continua, esta energía será transportada por cables de cobre hasta el inversor, el cual convertirá la energía eléctrica a voltaje y corriente alterna. Estos módulos fotovoltaicos estarán orientados hacia el norte e inclinados para su mejor aprovechamiento de la energía solar y descansarán sobre estructuras soportes metálicos resistentes a la corrosión y vientos.

4.5. Selección y Dimensionamiento de la Instalación

Para poder dimensionar correctamente el sistema fotovoltaico, se realizará el cálculo de potencia que se va a cubrir, su máxima demanda y cuanto seria el costo aproximado que se va a generar.

DESCRIPCIÓN	CANT.	P (W)	P. TOTAL (W)	fd	H/Día	kWh/Día	M.D (W)
Fluorescentes Oficinas	10	70	700	0.8	8	5.6	560
Fluorescentes SS.HH	2	70	140	0.8	4	0.56	112
Fluorescentes Almacén	2	70	140	0.8	6	0.84	112
Fluorescentes Sala de Espera	4	70	280	0.8	6	1.68	224
Computadora	1	300	300	1	8	2.4	300
Bomba de agua	1	747	747	0.6	1	0.747	448.2
Otros	1	500	500	1	4	2	500
TOTAL			2807			**13.827**	**2256.2**

4.5.1. Potencia, Máxima Demanda y Energía del Centro de Salud

La potencia y la máxima demanda del centro de salud “El Arenal” se ha determinado teniendo en cuenta la potencia eléctrica de cada componente eléctrico que utiliza, como luminarias, computadoras, bombas, etc. De esa manera se obtiene la potencia total y la energía que consume dicho establecimiento; además este no cuenta con cargas elevadas que se puedan tomar en cuenta, lo que se tomó en cuenta es lo más importante y los cuales se utilizan periódicamente en los distintos ambientes del centro de salud.

A continuación, se mostrará una tabla donde se especifica cada artefacto con su respectiva potencia y la energía que consume a lo largo del día.

Tabla 06: Máxima Demanda, Potencia y Energía Consumida

Fuente: Elaboración Propia

La energía total que consume aproximadamente dicho centro de salud es de 13.83 Kwh/Día.

4.5.2. Costo de Generación

El sistema fotovoltaico cubrirá cierta parte de la energía producida por todo el centro de salud. A continuación, se mostrará el precio de la energía consumida según el pliego tarifario (Fuente Osinerming) para el 4 de agosto del 2019, teniendo en cuenta que la opción tarifaria es BT5B Residencial, se ha considerado que el precio de 64.01 ctm. S/. / kW/h.

Tabla 07: Costo Anual de la Energía Activa del Centro de Salud

MES	kWh/Día	Días	kwh/Mes	Tarifa S/	Costo S/
Enero	13.83	31	428.64	0.6401	274.37
Febrero	13.83	28	387.16	0.6401	247.82
Marzo	13.83	31	428.64	0.6401	274.37
Abril	13.83	30	414.81	0.6401	265.52
Mayo	13.83	31	428.64	0.6401	274.37
Junio	13.83	30	414.81	0.6401	265.52
Julio	13.83	31	428.64	0.6401	274.37
Agosto	13.83	31	428.64	0.6401	274.37
Septiembre	13.83	30	414.81	0.6401	265.52
Octubre	13.83	31	428.64	0.6401	274.37
Noviembre	13.83	30	414.81	0.6401	265.52
Diciembre	13.83	31	428.64	0.6401	274.37
Costo Anual en Soles					3230.49

Fuente: Elaboración Propia

Este sería el precio por energía activa aproximado que se estaría pagando y el cual disminuirá mucho cuando se haya instalado la instalación fotovoltaica, con este dato podremos realizar un análisis económico y ver cuánto estaríamos ahorrando.

4.5.3. Estudio Energético del Lugar

En el Pero no contamos con estudios de radiación solar para nuestra ubicación por lo tanto para determinar nuestro estudio energético, utilizamos la página web de meteorología y energía solar de la NASA, la base de datos del software de PV syst y Meteonorm. Para poder acceder a los datos de la irradiación global horizontal y los datos se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 08: Irradiación Solar Horizontal Global 2018

MES	IRRADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL (kWh/m2)			
	Atlas de Energía Solar del Perú	Base de datos de la NASA	Base de Datos del PV syst	Base de Datos del Meteonorm
Enero	5.37	6.75	5.84	5.84
Febrero	5.51	6.42	6.11	6.14
Marzo	5.72	6.7	6.29	6.29
Abril	5.58	6.6	6.18	6.20
Mayo	5.4	5.89	5.50	5.52
Junio	5.14	5.16	5.28	5.30
Julio	4.88	4.96	4.86	4.84
Agosto	5.79	5.15	5.61	5.58
Septiembre	5.87	5.74	6.33	6.30
Octubre	6.31	6.19	6.51	6.48
Noviembre	6.65	6.47	6.20	6.20
Diciembre	6.59	6.65	6.17	6.19
Promedio	5.73	6.06	5.91	5.91

Fuente: Elaboración Propia

La selección y el dimensionamiento del sistema fotovoltaico se hará a continuación teniendo la potencia y la energía del centro de salud, nuestro principal objetivo es cubrir una parte de dicho consumo, ya que debido a la falta de un reglamento no es posible vender energía eléctrica extra.

4.5.4. Componentes del Sistema Solar Fotovoltaico Conectado a la Red

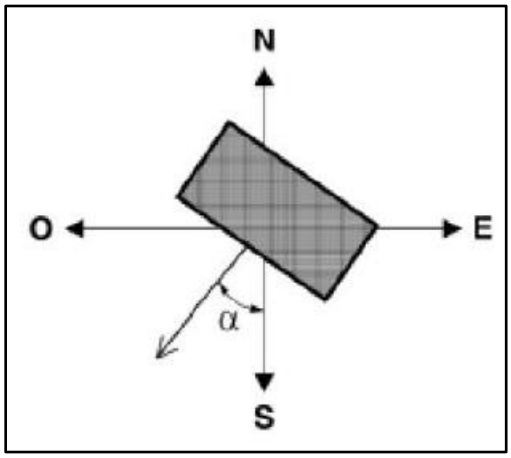
4.5.4.1. Paneles Fotovoltaicos

Los paneles solares serán de la marca JINKO SOLAR de 330 W de modelo JKM330PP-72, módulo policristalino. Los datos extras y especificaciones técnicas del panel se muestran en el Anexo A.

a. Orientación de los Paneles

Primeramente, se definió el ángulo llamado azimut α (Figura 27), que es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Los valores típicos son 0º para los módulos al norte, 180 para módulos al sur, -90º para módulos orientados al este y +90º para módulos orientados al oeste.

Figura 27: Ángulo de Azimut



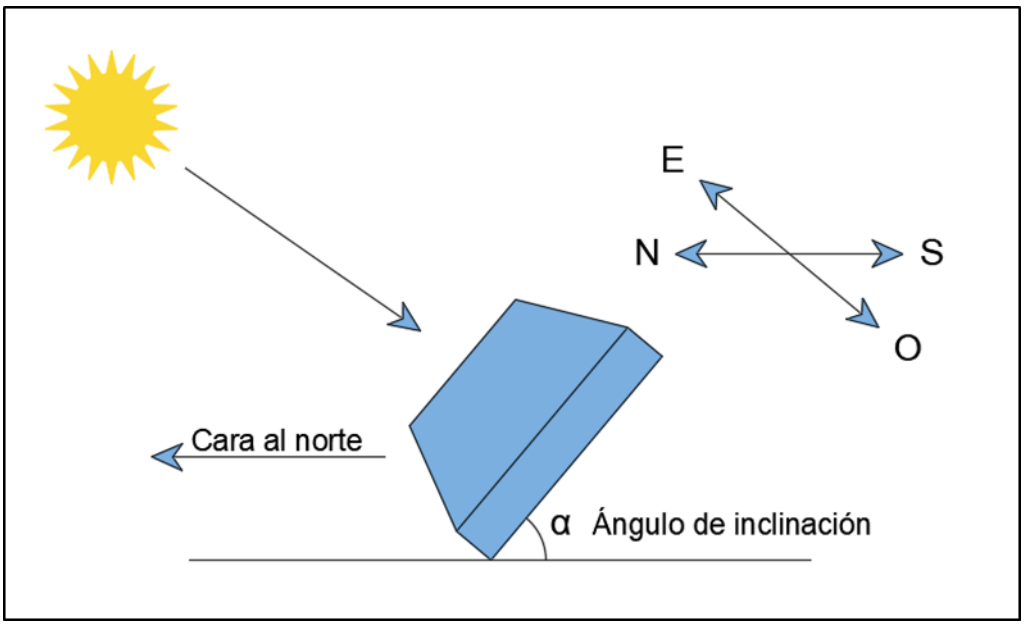
Para encontrar la orientación optima en términos de presupuesto para el proyecto debe considerarse la ubicación más económica, en este caso con el máximo de generación, por otro lado, se ubicarán los paneles orientados al norte geográfico para que así puedan captar la mayor cantidad de radiación solar, entonces α = 0°

b. Inclinación de los Paneles

El montaje de los módulos solares es una de las operaciones más importantes en una instalación de energía solar. El cálculo del ángulo de inclinación de los paneles solares optimiza el rendimiento de la instalación, está en función de la latitud del lugar y de la aplicación que se piensa dar a la energía solar, es preciso materializarlo mediante un sistema de anclaje y soportes adecuados.

Los paneles solares se instalarán de forma que a lo largo del periodo anual de utilización aprovechen al máximo la radiación solar disponible y para el hemisferio sur su orientación será siempre hacia el norte geográfico, como se ve en la figura 27.

Figura 28: Ángulo de Inclinación de un Panel Solar



La inclinación “α” de un generador fotovoltaico conectado a red se calcula mediante la fórmula siguiente:

$$\alpha opt = 3.7 + 0.69 * \text{Latitud del lugar}$$

Un punto importante a tener en cuenta en la instalación de los paneles solares, es el porcentaje de sombra por el cual el panel dejará de ser útil, es entorno al 20% de su superficie. Por encima de este dejará de funcionar, en todo caso se buscará que la superficie sombreada del panel no sea superior al 5% en los días más desfavorables.

Debido a la ubicación de los paneles, el entorno que rodea al centro de salud no afecta a dicha instalación ya que no producen sobras que afecten el rendimiento del sistema fotovoltaico.

Latitud: -4.8848081 o 4° 53´ 5.3082”

Ángulo de inclinación del panel: **αopt = 7.070517589 o 7° 4´ 13.8642”**

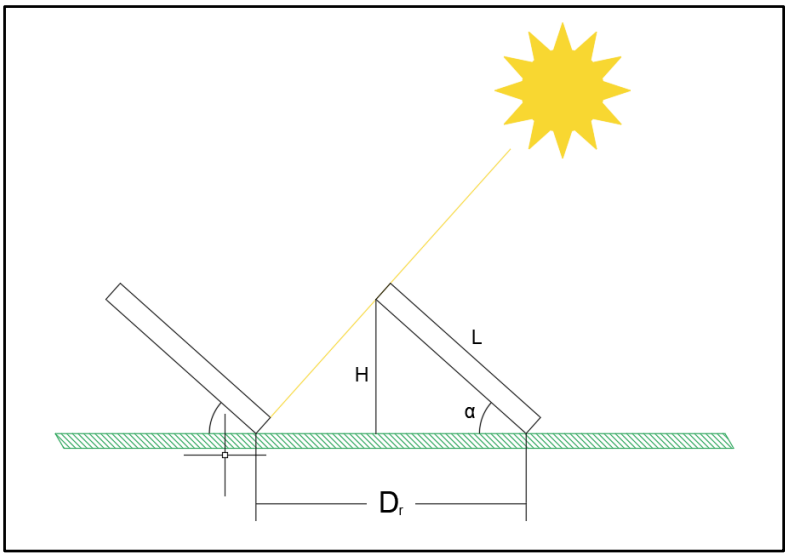
c. Distancia entre Paneles

La distancia mínima de separación entre filas de paneles (figura 29), depende del ángulo de inclinación de estos, así que cuanto más inclinado esté el panel, deberá guardarse mayor distancia entre filas. La distancia mínima se calcula con la fórmula siguiente:

$$H = (90° - \text{Latitud del Lugar}) - 23.5°$$

$$D_{min} = L * \frac{\cos\alpha + \text{sen}\,\alpha}{\tan H}$$

Figura 29: Distancia Mínima entre filas de Paneles



A fin de evitar que las sombras afecten los módulos solares, es aconsejable, si tenemos espacio aumentar al menos en un 20% la distancia mínima.

Reemplazando valores la distancia mínima es:

H = 71°48´5” o 71,801 y Dmin = 2.02m

d. Cálculo del Número de Paneles

El número de paneles dependerá de la potencia de instalación, la cual es de 2700 W. Si cada panel JINKO SOLAR seleccionado posee una potencia nominal de 330 Watts, solo necesitamos dividir la potencia total a suministrar entre la potencia nominal de cada panel, obteniendo así una cantidad de 8 paneles necesarios para la instalación. Utilizamos el menor entero ya que cubriremos una parte de la potencia y no la total.

En este punto especificaremos cuantos paneles solares serán utilizados en la instalación y como se conectarán entre sí teniendo en cuenta lo siguiente:

I. Hemos escogido la zona más despejada de la parte de la azotea plana, que es un área rectangular. Sus dimensiones son: 12.5 m de ancho y 4.7 m de largo.

II. Con la separación entre filas, una vez calculada la separación mínima que debe haber entre filas de paneles, se podrá calcular el número de estas que se podrán colocar sobre el área escogida:

Número máximo de filas de paneles = 4.7 m/ 2.02 m = 2.32 filas

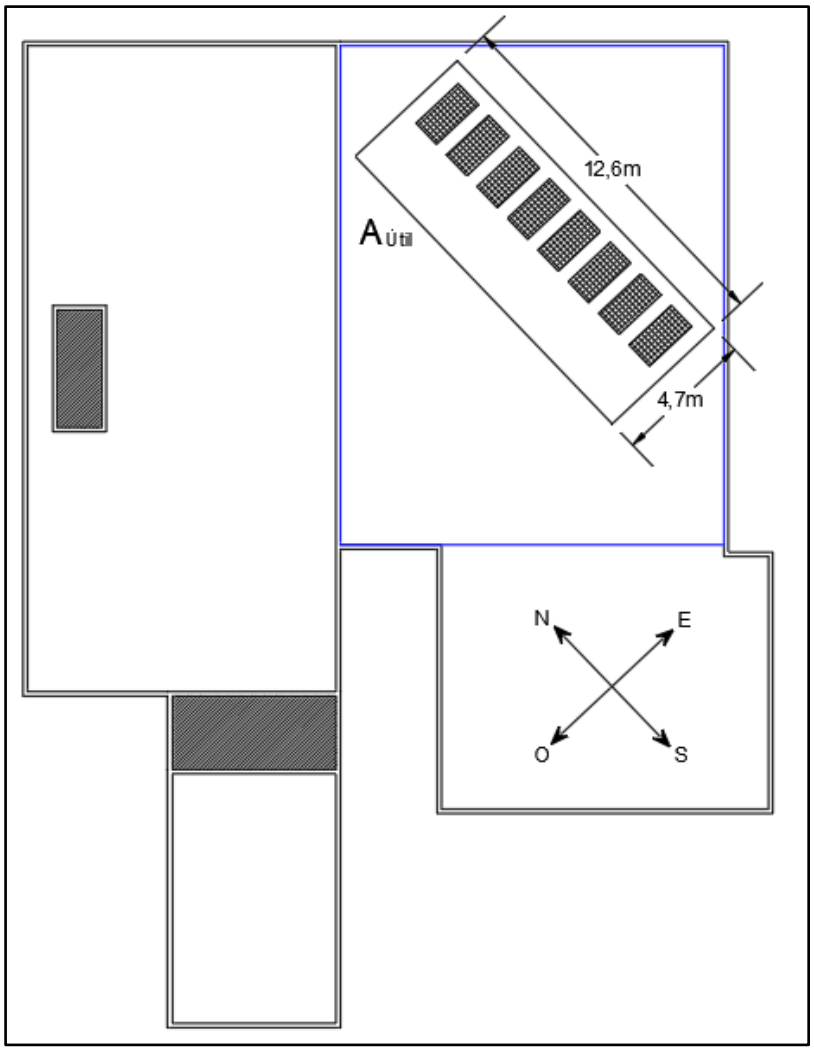
Se tomarán solo 1 fila de paneles fotovoltaicos.

III. Conocidas las dimensiones de los paneles 1956 x 992 x 40 mm, las dimensiones del área escogida para su instalación 12.5 m x 4.7 m y teniendo en cuenta que los paneles estarán dispuestos horizontalmente, podemos decir que en cada fila podrán colocarse:

Número máximo de paneles por fila = 12.5 m / 0.992 m = 12.6 paneles

Ya que el sistema cuenta con 8 paneles, si instalaran sin problemas.

Figura 30: Ubicación de los Paneles Fotovoltaicos



El sistema fotovoltaico que se colocará en azotea del centro de salud, estará constituido de 8 paneles solares dispuestos en una sola fila. Cada panel será de la marca JINKO SOLAR y poseen una potencia nominal de 330 W, la potencia máxima que podrá entregar dicho sistema fotovoltaico será de 2640 W.

La conexión de los paneles que componen el sistema fotovoltaico será la siguiente; los 8 paneles fotovoltaicos estarán conectados en serie. Esta conexión servirá para la elección del inversor, puesto que la toma de dicha decisión estará basada en los valores de corriente y sobre todo de tensión que producirá el campo de paneles.

Figura 31: Panel Fotovoltaico Jinko Solar de 330 W

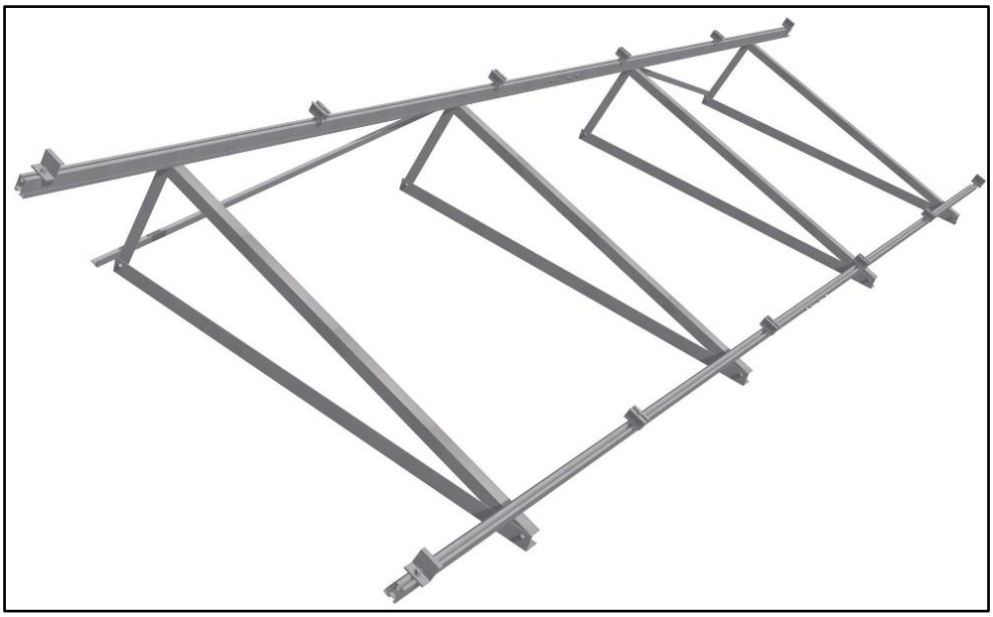
4.5.4.2. Estructura de Soporte

La estructura de soporte deberá ser la adecuada para la instalación, esta dependerá de la topología del lugar de emplazamiento, además de ser diseñado y construido teniendo en cuenta el ángulo de inclinación que en este caso será de 7.07° aproximadamente y la distancia mínima entre paneles que es 2.02 que en nuestro caso no tendrá problemas ya que todas están dispuestas en una sola fila. Estas consideraciones lograrán aumentar la eficiencia de la instalación.

