



**FACULTAD DE INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y URBANISMO
ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE INGENIERÍA
MECÁNICA ELÉCTRICA**

TESIS

**Diseño de una microcentral de generación de energía
eléctrica mediante paneles solares en el caserío
Huacrupe, Distrito Olmos, Provincia Lambayeque**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO
MECÁNICO ELÉCTRICISTA**

AUTORES:

**Flores Villalba Wilmer Edgar
Urcia Chávez Walter Alexander**

ASESOR:

Mg. Villalobos Cabrera Jony

**PIMENTEL – PERÚ
2017**

DISEÑO DE UNA MICROCENTRAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA

ELÉCTRICA MEDIANTE PANELES SOLARES EN EL CASERÍO HUACRUPE,
DISTRITO OLMOS, PROVINCIA LAMBAYEQUE

PRESENTADO POR:

FLORES VILLALBA WILMER EDGAR

URCIA CHÁVEZ WALTER ALEXANDER

APROBADO POR:

Mg. AMAYA CHECA MANUEL
Presidente

Mg. ROJAS CORONEL ANGEL
Secretario

Mg. VILLALOBOS CABRERA JONY
Vocal

DEDICATORIA:

Dedico el éxito y la satisfacción del presente proyecto de investigación a Dios, por darme el don de la sabiduría y del entendimiento. A mis queridos padres por motivarme y brindarme el apoyo día a día para llevar a cabo la culminación de mis estudios que son el pilar que me sostiene en la vida, que Dios derrame sus bendiciones sobre ellos.

Wilmer Edgar Flores Villalba

Dedico el éxito de este proyecto de investigación a Dios por darme la bendición y protección, por llenarme de sabiduría y entendimiento. A mis padres y hermanos por motivarme y darme su confianza que me impulsó a llevar a cabo la culminación de este proyecto.

Walter Alexander Urcia Chávez

AGRADECIMIENTO:

A los docentes de la Universidad Señor de Sipán por sus enseñanzas impartidas durante mi paso por las aulas universitarias, a mis padres en especial por su constante apoyo y confianza incondicional.

Wilmer Edgar Flores Villalba

A Dios por abrir mi entendimiento, a los docentes de la universidad señor de Sipán por sus conocimientos impartidos, a mi familia por su incondicional apoyo y confianza.

Walter Alexander Urcia Chávez

ÍNDICE DE CONTENIDO

I.	PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	1
1.1.	Situación Problemática	1
1.1.1.	Nivel Internacional	1
1.1.2.	Nivel Nacional	6
1.1.3.	Nivel Local	8
1.2.	Formulación del Problema	10
1.3.	Delimitación de la Investigación	11
1.4.	Justificación e Importancia de la Investigación	11
1.4.1.	Justificación Tecnológica	11
1.4.2.	Justificación económica	12
1.4.3.	Justificación Social	12
1.4.4.	Justificación Ambiental	12
1.5.	Limitaciones de la Investigación	13
1.6.	Objetivos de la Investigación	14
1.6.1.	Objetivo general	14
1.6.2.	Objetivos específicos	14
II.	MARCO TEÓRICO	15
2.1.	Antecedentes de Estudios:	15
2.1.1.	Nivel Internacional	15
2.1.2.	Nivel Nacional	17
2.1.3.	Nivel Local	19
2.2.	Estado del arte	19
2.2.1.	Evolución de paneles solares	19
2.2.2.	Aplicaciones	22
2.3.	Bases teórica científicas	23
2.3.1.	Radiación Solar	23
2.3.2.	Instalación Solar Fotovoltaica aislada	28
2.3.3.	Panel Fotovoltaico	29
2.3.4.	Parámetros de Diseño	43
2.3.5.	Componentes de un Sistema Fotovoltaico aislado	50
2.3.6.	Planes de mantenimiento más comunes	67
2.3.6.1.	Mantenimiento Correctivo	67
2.3.6.2.	Mantenimiento preventivo	68
2.3.6.3.	Mantenimiento predictivo	68
2.3.7.	Evaluación Económica	69
2.3.7.1.	El Valor Actual Neto (V.A.N.)	69
2.3.7.2.	Tasa Interna de Rentabilidad (T.I.R.)	71
2.3.7.3.	Factor beneficio costo (B/C)	73
2.3.8.	Leyes y Normas Técnicas	73
2.3.9.	Criterio de Riesgos	76
2.4.	Definición de la terminología	76
III.	MARCO METODOLÓGICO	80
3.1.	Tipo y diseño de la investigación	80
3.1.1.	Tipo de investigación:	80
3.1.2.	Diseño de la investigación:	80
3.2.	Población y muestra	80
3.2.1.	Población	80
3.2.2.	Muestra	81
3.3.	Hipótesis	81
3.4.	Variables	81
3.4.1.	Variable independiente:	81
3.4.2.	Variable dependiente:	81

3.5.	Operacionalización	82
3.6.	Métodos, técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	83
3.6.1.	Métodos de investigación.....	83
3.6.1.1.	Analítico:.....	83
3.6.1.2.	Sintético:.....	83
3.6.1.3.	Inductivo:.....	83
3.6.1.4.	Deductivo:	83
3.6.2.	Técnicas de recolección de datos.	83
3.6.2.1.	La Observación	83
3.6.2.2.	La Encuesta	84
3.6.2.3.	La Entrevista	84
3.6.3.	Instrumentos de recolección de datos.....	84
3.6.3.1.	Guías de Observación	84
3.6.3.2.	Hoja de encuesta.....	84
3.6.3.3.	Entrevista	85
3.7.	Procedimiento para la recolección de datos.....	85
3.7.1.	Diagrama de flujo	85
3.7.2.	Descripción del proceso.....	85
3.7.2.1.	Cálculo de la máxima demanda energética.	85
3.7.2.2.	Análisis del recurso renovable	98
3.7.2.3.	Ubicación de la microcentral de paneles solares.	103
3.7.2.4.	Equipos electromecánicos	104
3.7.2.5.	Selección de la estructura de soporte.....	108
3.7.2.6.	Condición de Mantenimiento	109
3.7.2.7.	Factibilidad económica del proyecto	109
3.7.2.8.	Diseño en AutoCAD.....	109
3.8.	Análisis estadísticos e interpretación de datos	109
3.8.1.	Enfoque Cualitativo	109
3.8.2.	Enfoque cuantitativo.....	109
3.9.	Criterios éticos.....	110
3.10.	Criterios de rigor científico.....	110
IV.	ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	111
4.1.	Resultados en tablas y gráficos.	111
4.1.1.	Análisis de la máxima demanda de energía eléctrica.....	111
4.1.1.1.	Parámetros principales para la estimación de la demanda	111
4.1.1.2.	Estimación de la demanda.....	114
4.1.1.3.	Determinación de la radiación solar diaria.	119
4.1.2.	Orientación del Generador Fotovoltaico	120
4.1.3.	Ubicación de la Microcentral de paneles solares.....	121
4.1.4.	Equipos electromecánicos	122
4.1.5.	Selección de la estructura de soporte	144
4.1.6.	Condiciones de mantenimiento	146
4.1.6.1.	Plan de mantenimiento preventivo.....	146
4.1.7.	Factibilidad económica del proyecto.....	157
4.2.	Discusión de resultados.....	166
V.	PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN	168
VI.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	173
6.1.	Conclusiones.....	173
6.2.	Recomendaciones.....	176
	REFERENCIAS.....	177
	ANEXOS	181

