



UNIVERSIDAD NACIONAL
“PEDRO RUIZ GALLO”



Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

V PROGRAMA DE TITULACIÓN PROFESIONAL

EXTRAORDINARIA

TRABAJO DE SUFICIENCIA
PROFESIONAL

Para Optar el Título Profesional de:

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

**“SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO, REDES DE MEDIA Y BAJA
TENSION PARA LA ISLA AMANTANÍ, PROVINCIA Y
DEPARTAMENTO DE PUNO.”**

Presentado Por:

Br. MANUEL ADRIAN CASTRO SÁNCHEZ

Asesor:

ING. PERCY NIÑO VASQUEZ

LAMBAYEQUE - PERÚ
2019

DEDICATORIA

A Dios por haberme dado la vida, por sus bendiciones, amor infinito y compañía constante en cada paso que doy.

A mi hijo Maurixio Pihero Yharem por haber llegado a mi vida y enseñarme el verdadero significado de la vida.

A mi madre Luz Sánchez Bonilla por su apoyo incondicional, por sus consejos, por ver la manera de ayudarme de alguna u otra manera, a mi padre Jorge por creer en mí y el sacrificio que hace día a día para verme realizado.

Sinceramente no hay palabra alguna para describir todo lo que ustedes han hecho por mí.

A mi abuela Yolanda Bonilla Alejandría por haber sido mi soporte y compañía en esta etapa de mi vida.

Manuel Adrián Castro Sánchez

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mi asesor Ing. Percy Niño Vásquez por haberme dado la oportunidad de recurrir a sus capacidades y conocimientos, por su tiempo y dedicación en el desarrollo de este proyecto de investigación.

A mi novia Kelly Cabanillas por su tiempo, perseverancia y apoyo incondicional en todo momento para la realización de este proyecto. Gracias amor por transmitirme las ganas y el ímpetu para salir adelante día con día.

Finalmente agradecer a mi familia por todo el apoyo dado durante todo este proceso.

RESUMEN

En el presente proyecto, se consideró diseñar dos sistemas de generación fotovoltaica, ubicado en el distrito de Amantaní, provincia y departamento de Puno, donde existe el uso restringido del servicio de electrificación. Amantaní cuenta con una central térmica de 250kW fuera de servicio, así mismo redes primarias y secundarias en estado de conservación muy malo; también cuenta con módulos de sistema fotovoltaicos domiciliarios, los cuales forman parte del proyecto piloto que estuvo a cargo del Centro de energías renovables y uso racional de la energía de la Universidad Nacional de Ingeniería (CER- UNI); estos módulos de 50Wp para 52 abonados (que conforman aprox. 6% de las viviendas) En este contexto se realizó estudios experimentales para determinar los resultados de oferta y demanda de energía, demandas máximas, capacidad, tensión y características técnicas que forman parte del diseño de los sistemas de generación fotovoltaica propuestos.

La investigación se desarrolló en base a pruebas experimentales realizadas en campo, así como revisión bibliográfica. Posteriormente con esta metodología se inició la fase de gabinete para el procesamiento de datos y análisis de resultados. Se propuso dos sistemas fotovoltaicos no convencionales para dar solución a la problemática anteriormente mencionada. Esta línea de investigación pretende buscar desarrollar proyectos a futuro que permitan reafirmar esta propuesta.

Palabras Clave: Energía fotovoltaica, sistema fotovoltaico, demanda de energía, redes, tensión

ABSTRACT

In the present project, it was considered to design two photovoltaic generation systems, located in the district of Amantaní, province and department of Puno, where there is restricted use of the electrification service. Amantaní has a 250kW thermal power plant out of service, as well as primary and secondary networks in a very bad state of conservation; it also has home photovoltaic system modules, which are part of the pilot project that was carried out by the Center for Renewable Energy and Rational Use of Energy of the National University of Engineering (CER-UNI); these 50Wp modules for 52 subscribers (which make up approximately 6% of the homes)

In this context, experimental studies were conducted to determine the results of energy supply and demand, maximum demands, capacity, voltage and technical characteristics that are part of the design of the proposed photovoltaic generation systems.

The research was developed based on experimental tests carried out in the field, as well as a bibliographic review. Subsequently, with this methodology, the cabinet phase for data processing and results analysis began.

Two unconventional photovoltaic systems were proposed to solve the aforementioned problems. This line of research aims to develop future projects that allow reaffirm this proposal.

Key Word: Photovoltaic energy, photovoltaic system, energy demand, networks, tens

Índice

DEDICATORIA.....	2
AGRADECIMIENTO.....	3
RESUMEN	4
ABSTRACT.....	5
CAPÍTULO I: PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	12
1.1 REALIDAD PROBLEMÁTICA	12
1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	13
1.3 DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	13
1.4 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN	13
1.5 LIMITACIONES DE LA INVESTIGACIÓN	14
1.6 OBJETIVOS	14
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	15
2.1 Antecedentes	15
Sistemas Fotovoltaicos Aislados o Autónomos	16
CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO.....	25
3.1 Tipo y Diseño de investigación	25
3.2 Población y Muestra	25
3.2.1 Clima.....	26
3.2.2 Vías de Comunicación	26

3.2.3	Actividades Económicas	27
3.3	Métodos y técnicas	28
3.4	Descripción de los instrumentos utilizados	28
3.4.1	Normas Aplicables	28
3.4.1.1	Regulación General	28
3.5	Análisis Estadístico e interpretación de datos.....	31
CAPÍTULO IV: PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN		32
4.1	Sistemas de Generación Fotovoltaica (SGFV)	32
4.3	Redes Primarias	33
4.4	Redes Secundarias	34
CAPÍTULO V: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS		35
5.1	Resultados	35
5.1.1	Localidades Beneficiadas y Ubicación Geográfica	35
5.1.2	Condiciones Climatológicas.....	36
5.1.3	Temperaturas.....	36
5.1.4	Velocidad Máxima del Viento Mensual:	39
5.1.5	Humedad Relativa Media - Mensual:	40
5.1.6	Precipitación Total Media - Mensual:	41
5.1.7	Proyección de Máxima Demanda	42
5.1.8	Balance Oferta Demanda.....	43
5.1.9	Cálculo De Los Sistemas De Generación Fotovoltaica.....	44
5.1.10	Cálculo Irradiación Solar Disponible - Análisis Crítico de Diseño.....	47

5.1.11 Cálculo Matriz Fotovoltaica	49
5.1.12 Cálculo Banco de Baterías.....	53
5.1.13 Cálculo del Equipo de Acondicionamiento de Energía	56
5.1.14 Cálculo De Conductores Y Elementos De Protección Contra Cortocircuitos Y Sobrecargas.....	57
5.2 Discusión de Resultados.....	74
CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	75
Conclusiones	75
Recomendaciones.....	77
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	78
ANEXOS.....	79

ÍNDICE DE CUADROS GRAFICOS Y ESQUEMAS

Cuadro N°01: Beneficiados con el proyecto	35
Cuadro N°02: Resumen localidades, población y abonados	35
Cuadro N°03: Estaciones Meteorológicas Seleccionadas	36
Cuadro N°04: Temperatura Mínima Media Mensual (°C)	36
Cuadro N°05 Temperatura Media Mensual (°C)	37
Cuadro N° 06 Temperatura Máxima Media Mensual (°C)	38
Cuadro N°07 Velocidad Máxima del Viento Mensual (m/s)	39
Cuadro N°08 Humedad Relativa Media Mensual (%)	40
Cuadro N°09 Precipitación Total Media Mensual (mm)	41
Cuadro N° 1 Resumen de la Demanda Proyectada en kW	42
Cuadro N°10 Balance Oferta – Demanda	43
Cuadro N°11 Demanda de Energía AC diaria 110 kW	44
Cuadro N°12 Demanda de energía AC diaria 75 kW	45
Cuadro N°13 Energía diaria DC requerida de la fuente	47
Cuadro N°13 Energía diaria DC requerida de la fuente	48
Cuadro N°14 Corriente nominal máxima de la matriz fotovoltaica	49
Cuadro N°15 Datos de módulos fotovoltaicos	50
Cuadro N°16 Matriz Fotovoltaica	51
Cuadro N°17 Cálculo de la corriente nominal máxima de la matriz fotovoltaica	51
Cuadro N°18 Datos de módulos fotovoltaicos	52
Cuadro N°19 Matriz fotovoltaica	53
Cuadro N°20 Cálculo de baterías 110kWac	53
Cuadro N°21 Cálculo de baterías	54
Cuadro N°21 Equipo de acondicionamiento de energía 110 kWac	56
Cuadro N°22 Equipo de acondicionamiento de energía 75 kWac	56
Cuadro N°23 Selección de conductores y elementos de protección (110kWac)	61
Cuadro N°24 Selección de conductores y elementos de protección (75kWac)	62
Cuadro N°25 Características Técnicas de las Redes Primarias	70

Cuadro N°26 Alcances y configuración de Redes Secundarias	72
Cuadro N°27 Características Técnicas de las Redes Secundarias	73
FIGURA 01.-Sistema Aislado.	17
FIGURA 02.-Representación del ángulo Azimut (Z) y altura solar (A).	18
FIGURA 03.-Angulo de inclinación de un panel solar.	19
Figura 04: Distancia entre filas de paneles	20
Gráfico N° 01 Variación de la temperatura mínima media mensual	37
Gráfico N°02 Variación de la temperatura media mensual.	38
Gráfico N° 03 Variación de la Temperatura Máxima Media Mensual.	39
Gráfico N° 04 Variación de la Velocidad Máxima del Viento Mensual	40
Gráfico N°05 Variación de la Humedad Relativa Media Mensual	41
Gráfico N° 06 Variación de la precipitación media mensual	42
Diagrama N°01 Carga Equivalente Diario para Análisis Fotovoltaico	46

INTRODUCCIÓN

En el Perú existen todavía pocos sistemas fotovoltaicos (SFV). Hasta el 2005, en el Perú hay alrededor de 10 000 SFV instalados, con una potencia total de 1,5 MWp 65% de esta potencia corresponde a SFV para telecomunicaciones, 29% para la iluminación interna a casas, incluyendo postas de salud, salas comunales, etc., y el resto para otros usos (refrigeración, bombeo de agua, etc.) La mayoría de los SFV usados para la electrificación rural son de tipo “Sistema Fotovoltaico Domiciliario”, SFD, con potencias típicas de 50 – 60 Wp, operando junto con una batería de plomo ácido, un regulador de carga, y 2-4 lámparas fluorescentes de 9-11 W de esta manera se satisface las necesidades de electricidad en una familia de campo.

Según los datos mencionados anteriormente No damos cuenta que el uso de la energía solar fotovoltaica, que tiene particular importancia para el desarrollo de zonas rurales apartadas. El estado en su conjunto debería considerar promover el uso de energías renovables.

En el presente proyecto se describe el planteamiento y diseño de dos sistemas de generación fotovoltaica aislados, redes de media y baja tensión para brindar el servicio de electricidad a diez localidades de la isla de Amantaní, provincia de Puno; buscando innovar con nuevas tecnologías y del mismo modo dar continuidad al actual crecimiento de este campo de energías renovables. Contribuyendo con la mejora de calidad de vida de los usuarios y también con el aspecto ecológico.

CAPÍTULO I: PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1 REALIDAD PROBLEMÁTICA

En la actualidad la energía es un factor de desarrollo fundamental, por lo que muchos países del mundo en busca de la estrategia para dar acceso a la electricidad; utilizan la estrategia de la extensión de la red eléctrica; sin embargo, es poco factible cuando se trata de acceder a zonas alejadas.

Esta situación ha impulsado el desarrollo sistemas basados en fuentes nuevas y renovables como la solar, eólica, biomasa y mini hidro.

Los sistemas eólicos y fotovoltaicos son una de las opciones técnicas posibles

Nuestro país no es la excepción ya que en los diferentes departamentos se han instalado una gran cantidad de grupos electrógenos que se encuentran principalmente en caseríos, con potencias eléctricas que varían entre 20 KW y 80 KW.

Siendo un limitante los costos de operación y mantenimiento, principalmente por el elevado costo del combustible y lubricantes en las poblaciones rurales Este estudio pretende brindar una propuesta de diseño de sistemas no convencionales para brindar a la población (diez localidades del distrito de Amantaní, Puno) una alternativa de solución que cumpla con las exigencias técnicas de los equipos para mejorar la calidad y cobertura del servicio energético.

1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Es posible diseñar dos sistemas de generación fotovoltaica (SGFV) en un solo patio fotovoltaico (Amantaní 1 y Amantaní 2) para coberturar la electrificación del distrito de Amantaní, provincia y departamento de Puno?

1.3 DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

El presente proyecto se desarrolló en el distrito de Amantaní, provincia y departamento de Puno, buscando beneficiar a diez comunidades del distrito. La duración del proyecto fue de 4 meses.

1.4 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN

Justificación social. - El estudio es justificable desde este punto de vista; ya que se pretende integrar localidades rurales incursionando en el mundo de la energía renovable; a través del uso de fuentes limpias cuyo impacto ambiental es mínimo. De esta manera las futuras generaciones podrán acceder a recursos de nuestro país.

Justificación económica. - Con el uso de sistemas fotovoltaicos altamente eficientes, se logra minimizar altos costos invertidos en energía eléctrica.

Justificación académica. - La realización del presente estudio, permite al responsable, la investigación en el campo de la ingeniería mecánica eléctrica. Por su parte la formulación del proyecto permitirá la aplicación de los criterios técnicos adquiridos durante la formación profesional en la búsqueda de solución de los problemas que se presentan en el campo de la ingeniería.

El estudio es importante porque permitirá obtener información que posteriormente será utilizada para dar solución a la problemática antes mencionada; del mismo modo este estudio será de interés y utilidad para nuevas investigaciones y proyectos de mejoramiento y ampliación que se deseen ejecutar a futuro.

1.5 LIMITACIONES DE LA INVESTIGACIÓN

Para iniciar la presente investigación una de las debilidades fue la escasa información bibliográfica de los antecedentes del proyecto y también de la problemática.; esto dio lugar a que los costos de la investigación presupuestados, se eleven.

1.6 OBJETIVOS

Objetivo general

Diseñar dos sistemas no convencionales para la electrificación de 10 localidades de la Isla Amantaní, distrito de Amantaní, provincia y departamento de Puno.

Objetivos específicos

- ✓ Determinar la disponibilidad de recursos existentes para ampliar la cobertura del servicio.
- ✓ Establecer la capacidad y tensión del sistema de generación fotovoltaica Amantaní 1 y 2 para atender las máximas demandas.
- ✓ Incorporar criterios sociales para facilitar la integración de los sistemas de electrificación.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

Paulo Valdiviezo Salas; en su tesis de Ingeniería “Diseño de un sistema fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica a 15 computadoras portátiles en la PUCP” han realizado una investigación que consistió en la aplicación de las energías renovables, una energía que abunda y que poco se utiliza como medios de generación en nuestro país. El autor determinó un sistema fotovoltaico para una demanda de energía eléctrica máxima de 798 W, el cual corresponde a la carga de 15 laptop, además el autor ha considerado que el periodo de carga de las laptops será de 5 horas de uso al día, la cual permitió dimensionar y seleccionar los principales componentes del sistema fotovoltaico; para este cálculo se consideró una radiación mínima de 1,048 Kw.h/m² en el mes más crítico (agosto) en la zona del proyecto.¹

Miguel Pareja Aparicio; en su libro “Energía solar fotovoltaica” realiza una descripción básica de una instalación de sistema de generación fotovoltaica, los elementos que la constituyen, como elegirlos, el cálculo de la sección y la elección de los dispositivos de protección. En consecuencia, el autor decide dedicar este libro solamente a las instalaciones fotovoltaicas aisladas, puesto que hay una gran cantidad de libros en el mercado sobre energías renovables o energía solar, en las

¹ Paulo Valdiviezo Salas, “Diseño de un sistema fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica a 15 computadoras portátiles en la PUCP” (tesis de ingeniería, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2013).

cuales solo se incluyen como mucho un capitulo al dimensionado. Describiéndolo de forma muy genérica.²

Agustín German Santamaría; en su libro “Instalaciones Solares fotovoltaicas” nos dice que los sistemas fotovoltaicos autónomos más numerosos son generalmente de poca potencia, van desde los que disponen de un único módulo, que genera potencias de algunas decenas de vatios, hasta los que generan potencias de hasta 10 kW.