Además, estará adecuada para poder variar la inclinación de los paneles fotovoltaicos dependiendo la estación que se presente y poder captar la mayor cantidad de radiación solar posible y aumentando la eficiente del sistema fotovoltaico.

En nuestro caso se eligió una estructura de cubierta plana de la marca Sunfer Energy Structures, cuya instalación es en el suelo. Artículo CVE915 (1 X 4). Se pueden instalar 4 módulos por ende se necesitarán dos estructuras. Su inclinación es modificable y las características están en la ficha técnica de la estructura que están en el anexo B.

Figura 32: Estructura Soporte de Paneles Fotovoltaicos (Artículo CVE915)



Fuente: Sunfer Energy Structures

4.5.4.3. Inversor

Ahora seleccionaremos el inversor correcto para nuestra instalación. El inversor debe cumplir las normas establecidas por el Pliego de Condiciones Técnicas, para este sistema fotovoltaico se está considerando las de España (Pliego de condiciones técnicas IDEA), como los requerimientos técnicos que imponen los paneles solares, se calcularán las tensiones y corrientes máximas y mínimas que podrán tenerse a la

salida del generador, tomando en cuenta el funcionamiento normal de los paneles solares a la hora de entregar la máxima potencia como el funcionamiento de los paneles solares cuando están sometidos a condiciones de temperatura distintas a las establecidas en las condiciones estándar de medida.

a. Tensión y corriente en el punto de máxima potencia

Primero se calcula la tensión de máxima potencia del sistema fotovoltaico, para esto se considerará que, en condiciones normales de funcionamiento, se entregará la máxima potencia a una tensión dada en la hoja de características del panel elegido.

La tensión normal de funcionamiento o tensión de máxima potencia del sistema fotovoltaico, conociendo la disposición de los paneles en serie y paralelo a la cual deberá funcionar el inversor en condiciones normales, vendrá dada por la siguiente formula:

$$\boxed{V_{mpp\ Total} = V_{mpp} * N_s}$$

$$V_{mpp\ Total} = 37.8 * 8 = \mathbf{302.4\ V}$$

La corriente que suministra el Sistema fotovoltaico cuando proporciona la máxima potencia vendrá dada por la siguiente formula:

$$\boxed{I_{mpp\ Total} = I_{mpp} * N_p}$$

$$I_{mpp\ Total} = 8.74 * 1 = \mathbf{8.74\ A}$$

b. Corrección de la tensión y corriente debidas a la temperatura

Para realizar esta corrección se considerará un rango de temperaturas ambientes de entre 14.1°C como mínimo en invierno y 32.6°C como máximo en el verano, con estos datos de las temperaturas, la temperatura del panel será diferente a 25°C, valor

considerado como condición estándar de mediad y para el cual se muestran los parámetros fundamentales de los paneles solares.

La temperatura de trabajo que alcanzan las células de los paneles fotovoltaicos puede aproximarse mediante la siguiente fórmula:

$$\boxed{T_P = T_a + \frac{(T_{ONC} - 20)}{800} * I}$$

Donde:

T_P: Temperatura que alcanza la célula a una temperatura ambiente determinada.

T_a: Temperatura ambiente del lugar donde están instalados los paneles solares.

T_{ONC}: Temperatura nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800W/ m2 con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20º C y la velocidad del viento, de 1m/s. ($T_{ONC} = 45°C$)

I: Irradiancia media dependiendo del periodo en el que se encuentre. En verano será de 1000 W/m2 y en invierno de 100 W/m2.

Para conocer la tensión de circuito abierto que se medirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo estas condiciones de temperatura de célula diferente a 25ºC, se aplicará el coeficiente de temperatura para la tensión de circuito abierto (VOC) proporcionado por el fabricante sobre la siguiente ecuación:

$$\boxed{V_{OC(X°C)} = V_{OC(25°C)} + \Delta T * \Delta V_{OC(T)}}$$

Donde:

$V_{OC(X°C)}$: Tensión a circuito abierto del panel a una temperatura de célula X.

$V_{OC(25°C)}$: Tensión a circuito abierto del panel en condiciones estándar de medida ($V_{OC(25°C)} = 37.8\ V$)

ΔT: Variación de la temperatura de trabajo del panel y las condiciones estándar de medida.

$\Delta V_{OC(T)}$: Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel. $\Delta V_{OC(T)} = -0.323\%/K$

La corriente de cortocircuito que se producirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo estas condiciones de temperatura de célula diferente a 25°C, se aplicara el coeficiente de temperatura para la corriente de cortocircuito (I_{SC}) proporcionado por el fabricante sobre la siguiente ecuación:

$$\boxed{I_{SC(X°C)} = I_{SC(25°C)} + \Delta T * \Delta I_{SC(T)}}$$

Donde:

$I_{SC(X°C)}$: Corriente de cortocircuito del panel a una temperatura de célula X.

$I_{SC(25°C)}$: Corriente de cortocircuito del panel en condiciones estándar de medida. $I_{SC(25°C)} = 9.14\ A$

$\Delta I_{SC(T)}$: Coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito del panel. $\Delta I_{SC(T)} = 0.042\%/k$

A. Calculamos para la Temperatura más Alta (verano)

La temperatura ambiente es de 32.6 °C, por lo tanto, la temperatura de célula de los paneles solares será:

$$\boxed{T_p = T_a + \frac{(T_{ONC}-20)}{800} * I}$$

$$T_p = 32.6 + \frac{(45-20)}{800} * 1000$$

$$\mathbf{T_p = 63.85\ °C}$$

Ahora, calculamos la tensión de circuito abierto a la salida del panel solar con la temperatura ambiente del lugar de instalación:

$$\boxed{V_{OC(°C)} = V_{OC(25°C)} + \Delta T * \Delta V_{OC(T)}}$$

$$V_{OC(63.85°C)} = 37.8 + (63.85 - 25) * (-0.323)$$

$$\mathbf{V_{OC(63.85°C)} = 25.25\ V}$$

Luego, calculamos la corriente de cortocircuito a la salida del panel solar con la temperatura ambiente del lugar de instalación:

$$\boxed{I_{SC(63.85°C)} = I_{SC(25°C)} + \Delta T * \Delta I_{SC(T)}}$$

$$I_{SC(63.85°C)} = 9.14 + (63.85 - 25) * (0.042)$$

$$\mathbf{I_{SC(63.85°C)} = 10.77\ A}$$

Una vez obtenidas la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito de cada módulo solar bajo una temperatura ambiente de 32.6º C, se hallará la tensión a circuito abierto total del generador multiplicando esta tensión por el número de paneles solares conectados en serie en cada ramal del generador y la corriente de cortocircuito total del generador multiplicando corriente de cortocircuito de cada uno de los módulos solares por el número de ramales o paneles conectados en paralelo del generador:

$$\mathbf{V_{OC(63.85°C)TOTAL} = V_{OC(63.85°C)} * N_S = 25.25 * 8 = 202\ V}$$

$$\mathbf{I_{SC(63.85°C)} = I_{SC(63.85°C)} * N_P = 10.77 * 1 = 10.77\ A}$$

B. Calculamos para la Temperatura más Baja (invierno)

La temperatura ambiente es de 14.1 °C, por lo tanto, la temperatura de célula de los paneles solares será:

$$\boxed{T_p = T_a + \frac{(T_{ONC}-20)}{800} * I}$$

$$T_p = 14.1 + \frac{(45-20)}{800} * 1000$$

$$\mathbf{T_p = 45.35\ °C}$$

Ahora, calculamos la tensión de circuito abierto a la salida del panel solar con la temperatura ambiente del lugar de instalación:

$$\boxed{V_{OC(°C)} = V_{OC(25°C)} + \Delta T * \Delta V_{OC(T)}}$$

$$V_{OC(17.23°C)} = 37.8 + (45.35 - 25) * (-0.323)$$

$$\mathbf{V_{OC(17.23°C)} = 31.23\ V}$$

Luego, calculamos la corriente de cortocircuito a la salida del panel solar con la temperatura ambiente del lugar de instalación:

$$\boxed{I_{SC(17.23°C)} = I_{SC(25°C)} + \Delta T * \Delta I_{SC(T)}}$$

$$I_{SC(17.23°C)} = 9.14 + (45.35 - 25) * (0.042)$$

$$\mathbf{I_{SC(17.23°C)} = 9.99\ A}$$

Una vez obtenidas la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito de cada módulo solar bajo una temperatura ambiente de 14.1º C, se hallará la tensión a circuito abierto total del generador multiplicando esta tensión por el número de paneles solares conectados en serie en cada ramal del generador y la corriente de cortocircuito total del generador multiplicando corriente de cortocircuito de cada uno de los módulos solares por el número de ramales o paneles conectados en paralelo del generador:

$$\mathbf{V_{OC(17.23°C)TOTAL} = V_{OC(17.23°C)} * N_S = 31.23 * 8 = 249.84\ V}$$

$$\mathbf{I_{SC(17.23°C)} = I_{SC(17.23°C)} * N_P = 9.99 * 1 = 9.99\ A}$$

C. Corrección de la Tensión de Máxima Potencia

Por último, deberán tenerse en cuenta los valores de tensión de máxima potencia que se alcanzarán en la instalación ya que estos variarán al igual que los valores de

tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito según varíe la temperatura ambiente.

Para obtener el coeficiente de variación para la tensión de máxima potencia respecto a la temperatura, se utilizará la igualdad: $V_{mpp}=0.76*V_{OC}$ ya que la variación también lo cumplirá y por lo tanto $\Delta V_{mpp(T)}=0.76*\Delta V_{OC(T)}$.

$$\Delta V_{mpp(T)}=0.76 * (-0.323) = -0.245\ \%/K$$

Las tensiones que cada uno de los módulos solares alcanzarán en el punto de máxima potencia cuando se encuentren a la temperatura ambiente de 14.1ºC (temperatura de célula fotovoltaica 45.35ºC) y de 32.6ºC (temperatura de célula fotovoltaica 63.85ºC) serán:

$$V_{mpp(63.85°C)}=V_{mpp(25°C)} + \Delta T * \Delta V_{mpp(T)} = 37.8 + (63.85 - 25) * (-0.245) = 28.28\ V$$

$$V_{mpp(45.35°C)}=V_{mpp(25°C)} + \Delta T * \Delta V_{mpp(T)} = 37.8 + (45.35 - 25) * (-0.245) = 32.81\ V$$

Por tanto, el rango de tensiones del punto de máxima potencia que deberá ser soportado por el inversor será calculado de la siguiente manera:

$$V_{mpp(63.85°C)Inversor} = V_{mpp(63.85°C)} * N_S = 28.28 * 8 = 226.254\ V$$

$$V_{mpp(45.35°C)Inversor} = V_{mpp(45.35°C)} * N_S = 32.81 * 8 = 262.514\ V$$

- **Elección del Inversor**

  Una vez calculado todos los parámetros necesarios para la instalación a temperatura ambiente, se procede a seleccionar un inversor que tenga un rango de valores que satisfaga nuestros parámetros calculados, los cuales se presentan a continuación:

Tabla 08: Rangos de Tensión y Corriente para la elección del Inversor

Temperatura durante el año (T)	**Tensión de máxima potencia (Vmpp)**	**Tensión de circuito abierto (Voc)**	**Corriente de cortocircuito (Isc)**
Máxima temperatura (T=32.6°C)	226.254 V	202.00 V	10.77 A
Mínima temperatura (T=14.1°C)	262.514 V	249.84 V	9.99 A

Fuente: Elaboración Propia

Por ultimo para la elección del inversor a instalar, se toma en cuenta la potencia generada por los paneles que serían: 8 x 330 = 2640 W. usando esta potencia de dicho sistema se recomienda que la potencia del inversor sea igual o un poco menor. por lo tanto, se elige el inversor red FRONIUS Galvo 2.5-1 2.5kW, las especificaciones técnicas se muestran en el anexo B.

Figura 33: Inversor FRONIUS Galvo 2.5-1 2.5Kw

Fuente: FRONIUS

Tabla 09: Especificaciones Técnicas del inversor FRONIUS Galvo 2.5-1 2.5 kW

DATOS TÉCNICOS DEL INVERSOR FRONIUS SYMO 3.7-3-M	
Máx. Voltaje de Entrada (V)	420
Mín. MPP Tensión (V)	120
Máx. MPP Tensión (V)	335
Máx. Potencia (kW)	3.0
Número de MPP	1
Máx. Corriente de Cortocircuito por serie FV (A)	24.8
Longitud (mm)	645
Ancho (mm)	431
Altura (mm)	204
Peso (kg)	16.8

Fuente: FRONIUS

Para la elección de este inversor se tomó en cuenta lo siguiente:

- El rango en el que el inversor puede trabajar y en este caso su rango es de 120 y 335 V, por lo que no habrá ningún problema y trabajará perfectamente bajo cualquiera de las condiciones en las que se encuentren los paneles fotovoltaicos ya que cuando los paneles estén entregando la máxima potencia, la tensión total que producirán en dicho punto de máxima potencia oscilara entre Vmpp(14.1°C) = 262.514 V y Vmpp(32.6°C) = 226.254 V que está dentro del rango de tensiones. Además, si los paneles están trabajando en condiciones invernales, como máximo suministraran una tensión de circuito abierto de Voc (14.1°C) = 249.84 V que también se encuentran en el rango de tensiones de funcionamiento del inversor. Por otro lado, cuando los paneles trabajen bajo condiciones de altas temperaturas, la tensión máxima de circuito abierto que ofrecerán será de Voc (32.6°C) = 202.00 V que también está dentro del rango de tensiones.
- La máxima tensión de entrada a los módulos es de 420 V, por lo tanto, cumple perfectamente los requerimientos técnicos del sistema fotovoltaico, ya que los paneles suministraran una tensión de circuito abierto de Voc (14.1 °C) = 249.84 V bajo condiciones ambientales invernales.
- La corriente máxima de cortocircuito por serie FV es de 24.8 A, este valor es superior a la máxima corriente proporcionada por los paneles solares de Isc (32.6°C) = 10.77 A.
- La potencia nominal de paneles para la que está diseñado este inversor es de 2640 W y la potencia nominal del inversor es de 2500 W y la máxima salida del sistema fotovoltaico generador es de 3.0 Kw pico, lo cual satisface perfectamente al sistema generador.

Como último punto en cuenta a tomar, para la elección del inversor se tomó en cuenta el precio, ya que se podría considerar que para labores de mantenimiento se instalaran varios inversores de inferior potencia nominal podría seguir funcionando parte de la instalación fotovoltaica pero lo cierto es que al consultar otro tipo de inversores de menor potencia nominal, resulta bastante más económico realizar la conversión de potencia continua a potencia alterna con un solo inversor de 3.0 kW que con varios inversores de menor potencia nominal.

4.5.4.4. Cableado

El sistema solar fotovoltaico necesitará distintos tipos de cable a lo largo de su instalación, ya que las características necesarias entre tramos de conexión son distintas para cada caso, variando así la sección necesaria para cada conductor. El sistema fotovoltaico a proyectar se ha dividido en varios tramos de conexión entre los diferentes equipos y cajas de conexión que la componen. Dichos tramos de cableado poseerán diferente sección de conductores puesto que la carga que circulará por cada uno de ellos será diferente dependiendo los equipos que interconecten.

Condiciones Técnicas

- ✓ Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1.5% y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.
- ✓ Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

- ✓ Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.
- ✓ Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.
- ✓ La longitud del conductor(m), el cual debe ser el menor posible, para así evitar caídas de tensión y excesos en el presupuesto.
- ✓ El tipo de instalación será de conductores con doble aislamiento en tubos en montaje superficial o empotrados en obra según la definición del Reglamento Eléctrico de Baja Tensión (REBT) en la norma ITC – BT – 19.

Para el cálculo de la sección del cable se debe cumplir lo siguiente:

- ✓ Que la corriente máxima admisible del cable sea superior a la máxima corriente que circule por él.
- ✓ Que con la caída de tensión máxima que produzca el cable al circular por él, la corriente máxima sea inferior a un cierto valor.

En la tabla siguiente se muestran las características de los circuitos eléctricos presentes en los sistemas fotovoltaicos conectados a red.

	CAMPO FOTOVOLTAICO - INVERSOR	**INVERSOR - RED**
TIPO DE CORRIENTE	Continua	Alterna (Monofásico)
LIMITES	Desde terminales principales del campo generador hasta terminales de entrada del inversor	Desde terminales de salida del inversor hasta el punto de conexión con la red

CABLEADO	Cable unipolar bajo tubo (al aire o enterrado)	Cable bipolar bajo tubo (al aire o enterrado)
INTENSIDAD	Hasta 30 A, aproximadamente	Según la potencia del inversor
TENSIÓN	Hasta 170 V, aproximadamente	220 V (Monofásica)
CAIDA DE TENSIÓN	Máxima: 1.5 % (Recomendada 1%)	Máxima 2%

Tabla 10: Tipos de Circuitos Eléctricos presentes en los SFCR

Fuente: Elaboración Propia

El trazado de los tubos se hará siguiendo preferentemente líneas verticales y horizontales o paralelas a las aristas de las paredes que limitan al lugar donde se efectúa la instalación.

Para los tramos de corriente continua se utilizarán conductores de tipo 0,6/1kV de cobre con aislamiento en PVC. El tipo de instalación será de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra según la definición del REBT en la norma ITC-BT-19.

Todos los cables y conductores utilizados para la instalación en los distintos tramos deberán ser de aplicación para lugares y ambientes poco ventilados, retardante a la llama, baja emisión de humos tóxicos y libres de halógenos: del tipo NH-80 (0.6/1KV).

Tabla 11: Intensidades admisibles (A) al aire 40º C. Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento.