ÍNDICE DE FIGURAS

figura 1.1: Ubicación de viviendas del caserío de huacrupe – olmos.....	9
figura 1.2: Vista satelital del caserío de huacrupe – olmos.	11
figura 2.1: Paneles solares basados en celdas solares de obleas de silicio.	20
figura 2.2: Módulo basado en silicio poli-cristalino depositado sobre vidrio.	20
figura 2.3: Celda tándem espacial monolítica.....	21
figura 2.4: Paneles fotovoltaicos en edificio de philadelphia.	23
figura 2.5: Esquema de distribución de radiación.....	23
figura 2.6: Mapa irradiación horizontal de latinoamérica y el caribe.....	24
figura 2.7: Geometría solar.	25
figura 2.8: Distribución horaria de la irradiancia solar en un caso	27
figura 2.9: Sistema aislado fotovoltaico.....	28
figura 2.10: Fabricación de la célula y el panel fotovoltaico.	30
figura 2.11: Generación eléctrica por efecto fotovoltaico en una unión p-n..	31
figura 2.12: Funcionamiento célula silicio.....	31
figura 2.13: Curva de funcionamiento i-v de una célula fotovoltaica.	32
figura 2.14: Árbol de tecnologías fotovoltaicas.....	33
figura 2.15: Células de silicio monocristalino y policristalino.	33
figura 2.16: Amorfo flexible – película delgada.....	34
figura 2.17: Cuota mundial de producción de tipo de células fotovoltaicas. .	34
figura 2.18: Panel solar de silicio monocristalino.....	35
figura 2.19: Panel solar de silicio policristalino.	35
figura 2.20: Curva i - v / p - v.....	40
figura 2.21: Efecto de la temperatura.	40
figura 2.22: Efecto de radiación en panel 50 wp everexceed.....	41

figura 2.23: Distanciamiento entre filas de módulos fotovoltaicos.	42
figura 2.24: Símbolo utilizado para una celda o panel fotovoltaico.....	43
figura 2.25: Conexión de placas en paralelo.	48
figura 2.26: Conexión de placas en serie.	49
figura 2.27: Conexión de placas en serie y paralelo.....	50
figura 2.28: Partes de una batería.....	50
figura 2.29: Partes esenciales (placas, electrolito).	51
figura 2.30: Batería monoblock.	52
figura 2.31: Batería agm.....	53
figura 2.32: Batería estacionarias.....	53
figura 2.33: Batería de gel.	54
figura 2.34: Batería de litio.	54
figura 2.35: Símbolo acumulador	56
figura 2.36: Conexión en paralelo de baterías.....	57
figura 2.37: Conexión en serie de baterías.	57
figura 2.38: Conexión en mixta de baterías.....	58
figura 2.39: Conexión en mixta de baterías.....	58
figura 2.40: Regulador de carga.....	59
figura 2.41: Regulador de carga.....	59
figura 2.42: Regulador serie.	60
figura 2.43: Regulador paralelo.	60
figura 2.44: Inversor fotovoltaico	62
figura 2.45: Símbolo de un convertidor.	64
figura 2.46: Estructura fija.	66
figura 2.47: Instalación de seguidor solar.....	66

figura 3.1: Angulo de acimut.....	99
figura 3.2: Angulo de inclinación (β) de modulo fotovoltaico	99
figura 3.3: Variacion anual del angulo cenital θ_{zs}	100
figura 3.4: Superficie normal a la radiación solar	100
figura 3.5: Orientación de una superficie en el hemisferio norte	102
figura 4.1: Ubicación de microcentral..	122
figura 4.2: Módulo solar a- xxxp gse de 315 wp.	123
figura 4.3: Especificaciones técnicas de módulo solar 315 wp.	123
figura 4.4: Especificaciones técnicas de regulador mppt – 80 c.....	126
figura 4.5: Diseño de la conexion de los paneles hacia el regulador.....	127
figura 4.6: Diseño de la conexión de los acumuladores.	130
figura 4.7: Inversor pvs300-tl-8000w-2.....	131
figura 4.8: Especificaciones técnicas del inversor	131
figura 4.9: Tabla de conductores de cobre de 50 mm ²	133
figura 4.10: Anclaje de retenida.....	142
figura 4.11: Esquema del sistema de puesta a tierra	143
figura 4.12: Electrodo o varilla de cobre.....	143
figura 4.13: Estructura de soporte de los paneles	144
figura 4.14: Detalle de la estructura de soporte de los paneles.....	146
figura 5.1: Ubicación de la micro central.	168
figura 5.2: Topología de instalación.	169
figura 5.3: Detalle de estructuras de soporte y conexiones.....	170
figura 5.4: Diagrama unifilar de conexiones.	171

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1:	8
TABLA 1.2:	11
TABLA 1.3:	11
TABLA 2.1:	26
TABLA 2.2:	37
TABLA 3.1	91
TABLA 3.2	92
TABLA 3.3	94
TABLA 3.3	103
TABLA 4.1	111
TABLA 4.2	111
TABLA 4.3	112
TABLA 4.4	112
TABLA 4.5	112
TABLA 4.6	113
TABLA 4.7	113
TABLA 4.8	113
TABLA 4.9	113
TABLA 4.10.....	114
TABLA 4.11.....	115
TABLA 4.12.....	115
TABLA 4.13.....	116
TABLA 4.14.....	116
TABLA 4.15.....	117

TABLA 4.16.....	118
TABLA 4.17.....	119
TABLA 4.18.....	120
TABLA 4.19.....	120
TABLA 4.20.....	132
TABLA 4.21.....	132
TABLA 4.22.....	132
TABLA 4.23.....	134
TABLA 4.24.....	135
TABLA 4.25.....	135
TABLA 4.26.....	136
TABLA 4.27.....	136
TABLA 4.28.....	137
TABLA 4.29.....	138
TABLA 4.30.....	138
TABLA 4.31.....	139
TABLA 4.32.....	139
TABLA 4.33.....	139
TABLA 4.34.....	140
TABLA 4.35.....	140
TABLA 4.36.....	140
TABLA 4.37.....	141
TABLA 4.38.....	141
TABLA 4.39.....	141
TABLA 4.40.....	142

TABLA 4.41.....	142
TABLA 4.42.....	142
TABLA 4.43.....	143
TABLA 4.44.....	157
TABLA 4.45.....	158
TABLA 4.46.....	159
TABLA 4.47.....	160
TABLA 4.48.....	161
TABLA 4.49.....	162
TABLA 4.50.....	162
TABLA 4.51.....	163
TABLA 4.52.....	164
TABLA 4.53.....	164
TABLA 4.54.....	165
TABLA 4.55.....	166