Los sistemas que suministran decenas de kilovatios, destinados a abastecer de energía eléctrica a poblaciones pequeñas alejadas de la red de distribución eléctrica, reciben el nombre de *centrales fotovoltaicas autónomas*. Los sistemas fotovoltaicos autónomos se pueden clasificar en sistemas fotovoltaicos directos sin acumulación y sistemas con acumulación.³

2.2 Desarrollo de la temática correspondiente al tema investigado.

Sistemas Fotovoltaicos Aislados o Autónomos

Son utilizadas en sectores alejados, que no tienen acceso a la red eléctrica, generalmente sectores rurales, iluminación de áreas aisladas, antenas de comunicaciones, balizas o boyas de señalización, bombeo de agua, etc. Estos sistemas van acompañados de inversores de corriente, para pasar de corriente continua a corriente alterna, reguladores de voltaje y bancos de baterías que permiten almacenar la energía que no se está utilizando. Esto puede ser apreciado en la Fig.17.

² Miguel Pareja Aparicio, “Energía Solar Fotovoltaica” – Cálculos de una instalación aislada (II Edición, Marcombo S.A, 2010)

³ Agustín German Santamaria, “Instalaciones solares fotovoltaicas”(I Edición, Editex S.A, 2010)

Las instalaciones aisladas de la red dan lugar a dos tipos de suministros según sea el tipo de distribución:

El sistema centralizado

Consiste en un único sistema que cubre las necesidades del conjunto de usuarios. De esta forma se disminuyen los costos del sistema, sin afectar la calidad del suministro.

El sistema descentralizado

Al contrario del sistema centralizado, en este caso se instala individualmente el sistema completo en la vivienda o lugar a energizar. Los costos en este tipo de instalaciones son más altos.



FIGURA 01.-Sistema Aislado.⁴

⁴ Fuente:http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:45337/componente45335.pdf.

ELECCION DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS.

Orientación de los Paneles.

A la hora de diseñar este tipo de instalaciones solares, es muy importante decidir la orientación de los paneles ya que interesará que los paneles capten la mayor cantidad de radiación solar posible. Esta orientación puede ser impuesta por el emplazamiento donde vamos a instalar los paneles, como es el caso de tejados con una cierta orientación, o libre si la ubicación lo permite, como extensiones de terreno llanas. Según el Instituto para la diversificación y ahorro de energía (IDAE) de España, la orientación se define por el ángulo llamado azimut (Z), 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, como se ve en la figura 02. Los valores típicos son 0° para los módulos al norte, 180° para módulos al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.

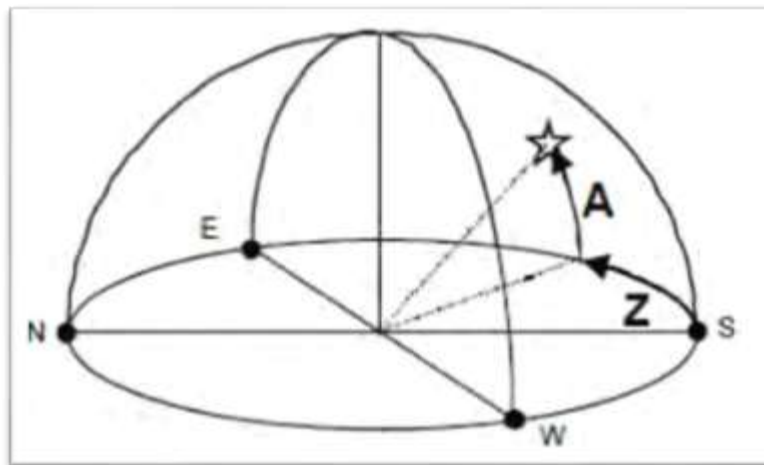


FIGURA 02.-Representación del ángulo Azimut (Z) y altura solar (A).⁵

⁵ Cornejo, H. (2013). Sistema solar fotovoltaico de conexión a red en el Centro Materno Infantil de la Universidad de Piura.

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.

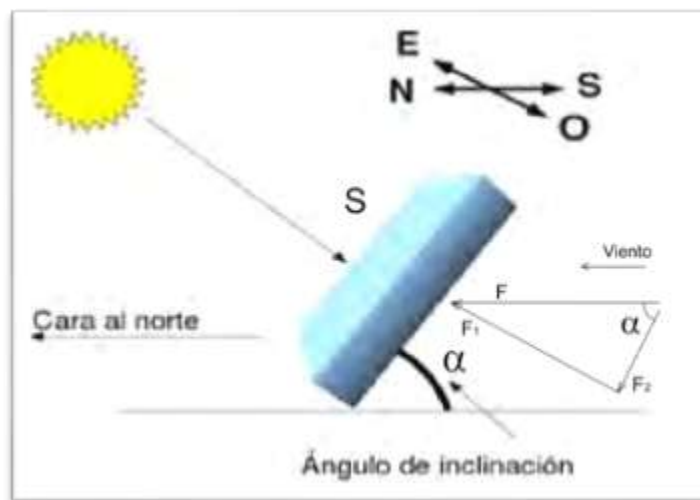


FIGURA 03.-Angulo de inclinación de un panel solar.

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

$$a=7.84^{\circ}$$

$$a_{opt}= 3.7 + 0.69 \cdot \text{Latitud del lugar}$$

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.

Distancia mínima entre filas de Paneles.

La distancia mínima de separación entre filas de paneles, depende del ángulo de inclinación de estos, así que cuanto más inclinado esté el panel, deberá guardarse mayor distancia entre filas. Pero como se va a trabajar en la forma donde 16 paneles van estar en la misma recta, pero siempre conservando el ángulo de inclinación. La forma será como se muestra en la figura.



Figura 04: Distancia entre filas de paneles

Cálculo de número de paneles.

El área a utilizar en la azotea del bloque A será de 70 m². El sistema a construir será de 10 paneles ubicados en 1 generador, en donde su conexión en serie y en paralelo será de 2 ramales en paralelo y cada ramal tendrá 5 paneles conectados en serie, este tipo de conexión se

debe al inversor interconectado a red en donde sus especificaciones técnicas con respecto al intervalo de voltaje máximo y corriente máxima lo muestran.

Ventajas y Desventajas de Los Sistemas Fotovoltaicos.

VENTAJAS

- a. Fuente inagotable de energía.
- b. Escaso impacto ambiental.
- c. No produce residuos perjudiciales para el medio ambiente.
- d. Distribuida por todo el mundo.
- e. No tiene más costos una vez instalados.
- f. No hay dependencia de las compañías suministradoras.
- g. Silenciosa
- h. Tiene una vida útil superior a 25 años.
- i. Resistente a condiciones climáticas extremas: granizo, viento, etc.
- j. No requiere mantenimiento complejo, solo limpieza del módulo solar.
- k. Se puede aumentar en cualquier momento la capacidad instalada y la autonomía de la instalación.
- l. No consume combustible para generar electricidad.

DESVENTAJAS.

- a. Para instalaciones de sistemas aislados o no interconectados a CFE, se necesitan sistemas de baterías que aumentan el costo del sistema.
- b. Puede afectar a los ecosistemas por la extensión ocupada, en el caso de grandes instalaciones.

- c. Impacto visual negativo si no se cuida la integración de los modelos solares en el entorno.

2.3 Definición conceptual

Sistema fotovoltaico. Es el conjunto de componentes mecánicos eléctricos y electrónicos que concurren para captar la energía solar disponible y transformarla en utilizable como energía eléctrica.

Estos sistemas independientemente de su utilización y del tamaño de potencia, se pueden clasificar en aislados (con baterías y sin baterías), conectados a red e híbridos (combinados con otro tipo de generación de energía eléctrica).

Hay diferentes opciones para construir un sistema fotovoltaico, pero esencialmente hay los siguientes componentes:

Generador fotovoltaico: encargado de captar y convertir la radiación solar en corriente eléctrica mediante módulos fotovoltaicos.

Baterías o acumuladores: almacenan la energía eléctrica producida por el generador fotovoltaico para poder utilizarla en periodos en los que demanda exceda a la capacidad de producción del generador fotovoltaico.

Regulador de carga: encargado de proteger y garantizar el correcto mantenimiento de la carga de batería y evitar sobretensiones que puedan destruirla.

Inversor o acondicionador de la energía eléctrica: encargado de transformar la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna, necesaria para alimentar algunas cargas o para introducir la energía producida en la red de distribución eléctrica.

Elementos de producción del circuito: como interruptores de conexión, diodos de bloqueo, etc., dispuestos entre diferentes elementos del sistema, para proteger la descarga y derivación de elementos en caso de fallo o situaciones de sobrecarga.

Puede haber la necesidad de un **generador auxiliar** para complementar la energía del generador fotovoltaico cuando éste no pueda mantener la demanda y no pueda ser interrumpida.

Irradiación: Es la cantidad de Irradiancia recibida en un lapso de tiempo determinado, es decir, la potencia recibida por unidad de tiempo y por unidad de superficie. Se suele medir en Wh/m^2 o, en caso de un día, en $\text{Wh/m}^2.\text{día}$ o unidades equivalentes.

Capacidad instalada: Potencia nominal o de placa de una unidad generadora.

Corriente alterna: En la corriente alterna (CA o AC, en inglés) los electrones, a partir de su posición fija en el cable (centro), oscilan de un lado al otro de su

Parámetros:

Intensidad de cortocircuito: Denominada como I_{sc} es la máxima intensidad que se puede obtener en un panel o módulo fotovoltaico. Se calcula midiendo la corriente entre los bornes del panel cuando se provoca un corto circuito (tensión de salida de 0 voltios)

Tensión en circuito abierto: Denominada como V_{oc} , es el valor máximo de voltaje que se mediría en un panel o módulo si no hubiese paso de corriente entre los bornes del mismo (intensidad de 0 amperios).

Tensión Nominal: Denominada como V_n , es el valor de diseño al que trabaja el panel o módulo fotovoltaico, por ejemplo: 12, 24 o 48 voltios.

Potencia máxima: Denominada como P_M , es el valor máximo de potencia que se obtiene entre el producto de la corriente por la tensión de salida del módulo fotovoltaico. Se trata del valor máximo que se puede obtener del panel o modulo fotovoltaico. También se denomina potencia de pico del panel; este último término es el más utilizado para los cálculos de una instalación conectada a la red.

Tensión máxima: Denominada como V_M , se corresponde con el valor de tensión para la potencia máxima. Se trata aprox. Del 80% de la tensión en circuito abierto. En algunos casos se indica como V_{mp} (de potencia máxima)

Corriente máxima: Denominada como I_M , se corresponde con el valor de corriente para la potencia máxima. En algunos casos se indica como I_{mp} .

CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO

3.1 Tipo y Diseño de investigación

Para la presente investigación se considerará como base de trabajo, los estudios realizados in situ; los cuales tienen como finalidad determinar los lineamientos técnicos para llevar a cabo el proyecto de electrificación en el distrito de Amantaní, por lo que el tipo de investigación es:

Proyectiva, porque el estudio desarrollado tendrá por finalidad posibilitar la ejecución de un proyecto de Electrificación para la población beneficiaria a corto y mediano plazo.

Descriptiva, porque explicará las etapas, actividades, técnicas, etc. Llevadas a cabo en el diseño, obteniendo de esta manera datos analizables.

Exploratoria, porque permite observar y conocer el contexto y condiciones del área de influencia, con el propósito de obtener resultados y conclusiones a partir de los estudios realizados.

3.2 Población y Muestra

Geográficamente el área del proyecto se encuentra ubicada en el Distrito de Amantaní, Provincia y Departamento de Puno, situada en las siguientes coordenadas UTM, DATUM WGS84 ZONA 18 S UTM 19L, Este 422 000,00 425 800,00. Norte 8 269 700,00 8 267 200,00 a una altura entre 3800 y 4100 msnm, en la que relieve topográfico es variado, desde suave hasta escarpada, distinguiéndose dos promontorios rocosos a manera de conos volcánicos denominados Coanos al Norte y Llacastete

al Sur de la isla. También se encuentran algunas quebradas de corto recorrido, poco profundos y cauces secos, con pobre acumulación de depósitos aluviales

3.2.1 Clima

El área del proyecto se ubica en la provincia biogeográfica: Lago Titicaca. Asimismo, de acuerdo a la clasificación de Koppen, el clima en el área del proyecto es: Hemiboreal con invierno seco (Dwb)

3.2.2 Vías de Comunicación

El acceso a la isla de Amantaní únicamente es por vía lacustre desde el embarcadero de Chifron, al cual se accede desde la ciudad de Juliaca a través de la ruta Juliaca – Huata – Coata – Capachica – Chifrón con una duración de una hora y media aproximadamente. A la ciudad de Juliaca se accede de la siguiente manera:

Vía aérea Lima – Juliaca de una hora y 30 minutos de duración aproximadamente.

Mediante transporte terrestre utilizando como referencia principal la vía asfaltada Panamericana Sur hasta el punto denominado La Repartición, desde donde se deriva la vía asfaltada hacia Arequipa, para continuar con una vía similar a la ciudad de Juliaca con una duración de 20 horas aproximadamente.

Desde Chifrón hasta el embarcadero Principal en la Isla Amantaní, el servicio de vía regular dura una hora. Llegado a la Isla Amantaní, el desplazamiento hacia las localidades es solo mediante vías peatonales.

Alternativamente para llegar a la Isla Amantani, puede emplearse el embarcadero de Puno, en la que el desplazamiento vía servicio regular podría tomar de 3 a 4 horas, pero implicaría desplazarse por vía terrestre desde la ciudad de Juliaca hasta Puno por un periodo de una hora a hora y media.

3.2.3 Actividades Económicas

Turismo

Es una de las actividades económicas muy importantes para los habitantes de la Isla, ya que se practica el turismo rural vivencial comunitario, lo cual beneficia económicamente al poblador.

Actividad Forestal

La actividad forestal está reducida al uso de leña principalmente de eucalipto y al uso de pastos naturales para actividades de pastoreo con un manejo inadecuado de dichos pastos naturales ya que se nota pequeños relictos deforestados.

Industria y Comercio

En los centros poblados del ámbito del proyecto la Industria es nula. La actividad comercial está orientada a la compra y venta de artículos de primera necesidad, en las zonas vecinas como Capachica, Juliaca, Puno y otros.

3.3 Métodos y técnicas

Reconocimiento de campo: Visita al lugar donde se desarrolló el estudio con la finalidad de planificar las acciones que posteriormente se realizaron.

Recopilación de información básica: registro de los datos relevantes verificados en campo y encuestas que fueron aplicadas a la población beneficiaria.

Estudio de mercado, se realizó con la finalidad de determinar la oferta y demanda de potencia y energía. De este modo se logró realizar el balance oferta-demanda.

Análisis Topográfico, para realizar los planos de planimetría y curvas de nivel; se tuvo que realizar el levantamiento topográfico utilizando equipos como: nivel topográfico y GPS

3.4 Descripción de los instrumentos utilizados

3.4.1 Normas Aplicables

3.4.1.1 Regulación General

Para el desarrollo, seguimiento y dirección de los estudios se considerará la aplicación de las prescripciones vigentes de la siguiente regulación general:

- Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural.
- Decreto Supremo N° 025-2007-EM – Reglamento de la Ley N° 28749 – Ley General de Electrificación Rural.
- Ley N° 27293 – Ley del Sistema Nacional de Inversión Pública y sus modificatorias.
- Decreto Supremo N° 102-2007-EF – Reglamento del Sistema Nacional de Inversión Pública.

- Resolución Directoral N° 004-2007-EF/68.01 – Directiva General del Sistema Nacional de Inversión Pública.
- Decreto Supremo N° 083-2004-PCM, T.U.O. de la Ley N° 26850, Ley de Contrataciones y Adquisiciones del Estado.
- Decreto Supremo N° 084-2004-PCM, Reglamento de la Ley N° 26850.
- Resolución Ministerial N° 214-2011-MEM/DM – Código Nacional de Electricidad Suministro 2011
- Resolución Ministerial N°037-2006-MEM/DM – Código Nacional de Electricidad Utilización
- Resolución Ministerial N°161-2007-MEM/DM – Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo de las Actividades Eléctricas.
- Normas y Reglamentos de Seguridad Complementarios

3.4.1.2 Regulación Específica

Compendio de Normas Específicas aprobadas por la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas para los proyectos de electrificación rural.