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos[2] en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos[2] en montaje superficial o emprotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR			
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared[3]					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre[4]. Distancia a la pared no inferior a 0.3D[5]						3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
F		Cables unipolares en contacto mutuo[4]. Distancia a la pared no inferior a D[5]							3x PVC			3x XLPE o EPR[11]	
G		Cables unipolares separados mínimo D[5]									3x PVC[5]		3x XLPE o EPR
		mm²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cobre		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
		70				149	160	171	188	202	224	244	321
		95				180	194	207	230	245	271	296	391
		120				208	225	240	267	284	314	348	455
		150				236	260	278	310	338	363	404	525
		185				268	297	317	354	386	415	464	601
		240				315	350	374	419	455	490	552	711
		300				360	404	423	484	524	565	640	821

Fuente: Guía Técnica de Aplicación: Instalaciones Interiores, GUÍA-BT-19

En el último tramo de la instalación donde ya se ha producido la conversión de potencia continua a potencia alterna, la instalación del cableado será diferente, en éste tramo los conductores de tipo 0,6/1kV estarán enterrados, estarán constituidos de cobre con aislamiento PVC y el diseño se basará en la norma ITC-BT-07 para redes subterráneas para distribución en baja tensión.

Tabla 12: Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada.

SECCIÓN NOMINAL mm^2	Terna de cables unipolares (1) (2)			1cable tripolar o tetrapolar (3)		
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Fuente: Redes Subterráneas para Distribución en Baja Tensión - ITC-BT-07

Para el cálculo de la sección del conductor en el tramo de corriente continua, se usará la siguiente ecuación:

$$S=\frac{2 * L * I_{CC}}{C * u}$$

Donde:

- S = Sección del conductor (mm2).
- L = Longitud del conductor (m).
- I_{CC} = Corriente máxima que circula por los conductores, siendo así la de cortocircuito de los paneles.

- u = Caída máxima de tensión permitida dentro de la conexión. Que en corriente continua es de 1.5 %.
- C = conductividad eléctrica del elemento conductor, para nuestro estudio se usa cobre, el cual posee una conductividad de 56 m/Ω*mm2.

En el último tramo de la instalación donde ya se ha producido la conversión de corriente continua a corriente alterna (monofásica), la sección teórica mínima que se utilizará en los conductores, vendrá dada por la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2 * L * I * \cos\varphi}{C * u} = \frac{2 * L * P}{C * u * U}$$

Donde:

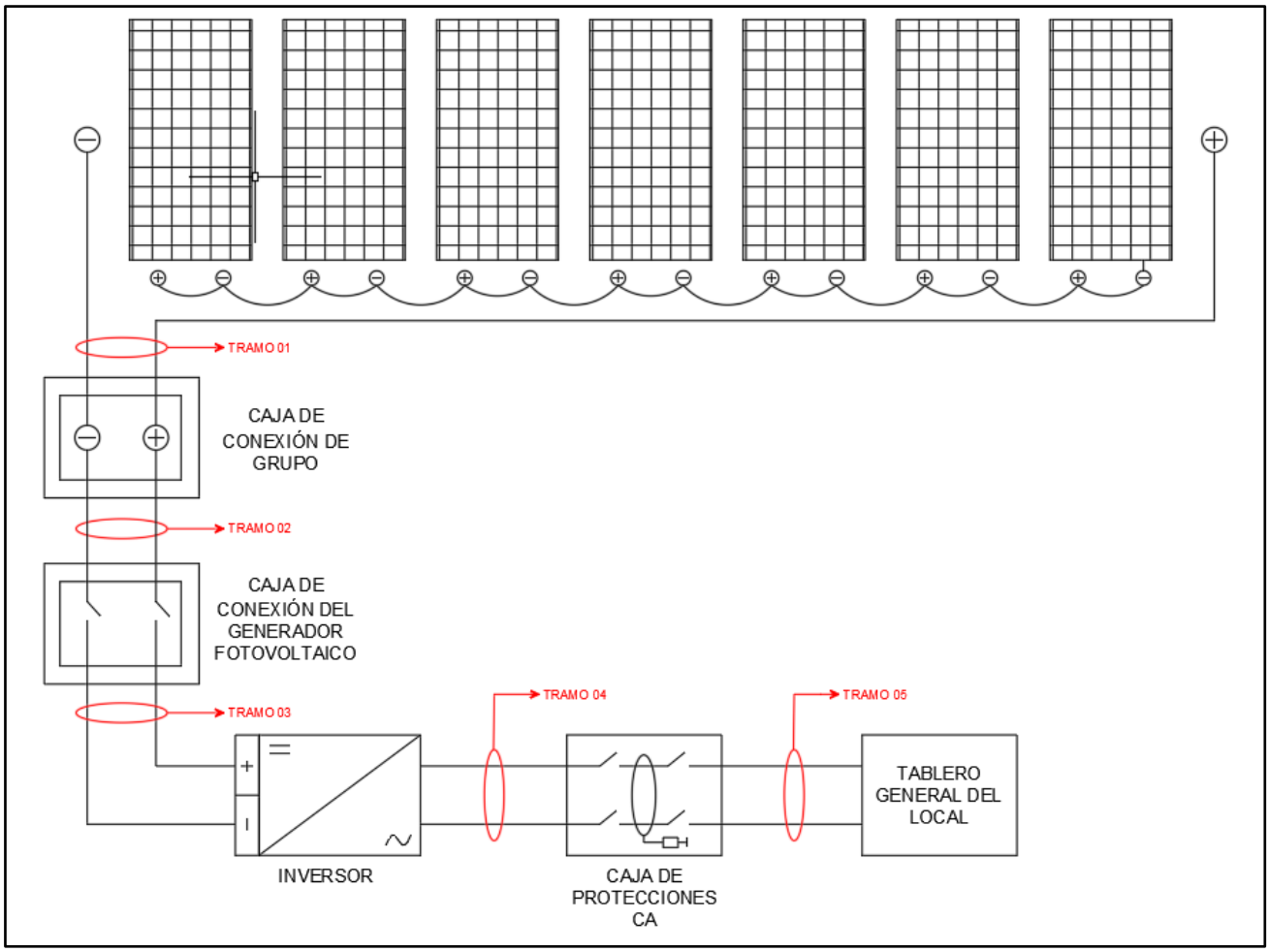
- S = Sección del conductor (mm2).
- L = Longitud del conductor (m).
- I_{CC} = Corriente máxima que circula por los conductores (A), siendo así la de cortocircuito de los paneles.
- u = Caída máxima de tensión permitida dentro de la conexión. Que en corriente continua es de 2.5 %.
- C = conductividad eléctrica del elemento conductor, para nuestro estudio se usa cobre, el cual posee una conductividad de 56 m/Ω*mm2.
- U = Tensión de línea de la red (V).
- P = Potencia máxima que transporta el cable (W).

La instalación del sistema fotovoltaico estará conformada por 5 tramos:

- Módulos Solares - Caja de conexión de grupo
- Caja de conexión de grupo - Caja de conexión del generador fotovoltaico

- Caja de conexión del generador fotovoltaico – Inversor
- Inversor – Caja de Protecciones CA
- Caja de Protecciones CA – Red de baja tensión (Tablero General del Local)

Figura 34: Tramo de Cableados y Conexiones



Fuente: Elaboración Propia

I. Tramos de Cableado

a) Módulos solares – Caja de conexión de grupo

Estará comprendido entre la salida del generador fotovoltaico conectado en serie y una caja de conexión de grupo donde llegarán las salidas de los paneles fotovoltaicos conectados en serie. En dicha caja de conexión de subgrupo se alojarán los elementos encargados de la protección del generador fotovoltaico y las protecciones del cableado de interconexión del ramal. A la caja de conexión de subgrupo llegarán

2 conductores; 1 correspondiente a los polos positivos y 1 correspondiente a los negativos y saldrán 2 conductores, uno de polaridad negativa y otro de polaridad positiva.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L = 13 m
- I_{CC} = 9.14 A
- u = 1.5 %, en este tramo la tensión será V_{mpp} = 37.8 V, por el número de paneles en serie que tiene cada ramal, 4 paneles, entonces la tensión en ese tramo será de 37.8 V x 8 paneles = 302.4 V.
- C = 56 m/Ω*mm2

En este tramo de la instalación la corriente que circula es continua, la sección mínima que deben tener los conductores será de:

$$S = \frac{2 \text{ x } 13 \text{ x } 9.14}{0.015 \text{ x } 302.4 \text{ x } 56} = 0.936 \text{ mm2}$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 1.5 mm2.

Atendiendo a la tabla de Intensidades Admisibles (A) extraída de la norma ITC-BT-19, la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1kV de 1.5 mm2, de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra, es de 15 A. Este valor es superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo que será de 9.14 A, con lo cual el conductor de 1.5 mm2 es válido (cable AWG #14, 15 A).

b) Caja de Conexión de Grupo – Caja de Conexión del Generador Fotovoltaico

Estará comprendido entre cada caja de conexión de grupo hasta la caja de conexión del generador fotovoltaico, de donde saldrán 2 conductores uno positivo y otro negativo hacia el inversor. En esta caja de conexión del generador se encuentran los elementos necesarios para la protección del generador fotovoltaico completo.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L = 15 m
- I_{CC} = 9.14 A
- u = 1.5 %, en este tramo la tensión será V_{mpp} = 37.8 V, por el número de paneles en serie que tiene cada ramal, 4 paneles, entonces la tensión en ese tramo será de 37.8 V x 8 paneles = 302.4 V.
- C = 56 m/Ω*mm2

En este tramo de la instalación la corriente que circula es continua, la sección mínima que deben tener los conductores será de:

$$S = \frac{2 \text{ x } 15 \text{ x } 9.14}{0.015 \text{ x } 302.4 \text{ x } 56} = 1.079 \text{ mm2}$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 1.5 mm2.

Atendiendo a la tabla de Intensidades Admisibles (A) extraída de la norma ITC-BT-19, la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1kV de 1.5 mm2, de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra, es de 15 A. Este valor es superior a la máxima

corriente que circulará por los conductores de este tramo que será de 9.14A, con lo cual el conductor de 1.5 mm2 es válido (cable AWG #14, 15 A)

c) Caja de Conexión del Generador Fotovoltaico – Inversor

Estará comprendido entre cada caja de conexión del sistema fotovoltaico de donde salen dos conductores principales que transportan la potencia del generador fotovoltaico de la azotea hasta el lugar donde estará situado el inversor. Al inversor llegan dos cables, uno positivo y otro negativo correspondiente al final del circuito de CC y a la salida comienza el último tramo correspondiente al circuito de CA

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L = 20 m
- I_{CC} = 9.14 A, como son dos ramales la intensidad será: 9.14 x 1 = 9.14 A
- u = 1.5 %, en este tramo la tensión será $\mathrm{V_{mpp}}$ = 37.8 V, por el número de paneles en serie que tiene cada ramal, 4 paneles, entonces la tensión en ese tramo será de 37.8 V x 8 paneles = 302.4 V.
- C = 56 m/Ω*mm2

En este tramo de la instalación la corriente que circula es continua, la sección mínima que deben tener los conductores será de:

$$\mathrm{S} = \frac{2 \text{ x } 20 \text{ x } 9.14}{0.015 \text{ x } 302.4 \text{ x } 56} = 1.583 \text{ mm2}$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 2.5 mm2.

Atendiendo a la tabla de Intensidades Admisibles (A) extraída de la norma ITC-BT-19, la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1kV de 2.5 mm2, de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra, es de 21 A. Este valor es superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo que será de 9.14A, con lo cual el conductor de 2.5 mm2 es válido (cable AWG #14,15 A).

d) Inversor – Caja de Protecciones CA

Este tramo comprende la conexión desde el inversor a la caja de protección CA. Del inversor saldrán dos cables para una conexión monofásica hacia una caja de protección de corriente alterna, el cual servirá no solo como sistema de protección sino también punto de desconexión manual del sistema con la carga asignada, facilitando así trabajos por mantenimiento.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L = 10 m
- P = 2640 W
- u = 2.5 %, si la tensión es de 220 V. Por lo tanto, la caída de tensión causada en el voltaje de salida del inversor será de 5.5 V
- C = 56 m/Ω*mm2
- U = 220 V

En este tramo de la instalación la corriente que circula es alterna, la sección mínima que deben tener los conductores será de:

$$S = \frac{2 \text{ x } 10 \text{ x } 2640}{5.5 \text{ x } 220 \text{ x } 56} = 0.779 \text{ mm2}$$

Esta sección es válida teniendo en cuenta la longitud del tramo entre el inversor y el punto de conexión a red, pero esto no basta, porque también hay que tener en cuenta la cantidad máxima de corriente que se puede inyectar a la red, y esta viene dada por el inversor y es de 10.9 A

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 2.5 mm2.

Atendiendo a la tabla de Intensidades Admisibles (A) extraída de la norma ITC-BT-19, la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1kV de 2.5 mm2, de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra, es de 21 A. Este valor es superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo que será de 10.9 A, con lo cual el conductor de 2.5 mm2 es válido (cable AWG #14, 15 A).

e) Caja de Protecciones CA – Red de Baja Tensión (Tablero General del Local)

Este tramo comprende la conexión desde la caja de protección CA al tablero general de la carga. De la caja de protección saldrán dos cables para una conexión monofásica hacia una caja de protección de corriente alterna, el cual servirá no solo como sistema de protección sino también punto de desconexión manual del sistema con la carga asignada, facilitando así trabajos por mantenimiento.

Los parámetros necesarios para realizar el cálculo en este tramo de la sección del cable son:

- L = 20 m
- P = 2640 W
- u = 2.5 %, si la tensión es de 220 V. Por lo tanto, la caída de tensión causada en el voltaje de salida del inversor será de 5.5 V
- C = 56 m/Ω*mm2
- U = 220 V

En este tramo de la instalación la corriente que circula es alterna, la sección mínima que deben tener los conductores será de:

$$\mathrm{S} = \frac{2 \text{ x } 20 \text{ x } 2640}{5.5 \text{ x } 220 \text{ x } 56} = 1.558 \text{ mm2}$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 2.5 mm2.

Atendiendo a la tabla de Intensidades Admisibles (A) extraída de la norma ITC-BT-19, la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1kV de 2.5 mm2, de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra, es de 21 A. Este valor es superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo que será de 9.14 A, con lo cual el conductor de 2.5 mm2 es válido (cable AWG #14, 15 A).

II. Selección del tipo de cable

Debido a que los valores obtenidos no están normalizados, se procede a realizar la selección de conductores teniendo en cuenta dos consideraciones. Primero la sección de cable escogida debe ser superior a la calculada y por último el tipo de cable escogido debe soportar la corriente que circule por este, garantizando de esta manera un buen funcionamiento del sistema.

El tipo de cable escogido para nuestro sistema es de la marca INDECO del tipo NH-80, que nos brindará mayor seguridad en la instalación, sus conductores son de cobre electrolítico recocido, sólido o cableado. Aislamiento de compuesto termoplástico no halogenado HFFR, es retardante a la llama, baja emisión de humos tóxicos y libre de halógenos. Su tabla de datos técnicos con la cual seleccionaremos nuestra sección del cable se muestra en el anexo D:

Figura 35: Cable NH-80

Fuente: Indeco

Una vez que se ha seleccionado el tipo de sección normalizada, teniendo en cuenta los criterios anteriormente expuestos, logramos obtener un cuadro final del tipo de cable a utilizar en cada tramo, el cual se muestra a continuación:

Tabla 13: Conductores Seleccionados Para el Sistema

PARÁMETROS CALCULADOS			CABLE SELECCIONADO INDECO NH-80	
TRAMO	SECCIÓN TEÓRICA (mm2)	LONGITUD (m)	SECCIÓN (mm2)	AMPERAJE (A)
1	0.936	13	1.5	14
2	1.079	15	1.5	14
3	1.583	20	2.5	24
4	0.779	10	2.5	24
5	1.558	20	2.5	24

Fuente: Elaboración Propia

El tendido del cable se realizará en tubos de montaje superficial o empotrados según indique la definición del Reglamento Eléctrico de Baja Tensión (REBT) en la norma ITC-BT-19. El trazado de tubos será de tal manera que buscará el mínimo tendido de cable, para así evitar pérdidas energéticas y exceso de presupuesto, buscando a la vez una armonía con la arquitectura e instalaciones del local.

4.5.4.5. Puesta a Tierra

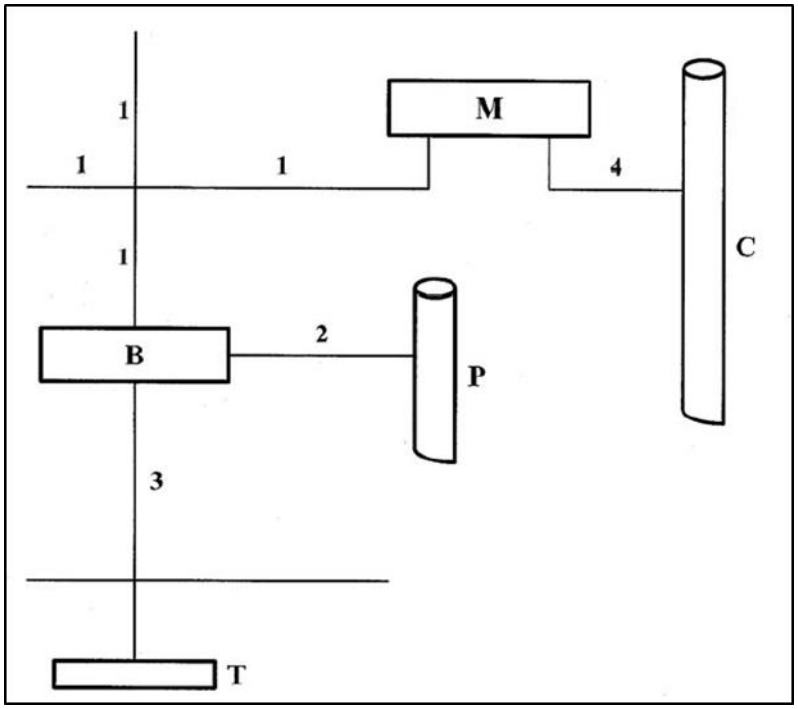
Para la protección de la propia instalación y de los posibles operarios encargados del mantenimiento de la misma, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión establece que deben conectarse correctamente todas las masas metálicas de una instalación con tierra, con el objetivo de conseguir que el conjunto 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 las corriente de defecto o las descargas de origen atmosférico.

Según la norma ITC-BT-18 “Instalaciones de puesta a tierra”, la puesta a tierra de una instalación está compuesta por:

- ✓ Tomas a tierra: son electrodos formados por barras, tubos pletinas o mallas que están en contacto directo con el terreno donde se drenará la corriente de fuga que se pueda producir en algún momento, estas tomas a tierra deberán ser de materiales específicos y estarán enterrados a una profundidad adecuada para las características de la instalación a proteger. En este proyecto se utilizará la toma a tierra de la nave industrial ya que, al tratarse de una nave dedicada a la fabricación de elementos sanitarios, constará de una toma a tierra para la protección de sus equipos eléctricos.

- ✓ Conductores de tierra: son los conductores que unen el electrodo de la puesta a tierra de la instalación con el borne principal de puesta a tierra. Se utilizará el conductor de tierra que posee la nave.
- ✓ Bornes de puesta a tierra: son la unión de todos los conductores de protección de la instalación que provienen de los diferente elementos o masas a proteger. Se utilizará el borne de puesta a tierra que conecta los conductores de protección y el conductor de tierra de la propia nave.
- ✓ Conductores de protección: sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos. Unirán las masas a borne de puesta a tierra y con ello al conductor de tierra.