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1: Eficiencia del módulo.....	37
Ecuación 2: La distancia mínima que debe existir entre un muro,	41
Ecuación 3: Energía generada por un panel.....	42
Ecuación 4: Número de paneles solares necesarios.	43
Ecuación 5: Temperatura del panel.	45
Ecuación 6: Temperatura media mensual.....	45
Ecuación 7: Valor de la capacidad nominal de las baterías.	55
Ecuación 8: Valor de la capacidad nominal de las baterías.	55
Ecuación 9: Máxima corriente de entrada al regulador (I _{Re})	61
Ecuación 10: Máxima corriente de salida del regulador (I _{Rs})	61
Ecuación 11: Potencia nominal del convertidor.....	63
Ecuación 12: Presión del viento.	65
Ecuación 13: Fuerza del viento.	65
Ecuación 14: Valor actual neto.....	70
Ecuación 15: Tasa interna de retorno.	72
Ecuación 16: Cálculo del número de abonados totales	90
Ecuación 17: Consumo de energía por tipo de abonado	93
Ecuación 18: Consumo total de energía	94
Ecuación 19: Consumo de energía por alumbrado público mensual	94
Ecuación 20: Cálculo de los puntos de iluminación	95
Ecuación 21: Cálculo de la población proyectada.....	95
Ecuación 22: Cálculo del número de abonados por sector	96
Ecuación 23: Cálculo del consumo por abonado doméstico.....	96
Ecuación 24: Cálculo del consumo de energía por tipo de abonado.	97

Ecuación 25: Cálculo de la energía total requerida.....	97
Ecuación 26: Cálculo de la capacidad total requerida.....	97
Ecuación 27: Potencia de entrada del inversor.....	105
Ecuación 28: Número de Paneles.....	105
Ecuación 29: Número de módulos en serie.....	106
Ecuación 30: Número de módulos en paralelo.....	106
Ecuación 31: Número total de módulos.	107
Ecuación 32: Consumo mensual de alumbrado público	116
Ecuación 33: puntos de iluminación.....	117
Ecuación 34: Máxima demanda alumbrado público.....	117
Ecuación 35: Factor de simultaneidad.	117
Ecuación 36: Proyección de la población.....	118
Ecuación 37: Inclinación óptima.....	120
Ecuación 38: factor de irradiación	121
Ecuación 39: irradiación global diaria.....	121
Ecuación 40: Número de Paneles.....	124
Ecuación 41: Número de Paneles fotovoltaico en serie.....	125
Ecuación 42: Numero de paneles fotovoltaicos en paralelo.....	125
Ecuación 43: Calculo de la máxima "I" de entrada al regulador (IRe).....	125
Ecuación 44: Máxima "I" esperada a la salida del regulador (IRs).....	126
Ecuación 45: Capacidad nominal de la batería en función de la descarga máxima diaria (Ah)	128
Ecuación 46: Capacidad nominal de la batería en función de la descarga máxima estacional (Ah).....	129
Ecuación 47: Número de baterías.....	130

Ecuación 48: Potencia de inversor	130
Ecuación 49: Sección de conductor.....	132
Ecuación 50: Corriente que pasa por el conductor.	132
Ecuación 51: Caída de tensión en conductor.....	132
Ecuación 52: caída de tensión	134
Ecuación 53: Vano equivalente.....	136
Ecuación 54: Ecuación de cambio de estado	137
Ecuación 55: Flecha del conductor	137
Ecuación 56: Tiro del vértice	137
Ecuación 57: Fórmulas para cálculo de postes.....	141
Ecuación 58: Distancia entre estructuras de soporte.....	145
Ecuación 59: Distancia entre estructuras de soporte.....	170

RESUMEN

En la actualidad la generación de energía con combustibles fósiles es la principal fuente de contaminación en el mundo. Por lo tanto, la generación de energía limpia y de calidad es uno de los temas más importantes para la investigación.

Se ha tratado en forma recurrente el tema generado por la crisis energética, la cual se debe principalmente al aumento desproporcionado de la demanda de energía eléctrica, especialmente por parte de las industrias que cada vez consumen mayor cantidad de energía en sus procesos productivos. El aumento de la población también contribuye en este tema.

Poco a poco se han ido tomando las medidas que apuntan a una mejor utilización de los recursos energéticos existentes, mediante la aplicación de políticas de eficiencia energética.

La utilización de sistemas alternativos de generación eléctrica, como lo son los sistemas fotovoltaicos, han permitido disminuir la demanda de energía eléctrica de la red de distribución, o bien alimentar de energía a aquellos sectores en los que no existen servicios eléctricos.

La demanda eléctrica en nuestro país, en el área pública y privada, añadido los esfuerzos del gobierno y la comunidad internacional por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, son las dos principales razones que convocan al desarrollo de nuevas fuentes de generación eléctrica en base a Energías Renovables No Convencionales.

En nuestro proyecto estudiamos el uso del recurso solar, como una fuente alternativa, diseñando una micro central de generación de energía eléctrica mediante paneles solares en el Caserío Huacrupe, Distrito Olmos, Provincia

Lambayeque.

Evaluamos la demanda energética del caserío por medio del cálculo de la máxima demanda, para ello realizamos encuestas y entrevistas a la población de dicho caserío, la información de la evaluación del recurso solar se obtuvo de la página web de la NASA, también se evaluó la condición económica de los habitantes del caserío de Huacrupe, para así poder realizar el diseño y dimensionamiento de la Microcentral.

Obtuvimos una máxima demanda actual de 3,78 KW y una proyección a 20 años de 5,78 KW hasta el año 2035, la Microcentral fotovoltaica ha sido diseñada para poder satisfacer la demanda de consumo de las 18 viviendas del caserío Huacrupe con una potencia de 7,88KWp, la cual cuenta con 25 paneles solares fotovoltaicos, cuyos paneles tienen una potencia de 315 Wp, la cual cuenta con inversor de 8KWp.

PALABRAS CLAVE: Energía solar, radiación solar, microred, central solar

Abstract

Currently generating power with fossil fuels is the main source of pollution in the world. Therefore, the generation of clean energy and quality is one of the most important subjects for research. The issue generated by the energy crisis, which is due to the disproportionate increase in the demand for electricity, especially by industries that increasingly consume more energy in their production processes have been treated on a recurring basis. The population increase also contributes in this topic.

Measures to improve the utilization of existing energy resources through the implementation of energy efficiency policies will have gradually been adopted. The use of alternative energy generation systems, such as photovoltaic systems, has reduced the electricity demand of the distribution network, or fed energy to those sectors where there are no electricity services.

Electricity demand in our country, in the public and private areas, added the efforts of the Government and the international community to reduce greenhouse gas emissions, are the two main reasons that call for the development of new sources of power generation on the basis of non-conventional renewable energy.

In our project, we studied the use of the solar resource, as an alternative source, designing a central micro generating electrical power using solar panels in the village Huacrupe, district Olmos, Lambayeque Province.

We assess the energy demand of the village through the calculation of the maximum demand, to carry out surveys and interviews to the population of the hamlet, the solar resource assessment information was obtained from the website of NASA, was also assessed the economic condition of the inhabitants

of the hamlet of Huacrupe, to do the design and sizing of the central Micro.

We got a maximum current demand of 3,78 KW and a projection to 5.78 KW 20 years up to the year 2035, the photovoltaic micro is designed to meet the demand of consumption of 18 houses in the village Huacrupe with a power of 7, 88KWp, which has 25 photovoltaic solar panels, whose panelestienen a capacity of 315 Wp which has 8KWp inverter.

KEY WORD: Solar Energy, solar radiation, microgrid, solar power

INTRODUCCIÓN

A lo largo de los años se ha generado energía eléctrica con combustibles fósiles (petróleo, carbón mineral y gas natural), los cuales son recursos finitos que, indudablemente, van a agotarse; de ahí su denominación como "recursos no renovables". En la actualidad existen otras alternativas para generar electricidad por medio de recursos renovables, los que se definen como formas de energía que tienen una fuente prácticamente inagotable con respecto al tiempo de vida de un ser humano en el planeta, y cuyo aprovechamiento es técnicamente viable.