- **Normas de Líneas y Redes Primarias**
 - RD 026-2003-EM/DGE ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA EL SUMINISTRO DE MATERIALES Y EQUIPOS DE LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS
 - RD 016-2003-EM/DGE ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MONTAJE PARA LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS
 - RD 024-2003-EM/DGE ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE SOPORTES NORMALIZADOS PARA LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS

- **Normas de Redes Secundarias**

- RD 025-2003-EM/DGE ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EL SUMINISTRO DE MATERIALES Y EQUIPOS DE REDES SECUNDARIAS

- RD 020-2003-EM/DGE ESPECIFICACIONES TECNICAS DE MONTAJE PARA REDES SECUNDARIAS

- RD 023-2003-EM/DGE ESPECIFICACIONES TECNICAS DE SOPORTES NORMALIZADOS PARA REDES SECUNDARIAS

- **Normas de Ingeniería**

- RD 018-2003-EM/DGE BASES PARA EL DISEÑO DE LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS

- RD 031-2003-EM/DGE BASES PARA EL DISEÑO DE REDES SECUNDARIAS

- RD 030-2003-EM/DGE ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA ESTUDIOS DE TOPOGRAFÍA

- RD 029-2003-EM/DGE ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA LA ELABORACIÓN DE ESTUDIOS DE GEOLOGÍA y GEOTECNIA DE ELECTRODUCTOS

- RD 017-2003-EM/DGE ALUMBRADO DE VÍAS PUBLICAS EN ÁREAS RURALES

- **Normas para Sistemas de Generación Fotovoltaica:**

- RD 003-2007-MEM/DGE REGLAMENTO TÉCNICO DE ESPECIFICACIONES Y PROCEDIMIENTOS DE EVALUACIÓN

DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO Y SUS COMPONENTES PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL.

-Otros IEC y ANSI.

3.5 Análisis Estadístico e interpretación de datos

El análisis de la información recopilada en campo y los cálculos elaborados en la fase de gabinete del presente proyecto de investigación, fue ordenada, organizada y sistematizada en planos, tablas y gráficos con la ayuda de software como Microsoft Excel, AutoCAD. Los datos obtenidos son: oferta – demanda de energía, radiación solar, máxima demanda eléctrica, capacidad y tensión de los SGFV.

CAPÍTULO IV: PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN

El proyecto tiene por objetivo desarrollar la electrificación de 10 localidades de la Isla Amantaní ubicada en el distrito de Amantaní de la provincia y departamento de Puno, mediante la ejecución de dos Sistemas de Generación Fotovoltaica (SGFV) ubicados en un solo patio fotovoltaico (Amantaní 1 y Amantaní 2), así como las Redes Primarias 22,9 kV Trifásicas para el transporte de la energía desde los centros de generación proyectados hacia las Redes Secundarias 380/220 V Trifásicas que también serán implementadas con el proyecto. El proyecto también comprende las actividades de diagnóstico, mantenimiento y puesta en servicio del grupo electrógeno de 250 kW existente en el puerto principal de la Isla Amantaní para compensar la oferta en las horas punta del ciclo de la demanda o para suministro o carga de baterías en situaciones de contingencia.

4.1 Sistemas de Generación Fotovoltaica (SGFV)

El proyecto comprende el diseño, construcción y puesta en servicio de dos Sistemas de Generación Fotovoltaica instalados en un solo patio fotovoltaico:

SGFV Amantaní 1: Suministrará energía a los abonados ubicados en el sector Oeste de la Isla Amantaní. Tendrá una capacidad instalada de 138 kWp solares para atender una máxima demanda de 110 kW en corriente alterna

SGFV Amantaní 2: Suministrará energía a los abonados ubicados en el sector Este de la Isla Amantaní. Tendrá una capacidad instalada de 138 kWp solares para atender una demanda de 75 kW en corriente alterna

4.2 Sistema de Generación Térmico

El proyecto comprende el mantenimiento y puesta en servicio del grupo electrógeno de 250 kW existente en el puerto principal de la Isla Amantaní a fin de suministrar energía eléctrica durante las horas punta de máxima demanda del SGFV y posibilitar la carga de las baterías en caso de contingencias. Para fines el dimensionamiento de los SGFV, en condiciones normales de funcionamiento, se ha considerado su operación por períodos de 2,5 horas de trabajo diario en horas punta de máxima demanda de modo que permita sumar a la oferta del SGFV Amantaní 1, período en el que esta central trabajará en forma Híbrida. En contingencia podrá suministrar a los dos SGFV, cuyo tiempo de operación dependerá de la duración de la contingencia.

Ver Anexo N°01: Plano PIN-01

4.3 Redes Primarias

El proyecto comprende el diseño, construcción y puesta en servicio de 7,19 km de Redes Primarias aéreas, 5,41 km serán en 22,9 kV Trifásicas con Neutro Rígidamente Puesto a Tierra en Sub Estación Principal para suministrar energía a las subestaciones de las Redes Primarias. y 1,78 km serán en 10 kV Trifásicos con Neutro Aislado en Sub Estación Principal para interconectar el Sistema de Generación Térmico existente en el puerto principal de la Isla Amantaní con los SGFV. **Ver Anexo N°02**

PLANO RP-01

4.4 Redes Secundarias

El proyecto comprende el diseño, construcción y puesta en servicio de las Redes Secundarias Aéreas en 380/220 V Trifásicas con Neutro Corrido Multiaterrado para suministrar energía eléctrica mediante Redes de Servicio Particular, Conexiones Domiciliarias y Alumbrado Público a 1049 abonados de las siguientes 10 localidades que conforman la Isla que no cuentan con servicio eléctrico. **Ver Anexo N°03 PLANO RS-01**

CAPÍTULO V: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

5.1 Resultados

5.1.1 Localidades Beneficiadas y Ubicación Geográfica

La relación de localidades beneficiadas con el proyecto, así como su ubicación geopolítica y la cantidad de beneficiados se indican en el cuadro siguiente:

Cuadro N°01: Beneficiados con el proyecto

N°	CENTRO POBLADO	DEPARTAM.	PROVINCIA	DISTRITO	DOMICILIOS	CARGAS ESPECIALES	ABONADOS	POBLACIÓN
1	PUEBLO	PUNO	PUNO	AMANTANI	196	6	202	784
2	SANTA ROSA	PUNO	PUNO	AMANTANI	119	3	122	476
3	INCATIANA	PUNO	PUNO	AMANTANI	80	3	83	320
4	LAMPAYUNI	PUNO	PUNO	AMANTANI	114	4	118	456
5	VILLA ORINOJÓN	PUNO	PUNO	AMANTANI	87	2	89	348
6	SANCAYUNI	PUNO	PUNO	AMANTANI	90	3	93	360
7	ALTO SANCAYUNI	PUNO	PUNO	AMANTANI	90	3	93	360
8	COLQUECACHI	PUNO	PUNO	AMANTANI	98	3	101	392
9	OCCOSUYO	PUNO	PUNO	AMANTANI	66	4	70	264
10	OCCOPAMPA	PUNO	PUNO	AMANTANI	77	1	78	308
TOTAL					1 017	31	1 049	4 068

Fuente: Elaboración propia

Cuadro N°02: Resumen localidades, población y abonados

N° Localidades Beneficiadas	Población Beneficiada	Abonados Totales
10	4 068	1 049

Fuente: Elaboración propia

5.1.2 Condiciones Climatológicas

Para determinar las condiciones climatológicas del área del proyecto, se ha empleado los registros entre los años 2008 – 2011 de las estaciones meteorológicas Taquile y Los Uros perteneciente a la red de estaciones del Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología (SENAMHI). En el siguiente cuadro se indica la estación SENAMHI de referencia y su ubicación respectiva:

Cuadro N°03: Estaciones Meteorológicas Seleccionadas

N°	ESTACIÓN	DPTO	PROVINCIA	DISTRITO	LATITUD	LONGITUD	ALTURA (MSNM)
1	Taquile / 000818 / DRE-13	Puno	Puno	Amantaní	15°46' "S"	69°41' "W"	3 815
2	Los Uros/000782/DRE-13	Puno	Puno	Puno	15°47' "S"	69°54' "W"	3 808

Fuente: Elaboración propia

5.1.3 Temperaturas

Temperatura Mínima Media Mensual:

En el siguiente cuadro se presentan los valores de la temperatura mínima media mensual de la estación seleccionada:

Cuadro N°04: Temperatura Mínima Media Mensual (°C)

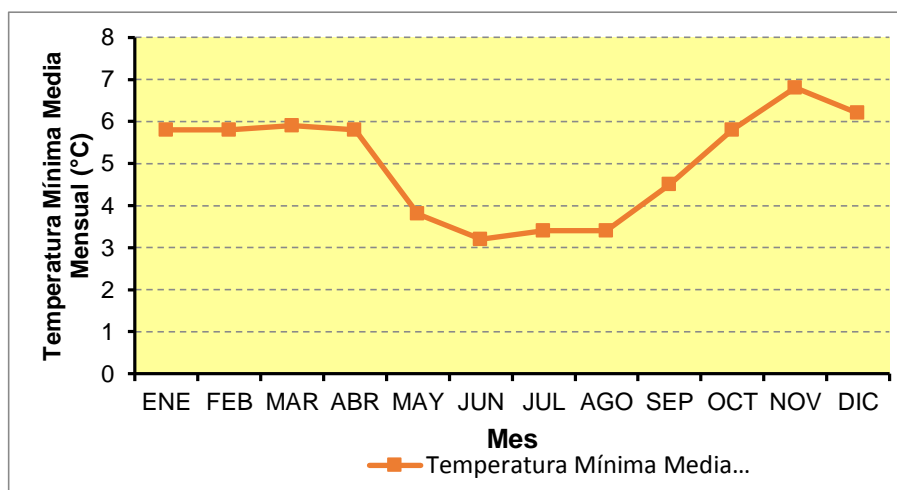
ESTACIÓN	MES											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Taquile	5,8	5,8	5,9	5,8	3,8	3,2	3,4	3,4	4,5	5,8	6,8	6,2

Fuente: Senamhi

Como se aprecia en gráfico, la temperatura mínima media mensual alcanza su mínimo valor entre los meses de junio y agosto.

En el siguiente gráfico se puede apreciar la variación de la temperatura mínima media mensual de la estación seleccionada.

Gráfico N° 01 Variación de la temperatura mínima media mensual



Fuente: Elaboración propia

Temperatura Media Mensual:

En el siguiente cuadro se presentan los valores de la temperatura media mensual de la estación indicada:

Cuadro N°05 Temperatura Media Mensual (°C)

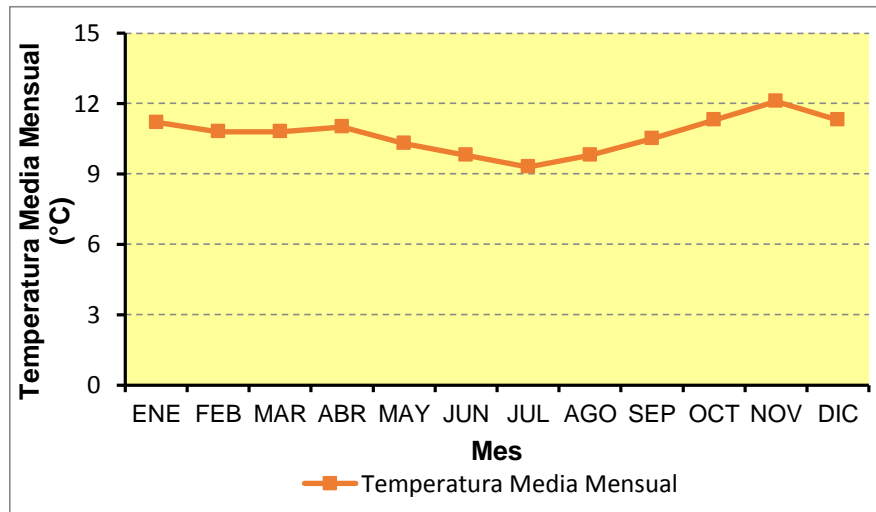
ESTACIÓN	MES											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Taquile	11,2	10,8	10,8	11,0	10,3	9,8	9,3	9,8	10,5	11,3	12,1	11,3

Fuente: Senamhi

La temperatura media mensual varía entre 9,3 °C y 12,1 °C alcanzando su mayor valor en el mes de noviembre y su menor valor en el mes de julio.

En el siguiente gráfico se puede apreciar la variación de la temperatura media mensual en la estación seleccionada.

Gráfico N°02 Variación de la temperatura media mensual.



Fuente: Elaboración propia

Temperatura Máxima Media Mensual:

En el siguiente cuadro se presentan los valores de la temperatura máxima media mensual de la estación indicada:

Cuadro N° 06 Temperatura Máxima Media Mensual (°C)

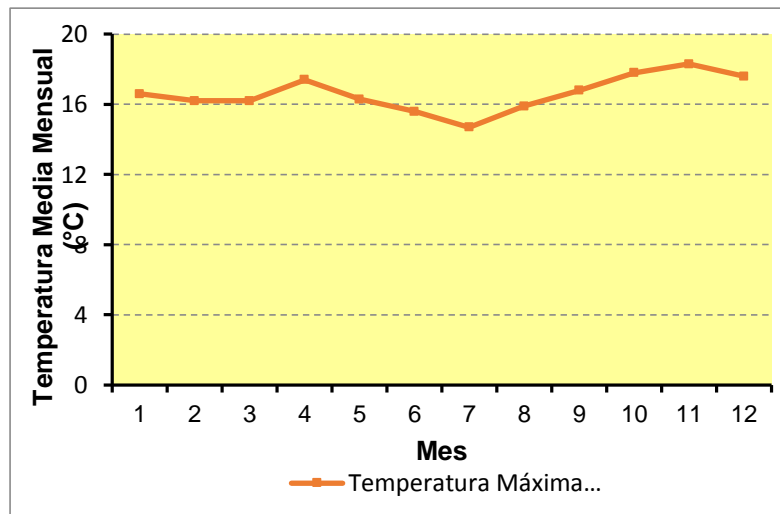
ESTACIÓN	MES											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Taquile	16,6	16,2	16,2	17,4	16,3	15,6	14,7	15,9	16,8	17,8	18,3	17,6

Fuente: Senamhi

La temperatura máxima media varía entre 14,7 °C y 18,3 °C alcanzando su mayor valor en el mes de noviembre y su menor valor en el mes de julio.

En el siguiente gráfico se puede apreciar la variación de la temperatura máxima media mensual de la estación seleccionada.

Gráfico N° 03 Variación de la Temperatura Máxima Media Mensual.



Fuente: Elaboración propia

5.1.4 Velocidad Máxima del Viento Mensual:

En el siguiente cuadro se presentan los valores de la velocidad máxima del viento mensual de las estaciones seleccionadas:

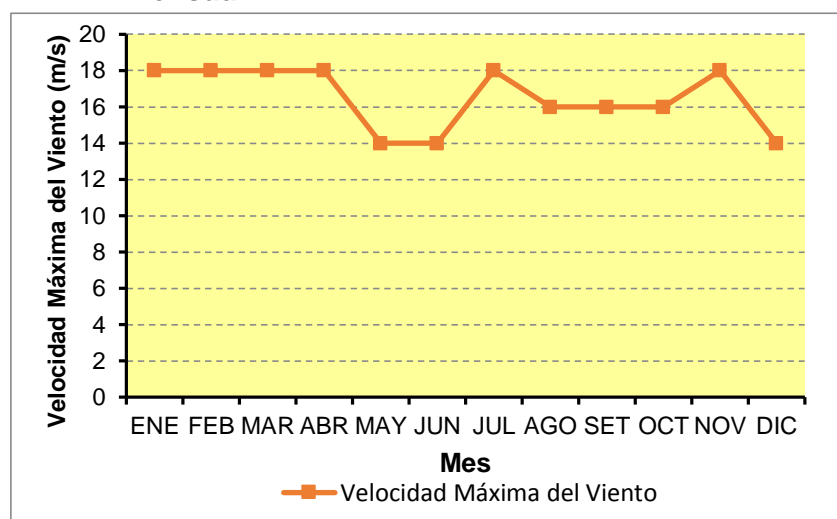
Cuadro N°07 Velocidad Máxima del Viento Mensual (m/s)

ESTACIÓN	MES											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Los Uros	18	18	18	18	14	14	18	16	16	16	18	14

Fuente: Senamhi

La velocidad máxima del viento alcanza un valor de 18 m/s (64,8 km/h), el cual, de acuerdo a la escala de magnitudes de los vientos de Beaufort, corresponde a “Temporal”.