Figura 36: Representación esquemática de un circuito de puesta a tierra



Fuente: Norma ITC-BT-18

Leyenda:

1) Conductor de Protección.

2) Conductor de Unión Equipotencial Principal.

3) Conductor de Tierra o Línea de Enlace con el Electrodo de Puesta a Tierra

4) Conductor de Equipotencialidad Suplementaria.

B Borne Principal de Tierra o Punto de Puesta a Tierra.

M Masa.

C Elemento Conductor.

P Canalización Metálica Principal de Agua

T Toma de Tierra.

Según la norma ITC-BT-18 del REBT, los conductores de protección deberán ser del mismo material que los conductores activos utilizados en la instalación, en este caso serán de cobre e irán alojados en la canalización utilizada para los conductores activos de la instalación. La sección de los conductores de protección viene dada por la tabla siguiente:

Tabla 14: Relación entre las secciones los conductores de protección y los de fase.

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm^2)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm^2)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Fuente: Norma ITC-BT-18

Por tanto, los conductores de protección tendrán diferente sección dependiendo el tramo de cableado donde se encuentren:

a) Módulos solares – Caja de conexión de grupo

$$S_{\text{CONDUCTORES DE FASE}} = 1.5\ \text{mm}^2 \Rightarrow S_{\text{CONDUCTORES DE PROTECCIÓN}} = 1.5\ \text{mm}^2$$

b) Caja de Conexión de Grupo – Caja de Conexión del Generador Fotovoltaico

$$S_{\text{CONDUCTORES DE FASE}} = 1.5\ \text{mm}^2 \Rightarrow S_{\text{CONDUCTORES DE PROTECCIÓN}} = 1.5\ \text{mm}^2$$

c) Caja de Conexión del Generador Fotovoltaico – Inversor

$$S_{\text{CONDUCTORES DE FASE}} = 2.5\ \text{mm}^2 \Rightarrow S_{\text{CONDUCTORES DE PROTECCIÓN}} = 2.5\ \text{mm}^2$$

d) Inversor – Caja de Protecciones CA

$$S_{\text{CONDUCTORES DE FASE}} = 2.5\ \text{mm}^2 \Rightarrow S_{\text{CONDUCTORES DE PROTECCIÓN}} = 2.5\ \text{mm}^2$$

e) Caja de Protecciones CA – Red de Baja Tensión (Tablero General del Local)

$$S_{\text{CONDUCTORES DE FASE}} = 2.5\ \text{mm}^2 \Rightarrow S_{\text{CONDUCTORES DE PROTECCIÓN}} = 2.5\ \text{mm}^2$$

En la tabla 14 se presenta un resumen de los cables que se usarán en la instalación de puesta a tierra:

Tabla 15: Conductores a Usarse en el Sistema de Puesta a Tierra

TRAMO	CONDUCTOR	LONGITUD (m)
1	1.5 o AWG # 14	13
2	1.5 o AWG # 14	15
3	2.5 o AWG # 14	20
4	2.5 o AWG # 14	10
5	2.5 o AWG # 14	20

Fuente: Elaboración Propia

4.5.4.6. Protecciones

Para proporcionar seguridad tanto a los equipos que forman la instalación solar fotovoltaica como al personal encargado de su mantenimiento y correcta operación, es necesario proporcionar una serie de elementos de protección que aseguren una explotación correcta de la instalación.

Al igual que para el cálculo del cableado de la instalación, el cálculo de protecciones se realizará independientemente para cada uno de los circuitos que forman la instalación, diferenciando entre tramos de corriente continua y de corriente alterna, ya que las protecciones deberán ser distintas para cada tramo dependiendo la naturaleza continua o alterna del tramo y al valor de corriente admisible por los conductores.

Aunque los fusibles e interruptores para corriente continua son diferentes a los de corriente alterna, su cálculo es similar; según la norma ITC-BT-22 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, un dispositivo protege contra sobrecargas a un conductor si se verifican las siguientes condiciones:

$$\boxed{I_B \leq I_N \leq I_Z}$$

$$\boxed{I_C \leq 1.45 * I_Z}$$

Donde:

- ✓ I_B , es la corriente de empleo o de utilización.
- ✓ I_N, es la corriente nominal del dispositivo de protección.
- ✓ I_Z, es la corriente máxima admisible por el elemento a proteger.
- ✓ I_C, es la corriente convencional de funcionamiento del dispositivo de protección (fusión de los fusibles y disparo de los interruptores automáticos).

En la protección por magnetotérmico normalizado se cumple siempre la segunda condición porque $I_C \leq 1.45 * I_N$, por lo que sólo se debe verificar la primera condición.

En la protección por fusible tipo gG (es un fusible limitador de la corriente, se usan en la protección de circuitos sin picos de corriente importantes. Por ejemplo: Circuitos de alumbrado, calefacción, etc.) Se cumple que $I_C = 1,6 * I_N$ por lo que deben verificarse las dos condiciones de la norma.

El cálculo de protecciones se realizará dividiendo la instalación en dos grupos, uno de corriente continua y otro de corriente alterna, cada grupo será a su vez dividido en los diferentes tramos de cableado que forma la instalación solar fotovoltaica:

A. Protecciones de Corriente Continua

La interrupción de corrientes presenta mayores problemas con redes en corriente continua que en corriente alterna. En la corriente alterna existe un paso natural de la corriente por el cero en cada semiperiodo, al cual corresponde un apagado espontáneo del arco que se forma cuando se abre el circuito. En la corriente continua esto no sucede y, para extinguir el arco, es preciso que la corriente disminuya hasta anularse. Es necesario que la interrupción se realice gradualmente, sin bruscas anulaciones de la corriente que darían lugar a elevadas sobretensiones.

El esquema unifilar de la instalación, muestra que los tramos pertenecientes a la parte de potencia continua son tres, que se encuentran entre los paneles solares fotovoltaicos y la entrada al inversor:

1. Módulos solares – Caja de conexión de grupo

Este tramo estará protegido por los siguientes elementos:

✓ **Fusibles**

Protegerán contra las sobre intensidades a cada ramal del generador fotovoltaico provocando la apertura del circuito en caso de producirse una corriente superior a la admisible por los equipos o conductores de la instalación. El ramal poseerá dos fusibles de idénticas características eléctricas, uno para el conductor de polaridad positiva y otro para el de polaridad negativa.

Figura 37: Fusible de Corriente Continua y Símbolo Normalizado

La sección del conductor en este tramo de la instalación es de 1,5mm2, por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

- $I_B = I_{mpp}$ modulo = 8.74 A
- $I_Z = I_{MAX}$ - admissible = 15 A

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del fusible será:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$8.74\ A \leq I_N \leq 15\ A\ \rightarrow\ I_N = 10\ A$$

A continuación se calculará la corriente convencional de fusión de este fusible comprobándose si la dimensión de los fusibles es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla I_C ≤ 1,45 * I_Z :

$$I_C = 1.6 * \ I_N = 1.6 * 10 = 16\ A$$

$$I_C\ \leq 1.45 * \ I_Z\ \rightarrow 16\ A \leq 1.45 * 15\ A\ \rightarrow 16\ A\ \leq 21.75\ A$$

Por consiguiente, se utilizarán fusibles de 10A en cada ramal de paneles conectados en serie del generador solar fotovoltaico. El fusible elegido es de la marca DF ELECTRIC de In= 10 A, 600VDC y su número de referencia es el 491920.

Figura 38: Fusibles DF ELECTRIC

Fuente: DF ELECTRIC

- ✓ **Interruptor Magnetotérmico**

Estos dispositivos son aparatos modulares con distinto número de polos: unipolares, bipolares, tripolares y tetrapolares. Tienen incorporados un disipador térmico y otro magnético, actuando sobre un dispositivo de corte la lámina bimetálica y el electroimán. Normalmente no admiten disipadores indirectos. Se fabrican con diversos sistemas de montaje, para colocación en cuadro, para montaje saliente, etc... La maniobra se realiza con corte al aire. Para sobre intensidades pequeñas y prolongadas actúa la protección térmica y para sobre intensidades elevadas actúa la protección magnética. Como se señaló, según la norma ITC-BT-22, todo magnetotérmico y fusible debe cumplir los siguientes requisitos:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_C \leq 1.45 * I_Z$$

En la protección por magnetotérmico normalizado no es necesario comprobar la segunda condición ya que $I_C \leq 1.45 * I_Z$ y por tanto siempre se cumple, sólo es necesario comprobar la primera condición:

En cada ramal habrá un interruptor magnetotérmico. La sección del conductor que forma el ramal es de 1.5mm2, por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado del interruptor magnetotérmico serán:

$$I_B = 1 \text{ ramal} * I_{mpp} \text{ módulo} = 1 * 8.14 \text{ A} = 8.14 \text{ A}$$

$$I_Z = I_{max\text{ - admisible}} = 15 \text{ A}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del magnetotérmico será:

$$8.74\ A \leq \mathrm{I_N} \leq 15\ \mathrm{A}\ \rightarrow\ \mathrm{I_N} = 10\ \mathrm{A}$$

Por consiguiente, se utilizará un interruptor magnetotérmico de 10A en el ramal del generador fotovoltaico con su caja de conexión de grupo. Se ha optado por el Interruptor Automático Magnetotérmico Schneider Electric para sistemas fotovoltaicos modelo A9N61528. De 2 polos y una intensidad de 10 A, como se ve en la figura 38.

Figura 39: Interruptor Magnetotérmico de 2 Polos

Fuente: Schneider Electric

2. Caja de Conexión de Grupo – Caja de Conexión del Generador Fotovoltaico

Este tramo estará protegido por el siguiente elemento:

- ✓ **Varistor o Descargador**

El uso de protecciones contra sobretensiones garantiza la optimización del rendimiento de la instalación y en consecuencia se muestra como una decisión altamente rentable.

Estos protectores de sobretensión descargan a tierra los picos de tensión transitorios que se transmiten a través de los cables de la instalación eléctrica. Pueden ser de dos clases:

- CLASE I: Están destinados a ser instalados en las extremidades de las líneas exteriores de una instalación fotovoltaica para protegerla contra impactos directos de rayos.

  Este tipo de protección, ver figura 40, no se utilizará en esta instalación al no ocupar mucho terreno y tratarse de una zona de bajo riesgo de impactos directos de rayos.

  Figura 40: Protección contra sobretensión CLASE I

- CLASE II: Las protecciones de Clase II se destinan a la protección de las redes de alimentación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas indirectas que se producen a una determinada distancia de la instalación fotovoltaica e inducen una sobretensión.

Figura 41 Protección contra sobretensión CLASE II

Para la elección de la protección contra sobretensiones a utilizar en la instalación, se tendrá en cuenta la tensión máxima de funcionamiento que puede producirse en el generador fotovoltaico para escoger un descargador que soporte dicha tensión. Esta tensión máxima aparece cuanto los paneles trabajan en condiciones de circuito abierto y a una temperatura ambiente de 14º C, esto produce una tensión igual a 249.84 V, por tanto, se elegirá un descargador de clase II con una tensión de régimen permanente superior a este valor.

Se ha elegido el descargador SOLARTEC PST25PV de tensión de régimen permanente máxima 550 VDC.

3. Caja de Conexión del Generador Fotovoltaico – Inversor

Este último tramo de corriente continua constara de dos únicos conductores, uno de polaridad positiva y otro de polaridad negativa. Y tendrá el siguiente elemento de protección:

- ✓ **Interruptor Seccionador**

El interruptor seccionador que se instalará en este tramo de la instalación, tendrá la función de aislar el generador fotovoltaico para labores de mantenimiento en los dos ramales que forman el módulo solar como limpieza y reparación de incidencias.

Para la elección del interruptor-seccionador se tendrán en cuenta dos parámetros: la tensión de servicio de la línea y la corriente que deben ser capaces de interrumpir al abrirse. Para esta instalación dichos parámetros vendrán dados por la corriente de cortocircuito que pueda producirse en cada panel por el número de ramales que conecta el interruptor-seccionador y la tensión máxima de servicio será la tensión máxima que puede darse en la instalación, es decir, bajo condiciones de circuito abierto y a una temperatura ambiente de 14º C:

$$I_{SC} = 1 \text{ ramal} * 8.14 \text{ A} = 8.14 \text{ A}$$

$$V_{OC} = 249.84 \text{ V}$$

Para este circuito se ha escogido un interruptor-seccionador de marca ABB modelo OTDC16U2 con 2 polos cuya máxima tensión de servicio es 600VDC

y capaz de interrumpir una corriente de 16 A, y su código de pedido es 1SCA134369R1001.

B. Protecciones de Corriente Alterna

La protección de corriente alterna estarán ubicadas aguas abajo del inversor, para la protección de los circuitos y de la conexión a red de la instalación una vez sea convertida la corriente continua proveniente de los módulos solares a corriente alterna para la inyección a la red.

La protección de corriente alterna se diseñarán para la protección del último tramo del circuito:

4. Inversor – Red de Baja Tensión

El sistema de protecciones de este último tramo deberá acogerse a la normativa sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión del artículo 11 del R.D.1663/2000 (https://www.boe.es/boe/dias/2000/09/30/pdfs/A33511-33515.pdf) y además tener en cuenta los requisitos de conexión de la empresa propietaria de la distribución de energía eléctrica en el punto de conexión a red de la instalación fotovoltaica.

- ✓ **Interruptor magnetotérmico (Interruptor general manual)**

Se trata de un interruptor magnetotérmico similar al utilizado en el tramo anterior del circuito con la diferencia que este magnetotérmico estará diseñado para funcionar con corriente alterna.

Figura 42: Interruptor Termomagnético

Para la elección del interruptor magnetotérmico se utilizarán las ecuaciones mencionadas anteriormente:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_C \leq 1.45 * I_Z$$

Como se ha indicado en el tramo anterior, los interruptores magnetotérmicos siempre cumplen la condición $I_C \leq 1.45 * I_Z$ ya que la intensidad convencional de disparo de los interruptores magnetotérmicos siempre es $I_C \leq 1.45 * I_Z$, por tanto únicamente se utilizará la condición: $I_B \leq I_N \leq I_Z$, para dimensionar el interruptor magnetotérmico adecuado.

Para el cálculo de la intensidad nominal del interruptor a utilizar en este tramo, es necesario calcular la corriente máxima admisible por los conductores y la corriente normal de empleo que se producirá en este tramo.

La sección de los conductores de este tramo es de 2.5 mm2, por tanto la corriente máxima admisible por los conductores es $I_Z = I_{máx.\text{ - admisible}} = 21\ A$

El valor de la intensidad normal de funcionamiento que circulará por el tramo vendrá dado por la potencia máxima que el inversor puede entregar a la red, que es de 2500 W y la tensión a la cual se realizará la conexión, 220V, teniendo en cuenta que según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, el factor de potencia proporcionado por las instalaciones solares fotovoltaicas debe ser igual a la unidad:

$$P = V * I \rightarrow I = \frac{2500}{220} \rightarrow I = 11.36\ A$$

El valor de la intensidad nominal del interruptor magnetotérmico a utilizar será:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$11.36\ A \leq I_N \leq 21\ A$$

El interruptor magnetotérmico tendrá una intensidad nominal de 16 A.

Además de las condiciones estándar que deben cumplir todos los interruptores de este tipo, el magnetotérmico utilizado en este último tramo debe tener una capacidad de corte igual o superior a la intensidad de cortocircuito que como norma la define la empresa distribuidora, para este caso, los requisitos de conexión de ENOSA señalan que la intensidad de cortocircuito que puede producirse en un punto de conexión a su red es de 6kA, por tanto este interruptor magnetotérmico deberá tener una capacidad de corte de al menos este valor.

Se ha elegido un interruptor magnetotérmico bipolar de 16 A para tensiones de 220V marca Schneider Electric Tipo S202-C 32 poder de corte 6000 A.

- ✓ **Interruptor diferencial**

Los interruptores diferenciales, como el de la figura 42, proporcionan protección a las personas contra descargas eléctricas, tanto en el caso de contactos directos como contactos indirectos y también proporcionan protección a las instalaciones ya que detectan las fugas a tierra midiendo la corriente que circula por los conductores.

Figura 43: Interruptor Diferencial

Según la norma ITC-BT-25 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, los interruptores diferenciales deben poseer una intensidad diferencial-residual máxima de 30mA para aplicaciones domésticas, de 30mA hasta 500mA para

laboratorios, sector de servicios y pequeñas industrias y de 500mA a 1000mA para grandes empresas de servicios y complejos industriales.

Se ha escogido un interruptor diferencial de dos polos marca Schneider Electric modelo EZ9R36225 de 25A con sensibilidad de 30 mA.

- ✓ **Fusibles**

Además de las protecciones obligatorias establecidas en el R.D.1663/2000, ENOSA obliga la instalación de un fusible en la conexión a la red.

Para la elección del interruptor fusible se utilizarán las ecuaciones mencionadas anteriormente:

$$\mathrm{I_B} \leq \mathrm{I_N} \leq \mathrm{I_Z}$$

$$\mathrm{I_C} \leq 1.45 * \mathrm{I_Z}$$

La sección de los conductores de este tramo es de 2.5 mm2, por tanto, la corriente máxima admisible por los conductores es $\mathrm{I_Z} = \mathrm{I_{máx.\text{ - }admisible}} = 21\ \mathrm{A}$.

Además, la corriente normal de funcionamiento calculada anteriormente es de 11.36 A, por tanto:

$$\mathrm{I_B} \leq \mathrm{I_N} \leq \mathrm{I_Z}$$

$$11.36\ A \leq \mathrm{I_N} \leq 21\ \mathrm{A}\ \rightarrow \mathrm{I_N} = 16\ \mathrm{A}$$

A continuación, se calculará la corriente convencional de fusión de este fusible comprobándose si la dimensión del fusible es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla $\mathrm{I_C} \leq 1.45 * \mathrm{I_Z}$

$$I_C = 1.6 * I_N = 1.6 * 16\ A = 25.6\ A$$

$$I_C \leq 1.45 * I_Z \rightarrow 25.6\ A \leq 1.45 * 21\ A \rightarrow 25.6\ A \leq 30.45\ A$$

Por tanto, utilizaremos fusibles cilíndricos tipo gG de 20 A 690 VAC, 440 VDC y 6 KA de poder de corte, de marca DF ELECTRIC, que proporcionan protección contra sobrecorrientes, tantas sobrecargas como cortocircuitos, con lo que además de proteger a los semiconductores, también se protege a los conductores y el resto de la instalación. (figura 43).

Figura 44: Fusibles Cilíndricos DF ELECTRIC

En la tabla 16, presentamos un cuadro resumen de los elementos de protección a usar:

Tabla 16: Elementos de Protección en el Sistema Fotovoltaico de Conexión a Red

TIPO DE CORRIENTE	TRAMO	PROTECCIÓN	MARCA Y MODELO	CANTIDAD
CC	Módulos Solares - Caja de Conexión de Grupo	Fusibles y Magnetotérmicos	DF ELECTRIC 10 A y Schneider Electric A9N61528	2 Fusibles y 1 Magnetotérmico
CC	Caja de Conexión de Grupo - Caja de Conexión Generador Fotovoltaico	Varistor o descargador	SOLARTEC PST25PV	1 Varistor
CC	Caja de Conexión Generador Fotovoltaico - Inversor	Interruptor seccionador	ABB modelo OTDC16U2 de 116 A	1 Interruptor Seccionador
CA	Inversor - Red de Baja Tensión	Magnetotérmico o Interruptor General Manual, Interruptor Diferencial y Fusibles	Schneider Electric Tipo S202-C 32, Schneider Electric EZ9R36225 y DF ELECTRIC 20 A 220 V	1 Magnetotérmico, 1 Diferencial y 2 Fusibles

Fuente: Elaboración Propia

4.5.4.7. Elementos de Medida

En las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, es necesario un contador de energía a la salida del inversor que a su vez medirá la energía inyectada a la red y marcará la frontera entre nuestro sistema y la red de distribución.