El Perú es un país en vías de desarrollo, y cuenta con una geografía accidentada por lo que es complicado y muy costoso que la red eléctrica llegue a todas partes del país, ya que cuenta con zonas aisladas que no tienen los servicios básicos que son necesarios para vivir.

El uso de energías renovables es cada vez más imperativo debido a los efectos generados por el uso de derivados del petróleo, pues el uso de estos combustibles han causado el efecto invernadero, destrucción de la capa de ozono, la contaminación de suelos, el cambio climático. Las energías renovables como la eólica, la solar, la hidráulica, son energías limpias que contribuyen a la conservación del medio ambiente.

Tomando en cuenta la conservación del medio ambiente de nuestro planeta, hemos decidido contribuir con un proyecto que ayude a disminuir la contaminación ambiental. La investigación se basa en el "Diseño de una micro central de generación de energía eléctrica mediante paneles solares en el Caserío Huacrupe, Distrito Olmos, Provincia Lambayeque".

I. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1. Situación Problemática

1.1.1. Nivel Internacional

En la actualidad la crisis económica se ve afectada por la crisis energética y el mundo se encamina hacia una crisis de energía global debido al declive en la disponibilidad de petróleo barato y recomiendan disminuir la dependencia del combustible fósil. Esto ha hecho incrementar el interés en la investigación de combustibles y energías alternativas. A nivel mundial nos encontramos con un escenario de altos precios del petróleo donde aproximadamente el 90 por ciento de la energía consumida proviene de recursos fósiles no renovables, cuya tasa de disminución es cada vez mayor. Ante este panorama, varios países del mundo han incursionado en la búsqueda de fuentes alternativas de energía.

España

España la decimotercera economía del mundo es dependiente de la energía procedente del exterior. Según Eurostat, nada menos que el 73,3% de la energía consumida es foránea.

Se da la circunstancia de que el consumo de energías renovables en España es ligeramente superior a la media. En concreto, un 15,1% respecto del consumo total, dos puntos más que en la Unión Europea. La intensidad de consumo energético, en todo caso, es algo menor en el caso de España.

La alta dependencia de España del exterior en relación al consumo energético tiene mucho que ver con la presión fiscal. La carga impositiva respecto de la media de la Unión Europea es sensiblemente inferior, lo que supone un incentivo a la utilización de las energías fósiles. Precisamente, de las que carece España.

(Sánchez, 2014)

(http://www.elconfidencial.com/economia/2014-02-18/la-dependencia-energetica-de-espana-sigue-bajando-y-ya-se-situa-en-el-73-3_90804/)

Estados Unidos

En Estados Unidos existe una crisis energética de gran tamaño, pues el crecimiento de la economía ha sorprendido a los gobiernos y legisladores, ya que no ha invertido lo necesario, en parte por dudas respecto a la auténtica situación de escasez, en parte, como en California, por la regulación del mercado, que, de una u otra forma, impedía el funcionamiento del sistema de precios en el mercado, que no ha podido enviar las señales correctas a los empresarios y, en parte, también, por motivos medio ambientales. La construcción de nuevas centrales ha estado obstaculizada por razones ecológicas. El grueso de las plantas térmicas funciona con carbón, que es el combustible que más poluciona y más CO_2 emite a la atmósfera y ha tenido en su contra a los ecologistas preocupados con el calentamiento del planeta.

(Recarte, 2001)

(<http://www.libertaddigital.com/opinion/alberto-recarte/crisis-energetica-en-estados-unidos-3879/>)

Argentina

El sector eléctrico en Argentina constituye el tercer mercado energético de América Latina. Depende principalmente de la generación térmica (57% de la capacidad instalada) y de la generación hidroeléctrica (39%). Las nuevas tecnologías de energía renovable están muy poco explotadas.

Desde el invernol hemisferio norte, quizás uno no puede asumir totalmente el efecto de la crisis energética que enfrenta Argentina. Además en todo el mundo pueden aparecer picos de consumo debido a tormentas, olas de calor y frío, u otros hechos similares. Sin embargo los problemas recientes de cortes y apagones, seguramente repetibles, muestran un problema sustancialmente más serio.

De acuerdo a la información oficial argentina que llega a 2011, la capacidad de generación y el consumo de electricidad del país se duplicaron en el periodo 1976-1991. En el periodo 1992-2001, la capacidad instalada creció en 62%, mientras que el consumo creció en 69%. En la década 2002-2011, la capacidad instalada creció en 18%, mientras que el consumo aumentó en 46%. A su vez, la importación neta de electricidad al país pasó de 1.7% del total consumido en 1991 a algo más del 2% en 2001 y a casi 8% en 2011. Estos números hablan por sí mismos.

(Giannoni, 2009)

Panamá

Los sistemas fotovoltaicos, que permiten la generación de electricidad a partir de la radiación solar, constituyen una alternativa importante en aplicaciones en que se requiere alimentar equipos eléctricos en áreas que se encuentran excesivamente alejadas de la red eléctrica, o en que las condiciones del terreno circundante imposibilita la extensión de las líneas de transmisión para cubrir las necesidades de electrificación en estas zonas. Este puede ser el caso, por ejemplo, de estaciones meteorológicas y torres de transmisión de datos.

Este tipo de sistemas fotovoltaicos no son muy difundidos a nivel comercial en áreas urbanas o con posibilidad de conectarse a una red de electrificación, debido a que la fabricación de las celdas solares que conforman los paneles, principales componentes del sistema fotovoltaico, requiere actualmente un elevado consumo energético; lo que se traduce en alto costo de inversión inicial.

Por otra parte, este tipo de tecnología presenta numerosas ventajas: instalación simple, emplea una fuente de energía limpia y gratuita, su operación es automática y silenciosa, requiere poco mantenimiento y es amigable con el ambiente. Las ventajas principales de las instalaciones de generación fotovoltaica es que son autónomas y fácilmente expandibles, de donde se deriva una de sus más importantes aplicaciones en la actualidad: la electrificación para uso doméstico en lugares que se encuentran aislados de la red eléctrica, como es el caso de muchas comunidades rurales en América Latina.

En el presente Proyecto Eléctrico, se pretende brindar una opción de generación fotovoltaica para la comunidad de la Isla Cartí en el Golfo de San Blas, Panamá; actualmente electrificados mediante un sistema con fuente térmica de generación.

A pesar de los altos costos de inversión que representan estos sistemas solares fotovoltaicos, muchas veces alejados del presupuesto disponible en una comunidad rural, proyectos de este tipo se han implementado ya en nuestro país y en países vecinos como México; financiados total o parcialmente por un banco o una institución internacional. Es por esta razón que parte del proyecto se enfoca a investigar sobre instituciones que brindan ayudas y financiamientos para la instalación de este tipo de sistemas, y que podrían contribuir para concretar la construcción del sistema diseñado.

(Jordán, 2015)

África

En Kenia, el 77% de la población no tiene acceso a la electricidad. De manera similar, en Liberia el porcentaje de electrificación es inferior al 1%. Sin embargo, el problema reside en que las personas gastan dinero a diario en kerosene, velas o baterías.