Gráfico N° 04 Variación de la Velocidad Máxima del Viento Mensual



Fuente: Elaboración propia

5.1.5 Humedad Relativa Media - Mensual:

En el siguiente cuadro se presentan los valores de la humedad relativa media mensual de la estación seleccionada:

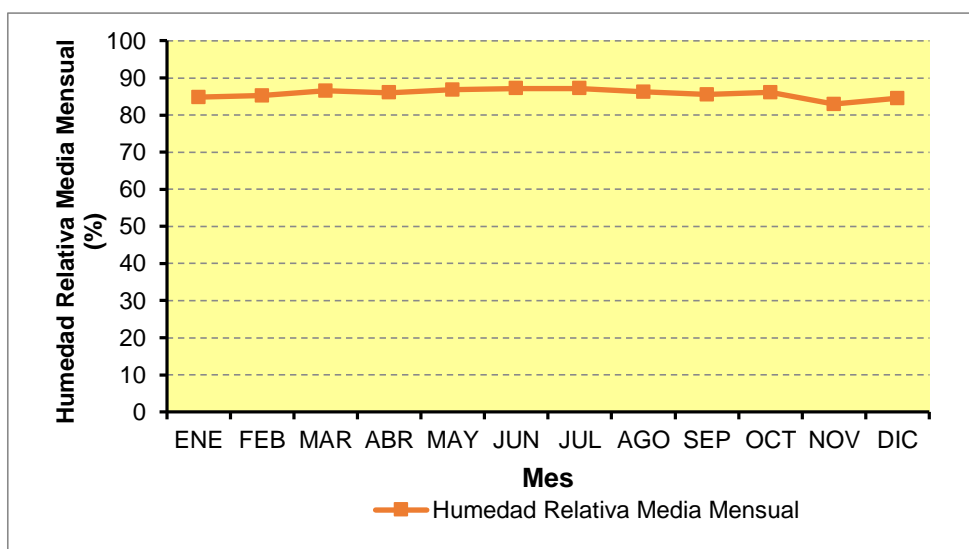
Cuadro N°08 Humedad Relativa Media Mensual (%)

ESTACIÓN	MES											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Taquile	84,8	85,2	86,5	86,0	86,8	87,2	87,2	86,2	85,5	86,1	82,9	84,5

Fuente: Senamhi

La humedad relativa se mantiene con una variación anual promedio de 4,3%. En los meses de junio y julio la humedad relativa es mayor con un 87,2% mientras que en el mes de noviembre la humedad relativa es menor con un 82,9%. En el siguiente gráfico se puede apreciar el comportamiento de la humedad relativa media mensual de las estaciones seleccionadas.

Gráfico N°05 Variación de la Humedad Relativa Media Mensual



Fuente: Elaboración propia

5.1.6 Precipitación Total Media - Mensual:

En el siguiente cuadro se presentan los valores característicos de la precipitación total media mensual de la estación Taquile:

Cuadro N°09 Precipitación Total Media Mensual (mm)

AÑO	MES											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
2008	149,4	103,3	68,9	3,1	6,6	0,4	2,3	0	0,9	78,1	14,7	158,1
2009	124,7	255,9	126,8	32,5	0	0	6,7	0	27,7	32	91,6	101,8
2010	227,9	225,4	39,2	64,9	5,5	6,5	0	2,3	8,9	33,2	7,5	155,7
2011	153,3	304,4	212,3	17,8	6,5	0	20,8	0	67,8	30,4	53,5	232,2

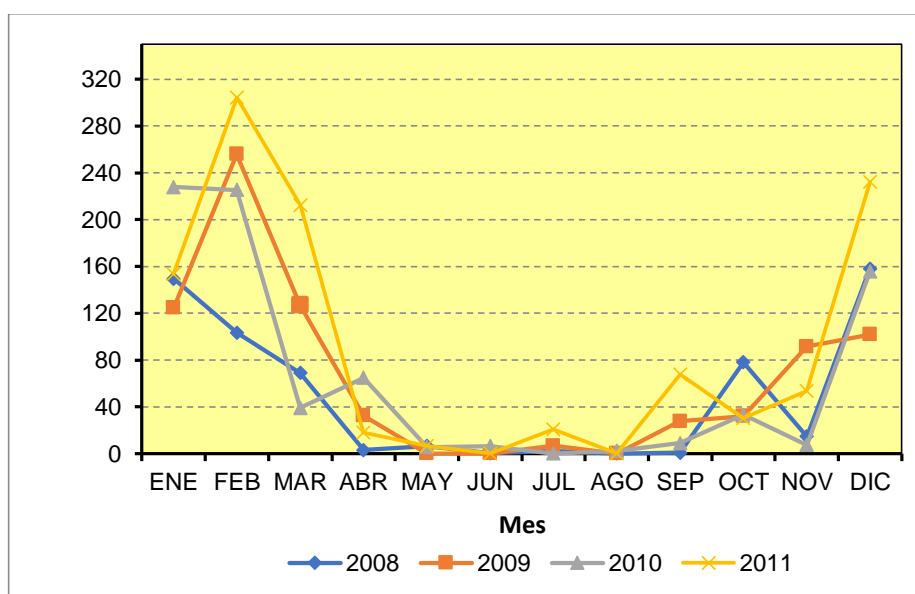
Fuente: Senamhi

De los datos se observa que la precipitación no es homogénea para los correspondientes meses de cada año tal como se aprecia las

precipitaciones del año 2008 son menores. Entre los meses de diciembre y marzo ocurren las mayores precipitaciones con mayor intensidad promedio en el mes de febrero.

En el siguiente gráfico se puede apreciar la variación de la precipitación total media mensual de la estación seleccionada.

Gráfico N° 06 Variación de la precipitación media mensual



Fuente: Elaboración propia

5.1.7 Proyección de Máxima Demanda

De acuerdo al estudio de mercado eléctrico, la máxima demanda del proyecto es la que se indica en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 1		Resumen de la Demanda Proyectada en kW				
Descripción	2 015	2 019	2 024	2 029	2 034	
Potencia (kW)	148	167	177	184	189	

Fuente: Elaboración propia

5.1.8 Balance Oferta Demanda

La oferta se determina de acuerdo a la demanda requerida por el proyecto, debido a que actualmente no existe oferta de energía eléctrica en la Isla, en el siguiente cuadro se muestra un balance de oferta - demanda considerando una capacidad nominal de las centrales fotovoltaicas:

Cuadro N°10 Balance Oferta – Demanda

PROYECTO		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Sector Oeste	DEMANDA																				
	ELECTRIFICACION DE LA ISLA AMANTANI, DEPARTAMENTO DE PUNO - Sector Oeste	83	88	91	93	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	104	105	106	106	107	107
	TOTAL DEMANDA (kW)	83	88	91	93	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	104	105	106	106	107	107
	FACTOR DE COINCIDENCIA	100%																			
	TOTAL DEMANDA	83	88	91	93	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	104	105	106	106	107	107
	OFERTA																				
	Central de Generación Solar Oeste- Oferta Nominal 110 kW	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
	SOBRECARGA TEMPORAL	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	OFERTA REAL	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
	DEMANDA																				
Sector Este	ELECTRIFICACION DE LA ISLA AMANTANI, DEPARTAMENTO DE PUNO - Sector Este	58	61	63	65	66	67	68	68	69	70	70	71	71	72	72	73	73	73	74	74
	TOTAL DEMANDA (kW)	58	61	63	65	66	67	68	68	69	70	70	71	71	72	72	73	73	73	74	74
	FACTOR DE COINCIDENCIA	100%																			
	TOTAL DEMANDA	58	61	63	65	66	67	68	68	69	70	70	71	71	72	72	73	73	73	74	74
	OFERTA																				
	Central de Generación Solar Este- Oferta Nominal 75 kW	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
	SOBRECARGA TEMPORAL	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	OFERTA REAL	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
	DEMANDA Total (kW)	142	149	154	158	160	163	165	167	168	170	171	173	174	175	176	177	179	180	180	181
	OFERTA Total (kW)	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185
	BALANCE OFERTA DEMANDA TOTAL (kW)	43	36	31	27	25	22	20	18	17	15	14	12	11	10	9	8	6	5	5	4

Fuente: Elaboración propia

5.1.9 Cálculo De Los Sistemas De Generación Fotovoltaica

5.1.9.1 Requerimiento de Energía Diaria

SGFV Amantaní 110 kWac:

Cuadro N°11 Demanda de Energía AC diaria 110 kW

Hora	% Carga	kW	kWhFV	kWhGT	kWh-Acum
0	10,00%	11,00	0,00		0,00
1	10,00%	11,00	11,00		11,00
2	10,00%	11,00	11,00		22,00
3	10,00%	11,00	11,00		33,00
4	10,00%	11,00	11,00		44,00
5	10,00%	11,00	11,00		55,00
6	30,00%	33,00	22,00		77,00
7	40,00%	44,00	38,50		115,50
8	25,00%	27,50	35,75		151,25
9	10,00%	11,00	19,25		170,50
10	12,22%	13,44	12,22		182,72
11	14,44%	15,89	14,67		197,39
12	16,67%	18,33	17,11		214,50
13	18,89%	20,78	19,56		234,06
14	21,11%	23,22	22,00		256,06
15	23,33%	25,67	24,44		280,50
16	25,56%	28,11	26,89		307,39
17	27,78%	30,56	29,33		336,72
18	30,00%	33,00	31,78		368,50
18,5	65,00%	71,50	26,13		394,63
19	100,00%	110,00	0,00	45,38	440,00
19,5	95,00%	104,50	0,00	53,63	493,63
20	90,00%	99,00	0,00	50,88	544,50
20,5	78,33%	86,17	0,00	46,29	590,79
21	66,67%	73,33	0,00	39,88	630,67
22	43,33%	47,67	60,50		691,17
23	20,00%	22,00	34,83		726,00
24	10,00%	11,00	16,50		742,50
Máxima Demanda AC de la Carga (MDAc)			110,00	kW	
Energía total AC de la Carga (EAc)			742,50	kWh/día	
Energía Térmica total AC de la Carga (EAc)			236,04	kWh/día	
Horas de Funcionamiento GT			2,50	Horas	
Energía GFV total AC de la Carga (EAc)			506,46	kWh/día	
Máxima Demanda DC de la Carga (MDdc)			0,00	kW	
Energía total DC de la Carga (Edc)			0,00	kWh/día	
Factor de Carga			0,28		

Fuente: Estudio de Demanda

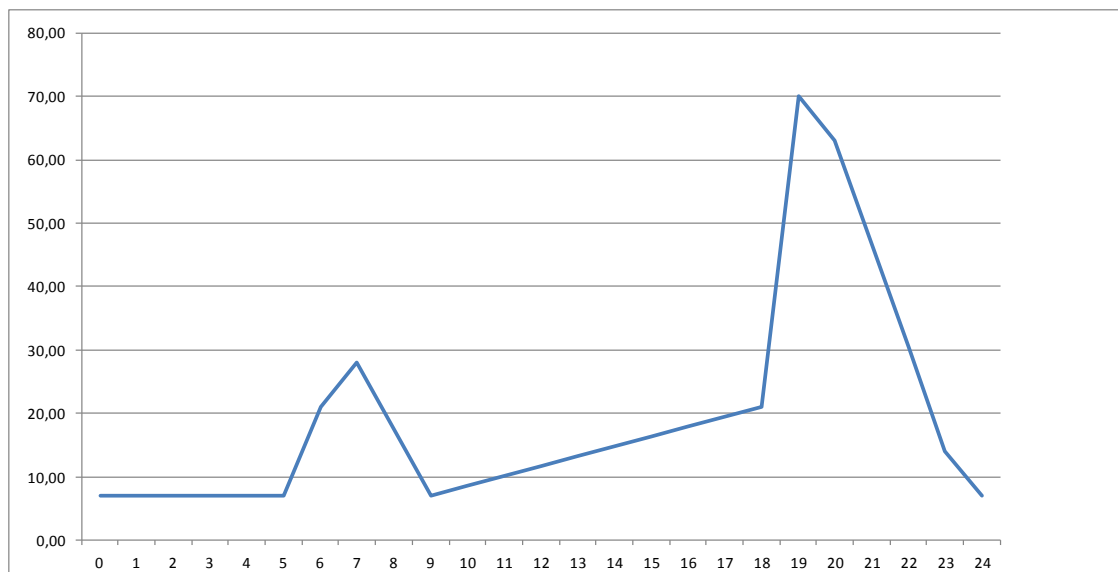
SGFV Amantaní 2 - 75 kWac:

Cuadro N°12 Demanda de energía AC diaria 75 kW

Hora	% Carga	kW	kWh	kWh-Acum
0	10,00%	7,50	0,00	0,00
1	10,00%	7,50	7,50	7,50
2	10,00%	7,50	7,50	15,00
3	10,00%	7,50	7,50	22,50
4	10,00%	7,50	7,50	30,00
5	10,00%	7,50	7,50	37,50
6	30,00%	22,50	15,00	52,50
7	40,00%	30,00	26,25	78,75
8	25,00%	18,75	24,38	103,13
9	10,00%	7,50	13,13	116,25
10	12,22%	9,17	8,33	124,58
11	14,44%	10,83	10,00	134,58
12	16,67%	12,50	11,67	146,25
13	18,89%	14,17	13,33	159,58
14	21,11%	15,83	15,00	174,58
15	23,33%	17,50	16,67	191,25
16	25,56%	19,17	18,33	209,58
17	27,78%	20,83	20,00	229,58
18	30,00%	22,50	21,67	251,25
19	100,00%	75,00	48,75	300,00
20	90,00%	67,50	71,25	371,25
21	66,67%	50,00	58,75	430,00
22	43,33%	32,50	41,25	471,25
23	20,00%	15,00	23,75	495,00
24	10,00%	7,50	11,25	506,25
Máxima Demanda AC de la Carga (MD _{AC})			75,00	kW
Energía GFV total AC de la Carga (E _{AC})			506,25	kWh/día
Máxima Demanda DC de la Carga (MD _{DC})			0,00	kW
Energía total DC de la Carga (E _{DC})			0,00	kWh/día
Factor de Carga			0,28	

Fuente: Estudio de Demanda

Diagrama N°01 Carga Equivalente Diario para Análisis Fotovoltaico



Fuente: Estudio de Demanda

5.1.10 Cálculo Irradiación Solar Disponible - Análisis Crítico de Diseño

SGFV Amantaní 1:

Cuadro N°13 Energía diaria DC requerida de la fuente

Esdc =		EAC / η_{inv} + EDC		
η_{inv}	Eficiencia del Inversor			96%
EAC	Energía de las cargas en CA			Estudio Demanda
EAC	Energía de las cargas en DC			0
Hora	% Carga AC	kWh,DC	kWh,AC	Esdc
0	10,00%	0,00	0,00	0,00
1	10,00%	0,00	11,00	11,46
2	10,00%	0,00	22,00	22,92
3	10,00%	0,00	33,00	34,38
4	10,00%	0,00	44,00	45,83
5	10,00%	0,00	55,00	57,29
6	30,00%	0,00	77,00	80,21
7	40,00%	0,00	115,50	120,31
8	25,00%	0,00	151,25	157,55
9	10,00%	0,00	170,50	177,60
10	12,22%	0,00	182,72	190,34
11	14,44%	0,00	197,39	205,61
12	16,67%	0,00	214,50	223,44
13	18,89%	0,00	234,06	243,81
14	21,11%	0,00	256,06	266,72
15	23,33%	0,00	280,50	292,19
16	25,56%	0,00	307,39	320,20
17	27,78%	0,00	336,72	350,75
18	30,00%	0,00	368,50	383,85
18,5	65,00%	0,00	394,63	411,07
19	100,00%	0,00	0,00	0,00
20	90,00%	0,00	0,00	0,00
21	66,67%	0,00	0,00	0,00
22	43,33%	0,00	455,13	474,09
23	20,00%	0,00	489,96	510,37
24	10,00%	0,00	506,46	527,56

2.2 Tabla de Radiaciones según Niveles de Inclinación Posible (kWh/m2-día) - HPS				
Mes	Latitud	Latitud+10°	Latitud+15°	Latitud -15°
Enero	5,25	5,28		
Febrero	5,75	5,64		
Marzo	6,00	6,12		
Abril	5,50	5,89		
Mayo	5,75	6,50		
Junio	5,00	5,75		
Julio	5,00	5,70		
Agosto	5,00	5,45		
Setiembre	5,75	5,98		
Octubre	5,75	5,75		
Noviembre	6,25	6,25		
Diciembre	5,25	5,23		

2.3 Tabla de cocientes Consumo/Radiación - Ratio de Diseño				
Mes	Latitud	Latitud+10°	Latitud+15°	Latitud -15°
Enero	100,49	99,92		
Febrero	91,75	93,54		
Marzo	87,93	86,20		
Abril	95,92	89,57		
Mayo	91,75	81,16		
Junio	105,51	91,75		
Julio	105,51	92,55		
Agosto	105,51	96,80		
Setiembre	91,75	88,22		
Octubre	91,75	91,75		
Noviembre	84,41	84,41		
Diciembre	100,49	100,87		

Para cada inclinación buscamos el mayor valor de todos los cocientes de cada columna, pues se corresponderán con el momento del año donde la relación entre el consumo de energía y la irradiación disponible será mayor, con lo que habrá que asegurar el suministro de energía sobre todo en ese momento aunque eso implique un sobredimensionamiento para los otros meses.