Nuestro sistema está diseñado para inyectar toda la energía producida a la red de distribución de ENOSA en baja tensión.

El contador deberá medir entonces la energía entregada a la red, producida por nuestra instalación fotovoltaica. Para esto hemos elegido un Vatímetro Fronius Smart Meter 63 A Monofásico 14.5 Kw.

Figura 45: Vatímetro Fronius Smart

4.6. Energía Anual Generada por la Instalación Fotovoltaica Conectada a Red

4.6.1. Cálculo de la Energía Anual Generada

En este apartado estudiaremos el diseño de la instalación fotovoltaica comprobando como influyen sobre el rendimiento, la rentabilidad y el medio ambiente los principales parámetros energéticos que se obtienen en el emplazamiento elegido:

$$E_{AC} = P_{PMP} \text{ x } \left(\frac{G_{daeff}}{G'}\right) \text{ x } F_S \text{ x } P_R$$

Donde:

- P_{PMP} = Potencial Nominal o potencia máxima que entrega el generador en condiciones estándar de medida (1000 W/m2 de irradiancia y 25ºC de temperatura de célula).
- G_{daeff} = Irradiación anual efectiva que incide sobre la superficie del generador.
- F_S = Factor de seguridad que considera las perdidas por orientación e inclinación, distinta de la óptima y por sombras. F_S = 1.

- P_R = Factor de rendimiento que considera las pérdidas energéticas asociadas a la conversión DC/AC y al hecho de que el rendimiento de las células solares en la realidad es inferior al que indica el valor de su potencia nominal, ya que la temperatura de operación suele ser notablemente superior a 25ºC . P_R = 0.82.

Sabiendo:

- Latitud del lugar = 4° 51´ 5.31”
- Ángulo de inclinación de los paneles solares = 7° 4´ 13.86”

Con estos dos datos y mediante la tabla 16, hallamos el factor de corrección “k” para superficies inclinadas:

Tabla 17: Factores de Corrección “K” para Superficies Inclinadas

Latitud = 7°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.03	1.02	1	.99	.98	.97	.99	.99	1.01	1.02	1.03	1.03
10	1.05	1.03	1	.97	.95	.94	.97	.97	1	1.04	1.06	1.06
15	1.06	1.03	.99	.95	.91	.89	.95	.95	.99	1.04	1.07	1.08
20	1.07	1.03	.98	.92	.87	.85	.91	.91	.98	1.04	1.08	1.09
25	1.07	1.02	.96	.88	.82	.79	.88	.88	.96	1.04	1.09	1.1
30	1.06	1.01	.93	.84	.77	.73	.83	.83	.93	1.02	1.08	1.1
35	1.05	.99	.9	.79	.71	.67	.78	.78	.89	1	1.07	1.09
40	1.03	.96	.86	.74	.64	.6	.73	.73	.85	.97	1.06	1.07
45	1.01	.93	.81	.68	.57	.53	.67	.67	.81	.94	1.03	1.05
50	.98	.89	.76	.62	.5	.45	.6	.6	.75	.9	1	1.02
55	.94	.84	.71	.55	.43	.38	.54	.54	.7	.85	.96	.99
60	.9	.79	.65	.48	.35	.3	.46	.46	.63	.8	.92	.95
65	.85	.74	.58	.41	.27	.21	.39	.39	.57	.75	.87	.9
70	.8	.68	.52	.34	.19	.13	.31	.31	.5	.68	.81	.85
75	.74	.62	.45	.26	.12	.11	.23	.23	.42	.62	.75	.79
80	.68	.55	.38	.18	.11	.1	.15	.15	.35	.55	.69	.73
85	.61	.48	.3	.12	.1	.09	.09	.09	.27	.47	.62	.66
90	.54	.41	.23	.11	.09	.09	.08	.08	.19	.4	.55	.59

Los valores de la Energía Solar disponible y el número de horas de Sol para el departamento de Piura, han sido proporcionados por la Universidad de Piura, como se puede ver en las tablas 17 y 18.

Tabla 18: Energía Solar Disponible en el Centro Poblado “El Arenal”

MES	**Energía Solar Disponible Wh/m2**
Enero	2170.8
Febrero	2054.4
Marzo	2338.8
Abril	2224.8
Mayo	2044.8
Junio	1900.8
Julio	1808.4
Agosto	2088
Septiembre	2278.8
Octubre	2420.4
Noviembre	2233.2
Diciembre	2296.8

Fuente: PV syst

Tabla 19: Número de Horas de Sol en el Centro Poblado “El Arenal”

MES	**Base de Datos del PV syst**
Enero	5.84
Febrero	6.11
Marzo	6.29
Abril	6.18
Mayo	5.50
Junio	5.28
Julio	4.86
Agosto	5.61
Septiembre	6.33
Octubre	6.51
Noviembre	6.20
Diciembre	6.17
Promedio	5.91

Fuente: PV syst

Con estos datos calculamos la Energía Generada:

Tabla 20: Energía Generada por el Sistema Fotovoltaico

Mes	N° de Días	Energía Solar Disponible kWh/m2	Número de Horas de Sol	H MJ/m2	k Factor Corrección	E Por día MJ/m2	E Por mes MJ/m2	E Por mes kWh/m2
Enero	31	2.1708	5.84	7.81	1.04	8.13	251.95	69.99
Febrero	28	2.0544	6.11	7.40	1.02	7.54	211.23	58.67
Marzo	31	2.3388	6.29	8.42	1	8.42	261.01	72.50
Abril	30	2.2248	6.18	8.01	0.97	7.77	233.07	64.74
Mayo	31	2.0448	5.5	7.36	0.94	6.92	214.51	59.59
Junio	30	1.9008	5.28	6.84	0.93	6.36	190.92	53.03
Julio	31	1.8084	4.86	6.51	0.94	6.12	189.71	52.70
Agosto	31	2.088	5.61	7.52	0.97	7.29	226.03	62.79
Septiembre	30	2.2788	6.33	8.20	1	8.20	246.11	68.36
Octubre	31	2.4204	6.51	8.71	1.03	8.97	278.22	77.28
Noviembre	30	2.2332	6.2	8.04	1.05	8.44	253.24	70.35
Diciembre	31	2.2968	6.17	8.27	1.05	8.68	269.14	74.76

Fuente: Elaboración Propia

La potencia pico del Campo Generador, la determinamos de la siguiente manera:

- Número de paneles fotovoltaicos: N = 8
- Potencia máxima de nuestros paneles fotovoltaicos: 330 W
- Potencia Pico de Campo Generador: P_{PMP} = 8 x 330 = 2640 W
- Energía Generada, G_{daeff} (kWh/m2.Año) = 1991.26

Hallamos entonces la producción de Energía Anual del Campo Generador. Aplicando la ecuación $E_{AC} = P_{PMP} \text{ x } \left(\frac{G_{daeff}}{G'}\right) \text{ x } F_S \text{ x } P_R$, podemos calcular la energía anual generada:

$$\mathbf{E_{AC} = 4310.68\ kWh}$$

4.7. Cálculo Energético

En esta sección del capítulo se buscará calcular la energía anual que puede suministrar nuestra instalación, teniendo en cuenta los parámetros necesarios para su cálculo, como son la potencia de instalación, las pérdidas energéticas y rendimiento del sistema.

Para poder tener un resultado más acertado de nuestro cálculo energético se hará uso del software PVSYST 6.7.0, el cual nos puede brindar una simulación de la instalación proyectada. Obteniendo de esta manera la energía anual producida por nuestro sistema FV en un Angulo óptimo de 7° 4´ 13.86” de inclinación orientado hacia el norte, de la misma manera te calcula las perdidas energéticas y brinda los resultados teniendo en cuenta los parámetros técnicos de los componentes en la instalación.

Finalmente, el software te brinda un informe final de resultados y parámetros de la instalación proyectada.

4.7.1. Perdidas Energéticas

La energía que suministrará el sistema solar FV va a ser menor a la energía solar incidente captada debido a una serie de pérdidas las cuales se incluyen en un factor de rendimiento energético llamado Performance Ratio. Este valor suele oscilar entre un 70-75%, si el valor resultante es mayor del 75% el sistema fotovoltaico es óptimo. Los principales tipos de pérdidas se detallan a continuación.

- **Perdidas por no cumplimiento de la potencia nominal (η_{PN}):**

  Este tipo de pérdidas dependerán del fabricante, ya que los módulos obtenidos en el proceso de fabricación no son todos iguales, existe dispersión en su

potencia nominal respecto de su medida estándar, normalmente su potencia oscila entre un ±5% o ±10%.

- **Pérdidas de conexionado o mismatch (η_M):**

Estás pérdidas se originan en la conexión de módulos fotovoltaicos, cuando estos tienen potencias ligeramente diferentes, se suele reducir este tipo de pérdidas con una instalación ordenada de potencias de los módulos.

- **Pérdidas por polvo y suciedad (η_{PS}):**

La acumulación de polvo y suciedad generan una disminución de la potencia de un generador fotovoltaico, estas a su vez generarían una disminución de la corriente y tensión que entrega el generador. También aumentan las pérdidas por conexionado y por formación de puntos calientes.

- **Pérdidas angulares y espectrales (η_{AS}):**

Estás pérdidas se producen debido a que los rayos del sol no inciden de manera perpendicular sobre el emplazamiento, sino con un ángulo determinado, haciendo variar la incidencia de la radiación y el espectro, lo cual implicara pérdidas de potencia adicionales.

- **Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado (η_{ohm}):**

Se dan tanto en la parte de corriente continua como en la de corriente alterna generado por las caídas de tensión, estas pérdidas dependerán del tipo de conductor, sección y forma usados en la instalación.

- **Pérdidas por temperatura (η_{temp}):**

Estas pérdidas dependen de los factores ambientales donde estará localizado la zona de emplazamiento como son la irradiancia, temperatura ambiente y velocidad del viento. Generalmente se producen más pérdidas en lugares cálidos que en lugares fríos con un aproximado de 4% por cada 10°C de aumento de su temperatura de operación del módulo fotovoltaico.

- **Pérdidas por rendimiento del inversor (η_{in}):**

El inversor fotovoltaico de conexión a red es un dispositivo que presenta unas determinadas pérdidas en sus elementos de conmutación. Es importante seleccionar el inversor adecuado en función de la potencia del generador fotovoltaico.

- **Pérdidas por sombreado (η_{so}):**

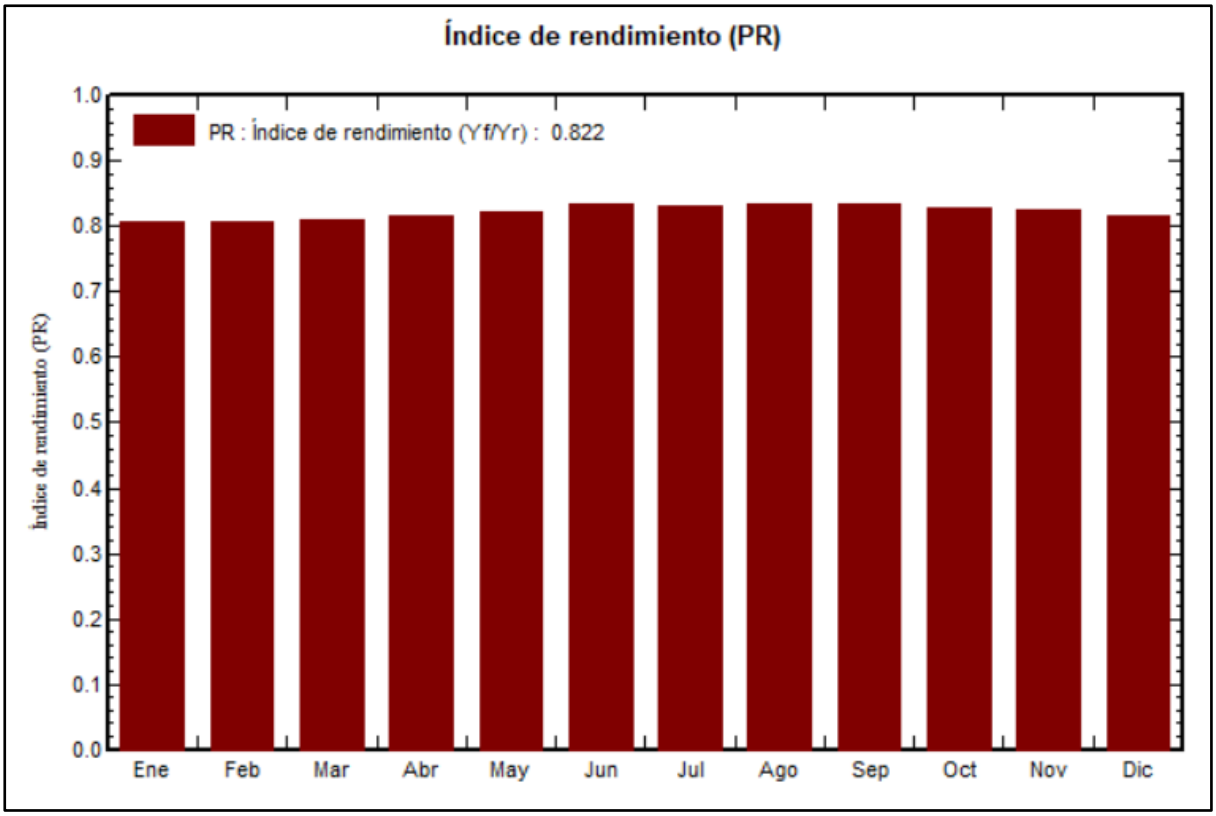
Son un tipo de pérdidas originadas por la presencia de sombras en determinadas horas del día.

Por lo tanto, el factor de rendimiento o performance ratio se podrá calcular de la siguiente forma:

$$\boxed{PR = \eta_{PN} * \eta_{M} * \eta_{PS} * \eta_{AS} * \eta_{ohm} * \eta_{temp} * \eta_{in} * \eta_{so}}$$

Los cálculos mostrados anteriormente para determinar el PR, son realizados por el software PVSYST, el cual mediante la simulación determina el PR de la instalación.

Figura 46: Factor de Rendimiento del Sistema de Fotovoltaico



Fuente: PV syst

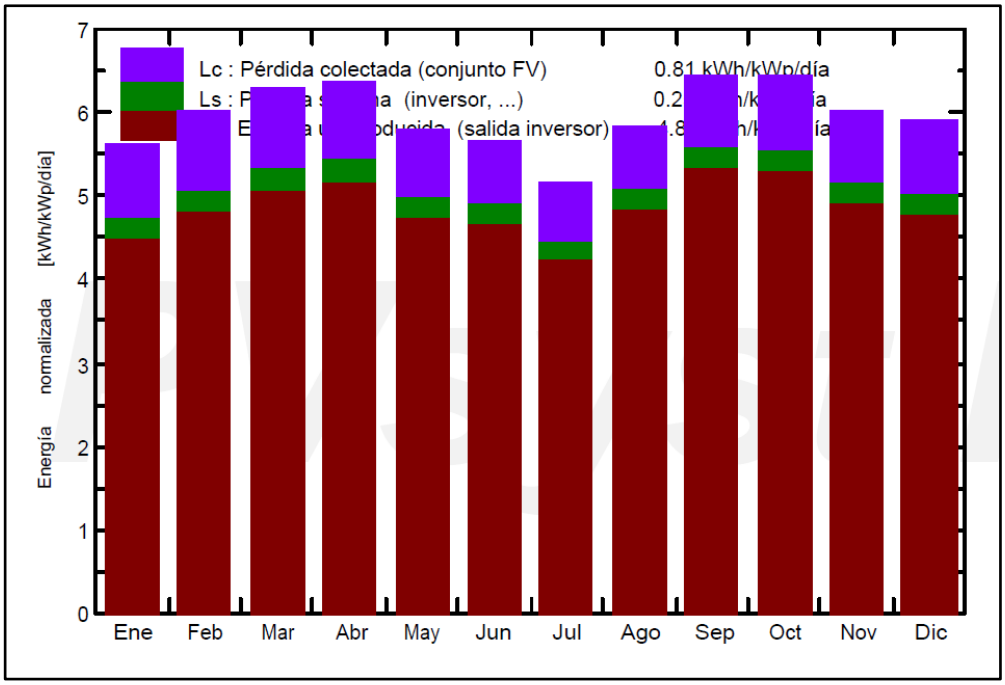
De los resultados anterior mostrados tenemos un PR = 0,822; lo cual muestra que el sistema fotovoltaico es óptimo para su instalación.

4.7.2. Estudio Energético PV syst

El estudio energético se realiza mediante el software PVSYST 6.8.3, ya que este permite obtener la energía anual producida, teniendo en cuenta, todos los parámetros de la instalación, así como los valores técnicos de los componentes seleccionados.