El principal impedimento para la producción a gran escala de energía solar en África es, a juicio de los expertos, el elevado coste de la construcción de instalaciones solares da igual si se trata de placas fotovoltaicas o de centrales termo solares. La inversión en una instalación solar se acomete de forma inmediata, si bien posteriormente la producción de electricidad resulta prácticamente gratuita, tal y como explica el director general del fabricante de instalaciones solares Solar World AG, Frank Asbeck. Quien apuesta por opciones contaminantes como el queroseno o el diésel, acaba pagando significativamente más por la misma producción de energía. Eso sí, repartido en múltiples pequeñas cantidades. Una circunstancia que incita, sobre todo a los países pobres, a dar prioridad a las centrales de generación de energía contaminantes.

(Morales, Noviembre 2012)

Colombia

El sector eléctrico en Colombia está mayormente dominado por generación de energía hidráulica (70.35% de la producción) y generación térmica (29%). No obstante, el gran potencial del país en nuevas tecnologías de energía renovable (principalmente eólica, solar y biomasa) apenas si ha sido explorado.

En mayo de 2014 expedida la ley 1715 de 20141 diseñada para promover energías alternas carece de disposiciones clave para lograr este objetivo, y hasta

ahora ha tenido muy poco impacto. Las grandes plantas de energía hidráulica y térmica dominan los planes de expansión actuales. La construcción de una línea de transmisión con Panamá, que enlazará a Colombia con Centroamérica, ya está en marcha.

(Murcia, 2008)

1.1.2. Nivel Nacional

El progreso económico del Perú supone el desarrollo del sector energético como base. Sin embargo, algunos indicios sugieren que la energía no crece al ritmo que requiere la economía, y que existe una delgada línea que separa la oportunidad de un crecimiento sostenido para el país de una crisis energética.

Petroperú desiste de comprar los activos de Repsol, el gas de Camisea no se da abasto y la ONU se pronuncia en contra de su expansión, la electrificación rural es un pendiente en muchas zonas del país, se producen inusitados apagones en la capital, el uso de energías limpias o renovables se presenta como una alternativa viable.

La generación de energía en el Perú es de 6% en los últimos cuatro años, se advierte que en el país existe un peligroso nivel de casi 50 y 50 entre la generación hidráulica y la termoeléctrica, y en donde la primera fuente podría tener una participación aún mayor con los años.

(Morales, Noviembre 2012)

Iquitos

Iquitos, con una población de casi 500 mil habitantes, es una de las ciudades más grandes del mundo sin conexión terrestre con el resto del país. El suministro

eléctrico de la ciudad de Iquitos pertenece al Sistema Aislado Iquitos no conectado al SEIN. La potencia instalada del sistema aislado de Iquitos es de 48,4 MW, el único sistema de generación eléctrica es la central térmica de Iquitos con pequeños grupos de distinta potencia que emplean petróleo residual y destilado D2.

Según Electro Oriente S.A., empresa que opera el sistema aislado de Iquitos, en 15 años se podría duplicar la necesidad de generación eléctrica. Por tanto, hacia el 2027, la potencia instalada del sistema aislado podría ser de unos 100 MW.

(Ríos., octubre 31, 2012)

San Martín

El Gobierno Regional de San Martín, en el marco de su política energética regional, se ha planteado como objetivo prioritario garantizar que todos los sectores sociales y geográficos tengan acceso universal a la energía, principalmente sobre la base de las energías renovables. Es así que actualmente se tienen identificadas a 322 localidades que aún no tienen acceso a la energía eléctrica y que requieren suministro eléctrico con fuentes renovables. También existen 217 localidades que, por su cercanía a las redes eléctricas, deben ser atendidas con los sistemas convencionales de electrificación con ampliación de redes y su conexión al sistema interconectado.

(Morales, Noviembre 2012)

1.1.3. Nivel Local

En la actualidad el caserío Huacrupe ubicado en el distrito de olmos, no cuenta con servicio eléctrico la cual pueda cubrir con las necesidades de la población. Por tal motivo utilizan fuentes alternativas de energía:

- Iluminación : velas y combustible.
- Información (radio y televisión): baterías y pilas

En la actualidad los pobladores se dedican a la ganadería y a la crianza de animales, por tal motivo la mayoría de los habitantes de dicho caserío, no se encuentran en sus viviendas durante el día; esto da paso a un gran problema para esta localidad rural, ya que si contaran con energía eléctrica, el consumo eléctrico sería demasiado bajo.

Un problema también es el dispersamiento de sus viviendas, por ello la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte (Electro Norte), se le hace difícil brindar dicho servicio a estas localidades rurales.

Se requiere electrificar a 18 abonados, los cuales, 16 son viviendas y 2 abonados de uso general.

Tabla 1.1:

Tabla de número de abonados.

CASERÍO	Nº DE ABONADOS DOMÉSTICOS	Nº DE ABONADOS DE USO GENERAL	TOTAL BENEFICIARIOS
Huacrupe	16	2	18
total			18

Fuente: Elaboración propia- datos del campo

A. Ubicación de las viviendas

- Abonados domésticos : 16 viviendas
- Abonado de uso general : 02 centros

- Un centro educativo (Nivel primario).
- Un comedor popular.

Un total de 18 abonados, como se muestra en la figura 1.1.

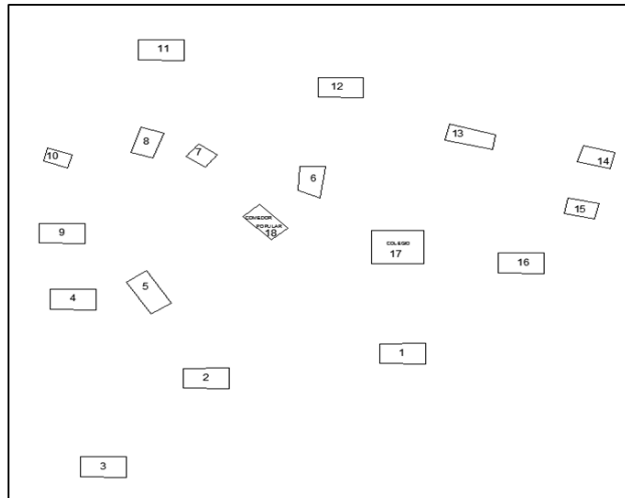


Figura 1.1: *Ubicación de viviendas del caserío de Huacrupe – Olmos*
Fuente: Elaboración propia

B. Actividad económica

La población se caracteriza por su bajo nivel socio-económico. Se dedican a la ganadería de ciertos animales como aves y vacas.

C. Educación

El caserío cuenta con un pequeño centro educativo que tiene como nombre I.E. N° 11569. Enseñanza a nivel primario.

D. Salud

No cuentan con ningún centro de salud. La cobertura de las necesidades de atención es sólo en la posta médica del centro poblado de Insculas que se encuentra aproximadamente a 40 minutos del caserío de Huacrupe.

E. Servicios Básicos

a) Agua:

Cuentan con pozos de agua.

b) Desagüe:

La eliminación de excretas, es un problema muy grave, porque no existe ninguna política de desarrollo en lo referente a la implementación de sistemas de saneamiento básico; por lo que los pobladores hacen sus necesidades en terrenos inapropiados.

c) Electrificación:

No cuentan actualmente con un servicio de infraestructura eléctrico (redes y postes).

d) Vivienda

Por otro lado, las condiciones de la infraestructura de las viviendas en su gran mayoría son de vara de overo y sus techos son de calamina y otros, los pisos son generalmente de tierra.