Mes Crítico de Diseño	Diciembre
Orientación Óptima	Latitud+10°
Energía media diaria requerida en el mes más crítico	527,56 kWh/día
Radiación	5,23 HPS/día

Fuente: Atlas de Energía Solar del Perú

SGFV Amantaní 2 - 75 kWac:

Cuadro N°13 Energía diaria DC requerida de la fuente

Esdc = $EAC / \eta_{inv} + EDC$				
η_{inv}	Eficiencia del Inversor			96%
EAC	Energía de las cargas en CA			Estudio Demanda
EAC	Energía de las cargas en DC			0
Hora	% Carga AC	kWh,DC	kWh,AC	Esdc
0	10,00%	0,00	0,00	0,00
1	10,00%	0,00	7,50	7,81
2	10,00%	0,00	15,00	15,63
3	10,00%	0,00	22,50	23,44
4	10,00%	0,00	30,00	31,25
5	10,00%	0,00	37,50	39,06
6	30,00%	0,00	52,50	54,69
7	40,00%	0,00	78,75	82,03
8	25,00%	0,00	103,13	107,42
9	10,00%	0,00	116,25	121,09
10	12,22%	0,00	124,58	129,77
11	14,44%	0,00	134,58	140,19
12	16,67%	0,00	146,25	152,34
13	18,89%	0,00	159,58	166,23
14	21,11%	0,00	174,58	181,86
15	23,33%	0,00	191,25	199,22
16	25,56%	0,00	209,58	218,32
17	27,78%	0,00	229,58	239,15
18	30,00%	0,00	251,25	261,72
19	100,00%	0,00	300,00	312,50
20	90,00%	0,00	371,25	386,72
21	66,67%	0,00	430,00	447,92
22	43,33%	0,00	471,25	490,89
23	20,00%	0,00	495,00	515,63
24	10,00%	0,00	506,25	527,34
2.2 Tabla de Radiaciones según Niveles de Inclinación Posible (kWh/m2-día) - HPS				
Mes	Latitud	Latitud+10°	Latitud+15°	Latitud -15°
Enero	5,25	5,28		
Febrero	5,75	5,64		
Marzo	6,00	6,12		
Abril	5,50	5,89		
Mayo	5,75	6,50		
Junio	5,00	5,75		
Julio	5,00	5,70		
Agosto	5,00	5,45		
Setiembre	5,75	5,98		
Octubre	5,75	5,75		
Noviembre	6,25	6,25		
Diciembre	5,25	5,23		
2.3 Tabla de cocientes Consumo/Radiación - Ratio de Diseño				
Mes	Latitud	Latitud+10°	Latitud+15°	Latitud -15°
Enero	100,45	99,88		
Febrero	91,71	93,50		
Marzo	87,89	86,17		
Abril	95,88	89,53		
Mayo	91,71	81,13		
Junio	105,47	91,71		
Julio	105,47	92,52		
Agosto	105,47	96,76		
Setiembre	91,71	88,18		
Octubre	91,71	91,71		
Noviembre	84,38	84,38		
Diciembre	100,45	100,83		
Para cada inclinación buscamos el mayor valor de todos los cocientes de cada columna, pues se corresponderán con el momento del año donde la relación entre el consumo de energía y la irradiación disponible será mayor, con lo que habrá que asegurar el suministro de energía sobre todo en ese momento aunque eso implique un sobredimensionamiento para los otros meses.				
Mes Crítico de Diseño		Diciembre		
Orientación Óptima		Latitud+10°		
Energía media diaria requerida en el mes más crítico		527,34		
Radiación		5,23		
		kWh/día		
		HPS/día		

Fuente: Atlas de Energía Solar del Perú

5.1.11 Cálculo Matriz Fotovoltaica

Cuadro N°14 Corriente nominal máxima de la matriz fotovoltaica

SGFV Amantaní 1 - 110 kWac:

3.1	Calculo de la Corriente Nominal Máxima de la Matriz Fotovoltaica				
1	Lmdcrit	Energía media diaria requerida en el mes más crítico	527,56	kWh-día	
2	HPS_{crit}	Horas de sol pico del mes crítico	5,23	Horas	
3	V_{sd}	Voltaje DC del Sistema	500,00	VDC	
4	η_{bat}	Eficiencia de carga de las baterías (85% a 95%)	95%		
5	I_{array} (1/(2*3*4)*1000)	Corriente máxima requerida de la Matriz Fotovoltaica	212,36	A	
6	C_s	Factor de derrateo por arreglo solar de la matriz (90% a 95%)	95%		
7	I_{rated} (5/6)	Corriente nominal máxima de la matriz fotovoltaica	223,54	A	
3.2	Calculo del Voltaje Nominal Máximo Requerido de la Matriz Fotovoltaica				
8	C_{sv}	Coeficiente de Temperatura para el Voltaje (Típico -0,3%/°C)	- 0,003	/°C	
9	T_{max}	Temperatura Ambiente máxima esperada	25,00	°C	
10	T_{rated}	Temperatura nominal asociada al máximo voltaje de la matriz (25°C)	25,00	°C	
11	V_{rated} (1,2*(3+3*8*(9-10)))	Voltaje Nominal Máximo Requerido para el Matriz Fotovoltaica	600,00	VDC	

Fuente: Elaboración propia

La demanda de energía diaria requerida con el arreglo de una Matriz Fotovoltaica de 500 V DC de voltaje nominal, deberá generar una corriente nominal máxima (I_{mpp}) de 223,54 A en su Punto de Máxima de Potencia (MPP) en el cual podrá alcanzar una tensión máxima (V_{mpp}) de 600 V DC como consecuencia del corrimiento de la tensión por la variación de la temperatura ambiente en el que será instalados los Módulos Fotovoltaicos (MFV) que la componen. Para fines de aislamiento se considera 1 000 V DC como tensión máxima del SGFV.

Cuadro N°15 Datos de módulos fotovoltaicos

3.3 Datos de Módulos Fotovoltaicos															
12	P _{MPP}	Potencia pico del módulo en condiciones estándar STC												Wp	
13	V _{MPP}	Voltaje nominal del módulo a la PMPP												V	
14	I _{MPP}	Corriente nominal del módulo a la PMPP												A	
15	V _{OC}	Voltaje a circuito abierto												V	
16	I _{SC}	Voltaje en cortocircuito												A	
Fabricante	Cambio Solar			Cambio Solar			REC				SUNTECH				
	CS-185MS	CS-250MS	CS-280MS	CS-200PC	CS-230PC	CS-240PS	REC240PE	REC250PE	REC255PE	REC260PE	STP230-20/Wd	STP240-20/Wd	STP250-20/Wd	STP255-20/Wd	STP260-20/Wd
PMPP	185	250	280	200	230	240	240	250	255	260	230	240	250	255	260
VMPP	36,18	30,35	35,89	28,09	26,34	30	29,7	30,1	30,5	30,7	29,8	30,2	30,7	30,8	30,9
IMPP	5,11	8,24	7,81	7,18	7,84	8	8,17	8,3	8,42	8,5	7,72	7,95	8,15	8,28	8,42
V _{OC}	44,7	37,71	46,98	36,4	36,96	36	36,8	37,4	37,6	37,8	36,8	37,2	37,4	37,6	37,7
I _{SC}	5,61	8,69	8,36	7,67	8,14	8,96	8,75	8,86	8,95	9,01	8,25	8,43	8,63	8,76	8,89
CS: Coeficiente de T para V _{OC} (%/°C)	-0,35	-0,35	-0,35	-0,35	-0,35	-0,35	-0,27	-0,27	-0,27	-0,27	-0,33	-0,33	-0,33	-0,33	-0,33
CS: Coeficiente de T para I _{SC} (%/°C)	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	0,024	0,024	0,024	0,024	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067
Tecnología	Monocris.	Monocris.	Monocris.	Policrist.	Policrist.	Policrist.	Policrist.	Policrist.	Policrist.	Policrist.	Policrist.	Policrist.	Policrist.	Policrist.	Policrist.
Nº Células	72	60	72	60	72	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Largo Total (mm)	1600	1655	2000	1669	1669	1648	1665	1665	1665	1665	1640	1640	1640	1640	1640
Ancho Total (mm)	805	990	1000	997	997	991	991	991	991	991	992	992	992	992	992
Área Total (m²)	1,29	1,64	2,00	1,66	1,66	1,63	1,65	1,65	1,65	1,65	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63
Espesor Total (mm)	35	45	50,00	50	50	35	38	38	38	38	35	35	35	35	35
Espesor del Vidrio (mm)	3,2	3,2	4,00	4	4	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Masa (kg)	16,7	21	25,00	20	20	21	18	18	18	18	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2
Eficiencia							14,5%	15,1%	15,5%	15,8%	14,1%	14,8%	15,4%	15,7%	16,0%
Procedencia	España	España	España	España	España	España	Noruega	Noruega	Noruega	Noruega	China	China	China	China	China
Norma	IEC 61215	IEC 61215	IEC 61215	IEC 61215	IEC 61215	IEC 61215	IEC 61215	IEC 61215	IEC 61215	IEC 61215	IEC 61215	IEC 61215	IEC 61215	IEC 61215	IEC 61215

Fuente: Elaboración propia

Los MFV considerado para evaluación son típicos para plantas fotovoltaicas con niveles de potencia como las requeridos por el proyecto, sin variaciones significativas del costo específico por Wp, por lo que para determinación del arreglo de la Matriz Fotovoltaica del SGFV se consideran MFV Policristalinos de 255 Wp cuyos procedimientos de cálculo y resultados se muestran en el cuadro siguiente, determinándose un arreglo de 27 string en paralelo, cada una con 20 MFV instalados en serie, totalizando una capacidad instalada de 138 kWp con 540 MFV de 255 Wp.

Cuadro N°16 Matriz Fotovoltaica

3.3 Matriz Fotovoltaica																
		Cambio Solar			Cambio Solar			REC				SUNTECH				
	Fabricante	CS-185MS	CS-250MS	CS-280MS	CS-200PC	CS-230PC	CS-240PS	REC240PE	REC250PE	REC255PE	REC260PE	STP230-20/Wd	STP240-20/Wd	STP250-20/Wd	STP255-20/Wd	STP260-20/Wd
17	Nº Módulos en Serie (String) (16,58	19,77	16,72	21,36	22,78	20,00	20,20	19,93	19,67	19,54	20,13	19,87	19,54	19,48	19,42
18	Nº de String en Paralelo (7/14)	43,75	27,13	28,62	31,13	28,51	27,94	27,36	26,93	26,55	26,30	28,96	28,12	27,43	27,00	26,55
19	Nº Total de Módulos (17 * 18)	725,46	536,31	478,50	665,01	649,49	558,85	552,75	536,86	522,27	513,98	583,00	558,64	536,05	525,92	515,51
20	Potencia Pico Matriz kWp (19*	134,2	134,1	134,0	133,0	149,4	134,1	132,7	134,2	133,2	133,6	134,1	134,1	134,0	134,1	134,0
21	Nº Módulos en Serie (String) (17,0	19,0	17,0	22,00	23,00	20,00	21,00	20,00	20,00	20,00	21,00	20,00	20,00	20,00	20,00
22	Nº de String en Paralelo (18 ap	44,0	27,0	29,0	32,00	29,00	28,00	28,00	27,00	27,00	27,00	29,00	29,00	28,00	27,00	27,00
23	Nº Total de Módulos (21*22)	748	513	493	704,00	667,00	560,00	588,00	540,00	540,00	540,00	609,00	580,00	560,00	540,00	540,00
24	Potencia Pico Matriz kWp (23*	138	128	138	141	153	134	141	135	137,7	140	140	139	140	138	140
25	VMPP de La Matriz (21*13)	615	577	610	618	606	600	624	602	610	614	626	604	614	616	618
26	VMPP de la Matriz (22*14)	225	222	226	230	227	224	229	224	227	230	224	231	228	224	227
27	V _{oc} de la Matriz (21*15)	760	716	799	801	850	720	773	748	752	756	773	744	748	752	754
28	V _{sc} de la Matriz (22*16)	247	235	242	245	236	251	245	239	242	243	239	244	242	237	240
	Area Neta Solar (m2)	963	841	986	1.171	1.110	915	970	891	891	891	991	944	911	879	879
	Masa (kg)	12.492	10.773	12.325	14.080	13.340	11.760	10.584	9.720	9.720	9.720	11.084	10.556	10.192	9.828	9.828

Fuente: Elaboración propia

SGFV Amantaní 2 - 75 kWac:

Cuadro N°17 Cálculo de la corriente nominal máxima de la matriz fotovoltaica

3.1 Cálculo de la Corriente Nominal Máxima de la Matriz Fotovoltaica				
1	L _{mdcrit}	Energía media diaria requerida en el mes más crítico	527,34	kWh-día
2	H _{PScrit}	Horas de sol pico del mes crítico	5,23	Horas
3	V _{sdc}	Voltaje DC del Sistema	500,00	VDC
4	η _{bat}	Eficiencia de carga de las baterías (85% a 95%)	95%	
5	I _{array} (1/(2*3*4)*1000)	Corriente máxima requerida de la Matriz Fotovoltaica	212,27	A
6	C _s	Factor de derrateo por arreglo solar de la matriz (90% a 95%)	95%	
7	I _{rated} (5/6)	Corriente nominal máxima de la matriz fotovoltaica	223,45	A
3.2 Cálculo del Voltaje Nominal Máximo Requerido de la Matriz Fotovoltaica				
8	C _{sv}	Coeficiente de Temperatura para el Voltaje (Típico -0,3%/°C)	- 0,003	/°C
9	T _{max}	Temperatura Ambiente máxima esperada	25,00	°C
10	T _{rated}	Temperatura nominal asociada al máximo voltaje de la matriz (25°C)	25,00	°C
11	V _{rated} (1,2*(3+3*8*(9-10))	Voltaje Nominal Máximo Requerido para el Matriz Fotovoltaica	600,00	VDC

Fuente: Elaboración propia

Para atender la demanda de energía diaria requerida con el arreglo de una Matriz Fotovoltaica de 500 V DC de voltaje nominal, esta deberá generar una corriente nominal máxima (I_{mp}) de 223,54 A en su Punto de Máxima de Potencia (MPP) en el cual podrá alcanzar una tensión máxima (V_{mp}) de 600 V DC como consecuencia del corrimiento de la tensión por la

variación de la temperatura ambiente en el que será instalados los Módulos Fotovoltaicos (MFV) que la componen. Para fines de aislamiento se considera 1 000 V DC como tensión máxima del SGFV.

Cuadro N°18 Datos de módulos fotovoltaicos

3.3	Datos de Módulos Fotovoltaicos																
12	P _{MPP}	Potencia pico del módulo en condiciones estándar STC													Wp		
13	V _{MPP}	Voltaje nominal del módulo a la PMPP													V		
14	I _{MPP}	Corriente nominal del módulo a la PMPP													A		
15	V _{OC}	Voltaje a circuito abierto													V		
16	I _{SC}	Voltaje en cortocircuito													A		
		Cambio Solar			Cambio Solar			REC				SUNTECH					
	Fabricante	CS-185MS	CS-250MS	CS-280MS	CS-200PC	CS-230PC	CS-240PS	REC240PE	REC250PE	REC255PE	REC260PE	STP230-20/Wd	STP240-20/Wd	STP250-20/Wd	STP255-20/Wd	STP260-20/Wd	
	PMP	185	250	280	200	230	240	240	250	255	260	230	240	250	255	260	
	VMPP	36,18	30,35	35,89	28,09	26,34	30	29,7	30,1	30,5	30,7	29,8	30,2	30,7	30,8	30,9	
	IMPP	5,11	8,24	7,81	7,18	7,84	8	8,17	8,3	8,42	8,5	7,72	7,95	8,15	8,28	8,42	
	V _{oc}	44,7	37,71	46,98	36,4	36,96	36	36,8	37,4	37,6	37,8	36,8	37,2	37,4	37,6	37,7	
	I _{sc}	5,61	8,69	8,36	7,67	8,14	8,96	8,75	8,86	8,95	9,01	8,25	8,43	8,63	8,76	8,89	
	C _{ov} : Coeficiente de T para V _{oc} (%/°C)	-0,35	-0,35	-0,35	-0,35	-0,35	-0,35	-0,27	-0,27	-0,27	-0,27	-0,33	-0,33	-0,33	-0,33	-0,33	
	C _{si} : Coeficiente de T para I _{sc} (%/°C)	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	0,024	0,024	0,024	0,024	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	
	Tecnología	Monocris.	Monocris.	Monocris.	Policrist.	Policrist.	Policrist.	Policrist.	Policrist.	Policrist.	Policrist.	Policrist.	Policrist.	Policrist.	Policrist.	Policrist.	
	Nº Células	72	60	72	60	72	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	
	Largo Total (mm)	1600	1655	2000	1669	1669	1648	1665	1665	1665	1665	1640	1640	1640	1640	1640	
	Ancho Total (mm)	805	990	1000	997	997	991	991	991	991	991	992	992	992	992	992	
	Área Total (m2)	1,29	1,64	2,00	1,66	1,66	1,63	1,65	1,65	1,65	1,65	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	
	Espesor Total (mm)	35	45	50,00	50	50	35	38	38	38	38	35	35	35	35	35	
	Espesor del Vidro (mm)	3,2	3,2	4,00	4	4	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	
	Masa (kg)	16,7	21	25,00	20	20	21	18	18	18	18	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	
	Eficiencia							14,5%	15,1%	15,5%	15,8%	14,1%	14,8%	15,4%	15,7%	16,0%	
	Procedencia	España	España	España	España	España	España	Noruega	Noruega	Noruega	Noruega	China	China	China	China	China	
	Norma	IEC 61215	IEC 61215	IEC 61215	IEC 61215	IEC 61215	IEC 61215	IEC 61215	IEC 61215	IEC 61215	IEC 61215	IEC 61215	IEC 61215	IEC 61215	IEC 61215	IEC 61215	

Fuente: Elaboración propia

Los MFV considerado para evaluación son típicos para plantas fotovoltaicas con niveles de potencia como las requeridos por el proyecto, sin variaciones significativas del costo específico por Wp, por lo que para determinación del arreglo de la Matriz Fotovoltaica del SGFV se consideran MFV Policristalinos de 255 Wp cuyos procedimientos de cálculo y resultados se muestran en el cuadro siguiente, determinándose un arreglo de 27 string en paralelo, cada una con 20 MFV instalados en serie, totalizando una capacidad instalada de 138 kWp con 540 MFV de 255 Wp.