Considerando las perdidas energéticas en la instalación, la energía total incidente captada por los paneles solares no va a ser la misma a la suministrada por el sistema, por lo que la producción normalizada se representaría de la siguiente forma:

Figura 47: Producciones Normalizadas (por kWp instalado): Potencia Nominal: 2640 Wp



Fuente: PV syst

Por lo tanto, podemos obtener una tabla de balance y resultados principales:

Tabla 21: Balance y Resultados Principales

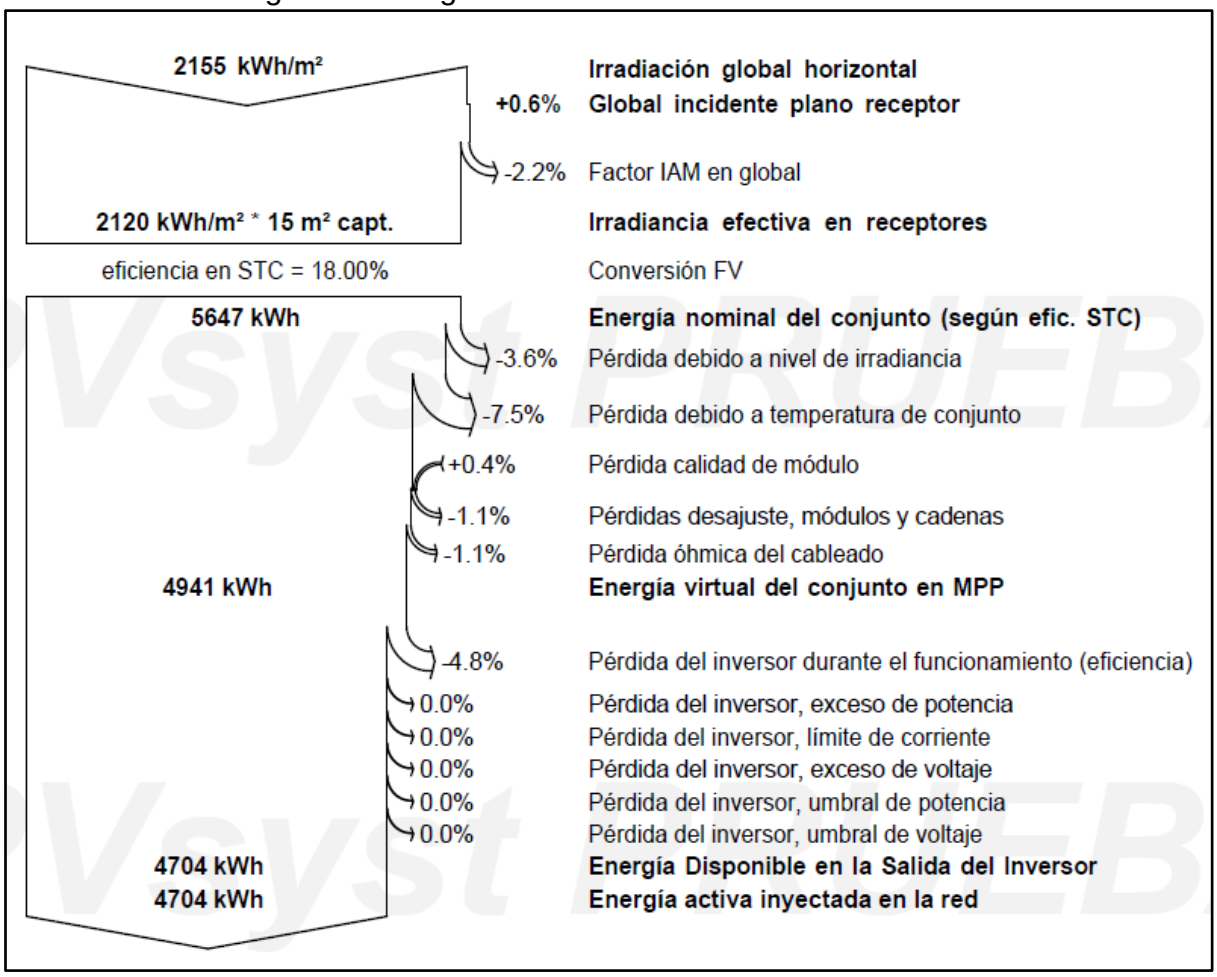
	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR
Enero	180.9	70.53	26.62	173.2	169.1	388.0	368.7	0.806
Febrero	171.2	81.86	27.66	167.5	163.6	375.3	357.1	0.808
Marzo	194.9	78.02	27.61	195.0	190.9	437.5	416.6	0.809
Abril	185.4	64.68	25.86	190.7	187.1	432.0	411.5	0.817
Mayo	170.4	66.45	23.82	179.3	175.6	409.1	389.6	0.823
Junio	158.4	60.46	21.64	168.8	165.3	389.8	371.4	0.833
Julio	150.7	67.64	21.29	158.9	155.4	366.5	348.8	0.831
Agosto	174.1	74.65	21.14	180.8	176.9	418.2	398.5	0.835
Septiembre	189.9	74.75	21.00	192.4	188.5	445.2	424.0	0.835
Octubre	201.7	72.95	21.85	198.6	194.5	456.4	434.2	0.828
Noviembre	186.1	77.36	22.30	179.4	175.3	410.8	390.8	0.825
Diciembre	191.4	78.08	24.66	182.3	177.9	412.6	392.5	0.816
Año	2155.0	867.42	23.77	2167.0	2120.1	4941.2	4703.6	0.822

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto
	T_Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía inyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Índice de rendimiento

Fuente: PV syst

De la misma manera, el software nos brinda la energía efectiva anual que nuestro sistema podrá brindar, considerando todas las perdidas en el sistema, esta se muestra en un diagrama a continuación:

Figura 48: Diagrama de Pérdida Durante todo el Año



Fuente: PV syst

Finalmente, el software nos brinda la energía efectiva anual que nuestro sistema solar fotovoltaico podrá brindar, la cual es de 4704 kWh.

4.8. Estudio de Rentabilidad de la Instalación Fotovoltaica Conectada a Red

En este punto nos dedicaremos al cálculo del coste que supondrá la instalación solar descrita en el proyecto, para ello calcularemos el presupuesto de la instalación, la rentabilidad y el periodo de recuperación de la inversión.

Primero se realizará el presupuesto de la instalación, luego se realizará el análisis económico de dicha instalación, ya que en nuestro país no están establecidos valores de venta de energía de un sistema fotovoltaico conectado a la red, tendremos que hallar el costo de la energía (COE) y poder calcular la retribución obtenida por la inyección de energía a la red.

4.8.1. Presupuesto de la Instalación

En la siguiente tabla se muestra la lista de precios de los diferentes equipos y materiales que se utilizarán para la construcción de la instalación fotovoltaica:

ITEM	DESCRIPCCIÓN DE PARTIDAS	UNIDAD	METRADO	COSTO UNITARIO	PARCIAL
1	**EQUIPOS DE LA INSTALACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO**				
1.1	PANEL FOTOVOLTAICO POLICRISTALINO, CON TOLERANCIA POSITIVA 0/+3% DE MÓDELO JKM330PP DE 330 Wp, Voc=46.9 V y Isc=9.14 A	u	8	S/. 700.00	S/. 5,600.00
1.2	INVERSOR MONOFÁSICO CONECTADO A LA RED FRONIUS GALVO DE 2.5 Kw, RANGO DE TENSIONES 165 V - 440 V, 60 Hz	u	1	S/. 4,002.23	S/. 4,002.23
1.3	ESTRUCTURA METÁLICA DE SOPORTE PARA SUPERFICIE DE ALUMINIO EN AW 6005A T6 INCLINACION 15° ESTRUCTURA ATORNILLADA REGULABLE	u	2	S/. 464.85	S/. 929.70
1.4	VATIMETRO FRONIUS SMART METER MONOFÁSICO DE 1.5 W DE CONSUMO DE ENERGÍA Y UNA TENSIÓN NOMINAL DE 230 V - 240 V Y DE 63 A DE CORRIENTE MÁXIMA	u	1	S/. 649.00	S/. 649.00
2	**PROTECCIONES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO**				
2.1	FUSIBLE DE 10 A, 600 VCC DE LA MARCA DF ELECTRIC	u	2	S/. 19.04	S/. 38.08
2.2	INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO DE DC DE 10 A, 250 V, 2 POLOS Y DE CURVA C	u	1	S/. 102.40	S/. 102.40
2.3	DESCARGADOR SOLARTEC PST25PV DE TENSIÓN DE REGIMEN PERMANENTE MÁXIMA DE 550 VDC	u	1	S/. 152.44	S/. 152.44
2.4		u	1	S/. 163.57	S/. 163.57

2.6	INTERRUPTOR DIFERENCIAL DE LA MARCA SCHNEIDER ELECTRIC DE 25 A Y UNA SENSIBILIDAD DE 30 mA	u	1	S/. 95.00	S/. 95.00
2.7	INTERRUPTOR SECCIONADOR DE LA MARCA ABB MODELO OT DC16U2, DE 16 A Y 600 VDC	u	2	S/. 11.09	S/. 22.18
2.8	FUSIBLE DE 20 A, 690 VAC DE LA MARCA DF ELECTRIC	u	2	S/. 12.58	S/. 25.16
2.9	INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO DE LA MARCA SCHNEIDER ELECTRIC DE 16 A, 220 V Y CON UN PODER DE CORTE DE 6 KA	u	2	S/. 76.08	S/. 152.16
2.9	PORTAFUSIBLES DE 20 A	u	2	S/. 17.66	S/. 35.32
3	**INSTALACIÓN ELÉCTRICA**				
3.1	CABLE NH-80 450/750 V, 2.5 mm2	m	150	S/. 0.83	S/. 124.50
3.2	CABLE NH-80 450/750 V, 1.5 mm2	m	110.67	S/. 1.20	S/. 132.80
3.3	TUBO DE PVC SAP 20 mm Ø, 3.00 m LONG.	m	78	S/. 7.10	S/. 184.60
3.4	CURVA PVC SAP 20 mm Ø	u	5	S/. 0.50	S/. 2.50
3.5	CINTA AISLANTE	u	1	S/. 6.50	S/. 6.50
3.6	CONECTOR MC4, HEMBRA, MACHO, DE 1.5 mm2 MONTAJE EN PANEL 17 A, 1 KV DC	u	5	S/. 23.14	S/. 115.70
4	**PUESTA A TIERRA**				
4.1	VARILLA DE COBRE DE 5/8", DE 2.40 m	u	1	S/. 199.90	S/. 199.90
4.2	CONECTOR DE COBRE DE 5/8"	u	1	S/. 8.90	S/. 8.90
4.3	TRIBARRA POTENCIADA PARA TIERRA DE 2.40 m	u	1	S/. 179.90	S/. 179.90
4.4	CAJA PARA PUESTA A TIERRA DE CONCRETO	u	1	S/. 35.00	S/. 35.00
4.5	TUBO DE PVC SAP 20 mm Ø, 3.00 m LONG.	u	8	S/. 7.10	S/. 56.80
4.6	BENTONITA (30kg)	Bls	1	S/. 19.90	S/. 19.90

Tabla 22: Presupuesto de la Instalación Fotovoltaica Conectada a Red

RESUMEN GENERAL	
1.0 SUMINISTRO DE MATERIALES	S/. 13,030.50
2.0 MONTAJE ELECTROMECÁNICO	S/. 1,400.10
3.0 TRASPORTE	S/. 500.00
4.0 COSTO DIRECTO	S/. 14,930.60
5.0 GASTOS GENERALES (20 %)	S/. 746.53
6.0 UTILIDADES (10%)	S/. 1,493.06
7.0 COSTO SUBTOTAL	S/. 17,170.19
8.0 I.G.V (18 %)	S/. 3,090.63
TOTAL GENERAL	S/. 20,260.82

Fuente: Elaboración Propia

4.8.2. Cálculo del COE

Para calcular el costo de la energía, es necesario conocer el costo anualizado del capital, el costo anualizado de reemplazo, la tasa de recuperación del proyecto, la

vida útil del proyecto modificada y la producción de energía anual del campo generador. Partiremos de los siguientes datos:

- Tasa de interés real anual en el Perú: i = 11 %
- Duración o vida útil de la instalación: n = 20 años

La siguiente tabla muestra la vida útil estimada del sistema fotovoltaico conectado a red.

Tabla 23: Vida Útil de los Equipos del Sistema Fotovoltaico Conectado a Red

VIDA ÚTIL DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO						
	Módulos	Inversor	Medidor	Cables	Puesta a Tierra	Protecciones
Vida Útil (Años)	25	20	20	25	20	20

La tabla 23 muestra los costos por mantenimiento y operación anual del sistema fotovoltaico conectado a red:

Tabla 24: Costos por Mantenimiento y Operación Anual

COSTO POR MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN ANUAL				COSTO TOTAL POR MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN
	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	INVERSOR	MEDIDOR	
Gasto Anual de la Instalación (S/.)	180	60	60	300

4.8.2.1. Costo Anualizado del Capital

Con el costo total por mantenimiento y operación y con el capital total de la instalación calculamos el costo anualizado del capital:

$$\text{Costo}_{\text{Anualizado del capital}} = \text{Capital}_{\text{total de la instalación}} \text{ x } \text{CRF}_{(i,\, n_{Proy.})}$$

$$\text{CRF}_{(i,\, n_{Proy.})} = \frac{i + (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

4.8.2.2. Costo Anualizado de Reemplazo

Los costos de reemplazo son ligeramente más complejos, pues involucran un flujo regular de efectivo que realmente no es anual, sino que viene determinado por el tiempo de vida del componente. Este coste de remplazo involucra a los principales componentes del sistema, los cuales tienen que ser remplazados durante el tiempo de vida de la instalación.

Para poder evaluar los costos de reemplazo como costos de reemplazo anuales ($\text{Costo}_{\text{Anualizado de reemplazo}}$) se hace uso de la siguiente ecuación:

$$\text{Costo}_{\text{Anualizado de reemplazo}} = C_{remp.} * f_{remp.} * \text{SSF}_{(i,\, n_{comp.})} - S * \text{SSF}_{(i, n_{Proy.})}$$

Donde:

- $C_{remp.}$= Capital de Reemplazo (S/.)
- $f_{remp.}$ = Factor de Reemplazo
- $\text{SSF}_{(i,\, n_{comp.})}$ = Tasa de Recuperación del Componente
- $\text{SSF}_{(i, n_{Proy.})}$ = Tasa de Recuperación del Proyecto
- S = Capital de Reemplazo Modificado (S/.)

$$SSF_{(i,n.)} = \frac{i}{(1+i)^n + 1}$$

Donde:

- $SSF_{(i,n.)}$ = Tasa de recuperación del proyecto o del componente
- i= Interés Anual (%)
- n = Vida Útil del Proyecto o del Componente (Años)

El factor de reemplazo es el factor que se presenta porque la duración del proyecto puede no ser igual a la vida útil del componente:

$$\boxed{f_{remp.} \begin{cases} CRF_{(i,\, n_{Proy.})} & N_{rep} > 0 \\ 0 & N_{rep} > 0 \end{cases}}$$

Vida útil del proyecto modificada (N_{rep}) viene determinada por la siguiente expresión:

$$\boxed{N_{rep} = N_{comp} * \text{Entero}\left(\frac{N_{proy.}}{N_{comp}}\right)}$$

Donde:

- N_{comp} = Vida Útil del Componente (Años)
- $N_{proy.}$ = Vida Útil del Proyecto (Años)

El capital de reemplazo modificado (S) es igual al producto del capital de reemplazo por el cociente entre la variación del tiempo de reemplazo (N_{rem}) y el tiempo de vida útil del componente (N_{comp}) y se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\boxed{S = C_{remp} * \left(\frac{N_{rem}}{N_{comp}}\right)}$$

Donde:

- C_{remp} = Capital de Reemplazo (S/.)
- N_{comp} = Vida Útil del Componente (Años)

La variación del tiempo de reemplazo (N_{rem}) viene determinada por la siguiente expresión:

$$N_{rem} = N_{comp} - (N_{proy} - N_{rep})$$

Donde:

- N_{comp} = Vida Útil del Componente (Años)
- $N_{proy.}$ = Vida Útil del Proyecto (Años)
- N_{rep} = Vida útil del proyecto modificada (años)

4.8.2.3. Costo Normalizado de la Instalación

$$COE = \frac{C_{AT}}{E_{AP}}$$

Donde:

- COE = Costo de la Energía (S/. /kW)
- C_{AT} = Costo Anualizado Total (S/.)
- E_{AP} = Energía Anual Producida por la Instalación (kWh)

C_{AT} se determina a partir de la suma de todos los costes anualizados referentes al capital inicial, reemplazo, operación y mantenimiento. Ver tabla 24.

Tabla 25: Costo de la Energía Producida

	INVERSIÓN INCIAL (S/.)	INVERSIÓN ANUALIZADA (S/.)	COSTOS DE REEMPLAZO (S/.)	COSTOS DE REEMPLAZO ANUALIZADO (S/.)	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (S/.)
GENERADOR	5600.00	664.95			125.52
INVERSOR	4002.23	475.23	4002.23	35.95	52.94
MEDIDOR	649.00	77.06	649.00	5.83	52.94
ESTRUCTURA SOPORTE	929.70	110.39			
CABLES	257.30	30.55			
PUESTA A TIERRA	500.40	59.42	500.40	4.50	45.94
PROTECCIONES	782.56	92.92	782.56	7.03	
TRANSPORTE	500.00	59.37			
INSTALACIÓN	1000.00	118.74			
COSTO ANUAL TOTAL		1688.63	5934.19	53.31	277.34
COE (S/. /kWh)		1.09		0.03	0.18

Por lo tanto, el costo de la energía es: $\mathbf{COE = 1.30\ S/.\ /kWh}$

4.8.3. Recuperación de la Inversión

Para hallar el tiempo de recuperación de la inversión, no sólo necesitamos conocer el costo de la energía, también debemos conocer cuánto aumenta cada año el costo de la energía y la tarifa eléctrica contratada por el centro de salud “El Arenal”.

En la tabla 26 se muestra el tiempo de recuperación de la inversión, suponiendo que la empresa eléctrica distribuidora Electronoroeste pague por la producción de energía, el costo de la energía (COE) calculado anteriormente.

Producción de Energía Anual de la Instalación (E_{AC}): 1553.83 Kwh

Tarifa Eléctrica Media (TEM) o Costo de la Energía (COE): 1.30 S/. /kWh

Retribución obtenida por la Inyección de Energía Eléctrica: S/. 2019.979

Asumimos que el Costo de la Energía (COE) aumenta cada año: 4%

Tabla 26: Costos de Retribución anual por Producción de Energía

Año	COE	RETRIBUCIÓN ANUAL (S/.)	RETRIBUCIÓN TOTAL (S/.)
1	1.300	2019.979	2019.979
2	1.352	2100.778	4860.231
3	1.406	2184.809	7932.248
4	1.462	2272.202	11254.941
5	1.521	2363.090	14848.766
6	1.582	2457.613	18735.847
7	1.645	2555.918	22940.114
8	1.711	2658.155	27487.449
9	1.779	2764.481	32405.847
10	1.850	2875.060	37725.585
11	1.924	2990.062	43479.415
12	2.001	3109.665	49702.757
13	2.081	3234.051	56433.924

Si la empresa distribuidora de energía eléctrica Electronoroeste pagara por la producción de energía el equivalente al costo de la energía (COE = 1.30 S/. / kWh) calculado anteriormente recuperaríamos la inversión de nuestro sistema fotovoltaico de conexión a red a los 7 años de haberlo creado.

De acuerdo al pliego tarifario de Electronoroeste, para la venta de energía eléctrica vigente a partir del 04 de septiembre del 2019. Y teniendo en cuenta la tarifa contratada por el centro de salud “El Arenal”: BT5B, el costo de la energía activa es 64.15 Cent. S/. / kWh.

A continuación, se presenta la tabla 26 donde se muestra el tiempo de recuperación de la inversión, de acuerdo a estas condiciones:

Producción de Energía Anual de la Instalación (E_{AC}): 1553.83 kWh

Tarifa Eléctrica BT5B de Electronoroeste: 64.15 Cent. S/. /kWh

Retribución obtenida por la Inyección de energía Eléctrica: S/. 996.782

El costo de la Energía aumenta cada año: 4.5 %

Tabla 27 Costos de producción de la energía según la tarifa (BT5B) para el Centro De Salud "El Arenal"

AÑO	COSTO BT5B	COSTO ANUAL (S/.)	COSTO TOTAL (S/.)
1	0.642	996.782	996.782
2	0.670	1041.637	2038.419
3	0.697	1083.303	3121.722
4	0.725	1126.635	4248.356
5	0.754	1171.700	5420.057
6	0.784	1218.568	6638.625
7	0.816	1267.311	7905.935
8	0.848	1318.003	9223.939
9	0.882	1370.723	10594.662
10	0.917	1425.552	12020.215
11	0.954	1482.574	13502.789
12	0.992	1541.877	15044.666
13	1.032	1603.553	16648.219
14	1.073	1667.695	18315.913
15	1.116	1734.402	20050.316

De los resultados obtenidos en la tabla anterior, podemos ver que nuestra instalación se amortizaría en el decimoquinto año de funcionamiento, comenzando a obtener beneficios a partir de entonces. Ante esta situación, el sistema fotovoltaico de conexión a red ES RENTABLE.