1.2. Formulación del Problema

¿Es factible generar energía eléctrica confiable y de calidad haciendo uso de la energía solar, que permita electrificar el caserío Huacrupe, Distrito Olmos, Provincia Lambayeque?

1.3. Delimitación de la Investigación

La investigación y toma de datos se realizó en la localidad del caserío de Huacrupe, localizado en el distrito de Olmos, perteneciente a la provincia de Lambayeque del departamento de Lambayeque, Perú. Cuyas Coordenadas geográficas son:



Figura 1.2: Vista satelital del caserío de Huacrupe – Olmos.
Fuente: Google Earth.

Tabla 1.2:

Coordenadas UTM.

Coordenadas UTM		
ESTE	NORTE	Altura
621289,51	9361863,72	117 m.s.m.m

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 1.3:

Ubicación Geográficas del Caserío.

Coordenadas Geográficas		
Latitud	Longitud	Altura
5° 46' 38,06" S	79° 54' 10,74" O	117 m.s.m.m

Fuente: Elaboración propia.

1.4. Justificación e Importancia de la Investigación

1.4.1. Justificación Tecnológica.

En el diseño de la microcentral solar, se tomará en cuenta los últimos avances tecnológicos que permitirá realizar una captación y un seguimiento preciso de

la radiación solar, logrando una mayor eficiencia con respecto al aumento de la generación de energía eléctrica, dicha tecnología recopilada servirá como guía para futuros proyectos similares en la región y así contribuir al esfuerzo que se está haciendo desde todas las instituciones para impulsar este tipo de tecnologías creando un marco propicio para su desarrollo.

1.4.2. Justificación económica

La implementación de este tipo de tecnología requiere de recursos económicos los cuales costeen los gastos del sistema al principio, teniendo en cuenta que esta inversión es recuperable de manera muy significativa en el costo de la energía eléctrica.

1.4.3. Justificación Social

El diseño de una microcentral de paneles solares posibilitará beneficios provechosos en cuanto al aumento de la calidad de vida de los habitantes, solucionando el servicio de energía eléctrica en localidades rurales inaccesibles. Dando lugar al inicio de expectativas de progreso y desarrollo para la comunidad, brindándoles así un mejor futuro para sus familias.

1.4.4. Justificación Ambiental

Los sistemas fotovoltaicos tienen como elementos vertebradores, la transmisión de valores medioambientales centrados en el ahorro, la autosuficiencia y la eficiencia. Ahorro desde el punto de vista energético, de reutilización de materiales usados en detrimento del derroche de recursos, de cuidado y buen uso de los elementos del mismo. Autosuficiencia, dando

especial énfasis al autoabastecimiento energético creando nuestro propio sistema autónomo de generación de electricidad y fomentando la utilización de recursos usados en la propia materia y no del exterior. Eficiencia desde el punto de vista energético, y de construcción del mismo, intentando lograr los objetivos propuestos con la menor cantidad de recursos disponibles. Otorgando al proyecto una clara inclinación ambiental, intentando caminar hacia esa sostenibilidad real de nuestra sociedad.

Este aspecto el de sostenibilidad real, resulta esencial en una sociedad cada día más acuciada por el problema del calentamiento global y del cambio climático. En una sociedad donde se han tomado patrones de desarrollo ilimitados promoviendo el derroche, donde las desigualdades fragmentan al planeta, donde el poder energético apisona los recursos. De ahí, que no debamos caer en la tentación de dejar de afrontar estos temas de manera directa en la escuela, ya que la verdadera transformación social hacia el arraigo de esos valores ambientales centrados en el ahorro, la autosuficiencia y la eficiencia, pasan por una responsabilidad de todos.

1.5. Limitaciones de la Investigación

Las limitaciones que se presentan para dicho proyecto de tesis son:

- Ruta de acceso: el camino de herradura, la cual es la ruta de acceso al caserío Huacrupe dificultó para las visitas constantes.
- Poca movilidad, horas determinadas para acceder al caserío Huacrupe.
- Poca disponibilidad de tiempo por parte de los pobladores de dicho caserío para que sean encuestados y entrevistados.

1.6. Objetivos de la Investigación

1.6.1. Objetivo general

Diseñar una microcentral de generación de energía eléctrica mediante paneles solares que permita abastecer con energía eléctrica al caserío Huacrupe, Distrito Olmos, Provincia Lambayeque.

1.6.2. Objetivos específicos

- Realizar la evaluación de la máxima demanda actual y futura de la población del caserío Huacrupe.
- Realizar una investigación sobre los niveles promedio de radiación solar de dicho lugar.
- Realizar el diseño de la microcentral Solar.
- Elaborar el diseño de la microred para la distribución de la energía eléctrica.
- Estimar el presupuesto necesario para la construcción del proyecto.
- Realizar la evaluación económica del proyecto, TIR y VAN.
- Elaborar los planos correspondientes a la microcentral solar.
- Realizar un plan de mantenimiento para la microcentral solar.

II. MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes de Estudios:

2.1.1. Nivel Internacional.

(HERALDO.ES, 2008)

PLANTA DE 9,94 MEGAVATIOS UBICADA EN LA LOCALIDAD ZARAGOZANA DE ZUERA

Cuenta con 45.540 módulos solares montados en ejes de seguimiento solar, repartidos en 90 instalaciones de 100 kilovatios cada una.

El consejero de Industria, Arturo Aliaga, ha reiterado la apuesta del Gobierno de Aragón por las energías limpias, tanto por la solar y la eólica como la generación de hidrógeno a partir de renovables.

Aliaga ha recordado que Aragón ha logrado superar con creces el objetivo marcado en 2004 de alcanzar 50 MW de potencia instalada en energía solar fotovoltaica, gracias a una inversión de unos 1000 millones de euros.

Con ello, ha indicado, Aragón produce en estos momentos 1500 MW de energías renovables, por encima del consumo eléctrico de la Comunidad.

(http://www.heraldo.es/noticias/economia/inaugurada_mayor_planta_solar_fotovoltaica_sobre_suelo_aragones.html)

(PEREIRA, 2008)

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE AMARELEJA

La planta se ha desarrollado, construido y operado por ACCIONA, líder mundial en energías renovables, presente en siete tecnologías limpias y catorce países de los cinco continentes. Mitsubishi Corporation tiene una participación del 34% en la empresa de desarrollo (Amper central Solar, filial de ACCIONA) en marco

de la alianza estratégica mantenida entre ambos grupos en el contexto de las energías limpias.

El centro de Amareleja demuestra la capacidad de ACCIONA para llevar a cabo proyectos fotovoltaicos a gran escala, y sitúa a la compañía como referencia mundial en este tipo de instalaciones.

(<http://josecarlospereira.blogspot.pe/2008/12/maior-central-fotovoltaica-do-mundo-em.html>)

(EDWIND.COM, 2014)

CENTRAL DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ARGENTINA

La instalación de energía solar localizada en el municipio de Brandsen, la mayor en construcción en la provincia, se compone de una parte de 95 kilovatios con estructuras fijas y de otra parte de 5 kilovatios con un seguidor de doble eje. El parque solar sobre suelo, que se extiende sobre una superficie de 2000 m^2 en un terreno cedido por el gobierno municipal, incorpora 440 módulos solares y 6 inversores.