3.3	Matriz Fotovoltaica	Cálculos de la Matriz Fotovoltaica															
		Cambio Solar			Cambio Solar			REC				SUNTECH					
		Fabricante	CS-185MS	CS-250MS	CS-280MS	CS-200PC	CS-230PC	CS-240PS	REC240PE	REC250PE	REC255PE	REC260PE	STP230-20/Wd	STP240-20/Wd	STP250-20/Wd	STP255-20/Wd	STP260-20/Wd
17	Nº Módulos en Serie (String) (16,58	19,77	16,72	21,36	22,78	20,00	20,20	19,93	19,67	19,54	20,13	19,87	19,54	19,48	19,42	
18	Nº de String en Paralelo (7/14)	43,73	27,12	28,61	31,12	28,50	27,93	27,35	26,92	26,54	26,29	28,94	28,11	27,42	26,99	26,54	
19	Nº Total de Módulos (17 * 18)	725,16	536,09	478,30	664,74	649,22	558,62	552,52	536,64	522,05	513,77	582,76	558,41	535,83	525,71	515,29	
20	Potencia Pico Matriz kWp (19*)	134,2	134,0	133,9	132,9	149,3	134,1	132,6	134,2	133,12	133,6	134,0	134,0	134,0	134,1	134,0	
21	Nº Módulos en Serie (String) (17,0	19,0	17,0	22,00	23,00	20,00	21,00	20,00	20,00	20,00	21,00	20,00	20,00	20,00	20,00	
22	Nº de String en Paralelo (18 ap	44,0	27,0	29,0	32,00	29,00	28,00	28,00	27,00	27,00	27,00	29,00	29,00	28,00	27,00	27,00	
23	Nº Total de Módulos (21*22)	748	513	493	704,00	667,00	560,00	588,00	540,00	540,00	540,00	609,00	580,00	560,00	540,00	540,00	
24	Potencia Pico Matriz kWp (23*)	138	128	138	141	153	134	141	135	137,70	140	140	139	140	138	140	
25	VMPP de la Matriz (21*13)	615	577	610	618	606	600	624	602	610,00	614	626	604	614	616	618	
26	IMPP de la Matriz (22*14)	225	222	226	230	227	224	229	224	227,34	230	224	231	228	224	227	
27	V _{oc} de la Matriz (21*15)	760	716	799	801	850	720	773	748	752,00	756	773	744	748	752	754	
28	I _{sc} de la Matriz (22*16)	247	235	242	245	236	251	245	239	241,65	243	239	244	242	237	240	
	Area Neta Solar (m2)	963	841	986	1171	1110	915	970	891	891,01	891	991	944	911	879	879	
	Masa (kg)	12 492	10 773	12 325	14 080	13 340	11 760	10 584	9 720	9 720,00	9 720	11 084	10 556	10 192	9 828	9 828	

4.1	Cálculo de los Ah-día a la salida del Banco de Baterías (B_{out})														
	1 Lmdcrit	Energía media diaria requerida en el mes más crítico				527,56	kWh-día								
	2 Vsoc	Voltaje DC del Sistema				240,00	VDC								
	3 ta	Número de días de autonomía				2,00	días								
	4 ηgBB	Eficiencia del gestor del BB				96%									
	5 Bout (1*3 / (2*4))	Salida Requerida del Banco de Baterías				4 579,52	Ah-día								
4.2	Calculo de la Capacidad Nominal del Banco de Baterías (B_{rated})														
	6 DODa	Profundidad de Descarga Diaria Máxima Admisible				80%									
	7 top	Tiempo de operación promedio ponderado para todas las cargas				7,00	horas								
	8 Rd (2 * 7 / 6)	Calculo de ratio de descarga del Banco de Baterías				17,50	horas								
	9 Tmin	Temperatura mínima de funcionamiento esperada para el BB				5,00	°C								
	10 Cr	Factor de derrateo asociado con la temperatura mínima y ratio descarga				90%									
	11 Brated (8 / (6*10))	Capacidad nominal del Banco de Baterías				6 360,45	Ah-día								
12 Idescarga (11/8)	Corriente de descarga máxima				363,45	A									
4.3	Datos de Baterías Disponibles para Sistemas de Generación Fotovoltaicas														
	13 Vbat	Voltaje nominal de la batería seleccionada					VDC								
	14 Bbat	Capacidad nominal de de la batería seleccionada					Ah-día								
			Sonnenschein Serie A600 Solar				BAE SECURA PVS Solar								
			20 OPzV 2300	20 OPzV 2900	24 OPzV 3500	22 PVS 4180	24 PVS 4560	26 PVS 4940							
	Vbat		2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00							
	Bbat (C100)		2 300,00	2 900,00	3 500,00	3 750	4 090,00	4 420,00							
3.3	Banco de Baterías		Sonnenschein Serie A600 Solar				BAE SECURA PVS Solar								
			20 OPzV 2300	20 OPzV 2900	24 OPzV 3500	22 PVS 4180	24 PVS 4560	26 PVS 4940							
	15 Nº Baterías en Serie (String) (2/13)		120	120	120	120	120	120							
	16 Nº de String en Paralelo (11/14)		3	3	2	2,00	1,6	1,4							
	17 Nº Total de Baterías (15*16)		360	360	240	240	187	173							
	18 Capacidad del BB (Ah-día) C100 (14*16)		6 900	8 700	7 000	7 500	6 364	6 365							
	19 Fracción de carga para operac. del BB		75%	75%	75%	75%	75%	75%							
	20 DOD(Promedio ((19*(1+1000/(18*S)))		23.89%	18.95%	23.55%	21.98%	25.91%	25.90%							

Para atender la energía diaria requerida, con una autonomía de dos días y a una tensión de 240 V DC, se requiere un Banco de Baterías compuesto por 240 Unidades de 3 750 Ah - C100 y 2 V de tensión nominal, en un arreglo de 2 string en paralelo, cada una con 120 unidades conectadas en serie, totalizando una capacidad instalada de 7 500 Ah – C100. La autonomía corresponde al número de días mínimo definido en la Resolución Directoral N° 003-2007-MEM/DGE con la que se aprueba el Reglamento Técnico de Especificaciones y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural, el cual es más que suficiente toda vez que la autonomía calculada es para una demanda diaria proyectada a 20 años.

5.1.13 Cálculo del Equipo de Acondicionamiento de Energía

SGFV Amantaní 1 - 110 kWac:

Cuadro N°21 Equipo de acondicionamiento de energía 110 kWac

5.1	Cálculos para la selección del Módulo Inversor					
	PAC	Potencia de la Carga AC a la salida del Inversor		110	kW	
	VACo	Voltaje nominal de salida		380,00	V - Neutro Aterrado	
	η_{inv}	Eficiencia del Inversor		96%		
	Ms	Margen de reserva o seguridad		0%	Térmico	
	FP	Factor de potencia real de la carga		95%		
	Pinv	Potencia a la entrada del inversor		121	kVA	
5.2	Cálculos para la selección del Módulo Fotovoltaico					
	PMPP de la Matriz	Potencia de la Matriz Fotovoltaica		138	kWp	
	VDCmin	Valor mínimo del rango del voltaje de entrada		500,00	VDC	
	VDCmax	Valor máximo del rango del voltaje de entrada		752,00	VDC	
	Isc de la Matriz	Corriente Máxima de la Matriz Fotovoltaica		241,65	A	
5.3	Cálculo para selección del Módulo para Baterías o Gestor de Energía Fotovoltaico					
	PMPP	Potencia		120	kW	
	VDCmin	Valor mínimo del rango del voltaje de entrada		216,00	V	
	VDCmax	Valor máximo del rango del voltaje de entrada		300,00	V	
	Isc de la Matriz	Corriente Máxima		363,45	A	

Fuente: Elaboración propia

SGFV Amantaní 2 - 75 kWac:

Cuadro N°22 Equipo de acondicionamiento de energía 75 kWac

5.1	Cálculos para la selección del Módulo Inversor					
	PAC	Potencia de la Carga AC a la salida del Inversor		75	kW	
	VACo	Voltaje nominal de salida		380,00	V - Neutro Aterrado	
	η_{inv}	Eficiencia del Inversor		96%		
	Ms	Margen de reserva o seguridad		10%		
	FP	Factor de potencia real de la carga		95%		
	Pinv	Potencia a la entrada del inversor		90	kVA	
5.2	Cálculos para la selección del Módulo Fotovoltaico					
	PMPP de la Matriz	Potencia de la Matriz Fotovoltaica		138	kWp	
	VDCmin	Valor mínimo del rango del voltaje de entrada		457,50	VDC	
	VDCmax	Valor máximo del rango del voltaje de entrada		752,00	VDC	
	Isc de la Matriz	Corriente Máxima de la Matriz Fotovoltaica		241,65	A	
5.3	Cálculo para selección del Módulo para Baterías o Gestor de Energía Fotovoltaico					
	PMPP	Potencia		90	kW	
	VDCmin	Valor mínimo del rango del voltaje de entrada		216,00	V	
	VDCmax	Valor máximo del rango del voltaje de entrada		300,00	V	
	Isc de la Matriz	Corriente Máxima de la Matriz Fotovoltaica		363,30	A	

Fuente: Elaboración propia

Por estandarización y facilidades de operación y mantenimiento se considera en lo posible el suministro de módulos de gestión similares para ambos SGFV. En ese sentido para ambos SGFV el Módulo Fotovoltaico será de 150 kWp, los Módulos Gestores de Inversores serán de 120 y 90 kW para el SGFV1 y 2 respectivamente, mientras que los Modulo Gestor de Baterías serán también de 120 y 90 kWp.

5.1.14 Cálculo De Conductores Y Elementos De Protección Contra Cortocircuitos Y Sobrecargas

- **Tipos de Conductores**

Los conductores principales serán de los siguientes tipos:

- Líneas fotovoltaicas (LFV) para conexión de los string fotovoltaicos a las cajas fusibles de protección (CP) ubicadas en las estructuras metálicas de la Matriz Fotovoltaica: Tipo NYY unipolar para instalación al interior de tuberías PVC SAP.
- Líneas Fotovoltaicas Colectoras Principales (LCP) para transporte de energía des las cajas fusibles de protección CP hacia la Caja Principal de Seccionamiento y Protección (CSP) ubicada en la o en la Sala de Conversión de Energía: Tipo NYSY bipolares para instalación en tuberías PVC SAP, Canaletas y Ductos.
- Líneas de Corriente Alterna en 380/220 V: Tipo NYY unipolar para instalación directamente enterrados, en Canaletas y Ductos.

- **Corriente Máxima Admisible en Régimen Permanente**

Efecto Joule: cuando por un cable circula una corriente eléctrica, parte de la energía eléctrica de esa corriente se transforma en energía calorífica, haciendo que la temperatura del conductor se eleve hasta que se alcanza un equilibrio en el cual el ritmo de generación de calor por el efecto de la corriente iguala el ritmo de disipación de ese calor hacia el exterior del conductor. Cuando dicho equilibrio se alcanza, se alcanza también la temperatura del conductor en régimen permanente.

La temperatura del conductor en régimen permanente es directamente proporcional a la intensidad de corriente eléctrica que circula e inversamente proporcional a la sección del mismo.

Cada material aislante puede soportar indefinidamente una determinada temperatura máxima, que constituye el límite de temperatura que puede soportar el conductor para preservar la integridad del aislamiento e impedir así posibles accidentes.

En los cuadros de caída de tensión se indica la Intensidad máxima admisible por los conductores en régimen permanente.

- **Corriente Máxima Admisible en caso de Cortocircuito**

Este criterio establece que la sección de los conductores ha de ser la adecuada para que, en caso de que se produzca un cortocircuito en la línea, el aumento de temperatura que experimenta el conductor sea inferior a la máxima temperatura que soporta el aislante del cable, durante

el tiempo que dura el cortocircuito. Tiempo que depende del tiempo de respuesta del sistema de seguridad, que normalmente va desde los 0,1 segundos hasta los 5 segundos.

La sección necesaria para soportar un cortocircuito viene dada por:

$$S = \frac{I_{sc} \cdot \sqrt{t}}{K_{sc}}$$

S: sección del conductor en mm²

I_{sc}: corriente a cortocircuito del SGFV. En este caso I_{sc} = 242 A, que para fines de cálculo se considera 1 kA

t: tiempo que dura el cortocircuito. En este caso 250 ms

K_{sc}: constante que depende del conductor y de las temperaturas al principio y al final del cortocircuito. En este caso K_{sc} = 143 A·seg/mm² para los tipos de conductor considerados.

Con lo que se determina que la sección mínima de los conductores de Cu será 4 mm².

• **Caída de Tensión Máxima Admisible**

Las máximas caídas de tensión, respecto a la tensión de funcionamiento, que se deben producir en los conductores no deben sobrepasar los siguientes límites:

- Conductores de C.C. : 1,5 %
- Conductores C.A. : 2,5 %

Para el cálculo de las secciones de los conductores se considera las siguientes ecuaciones:

I) En Corriente Continua:

Corriente

$$I = \frac{\text{Potencia}}{\text{Tensión}}$$

Sección:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta V \cdot \rho}$$

Caída de Tensión CC:

$$\Delta V = V_i - V_f = 2 \cdot R \cdot I$$

Resistencia

$$R = \frac{L}{S \cdot \rho}$$

Donde:

S: es la sección del conductor, mm²

R: resistencia, Ω.

I: intensidad, A.

L: longitud de la línea, m

ρ: Conductividad del conductor, que para el cobre Cu es: 56 [m / W*mm²]

II) En Corriente Alterna:

Corriente Monofásica

$$I(\text{Monofásica}) = \frac{\text{Potencia}}{\text{Tensión} \cdot \cos \varphi}$$

Corriente Trifásica

$$I(\text{Trifásica}) = \frac{\text{Potencia}}{\sqrt{3} \cdot \text{Tensión} \cdot \cos \varphi}$$

Sección (Monofásica):

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{\Delta V \cdot \rho}$$

Sección (Trifásica):

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{\Delta V \cdot \rho}$$

$$\Delta V = V_i - V_f = 2 \cdot R \cdot I$$

$$R = \frac{L}{S \cdot \rho}$$

Donde:

S: es la sección del conductor, mm²

R: resistencia, Ω.

I: intensidad, A.

L: longitud de la línea, m

*ρ: Conductividad del conductor, que para el cobre Cu es: 56 [m / W*mm²]*

Vi – Vf: Caída de tensión (ΔV).

A continuación, se especifican las secciones de las líneas eléctricas, según las características de los equipos adoptados para la configuración de la Planta, utilizando las expresiones indicadas.

En el cálculo de la sección de los conductores de los módulos fotovoltaicos al cuadro de protección de C.C., para el criterio basado en la caída de tensión, utilizaremos la mayor longitud de las series a evaluar.