Luego de haber establecido los ingresos y egresos del proyecto, podemos hacer uso de los indicadores que ayudarán a analizar de manera objetiva lo atractivo de la inversión desde el punto de vista monetario. Para ello necesitamos determinar la tasa de descuento y el horizonte de evaluación del proyecto.

- ✓ **Tasa de Descuento**

El Banco Continental otorga el préstamo a una tasa anual de 12,30%, a 24 meses, préstamo de 21 mil soles.

- ✓ **Horizonte del Proyecto**

El proyecto se ha sido evaluado en un horizonte de 25 años, en la cual se determinará si el proyecto es rentable.

4.8.4. Valor Actual Neto (VAN)

El valor Actual Neto es la cantidad monetaria que resulta de regresar los flujos netos del futuro hacia el presente con una tasa de descuento. El proyecto se acepta siempre y cuando el VAN sea mayor a cero, caso contrario se rechaza.

La tasa de descuento (costo de capital) con la que se ha evaluado la inversión es del 12,3%. Con estas consideraciones obtenemos nuestros VAN donde podemos concluir que el proyecto es económicamente rentable durante los 25 años de operación del proyecto.

TASA DE DESCUENTO	VAN	DECISIÓN
12.30%	S/. 47888.9	El proyecto es rentable, la inversión debe realizarse

Tabla 28: Valor Anual Neto del Proyecto

Fuente: Elaboración Propia

4.8.5. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR), es aquella tasa de interés que hace igual a cero el valor de flujos de beneficios netos.

El criterio para aceptar o rechazar el proyecto se fundamenta en que, si la TIR es menor que la tasa de descuento se debe rechazar el proyecto, en caso contrario se le acepta.

Tabla 29: Tasa Interna de Retorno del Proyecto

TASA DE DESCUENTO	TIR	DECISIÓN
12.30%	24.77 %	El proyecto se debe aceptar

Fuente: Elaboración Propia

4.9. Mantenimiento de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red

En una instalación fotovoltaica conectada a red no basta con diseñar, montar, verificar el funcionamiento de los componentes y el sistema, evitar sombras, etc. También es necesario realizar labores tanto de mantenimiento preventivo como de mantenimiento correctivo. Estas operaciones, en algunas ocasiones, podrán ser efectuadas por el propio usuario del sistema. En otras será necesaria la asistencia de un servicio técnico.

4.9.1. Mantenimiento preventivo

Será anual para instalaciones de potencia inferiores a 5kW y semestral para las superiores, en este tipo de mantenimiento desarrolla inspecciones visuales de verificación, permitiendo que los límites y condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad sean aceptables dentro de la instalación fotovoltaica. Se harán las siguientes operaciones:

- Revisión de las protecciones eléctricas
- Revisión del estado de los paneles fotovoltaicos y sus conexiones
- Revisión del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Revisión, reajustes y limpieza de cables y terminales, incluyendo las tomas a tierra.

4.9.2. Mantenimiento correctivo

Dentro de este tipo de mantenimiento se deberá cumplir lo siguiente:

- Ante la solicitud del usuario o por avería grave, la visita a la instalación se hará en un plazo máximo de 15 días.
- El análisis y la elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- El precio anual del mantenimiento correctivo, indicando sus alcances. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de los equipos necesarias más allá del periodo de garantía.
- El mantenimiento será realizado por personal técnico cualificado, todo ello bajo la responsabilidad de la empresa a cargo de dicho mantenimiento.

4.9.3. Mantenimiento a cargo del usuario

El dueño de la instalación debe encargarse de las siguientes operaciones:

- Supervisión general, que consiste en la comprobación periódica del correcto funcionamiento de los equipos, por ejemplo: observar los indicadores del inversor que señalan su estado de funcionamiento, comprobar que el inversor recibe energía del campo generador e inyecta corriente alterna a la red, etc.
- La limpieza de los paneles solares es un factor que aumentará la producción de energía, así que se recomienda instalar una toma de agua cerca. La limpieza también incluye la eliminación de hierbas, ramas u otros objetos que puedan proyectar sombras sobre el campo generador.
- Comprobación visual del campo fotovoltaico, que consiste en verificar las fijaciones de la estructura tanto del edificio como de los paneles (aflojamiento de tuercas de la misma).
- Comunicación al servicio técnico en caso de mal funcionamiento o averías.

4.9.4. Mantenimiento a cargo del servicio técnico

Cuando el usuario de la instalación detecte una bajada o paro total de la producción de electricidad o cuando aparezcan defectos en la estructura del generador fotovoltaico, deberá avisar al servicio técnico quien realizará un mantenimiento correctivo detectando el origen de la avería y reparándola.

El servicio técnico también deberá realizar un mantenimiento preventivo, mediante una serie de revisiones periódicas, donde se incluirán como mínimo:

- La medición de la tensión y la intensidad de cada una de las ramas del campo generador. De esta forma determinamos fallos en los paneles (por ejemplo: diodos fundidos), problemas en cableado y conexiones, etc.
- La verificación de la solidez de la estructura del campo generador, el reajuste de tornillos, el estado de protección de soportes metálicos y anclajes, etc.
- La caracterización de la onda, frecuencia y tensión de salida en CA del inversor
- La comprobación de las protecciones, los fusibles y los diferenciales.

La verificación de las conexiones del cableado en la caja de conexiones.

CAPÍTULO V: CONCLUCIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

- ✓ El sistema diseñado puede cubrir con una parte de la energía total consumida y especificada.
- ✓ Los componentes del sistema fotovoltaico conectado a red que fueron seleccionados cumplen con todas las especificaciones para su correcto funcionamiento.
- ✓ El mantenimiento se enfocará principalmente en los paneles solares.
- ✓ Para el proceso de dimensionamiento se ha considerado el mes de Julio por ser el mes más desfavorable, en cuanto a energía solar disponible, asegurándonos en el resto del año el funcionamiento total del sistema fotovoltaico con conexión a red.
- ✓ Los equipos que forman parte del SFCR, no sólo han sido dimensionados de acuerdo a la metodología empleada apropiada para este tipo de sistemas, sino, se ha tenido también en cuenta que cumplan con las normativas establecidas para el correcto dimensionamiento:
    - Los módulos fotovoltaicos cumplen las normativas: IEC 61215 que cubre los parámetros que son responsables del envejecimiento de los mismos,

Cumplen también la normativa IEC 61730 que cubre los parámetros de seguridad del módulo en su construcción, especificando el tipo de uso, pruebas de cualificación y seguridad eléctrica.

- El inversor cumple con la normativa IEC 60529 que determina el grado de protección que resguarda los componentes que constituyen el equipo: IP 65.
- El medidor dispensador de electricidad cumple con las normativas EN 50470-1 y EN 50470-3 con las que se garantizan el cumplimiento de ensayos para el correcto funcionamiento y la precisión de la medida de energía.

✓ El sistema al generar en el mismo punto en que se produce el consumo, elimina las pérdidas en la transmisión (8 – 12%) y distribución (16 – 22%) de la energía eléctrica.

✓ No producen contaminación ni efecto nocivo alguno.

✓ Los costos de operación y mantenimiento son muy bajos.

✓ Los resultados económicos muestran que el sistema es rentable recuperando la inversión inicial al séptimo año de funcionamiento. Y teniendo en cuenta que el VAN es de S/. 47888.9 y la TIR DE 24.77 % a una tasa mínima de 12.3 % (BBVA).

✓ El sistema fotovoltaico (SFVI), después de realizado el análisis nos proporcionó una viabilidad con una producción mínima de energía de 359.223 Kw.h/mes para un consumo máximo de 428.64 Kw.h/mes.

5.2. Recomendaciones

Según el estudio realizado para este proyecto de investigación se tomará en cuenta las siguientes recomendaciones:

- ✓ Se debe limpiar la superficie de los paneles solares, para evitar pérdidas de generación, como mínimo 2 veces por semana.
- ✓ Si la demanda incrementa en más de 15 % a la dimensionada, se aumentará el número de paneles para cubrir dicho aumento. En caso contrario se utilizará la energía en otros ambientes o para otras actividades.
- ✓ El tablero eléctrico en donde van a ir ubicados los dispositivos, elementos e inversor debe ser hermético y permanecer bien cerrado para evitar daños.
- ✓ Se acondicionarán los terrenos destinados a la obra y tránsito de personal recogiendo escombros o materiales indeseados periódicamente para evitar tropiezos o lesiones de los trabajadores.
- ✓ El material eléctrico estará almacenado en lugares sin humedad y será tratado por personal calificado.
- ✓ Las herramientas utilizadas estarán protegidas con material aislante para evitar descargas eléctricas.
- ✓ Las conexiones en los cuadros provisionales de obra deberán realizarse mediante enchufes macho-hembra y una vez terminada la obra se procederá a revisar las conexiones de los cuadros ya fijos.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

BIBLIOGRAFÍA

1. Agustín C. (1998). Instalaciones solares fotovoltaicas. España.
2. Colegio oficial de Ingenieros de Telecomunicaciones (2002). Energía Solar Fotovoltaica. España: Grupo de nuevas actividades profesionales.
3. FOCER (2002). "Manual sobre energía renovable - Solar Fotovoltaica", Costa Rica.
4. José, Villegas y Ezequiel (2003). Atlas de Energía Solar del Perú. Proyecto PER/98/G31, Lima: SENAHMI, (DEP/MEN).
5. José A. (2004). “Sistema para la generación automática de curvas I-V, P-V y monitorización de módulos fotovoltaicos”. Universidad de Huelva.
6. SENAMHI (2003). “Atlas de energía solar del Perú”.
7. Antonio L. & Steven H. (2003) Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. USA: John Wiley & Sons Ltd.
8. Reglamento técnico “Especificaciones Técnicas y Ensayos de los componentes de Sistemas Fotovoltaicos Domésticos hasta 500 Wp”, Ministerio de Energía y Minas Dirección General de Electricidad, Febrero – 2005.

9. INDECI (2005). “Programas DE Prevención y Medidas De Mitigación Ante Desastres En La Ciudad De Jaén” Jaén.
10. Anticona M., & Flavio D. (2005). “Aplicación de la energía solar para electrificación rural en zonas marginales del país” Lima.
11. Perú económico (2006). "El estado actual del uso de la energía solar en el Pera", Vol XXIX, Nr.11, Lima.
12. Joachin B. (2008) “Diseño de un sistema solar fotovoltaico aislado para el suministro de energía eléctrica a la comunidad Buena Vista, San Marcos” Guatemala.
13. Tomas D. (2008). Instalaciones solares fotovoltaicas. México.
14. Reglamento General de Electricidad con Energías Renovables DS N°. 050-2008-EM de 2 de mayo 2008.
15. Ministerio de Energía y Minas, (2008) "Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables”. Lima.
16. Reglamento Eléctrico de Baja Tensión (REBT) en la norma ITC –BT – 19 y norma ITC-BT-18
17. Garrido, D (2009) “Análisis de un sistema de iluminación, utilizando ampolletas de bajo consumo y alimentado por paneles fotovoltaicos”. Universidad Austral de Chile, Chile.
18. Linda H. (2010) Tesis Doctoral “Implementación de un Control Digital de Potencia Activa y Reactiva para Inversores. Aplicación a Sistemas Fotovoltaicos conectados a Red”. Universidad Carlos III de Madrid. España.
19. Ixtebe Portabelle, Cilveti. (2010) “Proceso de creación de una planta solar fotovoltaica conectada a red” Barcelona.

20. Ministerio de Energía y Minas (2012), "Reglamento de Generación distribuida", Lima.
21. Héctor C. (2013) Tesis de Pregrado “Sistema solar fotovoltaico de conexión a red en el centro materno infantil de la universidad de Piura” Universidad de Piura. Piura.
22. Jaime F. (2010) Tesis de Pregrado “Diseño de una central solar fotovoltaica de 3MW y conexión a red de distribución mediante línea de 15kV y centro de seccionamiento” Universidad Carlos III de Madrid. Proyecto fin de carrera. Leganés.
23. Paulo V. (2014) Tesis de pregrado, “Diseño de un sistema fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica a 15 computadoras portátiles en la PUCP” Pontifica Universidad Católica del Perú. Lima.
24. Israel B. Tesis de Pregrado, “Instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial”. España, Universidad Carlos III de Madrid.
25. Jesús E., María G., Julio R., & David R. (2014). Tesis de Maestría, “Implementación de un Sistema Fotovoltaico Interconectado de 40.77 KWp”. Universidad Tecnológica de Jalisco, México, Chihuahua
26. Diego R. (2014). Tesis de Pregrado, “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. Perú, Lima.
27. Romel A. (2018). Tesis de Pregrado, “Implementación de un Sistema Fotovoltaico para un Laboratorio de Computo en el Colegio Nacional Coloso y Emblemático Jaén de Bracamoros”. Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo. Perú, Lambayeque.

28. Juan C. (2018). Tesis de Pregrado, “Diseño de un Sistema Fotovoltaico Interconectado a Red de 4.5 KW en el Complejo Policial la Despensa en el Distrito de José Leonardo Ortíz - Provincia de Chiclayo – Lambayeque”. Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo. Perú, Lambayeque.
29. Pedro F. (2019). Tesis de Pregrado, “Dimensionamiento y Selección de un Sistema Solar Fotovoltaico de Conexión a Red para el Restaurante El Zarco Ubicado en la Ciudad de Cajamarca”. Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo. Perú, Lambayeque.
30. Lehandro E. (2019). Tesis de Pregrado, “Diseño de un Sistema Fotovoltaico Conectado a Red de 3.7 KW para el Laboratorio de Electricidad y Máquinas Eléctricas de la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo”. Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo. Perú, Lambayeque.

LINKOGRAFÍA

1. https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/
2. http://cedecap.org.pe/uploads/biblioteca/80bib_arch.pdf.
3. http://www.ieapvps.org/fileadmin/dam/intranet/task1/IEA_PVPS_Trends_2018_in_Photovoltaic_Applications.pdf.
4. https://autosolar.pe/?gclid=CjwKCAjwxaXtBRBbEiwAPqPxcMp7flFTPWjsGSjby3BOo3rU2TM7L0lhe7Sh1xfWLIpA_Ojk-7mJqRoCFLoQAvD_BwE.
5. https://www.fronius.com/es-es/spain/energia-solar/productos/todos-los-productos/inversor/fronius-symo.
6. https://www.jinkosolar.com/ftp/EN-JKM265P-60(4BB).pdf.
7. https://solargis.info/imaps/.

ANEXOS

- **Anexo A:** Especificaciones Técnicas del Panel Jinko Solar Modelo: JKM330PP-72.

JKM330PP-72

310-330 Vatios

MÓDULO POLICRISTALINO

Tolerancia positiva 0/+3%

Fábrica con certificación ISO9001:2008, ISO14001:2004,OHSAS18001
Productos con certificación IEC61215, IEC61730

Los módulos de 72 células policristalinos alcanzan potencias de hasta 330Wp.

Garantía Anti-Degradación Potencial Inducida (PID):
Se garantiza una degradación limitada de la potencia del módulo Eagle causada por la Degradación Potencial Inducida (PID por sus siglas en inglés) bajo condiciones de 60°C/85% de humedad relativa para la producción en masa..

Rendimiento con baja irradiación lumínica:
El avanzado cristal y el texturizado de la superficie de la célula fotovoltaica permiten un resultado excelente en condiciones de baja irradiación lumínica.

Resistencia en condiciones climatológicas adversas:
Certificado para soportar rachas de viento (2.400 Pascal) y cargas de nieve (5.400 Pascal).

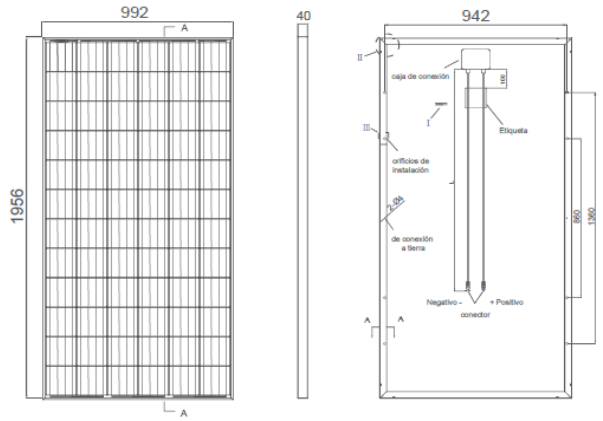
Resistencia en condiciones ambientales extremas:
Alta resistencia a la brisa marina y al amoniaco, certificado por TÜV NORD.

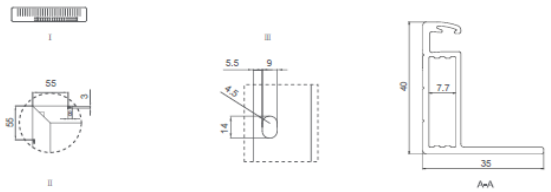
Coeficiente de Temperatura:
El coeficiente de temperatura mejorado reduce la pérdida de potencia en altas temperaturas.