La financiación para este proyecto piloto procede de fondos específicos para investigación y desarrollo del Programa Provincial de Incentivos a la Generación de Energía Distribuida (Proinged). El proyecto servirá para evaluar la tecnología en un primer momento y posteriormente, podría servir de modelo para otros proyectos solares en otros puntos de la provincia de Buenos Aires.

(mailto:<http://www.evwind.com/2014/10/19/primera-central-de-energia-solar-fotovoltaica-en-buenos-aires/>).

2.1.2. Nivel Nacional.

(RODRÍGUEZ, 2012)

PERÚ TIENE LA PRIMERA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE SUDAMÉRICA

Con el fin de contar con una nueva fuente de energía renovable, se inauguró en el distrito de La Joya (Arequipa) la central fotovoltaica Repartición, primera de este tipo en el Perú como en Sudamérica.

La central usa energía solar para generar 22 megavatios y 40 megavatios en sus dos etapas, y producirá electricidad para 8 mil habitantes de la región. La obra fue ejecutada por española T-Solar.

Marta Martínez, delegada consejera de T-Solar, detalló que el proyecto surgió en el 2009 cuando el gobierno peruano inició una serie de regulaciones que permitían introducir energías renovables. Para acceder a la concesión, el ministerio de Energía y Minas lanzó una subasta de inversión para la explotación de energías solares.

La concesión fue obtenida por T-Solar al ofertar el pago de US\$ 120 por cada megavatio vendido. Se informó que el proyecto tuvo una inversión de US\$ 160 millones.

La planta está instalada en más de 210 hectáreas en ambas plantas. La radiación es captada por los paneles y canalizada por una línea energética hasta los transformadores. La cantidad de energía aportada al sistema nacional de generación eléctrica beneficiaría aproximadamente a unos 80 mil peruanos.

Esto nos abre las puertas a una nueva energía renovable. Además con estos proyectos, el Perú puede apuntalar el incremento de sus ingresos por los bonos de carbono a los que estos proyectos pueden hacerse acreedores. Recordemos

que estas políticas y proyectos convierten al Perú en un país amigable con el medio ambiente”.

Indicó que solo la región Arequipa tiene una demanda de 200 megavatios y el proyecto inaugurado generará 40 megavatios, lo cual hace ver que aún hay espacio para reemplazar la energía cara y que contamina, por la energía solar, eólica o hídrica. (mailto:<http://larepublica.pe/27-10-2012/el-perú-tiene-la-1ra-central-fotovoltaica-de-sudamérica>)

(EFE, 2013)

PERÚ INAGURA DOS CENTRALES ELÉCTRICAS DE ENERGÍA SOLAR HECHAS POR ESPAÑOLES

La Central Fotovoltaica de Tacna cuenta con 121 hectáreas de superficie y su producción anual de energía se estima en 47,196 megavatios, mientras que la de Moquegua tiene 123 hectáreas y se calcula en 50.676 megavatios su producción anual. Tuvo una inversión de 250 millones de soles (US\$95,7 millones).(<http://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/peru-inaugurados-centrales-electricas-de-energia-solar-hechas-por-espanoles>)

(REPUBLICA.PE, 2012)

AREQUIPA; INAGURAN SEGUNDA PLANTA QUE CONVIERTE RADIACIÓN SOLAR EN ENERGÍA ELÉCTRICA

El sol que se irradia sobre las pampas de Majes se transformará en energía eléctrica. La empresa española T-Solar y el Gobierno Regional de Arequipa inauguraron ayer la segunda planta fotovoltaica (también llamado parque). Ésta convertirá la radiación solar a través de 56 834 paneles solares ubicados en una

extensión de 100 hectáreas. T-Solar resaltó que el complejo de Majes desarrollará 22 megavatios en su potencia máxima. Esta energía se interconectará al Sistema Eléctrico Nacional. Se le bautizó como Repartición. Ésta también pertenece a T-Solar. Según técnicos de la transnacional española, ambas aportarán 44 megavatios al año; estas plantas son las primeras de Sudamérica. (mailto:<http://larepublica.pe/16-11-2012/inauguran-segunda-planta-que-convierte-radiacion-solar-en-energia-electrica>)

2.1.3. Nivel Local

Después de realizar las investigaciones correspondientes, con ayuda de artículos científicos e información en la web, se concluyó que no existen antecedentes con respecto a nivel local.

2.2. Estado del arte

2.2.1. Evolución de paneles solares

A. Primera Generación.

La primera generación de materiales fueron los paneles solares cristalinos, con problemas para aprovechar la luz difusa y alcanzan temperaturas altas. Además utilizan materias primas caras (por ejemplo, obleas de silicio).



Figura 2.1

Figura 2.1: *Paneles solares basados en celdas solares de obleas de silicio.*

Fuente: Google

B. Segunda Generación

La segunda estaba compuesta por películas delgadas de distintos materiales, el problema es que en muchos casos se usan en su fabricación o en su composición materiales nocivos y muy difíciles de reciclar, lo que repercute negativamente en el costo de producción y en el medio ambiente.



Figura 2.2: *Módulo basado en silicio poli-cristalino depositado sobre vidrio.*

Fuente: Google

C. Tercera Generación

Las celdas Tándem son una manera de superar los límites de rendimiento impuestos por las ineficiencias, reduciendo las pérdidas del proceso, mediante el uso de más de una celda en el proceso de conversión. Esto se hace subdividiendo el espectro solar en diferentes rangos de energía y convirtiendo cada rango por una celda que tenga un gap Óptimo.

El tipo de celda solar tándem ya se ha usado comercialmente de manera amplia en dos áreas diferentes. Una es en la industria espacial, donde la tecnología epitaxia III-V se ha usado para construir celdas de alto rendimiento. Con estas celdas se han obtenido eficiencias terrestres por encima del 30% con estructuras como la mostrada en la figura 2.3. La otra aplicación de las celdas tándem es en celdas de aleaciones de SiGeH amorfas. En estas celdas se usa un método monolítico parecido al anterior con celdas de capas muy delgadas, obteniéndose un rendimiento modesto, pero muy estable a partir de este material de calidad baja.

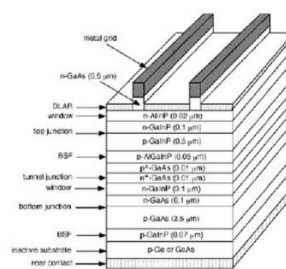


Figura 2.3: Celda tándem espacial monolítica.

Fuente: Google

D. Cuarta Generación

Esta cuarta generación está compuesta por paneles solares flexibles

hechos a base de polímeros, tecnología similar a OLED, que desde hace un tiempo inunda nuestras bombillas, pantallas de electrodomésticos, etc. Entre las ventajas de este material encontramos que es flexible, delgado, ligero, semi-transparente, en varios colores y dimensiones y de superficie homogénea. Además los creadores aseguran que no genera residuos tóxicos ni metales pesados, se ve afectado mínimamente por el ángulo de incidencia del sol o por luz poco intensa (debido a las peculiaridades del material) y niveles de temperatura excelentes, una tecnología que ya está instaurada en la industria del OLED y un precio competitivo.

2.2.2. Aplicaciones

Las aplicaciones para los sistemas fotovoltaicos son muy diversas, no solo variando el tipo de tecnología de células fotovoltaicas, sino variando los elementos que acompañan al sistema fotovoltaico.