Cuadro N°23 Selección de conductores y elementos de protección (110kWac)

CÁLCULO SECCIÓN DE CONDUCTORES Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN													
CGFV AMANTANI 01 (110 kWac - 138 kWp)													
Circuitos en Corriente Continua (CC):													
Tramo			Voltaje	Corriente	Longitud	Factor de Potencia	C.d.T. (a 1,5%)	Sección por C.d.T.	Sección Comercial	Corriente Admisible	C.d.T.	C.d.T.	Protector
Identificación	Origen	Final	V	A	m	pu	V	mm2	mm2	A	V	%	
LFV-String 1	CajaFusibles S1,S2,S3	CajaFusiblesLCP1	610	8,42	20,00	1	9,15	0,66	4	...	1,5	0,25%	Fus 10 A
...
FFV-String 27	CajaFusibles S25,S26,S27	CajaFusiblesLCP9	610	8,42	20,00	1	9,15	0,66	4	...	1,5	0,25%	Fus 10 A
LCP1	CajaFusibles CP1	Entrada Módulo GFV	610	25,26	133,00	1	9,15	13,11	16	...	9	1,48%	Fus 32 A
LCP2	CajaFusibles CP2	Entrada Módulo GFV	610	25,26	126,00	1	9,15	12,42	16	...	8,6	1,41%	Fus 32 A
LCP3	CajaFusibles CP3	Entrada Módulo GFV	610	25,26	121,00	1	9,15	11,93	16	...	8,32	1,36%	Fus 32 A
LCP4	CajaFusibles CP4	Entrada Módulo GFV	610	25,26	116,00	1	9,15	11,44	16	...	8,04	1,32%	Fus 32 A
LCP5	CajaFusibles CP5	Entrada Módulo GFV	610	25,26	111,00	1	9,15	10,94	16	...	7,76	1,27%	Fus 32 A
LCP6	CajaFusibles CP6	Entrada Módulo GFV	610	25,26	106,00	1	9,15	10,45	16	...	7,48	1,23%	Fus 32 A
LCP7	CajaFusibles CP7	Entrada Módulo GFV	610	25,26	101,00	1	9,15	9,96	16	...	7,19	1,18%	Fus 32 A
LCP8	CajaFusibles CP8	Entrada Módulo GFV	610	25,26	96,00	1	9,15	9,47	16	...	6,91	1,13%	Fus 32 A
LCP9	CajaFusibles CP9	Entrada Módulo GFV	610	25,26	91,00	1	9,15	8,97	16	...	6,63	1,09%	Fus 32 A
LOCBAT	Módulo Gestor Batería	Banco de Batería	240	363,45	10,00	1	3,6	36,06	240	...	0,54	0,23%	Fus 400 A
Circuitos en Corriente Alterna (CA):													
Tramo			Voltaje	Corriente	Longitud	Factor de Potencia	C.d.T. (a 2,5%)	Sección por C.d.T.	Sección Comercial	Corriente Admisible	C.d.T.	C.d.T.	Protector
Identificación	Origen	Final	V	A	m	pu	V	mm2	mm2	A	V	%	
LCAGI1	Módulo Gestor Inversores	Tablero Protecciones CA	380	58,64	10,00	0,95	9,5	3,63	16	...	2,27	0,60%	ITMG - 63 A
LCAGI1	Módulo Gestor Inversores	Tablero Protecciones CA	380	58,64	10,00	0,95	9,5	3,63	16	...	2,27	0,60%	ITMG - 63 A
LCAGI1	Módulo Gestor Inversores	Tablero Protecciones CA	380	58,64	10,00	0,95	9,5	3,63	16	...	2,27	0,60%	ITMG - 63 A
SALIDA BT	Tablero Protecciones CA	S.E. Elevadora	380	189,92	15,00	0,95	9,5	17,62	70	...	4,79	1,26%	ITMG - 200 A

Cuadro N°24 Selección de conductores y elementos de protección

(75kWac)

CALCULO SECCIÓN DE CONDUCTORES Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN												
CGFV AMANTANI 02 (75 kWac - 138 kWp)												
Circuitos en Corriente Continua (CC):												
Tramo			Voltaje	Corriente	Longitud	Factor de Potencia	C.d.T. (a 1,5%)	Sección por C.d.T.	Sección Comercial	C.d.T.	C.d.T.	Protector
Identificación	Origen	Final	V	A	m	pu	V	mm2	mm2	V	%	
LFV-String 1	CajaFusibles S1,S2,S3	CajaFusiblesLCP1	610	8,42	20,00	1	9,15	0,66	4	1,5	0,25%	Fus 10 A
...
FFV-String 27	CajaFusibles S25,S26,S27	CajaFusiblesLCP9	610	8,42	20,00	1	9,15	0,66	4	1,5	0,25%	Fus 10 A
LCP1	CajaFusibles CP1	Entrada Módulo GFV	610	25,26	76,0	1	9,15	7,49	10	8,36	1,37%	Fus 32 A
LCP2	CajaFusibles CP2	Entrada Módulo GFV	610	25,26	71,0	1	9,15	7	10	7,91	1,30%	Fus 32 A
LCP3	CajaFusibles CP3	Entrada Módulo GFV	610	25,26	66,0	1	9,15	6,51	10	7,45	1,22%	Fus 32 A
LCP4	CajaFusibles CP4	Entrada Módulo GFV	610	25,26	61,0	1	9,15	6,01	10	7	1,15%	Fus 32 A
LCP5	CajaFusibles CP5	Entrada Módulo GFV	610	25,26	56,0	1	9,15	5,52	10	6,55	1,07%	Fus 32 A
LCP6	CajaFusibles CP6	Entrada Módulo GFV	610	25,26	51,0	1	9,15	5,03	10	6,1	1,00%	Fus 32 A
LCP7	CajaFusibles CP7	Entrada Módulo GFV	610	25,26	46,0	1	9,15	4,54	10	5,65	0,93%	Fus 32 A
LCP8	CajaFusibles CP8	Entrada Módulo GFV	610	25,26	41,0	1	9,15	4,04	10	5,2	0,85%	Fus 32 A
LCP9	CajaFusibles CP9	Entrada Módulo GFV	610	25,26	35,0	1	9,15	3,45	10	4,66	0,76%	Fus 32 A
LOCBAT	Módulo Gestor Batería	Banco de Batería	240	363,30	10,00	1	3,6	36,04	240	0,54	0,23%	Fus 400 A
Circuitos en Corriente Alterna (CA):												
Tramo			Voltaje	Corriente	Longitud	Factor de Potencia	C.d.T. (a 2,5%)	Sección por C.d.T.	Sección Comercial	C.d.T.	C.d.T.	Protector
Identificación	Origen	Final	V	A	m	pu	V	mm2	mm2	V	%	
LCAG11	Módulo Gestor Inversores	Tablero Protecciones CA	380	39,98	10,00	0,95	9,5	2,47	16	1,55	0,41%	ITMG - 63 A
LCAG11	Módulo Gestor Inversores	Tablero Protecciones CA	380	39,98	10,00	0,95	9,5	2,47	16	1,55	0,41%	ITMG - 63 A
LCAG11	Módulo Gestor Inversores	Tablero Protecciones CA	380	39,98	10,00	0,95	9,5	2,47	16	1,55	0,41%	ITMG - 63 A
SALIDA BT	Tablero Protecciones CA	S.E. Elevadora	380	119,94	15,00	0,95	9,5	11,13	70	3,14	0,83%	ITMG - 160 A

Fuente: Elaboración propia

Por lo tanto:

SGFV Amantaní 1

Suministrará energía a los abonados ubicados en el sector Oeste de la Isla Amantaní. Tendrá una capacidad instalada de 138 kWp solares para atender una máxima demanda de 110 kW en corriente alterna. En esta etapa contendrá los siguientes componentes principales:

- Un Arreglo o Matriz Fotovoltaica de 138 kWp de capacidad instalada y 1 000 V de tensión máxima del sistema. Conformada por 540 Módulos Fotovoltaicos (MFV) de 255 Wp cada uno, distribuidos en 27 cadenas de MFV conectados en paralelo, en la que cada cadena estará

compuesta de 20 MFV de 255 Wp conectados en serie. Tendrán estructuras soporte FIJA fabricadas de aluminio anodizado o de acero galvanizado en caliente, con patas frontales y traseras fijas para una inclinación de 10° y para cimentación en concreto.

- Un Banco de Baterías de 240 V dc con 48 horas de autonomía. Conformado por 240 unidades de 2 V – 3 750 Ah (C100) tipo selladas con electrolito gel, instaladas en dos cadenas en paralelo, cada una con 120 unidades conectadas en serie.
- Sistema de Gestión y Acondicionamiento de Energía instalados en la Sala de Conversión de Energía, conformado por: 01 Módulo Gestor Fotovoltaico de 150 kWp con rango mínimo de tensión de entrada de 400 – 700 V MPP; 01 Módulo Gestor de Baterías de 120 kW con rango mínimo de tensión de entrada 190 – 300 V; 01 Módulo Gestor de Inversores de 120 kVA de 380 V de salida trifásica con neutro accesible; 01 Módulo Gestor de Datos Local y a Distancia; Conductores o barras para el conexionado entre Módulos Gestores. La acometida o entrada al Sistema de Gestión y Acondicionamiento de energía será suministrado con descargadores de sobretensión por corriente de rayo Tipo 2.
- Sub Estación Elevadora tipo Pedestal 0,38/22,9 kV para suministro a Redes Eléctricas equipada con un transformador de 125 kVA, 0,38/22,9 kV, YNyn, con el neutro conectado a tierra en 22,9 kV y con neutro de baja tensión accesible y NO conectado a tierra para garantizar un aislamiento galvánico. Con llegada y salida subterránea mediante cables para baja tensión tipo NYY de 70 mm² unipolares y

cables unipolares tipo N2XSY en 18/30 kV de 25 mm² con sus respectivos terminales unipolares.

- Sub Estación Reductora tipo Pedestal 0,38/10 kV para interconexión del Grupo Electrógeno de 250 kW existente en el puerto principal de la Isla Amantaní, equipada con un transformador de 125 kVA, 0,38/10 kV, Dyn5, con el neutro de baja tensión accesible y NO conectado a tierra para garantizar un aislamiento galvánico. Con llegada y salida subterránea mediante cables unipolares tipo N2XSY en 18/30 kV de 25 mm² del tipo NYY de 70 mm² unipolares para baja tensión, con sus respectivos terminales unipolares.
- Sistema de Protección externa e interna (integral) contra rayos y sobretensiones Clase III. Protección externa para toda la infraestructura de los SGFV, diseñada para evitar las descargas directas de corrientes de rayos de 10 a 100 kA, equipada con captadores tipo puntas Franklin adecuadamente instalados y conductores derivadores de Cobre duro de 50 mm² para transporte de la corriente del rayo al sistema equipotencial de puesta a tierra. Protección interna para reducir el daño de los materiales y equipos debido a las sobretensiones causadas por la variación de los campos electromagnéticos por el accionar de la protección externa ante las descargas directas en las instalaciones, las descargas no directas por la llegada de las sobretensiones tipo rayo a través de las líneas aéreas o el impacto de rayos en la vecindad de los SGFV; por lo cual, además de la protección propia del Sistema de Gestión, se considera el equipamiento de descargadores de sobretensión por corriente de rayo

Tipo 1 o de Protección Basta, con capacidades mínimas de derivación de 50 kA - 10/350 us y 25 kA - 8/20 us; asimismo, considera que los conductores colectores del campo fotovoltaico hacia los módulos de gestión serán bipolares apantallados del tipo NYSY de 16 mm² de sección.

- Sistema de Puesta a Tierra: Diseñado y construido bajo el principio de la equipotencialidad para toda la instalación, mediante la unión directa a la malla profunda de puesta tierra de todos los sistemas metálicos y la unión directa de los conductores activos a través los descargadores de sobretensión por corriente de rayo. La malla profunda de puesta a tierra tendrá un valor máximo de resistencia de puesta equivalente a 03 Ohm, construida con conductores de Cobre Duro de 35 mm², con uniones mediante soldadura exotérmica y con pozos de puesta a tierra equipados con electrodos verticales de 16 mm de diámetro y 2,40 m de longitud y con cajas de registros.

SGFV Amantaní 2:

Suministrará energía a los abonados ubicados en el sector Este de la Isla Amantaní. Tendrá una capacidad instalada de 138 kWp solares para atender una demanda de 75 kW en corriente alterna y en esta etapa contendrá los siguientes componentes principales:

- Un Arreglo o Matriz Fotovoltaica de 138 kWp de capacidad instalada y 1 000 V de tensión máxima del sistema. Conformada por 540 Módulos Fotovoltaicos (MFV) de 255 Wp cada uno, distribuidos en 27 cadenas de MFV conectados en paralelo, en la que cada cadena estará compuesta de 20 MFV de 255 Wp conectados en serie. Tendrán

estructuras soporte FIJA fabricadas de aluminio anodizado o de acero galvanizado en caliente, con patas frontales y traseras fijas para una inclinación de 10° y para cimentación en concreto.

- Un Banco de Baterías de 240 V dc con 48 horas de autonomía. Conformado por 240 unidades de 2 V – 3 750 Ah (C100) tipo selladas con electrolito gel, instaladas en dos cadenas en paralelo, cada una con 120 unidades conectadas en serie.
- Sistema de Gestión y Acondicionamiento de Energía instalados en la Sala de Conversión de Energía, conformado por: 01 Módulo Gestor Fotovoltaico de 150 kWp con rango mínimo de tensión de entrada de 400 – 700 V MPP; 01 Módulo Gestor de Baterías de 90 kW con rango mínimo de tensión de entrada 190 – 300 V; 01 Módulo Gestor de Inversores de 90 kVA de 380 V de salida trifásica con neutro accesible; 01 Módulo Gestor de Datos Local y a Distancia; Conductores o barras para el conexionado entre Módulos Gestores. La acometida o entrada al Sistema de Gestión y Acondicionamiento de energía será suministrado con descargadores de sobretensión por corriente de rayo Tipo 2.
- Sub Estación Elevadora tipo Pedestal 0,38/22,9 kV para suministro a Redes Eléctricas equipada con un transformador de 100 kVA, 0,38/22,9 kV, YNyn, con el neutro conectado a tierra en 22,9 kV y con neutro de baja tensión accesible y NO conectado a tierra para garantizar un aislamiento galvánico. Con llegada y salida subterránea mediante cables para baja tensión tipo NYY de 70 mm² unipolares y

cables unipolares tipo N2XSY en 18/30 kV de 25 mm² con sus respectivos terminales unipolares.

- Sub Estación Reductora tipo Pedestal 0,38/10 kV para interconexión del Grupo Electrógeno de 250 kW existente en el puerto principal de la Isla Amantaní, equipada con un transformador de 100 kVA, 0,38/10 kV, Dyn5, con el neutro de baja tensión accesible y NO conectado a tierra para garantizar un aislamiento galvánico. Con llegada y salida subterránea mediante cables unipolares tipo N2XSY en 18/30 kV de 25 mm² del tipo NYY de 70 mm² unipolares para baja tensión, con sus respectivos terminales unipolares.
- Sistema de Protección externa e interna (integral) contra rayos y sobretensiones Clase III. Protección externa para toda la infraestructura de los SGFV, diseñada para evitar las descargas directas de corrientes de rayos de 10 a 100 kA, equipada con captadores tipo puntas Franklin adecuadamente instalados y conductores derivadores de Cobre duro de 50 mm² para transporte de la corriente del rayo al sistema equipotencial de puesta a tierra. Protección interna para reducir el daño de los materiales y equipos debido a las sobretensiones causadas por la variación de los campos electromagnéticos por el accionar de la protección externa ante las descargas directas en las instalaciones, las descargas no directas por la llegada de las sobretensiones tipo rayo a través de las líneas aéreas o el impacto de rayos en la vecindad de los SGFV; por lo cual, además de la protección propia del Sistema de Gestión, se considera el equipamiento de descargadores de sobretensión por corriente de rayo

Tipo 1 o de Protección Basta, con capacidades mínimas de derivación de 50 kA - 10/350 us y 25 kA - 8/20 us; asimismo, considera que los conductores colectores del campo fotovoltaico hacia los módulos de gestión serán bipolares apantallados del tipo NYSY de 16 mm² de sección.

- Sistema de Puesta a Tierra: Diseñado y construido bajo el principio de la equipotencialidad para toda la instalación, mediante la unión directa a la malla profunda de puesta tierra de todos los sistemas metálicos y la unión directa de los conductores activos a través los descargadores de sobretensión por corriente de rayo. La malla profunda de puesta a tierra tendrá un valor máximo de resistencia de puesta equivalente a 03 Ohm, construida con conductores de Cobre Duro de 35 mm², con uniones mediante soldadura exotérmica y con pozos de puesta a tierra equipados con electrodos verticales de 16 mm de diámetro y 2,40 m de longitud y con cajas de registros.