GARANTÍA DE RENDIMIENTO LINEAL

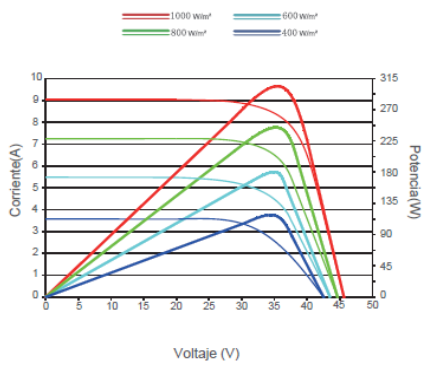
10 Años de garantía de producto • 25 Años de garantía de potencia lineal

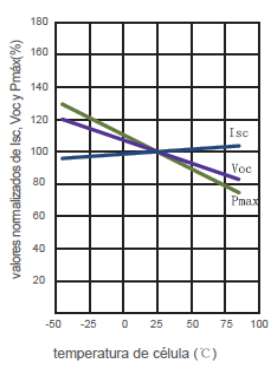
Dibujos técnicos





Rendimiento eléctrico y dependencia de la temperatura





Características mecánicas

Tipo de célula	Policristalina 156×156 mm (6 pulgadas)
Nº de células	72 (6×12)
Dimensiones	1956×992×40mm (77,01×39,05×1,57 pulgadas)
Peso	26,5 kg (58,4 libras.)
Vidrio frontal	4,0mm, alta transmisión, bajo contenido en hierro, vidrio templado
Estructura	Aleación de aluminio anodizado
Caja de conexión	Clase IP67
Cables de salida	TÜV 1×4,0 mm², Longitud: 900mm

Embalaje

(Dos cajas = un palet)

25 pzs./caja, 50 pzs./caja, 600 pzs./40 'HQ contenedores

ESPECIFICACIONES

Tipo de módulo	JKM310PP		JKM315PP		JKM320PP		JKM325PP		JKM330PP	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia nominal (Pmáx)	310Wp	231Wp	315Wp	235Wp	320Wp	238Wp	305Wp	242Wp	330Wp	246Wp
Tensión en el punto Pmáx-VMPP (V)	37.0V	33.9V	37.2V	34.3V	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V
Corriente en el punto Pmáx-IMPP (A)	8.38A	6.81A	8.48A	6.84A	8.56A	6.86A	8.66A	6.91A	8.74A	6.97A
Tensión en circuito abierto-VOC (V)	45.9V	42.7V	46.2V	43.2V	46.4V	43.7V	46.7V	44.0V	46.9V	44.1V
Corriente de cortocircuito-ISC (A)	8.96A	7.26A	9.01A	7.29A	9.05A	7.30A	9.10A	7.34A	9.14A	7.38A
Eficiencia del módulo (%)	15.98%		16.23%		16.49%		16.75%		17.01%	
Temperatura de funcionamiento (℃)	-40℃~+85℃									
Tensión máxima del sistema	1000VDC (IEC)									
VALORES máximos recomendados de los fusibles	15A									
Tolerancia de potencia nominal (%)	0~+3%									
Coeficiente de temperatura de PMAX	-0.40%/℃									
Coeficiente de temperatura de VOC	-0.30%/℃									
Coeficiente de temperatura de ISC	0.06%/℃									
TEMPERATURA operacional nominal de célula	45±2℃									

STC: Radiación 1000 W/m² Célula módulo 25°C AM=1.5

NOCT: Radiación 800 W/m² Ambiente módulo 20°C AM=1.5 Velocidad del viento 1m/s

* TOLERANCIA de medición de potencia: ± 3%

Anexo B: Ficha Técnica del Soporte de Estructura.

SUNFER ENERGY STRUCTURES

Instalación en cubierta o suelo

Instalación 1 línea

Artículo nº CVE915

Soporte diseñado para instalar 1 fila de módulos fotovoltaicos en vertical sobre cubiertas modificando la inclinación.

Inclinación 30º.

Artículo	Capacidad	Tamaño de módulo	Materiales
CVE915 [1x4]	4 Módulos Fotovoltaicos Disponible de 1 a 20 módulos.	1650x1000x[35,40,45,50]	Aluminio EN AW 6005A T6

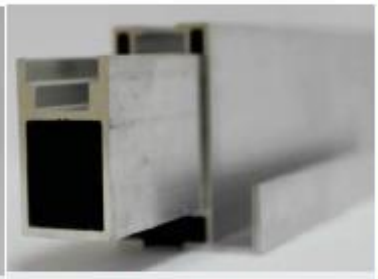
Montaje:

Estructura atornillada, regulable..

Guía módulos

Presor lateral

Presor intermedio



Unión guía módulos

Este soporte está disponible en dos versiones:

CVE915. 15 º

CVE915. 30 º

Condiciones de diseño:

UNE-EN 1991-1-3:2004 Cargas de nieve. 200 N/m^2

UNE-EN 1991-1-4:2007 Cargas de viento. V_b: 29 m/s

Consultar la normativa vigente en el punto de instalación.

Nota:

Previamente, se tiene que comprobar que la subestructura de la cubierta es suficientemente rígida para soportar los paneles fotovoltaicos.

- **Anexo C:** Ficha Técnica del Cable NH-80

INDECO
empresa Nexans

FREETOX NH-80

Usos

Aplicación especial en aquellos ambientes poco ventilados en los cuales ante un incendio, las emisiones de gases tóxicos, corrosivos y la emisión de humos oscuros, pone en peligro la vida y destruye equipos eléctricos y electrónicos, como, por ejemplo, edificios residenciales, oficinas, plantas industriales, cines, discotecas, teatros, hospitales, aeropuertos, estaciones subterráneas, etc.
En caso de incendio aumenta la posibilidad de sobre vivencia de las posibles víctimas al no respirar gases tóxicos y tener una buena visibilidad para el salvamento y escape del lugar.
Generalmente se instalan en tubos conduit.

Descripción

Conductor de cobre electrolítico recocido, sólido o cableado. Aislamiento de compuesto termoplástico no halogenado HFFR.

Características

Es retardante a la llama, baja emisión de humos tóxicos y libre de halógenos.

Marca

INDECO S.A. FREETOX NH-80 450/750 V <Sección> <Año> <Metrado Secuencial>

Calibres

1.5 mm² - 300 mm²

Embalaje

De 1.5 a 10 mm², en rollos estándar de 100 metros.

De 16 a 300 mm², en carretes de madera.

Colores

De 1.5 a 10 mm²: blanco, negro, rojo, azul, amarillo, verde y verde / amarillo.

Mayores de 10 mm² sólo en color negro (¹).

Norma(s) de Fabricación
NTP 370.252
Tensión de servicio
450/750 V
Temperatura de operación
80°C

TABLA DE DATOS TECNICOS NH - 80

CALIBRE CONDUCTOR	N° HILOS	DIAMETRO HILO	DIAMETRO CONDUCTOR	ESPESOR AISLAMIENTO	DIAMETRO EXTERIOR	PESO	AMPERAJE (*)	
							AIRE	DUCTO
mm²		mm	mm	mm	mm	Kg/Km	A	A
1.5	7	0.52	1.50	0.7	2.9	20	18	14
2.5	7	0.66	1.92	0.8	3.5	31	30	24
4	7	0.84	2.44	0.8	4.0	46	35	31
6	7	1.02	2.98	0.8	4.6	65	50	39
10	7	1.33	3.99	1.0	6.0	110	74	51
16	7	1.69	4.67	1.0	6.7	167	99	68
25	7	2.13	5.88	1.2	8.3	262	132	88
35	7	2.51	6.92	1.2	9.3	356	165	110
50	19	1.77	8.15	1.4	11.0	480	204	138
70	19	2.13	9.78	1.4	12.6	678	253	165
95	19	2.51	11.55	1.6	14.8	942	303	198
120	37	2.02	13.00	1.6	16.2	1174	352	231
150	37	2.24	14.41	1.8	18.0	1443	413	264
185	37	2.51	16.16	2.0	20.2	1809	473	303
240	37	2.87	18.51	2.2	22.9	2368	528	352
300	37	3.22	20.73	2.4	25.5	2963	633	391

(*) TEMPERATURA AMBIENTE 30℃.

NO MAS DE TRES CONDUCTORES POR DUCTO.

- **Anexo D:** Ficha Técnica del Inversor FRONIUS GALVO 2.5

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

Fronius

SHIFTING THE LIMITS

FRONIUS GALVO

/ El inversor preparado para el futuro para instalaciones de autoconsumo de pequeña potencia

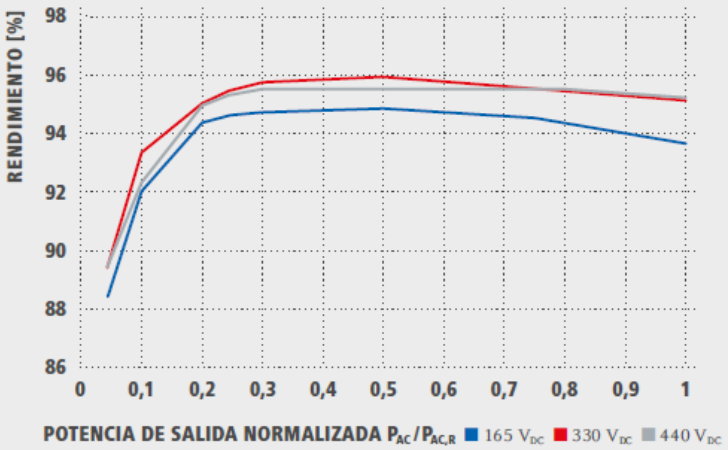
/ El Fronius Galvo es el inversor monofásico con transformador de alta frecuencia, con un rango de potencia nominal entre 1,5 y 3,1 kW, perfecto para viviendas y especialmente adecuado para sistemas de autoconsumo. El relé de gestión de la energía integrado permite la maximización del autoconsumo. Esto junto con otra serie de características, hacen del Fronius Galvo un inversor preparado para el futuro: registro de datos integrado, sencilla conexión inalámbrica a internet o la tecnología de tarjeta "plug & play" para añadir funciones adicionales en el futuro.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS GALVO

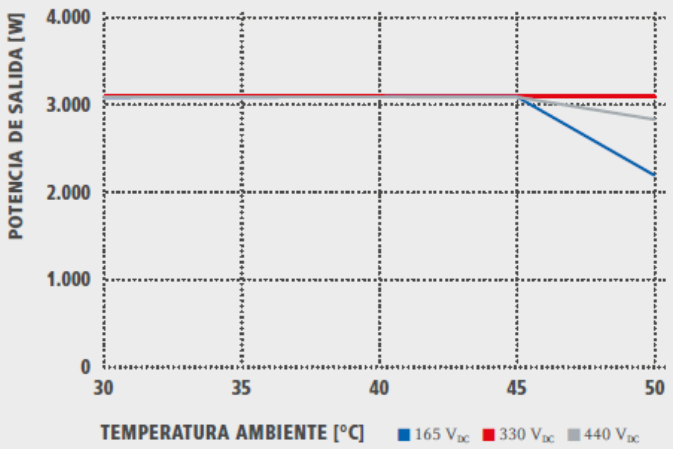
DATOS DE ENTRADA	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1[1)]	GALVO 3.1-1
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ máx.}$)	13,3 A	17,8 A	16,6 A	19,8 A	20,7 A
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV	20 A	26,8 A	24,8 A	29,6 A	31 A
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\ mín.}$)	120 V		165 V		
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)	140 V		185 V		
Tensión de entrada nominal ($U_{dc,r}$)	260 V		330 V		
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\ máx.}$)	420 V		550 V		
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ mín.}$ – $U_{mpp\ máx.}$)	120 - 335 V		165 - 440 V		
Número de seguidores MPP	1				
Número de entradas CC	3				
Máxima salida del generador FV ($P_{dc\ máx.}$)	3,0 kW pico				

DATOS DE SALIDA	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1[1)]	GALVO 3.1-1
Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	1.500 W	2.000 W	2.500 W	3.000 W	3.100 W
Máxima potencia de salida	1.500 VA	2.000 VA	2.500 VA	3.000 VA	3.100 VA
Corriente de salida CA ($I_{ac\ nom.}$)	6,5 A	8,7 A	10,9 A	13,0 A	13,5 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	1~NPE 230 V (+17 % / -20 %)				
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 – 65 Hz)				
Coeficiente de distorsión no lineal	< 4 %				
Factor de potencia (cos $\varphi_{ac,r}$)	0,85 - 1 ind. / cap.				

CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS GALVO 3.1-1



REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS GALVO 3.1-1



DATOS TÉCNICOS FRONIUS GALVO

RENDIMIENTO	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1[1]	GALVO 3.1-1
Máximo rendimiento	95,9 %	96,0 %	96,1 %		
Rendimiento europeo (η_{EU})	94,5 %	94,9 %	95,2 %	95,4 %	95,4 %
η con 5 % $P_{ac,r}$[2]	84,5 / 86,0 / 86,0 %	84,2 / 86,1 / 85,9 %	88,6 / 89,6 / 89,4 %	88,2 / 89,2 / 89,1 %	88,4 / 89,4 / 89,4 %
η con 10 % $P_{ac,r}$[2]	87,5 / 89,7 / 89,6 %	89,6 / 91,4 / 91,3 %	91,2 / 92,3 / 91,4 %	91,8 / 93,1 / 92,1 %	91,9 / 93,3 / 92,3 %
η con 20 % $P_{ac,r}$[2]	91,3 / 93,3 / 93,1 %	92,6 / 94,3 / 93,9 %	94,0 / 94,8 / 94,5 %	94,4 / 95,0 / 94,9 %	94,5 / 95,0 / 95,0 %
η con 25 % $P_{ac,r}$[2]	92,4 / 94,1 / 93,9 %	93,3 / 94,9 / 94,5 %	94,5 / 95,1 / 95,0 %	94,8 / 95,5 / 95,3 %	94,8 / 95,5 / 95,4 %
η con 30 % $P_{ac,r}$[2]	93,0 / 94,6 / 94,3 %	93,6 / 95,2 / 94,9 %	94,8 / 95,5 / 95,3 %	94,8 / 95,7 / 95,6 %	94,9 / 95,8 / 95,6 %
η con 50 % $P_{ac,r}$[2]	93,9 / 95,5 / 95,2 %	94,3 / 95,8 / 95,2 %	95,0 / 95,7 / 95,2 %	95,0 / 96,0 / 95,5 %	95,0 / 96,1 / 95,6 %
η con 75 % $P_{ac,r}$[2]	94,2 / 95,6 / 95,4 %	94,0 / 95,9 / 95,6 %	94,8 / 95,9 / 95,6 %	94,6 / 95,8 / 95,6 %	94,5 / 95,6 / 95,6 %
η con 100 % $P_{ac,r}$[2]	94,0 / 95,9 / 95,6 %	93,5 / 95,6 / 95,5 %	94,4 / 95,7 / 95,5 %	93,9 / 95,4 / 95,3 %	93,7 / 95,2 / 95,3 %
Rendimiento de adaptación MPP	> 99,9 %				

EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1[1]	GALVO 3.1-1
Medición del aislamiento CC	Advertencia/desconexión (según la configuración de país) con R_{ISO} < 600 kOhmnios				
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia				
Seccionador CC	Integrado				
Protección contra polaridad inversa	Sí				

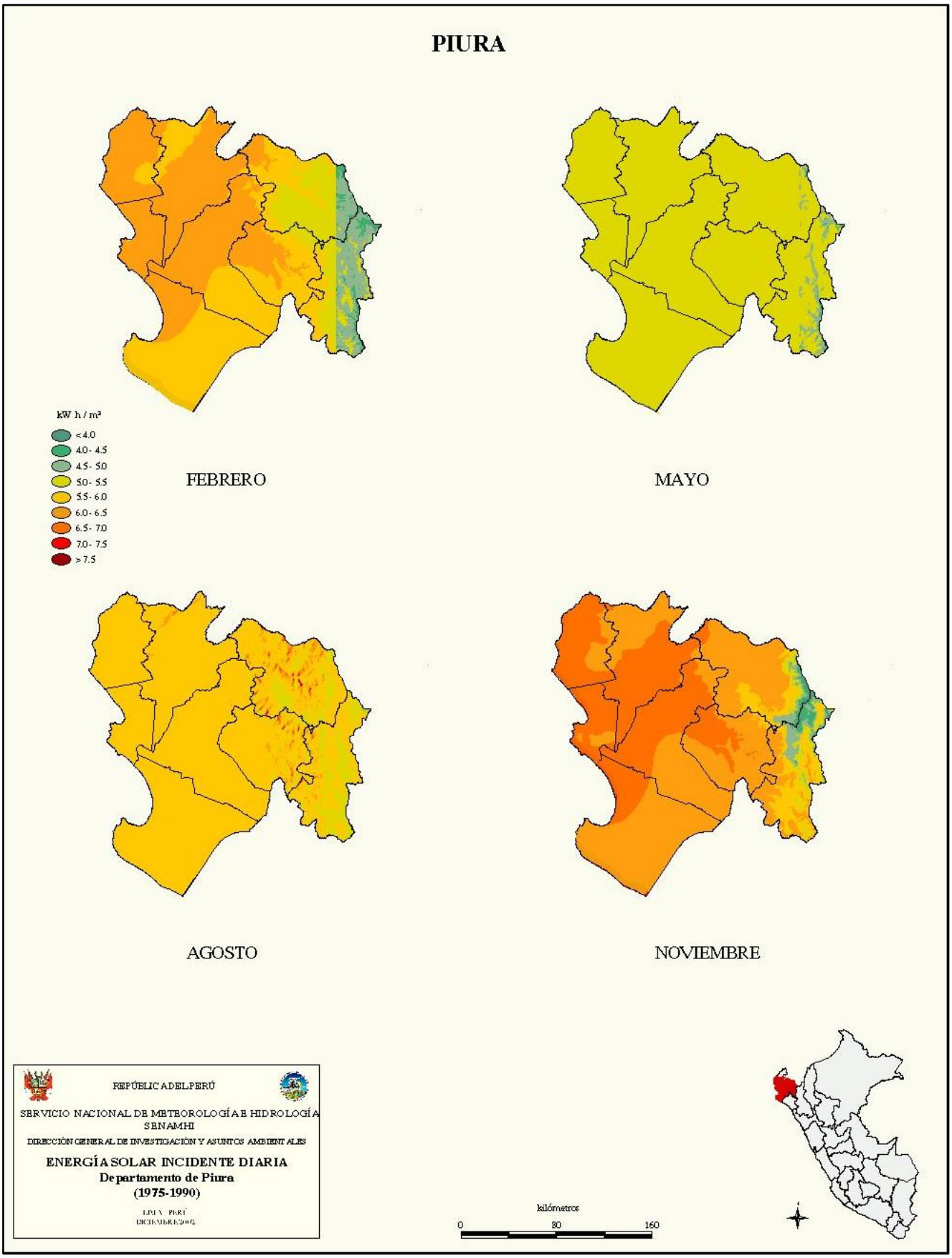
INTERFACES	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1[1]	GALVO 3.1-1
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
6 inputs y 4 inputs/outputs digitales	Interface receptor del control de onda				
USB (Conector A)[3]	Datalogging, actualización de inversores vía USB				
2 conectores RJ 45 (RS422)[3]	Fronius Solar Net				
Salida de aviso[3]	Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)				
Datalogger y Servidor web	Incluido				
Input externo[3]	Interface SO-Meter / Input para la protección contra sobretensión				
RS485[4]	Modbus RTU SunSpec o conexión del contador				

DATOS GENERALES	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1[1]	GALVO 3.1-1
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	645 x 431 x 204 mm				
Peso	16,4 kg		16,8 kg		
Tipo de protección	IP 65				
Clase de protección	1				
Categoría de sobretensión (CC / CA) [2]	2 / 3				
Consumo nocturno	< 1 W				
Concepto de inversor	Transformador de alta frecuencia (AF)				
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada				
Instalación	Instalación interior y exterior				
Margen de temperatura ambiente	–25 – +50 °C				
Humedad de aire admisible	0 – 100 %				
Máxima altitud	2.000 m / 3.500 m (rango de tensión sin restricciones / con restricciones)				
Tecnología de conexión CC	3 x CC+ y 3 x CC bornes roscados 2,5 - 16 mm^2				
Tecnología de conexión principal	3 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm^2				
Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, AS 4777-2, AS 4777-3, AS3100, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1-2, IEC 62116, IEC 61727, CER 06-190, CEI 0-21, EN 50438, G83, G59, NRS 097				

[1] Disponible para los países donde se aplica la restricción de 3kW. [2] De acuerdo con IEC 62109-1.
Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es.

Anexo E: Centro de Salud "El Arenal"

CENTRO DE SALUD
EL ARENAL

- **Anexo F:** Radicación Solar del Perú, Atlas Solar del Per

- **Anexo D:** Radicación Solar de Piura, Atlas Solar del Perú