Sistema de Generación Térmico

El proyecto comprende el mantenimiento y puesta en servicio del grupo electrógeno de 250 kW existente en el puerto principal de la Isla Amantaní a fin de suministrar energía eléctrica durante las horas punta de máxima demanda del SGFV y posibilitar la carga de las baterías en caso de contingencias. Para fines el dimensionamiento de los SGFV, en condiciones normales de funcionamiento, se ha considerado su operación por períodos de 2,5 horas de trabajo diario en horas punta de máxima demanda de modo que permita sumar a la oferta del SGFV Amantaní 1, período en el que esta central trabajará en forma Híbrida. En contingencia

podrá suministrar a los dos SGFV, cuyo tiempo de operación dependerá de la duración de la contingencia.

Las actividades de mantenimiento correctivo fueron identificadas en sitio por el personal técnico especializado de Ferreyros - Puno, contratado como parte del presente servicio de consultoría, y son las siguientes:

Grupo Electrógeno

- Sistema de Lubricación: Cambio de filtros y de aceite.
- Sistema de Combustible: Cambio de filtros racord
- Sistema de Admisión y Escape: Cambio de filtros de aire; cambio del indicador de servicio; verificación y calibración de válvulas
- Sistema de Refrigeración: Cambio del refrigerante de agua de camisas; lubricación del ventilador de radiador; cambio de termostatos
- Sistema de Generación: Mantenimiento total del generador (lavado, estufado, megado y reencitado de las conexiones)
- Sistemas Auxiliares: Revisión y puesta en operación de los sistemas auxiliares como calentador de agua de camisas y deshumedecedor.

Componentes Adicionales

- Compresor de aire Ingersoll-Rand: Mantenimiento preventivo y correctivo del motor de combustión marca KHOLER. Reemplazo de 02 baterías
- Tanque de combustible: Limpieza integral del tanque de combustible; Cambio de sensores de nivel.
- Cargador de baterías: Reparación y puesta en servicio
- Tablero de Servicios Auxiliares: Revisión y puesta en servicio

- Tablero de Control: Revisión y puesta en servicio de interruptor de arranque, alarmas, reles y otros.
- Transformador: Limpieza, siliconado y megado.

En la sección correspondiente del Volumen V: Planos, se muestra los planos de pre diseños de los Sistemas de Generación Fotovoltaica que deberán ser rediseñados y complementados a nivel de ingeniería de detalle y replanteo de obra como parte del Estudio Definitivo o Expediente Técnico a ser desarrollado por el Consultor del Contratista de obra.

Las Redes Primarias

El proyecto comprende el diseño, construcción y puesta en servicio de 7,19 km de Redes Primarias aéreas, 5,41 km serán en 22,9 kV Trifásicas con Neutro Rígidamente Puesto a Tierra en Sub Estación Principal para suministrar energía a las subestaciones de las Redes Primarias. y 1,78 km serán en 10 kV Trifásicos con Neutro Aislado en Sub Estación Principal para interconectar el Sistema de Generación Térmico existente en el puerto principal de la Isla Amantaní con los SGFV. Tendrán las siguientes características técnicas principales de construcción y operación:

Cuadro N°25 Características Técnicas de las Redes Primarias

Niveles de Aislamiento Externo	<p><u>Sistema 22,9 kV:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Tensión máxima de servicio : 25 kV, 60 Hz. ▪ Tensión de sostenimiento al impulso: 150 kV pico ▪ Tensión de sostenimiento a f industrial: 50 kV, 60 Hz ▪ Línea de Fuga Específica: mínimo 16 mm/kV <p><u>Sistema 10 kV:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Tensión máxima de servicio: 12 kV, 60 Hz. ▪ Tensión de sostenimiento al impulso: 95 kV pico ▪ Tensión de sostenimiento a f industrial: 38 kV, 60 Hz ▪ Línea de Fuga Específica: mínimo 16 mm/kV
Niveles de Aislamiento Interno	<p><u>Sistema 22,9 kV</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Tensión máxima de servicio : 25 kV, 60 Hz. ▪ Tensión de sostenimiento al impulso: 125 kV pico ▪ Tensión de sostenimiento a f industrial: 40 kV, 60 Hz

	<p><u>Sistema 10 kV</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Tensión máxima de servicio: 12 kV, 60 Hz. ▪ Tensión de sostenimiento al impulso: 75 kV pico ▪ Tensión de sostenimiento a f industrial: 28 kV, 60 Hz
Altitud promedio	3 800 msnm (mínimo) – 4 100 msnm (máximo) ZONA I : 3 800 - 4 100 msnm
Nivel Isocerámico	ZONA I : 60
Conductor/Cables	Aleación de Aluminio (AAAC) de 35 mm ² de sección.
Estructuras	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Configuración: según normalización de la DGE/MEM ▪ Postes de madera tratada importada 12m-Clase 5 para las estructuras de Subestaciones y 11 m – Clase 6 para otras. ▪ Cimentación: directamente enterrados para todas las estructuras. Además se instalará solados de concreto para estructuras con retenidas de acuerdo a los resultados de los diseños sismo-resistentes. .
Crucetas	Madera Nacional. Longitud según requerimiento de armados DGE.
Vano promedio	Según distribución optimizada y aplicación de prestaciones electromecánicas de las estructuras.
Aisladores	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 01 Aislador Polimérico tipo Suspensión normalizado por la DGE/MEM.
Equipos de protección y maniobra	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 01 Aisladores de Porcelana tipo Pin clase ANSI 56-4 ▪ Seccionador fusible tipo expulsión (Cut Out): Sistema 22,9 kV: 27/38 kV, 150 kV-BIL, 100 A. ▪ Pararrayos de Oxido Metálico Sistema 22,9 kV: 21 kV, 10 kA, Clase 1 (IEC). Sistema 10 kV: 12 kV, 10 kA, Clase 1 (IEC).
Subestaciones de distribución	<p><u>TOTAL : 05</u> subestaciones trifásicas 22,9/0,40-0,23 kV.</p> <ul style="list-style-type: none"> • 02 Subestaciones de 25 kVA, 02 de 40 kVA y 01 de 50 kVA • Sobrecarga: 25 % de la potencia nominal.
Sistema de puesta a tierra	<ul style="list-style-type: none"> • En las estructuras sin equipos de seccionamiento, protección, medición o transformación: Armado tipo PAT-1C con contrapeso circular sin electrodo vertical de puesta a tierra en todas las estructuras. • Tensión de sostenimiento a sobretensiones inducidas mejorada con la madera del poste y la cruceta, para lo cual el conductor de puesta a tierra de las estructuras no será conectada a la ferretería de las mismas (salvo en las estructuras con retenidas) , a fin de mantener un nivel de aislamiento al impulso de la línea equivalente de 300 kV para lo cual las longitudes mínimas del poste o crucetas de madera que deben añadirse al aislamiento principal será 0,40 m para aisladores tipo Pin y 0,35 m para aisladores de suspensión polimérico. Asimismo, se deberá considerar que el conductor de bajada de puesta a tierra iniciará en el punto donde se hubiera fijado el conductor neutro si lo tuviera. • En los accesorios de ferretería de los armados: NO serán conectados a tierra. • Aterramiento de las retenidas: Las retenidas estarán equipadas con aislador polimérico tipo suspensión de 36 kV según Especificación Técnica ETS-LP-09.

- **Configuraciones y límites máximos de resistencia de pat en subestaciones:**
 - Subestaciones Trifásicas 22,9/0,40-0,23 kV: 25 Ohm. Dos armados tipo PAT-1 con un electrodo vertical por armado.

Fuente: Elaboración propia

Ver Anexo N°02 Plano RP-01

Las Redes Secundarias

El proyecto comprende el diseño, construcción y puesta en servicio de las Redes Secundarias Aéreas en 380/220 V Trifásicas con Neutro Corrido Multiaterrado para suministrar energía eléctrica mediante Redes de Servicio Particular, Conexiones Domiciliarias y Alumbrado Público a 1 049 abonados de las siguientes 10 localidades que conforman la Isla de Taquile y que no cuentan con servicio eléctrico

Cuadro N°26 Alcances y configuración de Redes Secundarias

N°	CENTRO POBLADO	PROVINCIA	DISTRITO	DOMICILIOS	CARGAS ESPECIALES	ABONADOS	POBLACIÓN	CONFIGURACIÓN	LÁMPARAS
1	COMUNIDAD PUEBLO	PUNO	AMANTANI	196	6	202	784	380/220 V	58
2	COMUNIDAD SANTA ROSA	PUNO	AMANTANI	119	3	122	476	380/220 V	35
3	COMUNIDAD INCATIANA	PUNO	AMANTANI	80	3	83	320	380/220 V	24
4	COMUNIDAD LAMPAYUNI	PUNO	AMANTANI	114	4	118	456	380/220 V	34
5	COMUNIDAD VILLA ORINOJÓN	PUNO	AMANTANI	87	2	89	348	380/220 V	25
6	COMUNIDAD CAMPESINA SANCAYUNI	PUNO	AMANTANI	90	3	93	360	380/220 V	27
7	COMUNIDAD ALTO SANCAYUNI	PUNO	AMANTANI	90	3	93	360	380/220 V	27
8	COMUNIDAD COLQUECACHI	PUNO	AMANTANI	98	3	101	392	380/220 V	29
9	COMUNIDAD OCCOSUYO	PUNO	AMANTANI	66	4	70	264	380/220 V	20
10	COMUNIDAD OCCOPAMPA	PUNO	AMANTANI	77	1	78	308	380/220 V	22
	TOTAL			1 017	32	1 049	4 068		301

Fuente: Elaboración propia

Las características técnicas principales de construcción y operación de las mencionadas Redes Secundarias se muestran en el cuadro siguiente:

Cuadro N°27 Características Técnicas de las Redes Secundarias

Tensión Nominal y Sistema	<u>TOTAL</u> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Redes Trifásicas 380-220 V : 10 localidades ▪ R.S. 440-220 V por ampliar : <u>00 localidades</u> <p style="text-align: right; margin-right: 100px;">Total 10 localidades</p> <p>Sistema con neutro corrido con múltiple puesta a tierra.</p>
Número de conexiones	1 049 conexiones.
Altitud promedio	3 800 msnm (mínimo) – 4 100 msnm (máximo)
Calificación Eléctrica Doméstica	300 W por conexión; 0,5 de factor de simultaneidad.
Conductor	Autoportante de aluminio con portante de aleación aluminio
Estructuras	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Configuración: según normalización de la DGE/MEM. ▪ Postes de madera importada 8m, Clase 7. ▪ Cimentación: directamente enterrados sin solado de concreto en todas las estructuras.
Vano promedio	Según distribución optimizada y aplicación de prestaciones electromecánicas de las estructuras: No menor a 60 m.
Sistema de puesta a tierra	<ul style="list-style-type: none"> • En las subestaciones: puesta a tierra común con la media tensión. • Otras estructuras: Un electrodo vertical cada 150 m en promedio, sin buzón de puesta a tierra. Tipo PAT-1 para poste de madera tratada (con listón de madera tratada). • Límite máximo equivalente de la resistencia de pat del sistema (sin incluir las puestas a tierra de la subestación) <ul style="list-style-type: none"> ○ Sistemas trifásicos 380/220 V: 06 Ohm. ○ Sistema monofásico 440-220 V: 10 Ohm. • Retenidas: todas conectadas a tierra a través del conductor neutro del sistema.
Acometidas	<ul style="list-style-type: none"> • Aéreas, monofásicas, con medidor estático de energía monofásico 220V, 10 A; cable concéntrico de cobre 2x4 mm², caja portamedidor, elemento de protección termomagnética y accesorios. • Normalmente empotradas cuando el material de las fachadas las permite (concreto, adobe, etc). • Uso de muretes de concreto solamente en el caso de fachadas de material precario (madera no tratada, quinchas, piedras sobrepuestas, etc.) que no permiten la fijación de la conexión y los elementos de medición y protección. No se implementarán con fines de extensión de alcances de las redes secundarias.
Alumbrado Público	<ul style="list-style-type: none"> • Lámparas de vapor de sodio de 50 W. • Distribución según lo indicado en la Norma DGE/MEM para alumbrado de vías públicas en áreas rurales • KALP = 6,3 kW.h/(usuario.mes).

Fuente: Elaboración propia

Ver Anexo N°04 Plano RS-01

5.2 Discusión de Resultados

Los Sistemas de Generación fotovoltaica Amantaní 1 y 2 estarán conformados por una Matriz Fovovoltaica de 138 kWp de capacidad instalada y 1 000 V de tensión máxima del sistema. Conformada por 540 Módulos Fovovoltaicos (MFV) de 255 Wp cada uno, distribuidos en 27 cadenas de MFV conectados en paralelo, en la que cada cadena estará compuesta de 20 MFV de 255 Wp conectados en serie.

La zona del proyecto reúne las condiciones para contar con una buena radiación dando lugar a que el proyecto pueda ejecutarse y su funcionamiento se de forma normal.

CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Se realizó el mantenimiento del grupo electrógeno existente en la isla Amantaní, posibilitando la carga de baterías en caso de emergencias y suministrar energía en horas punta de máxima demanda.
- El Sistema de Generación fotovoltaica Amantaní 1 del sector oeste y Amantaní del sector Este, estarán conformados por una Matriz Fovovoltaica de 138 kWp de capacidad instalada y 1 000 V de tensión máxima del sistema. Conformada por 540 Módulos Fovovoltaicos (MFV) de 255 Wp cada uno, distribuidos en 27 cadenas de MFV conectados en paralelo, en la que cada cadena estará compuesta de 20 MFV de 255 Wp conectados en serie.
- Los sistemas de generación fotovoltaica también contarán con Un Banco de Baterías de 240 V dc con 48 horas de autonomía. Conformado por 240 unidades de 2 V – 3 750 Ah (C100) tipo selladas con electrolito gel, instaladas en dos cadenas en paralelo, cada una con 120 unidades conectadas en serie. Además el Sistema de Gestión y Acondicionamiento de Energía instalados en la Sala de Conversión de Energía, conformado por: 01 Módulo Gestor Fovovoltaico de 150 kWp con rango mínimo de tensión de entrada de 400 – 700 V MPP; 01 Módulo Gestor de Baterías de 120 kW con rango mínimo de tensión de entrada 190 – 300 V; 01 Módulo Gestor de Inversores de 120 kVA de 380 V de salida trifásica con neutro accesible; 01 Módulo Gestor de Datos Local y a Distancia; Conductores o barras para el conexionado entre Módulos Gestores. La

acometida o entrada al Sistema de Gestión y Acondicionamiento de energía será suministrado con descargadores de sobretensión por corriente de rayo Tipo 2.

- Se demuestra que los sistemas fotovoltaicos aislados serán de gran utilidad para toda la población beneficiaria de la isla Amantaní, además se impulsa la conservación de nuestro patrimonio ecológico

RECOMENDACIONES

- Este trabajo es un proyecto inicial, se debe continuar esta línea de investigación, desarrollando modelos que sean validados posteriormente.
- Se debe brindar capacitaciones a la población beneficiaria continuamente; para que de esta manera puedan conservar los equipos y dar un mantenimiento adecuado a sus sistemas.
- Fomentar proyectos de energías renovables que den lugar a renovar sistemas tradicionales por sistemas que permitan atesorar nuestros recursos naturales y minimizar la contaminación ambiental.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Paulo Valdiviezo Salas (2013) *Diseño de un sistema fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica a 15 computadoras portátiles en la PUCP.*
2. Miguel Pareja Aparicio (2010) *Energía Solar Fotovoltaica – Cálculos de una instalación aislada* (II Edición) Marcombo S.A
3. Agustín German Santamaria (2010) *Instalaciones solares fotovoltaicas* (I Edición) Editex S.A
4. Garrido, D. (2009). *Análisis de un sistema de iluminación, utilizando ampolletas de bajo consumo y alimentado por paneles fotovoltaicos.* Universidad Austral de Chile, Chile.
5. R.D. N° 003-2007-EM/DGE. *Reglamento Técnico Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural.* (22/02/2007).

LINKOGRAFIA

1. *Energía solar fotovoltaica*
https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar_fotovoltaica
2. A Sarmiento Sera, M Rodríguez Gámez (2014) *Sistemas Integrados de energías con fuentes renovables, requisitos y opciones*
https://scholar.google.com.pe/scholar?q=energias+renovables+scielo&hl=es&as_sdt=0&as_vis=1&oi=scholar
3. <http://www.promelsa.com.pe/pdf/1000464.pdf>

ANEXOS

Anexo N°01: Plano PIN-01

Anexo N°02 PLANO RP-01

Anexo N°03 PLANO RS-01

Anexo N°04 PLANO EUN

Anexo N°05 PLANO PAT A1 y A2