Las aplicaciones más actuales de sistemas fotovoltaicos en las ciudades, se muestran en las siguientes imágenes, últimamente los diseñadores se han esforzado mucho en la estética y la versatilidad para colocar los paneles fotovoltaicos.

En la figura 2.4 se muestran sistema de paneles utilizado en la actualidad.

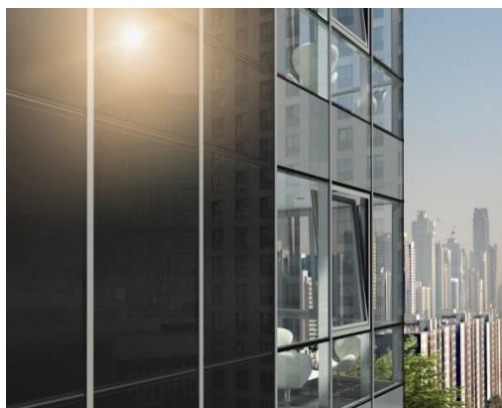


Figura 2.4: *Paneles fotovoltaicos como ventanas en edificio de Philadelphia.*

Fuente: Celentano EnergyService

2.3. Bases teórica científicas

2.3.1. Radiación Solar

La radiación solar absorbida por la atmósfera terrestre no es aprovechada al 100%. Según el Instituto Geofísico del Perú, en términos generales, el 24% de la radiación llega directamente, el 21% de la radiación no llega directamente. Mientras que el 29% se pierde en el espacio. (Ver figura 2.5).

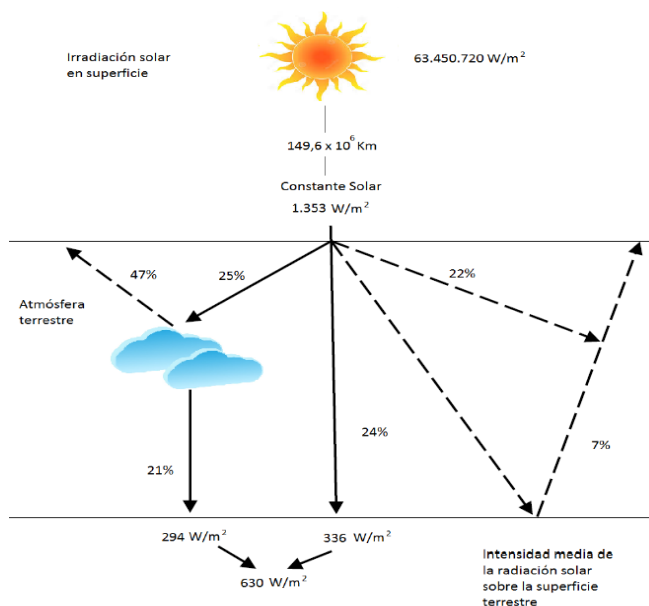


Figura 2.5: *Esquema de distribución de radiación.*

Fuente: Energía Solar Fotovoltaica” 4ta Edición.

Autor: Javier Méndez Muñiz, 2009.

A. Existen tres componentes de la radiación solar:

- **Directa:** Es la que proviene del sol, sin desviar su paso por la atmósfera.
- **Difusa:** Sufre cambios debidos a la reflexión difusión en la atmósfera.
- **Albedo:** Es la que se recibe por reflexión en el suelo u otras superficies próximas, puede ser directa o difusa.

La radiación directa es la mayor y la más importante en el diseño de un sistema fotovoltaico.

El Perú es uno de los países que cuenta con mayor radiación solar en el mundo, por ello cuenta con un gran potencial de desarrollo en el sector de energía fotovoltaica. Dentro de la región, solo Chile lo supera. Esto se puede observar en la figura 2.6.



Figura 2.6: Mapa Irradiación horizontal de Latinoamérica y el Caribe.

Fuente: "GeoModel Solar" es un consultor técnico con bases de datos online de mapas y servicios. <http://geomodelsolar.eu>

B. Geometría Solar.

Conocer la geometría solar es fundamental para poder estimar la

cantidad de energía que se pueda aprovechar por un panel fotovoltaico y la disposición óptima del mismo.

La orientación se define mediante el ángulo Azimut (Ψ), como se observa en la figura 2.7, el Azimut se define como el ángulo que forma la dirección sur con el objeto. (Positivo hacia el oeste).

La altura del sol (α) varía de acuerdo a las estaciones, este parámetro es importante, ya que aporta en la creación de sombras y en la irradiación recibida por el módulo. Se mide a partir del horizonte, con un valor de 0° y es positivo en el cenit.

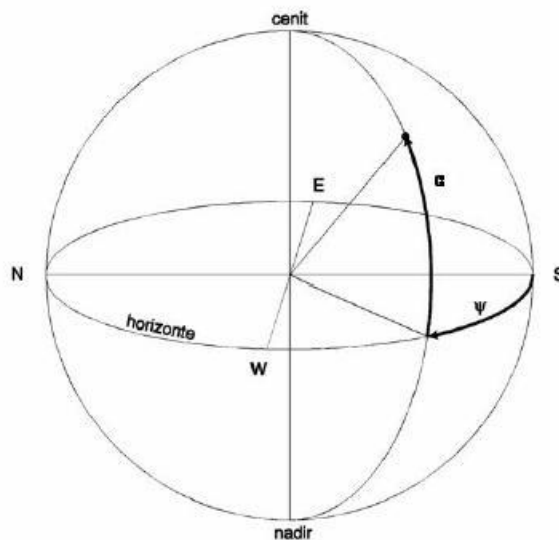


Figura 2.7: *Geometría Solar.*

Fuente: Radiación Solar, medidas y cálculos. Autor: Valeriano Ruiz Hernández y Manuel A. Silva Pérez. Universidad de Sevilla 2005.

En la Tabla 2.1, se muestra una declinación típica para cada mes. Esta es válida en todo el mundo y se ha tomado basada en un día, el cual se indica en la otra columna.

Tabla 2.1:
Declinaciones características mensuales.

Mes	Día del año	Declinación
Enero	17	-20,084
Febrero	45	-13,032
Marzo	74	-2,040
Abril	105	+9,046
Mayo	135	+18,078
Junio	161	+23,004
Julio	199	+21,011
Agosto	230	+13,028
Setiembre	261	+1,097
Octubre	292	-9,084
Noviembre	322	-19,002
Diciembre	347	-23,012

Fuente: "Radiación Solar: medidas y cálculos".

Autor: Valeriano Ruiz Hernández y Manuel A. Silva Pérez. Universidad de Sevilla 2005

C. Horas de Sol Pico (H.S.P.)

Esta unidad denominada hora solar pico es muy usada en el campo de la energía solar fotovoltaica y su conocimiento resulta útil en el análisis de sistemas fotovoltaicos.

Con el objetivo de facilitar los cálculos, se considera el caso hipotético de un Sol que logre una irradiancia constante de 1000 W/m², durante un relativo corto tiempo, pero de modo tal que la energía total que incidirá sobre el metro cuadrado considerado, durante todo el día, fuera igual a la que produce el Sol verdadero.

En la figura 2.8 se ha representado el efecto del Sol hipotético actuando desde las 9:30 a.m. hasta las 2:30 p.m., es decir, un tiempo total de 5 horas. Gráficamente, las áreas bajo las curvas son iguales, ya que ambas representan la misma energía total incidente.

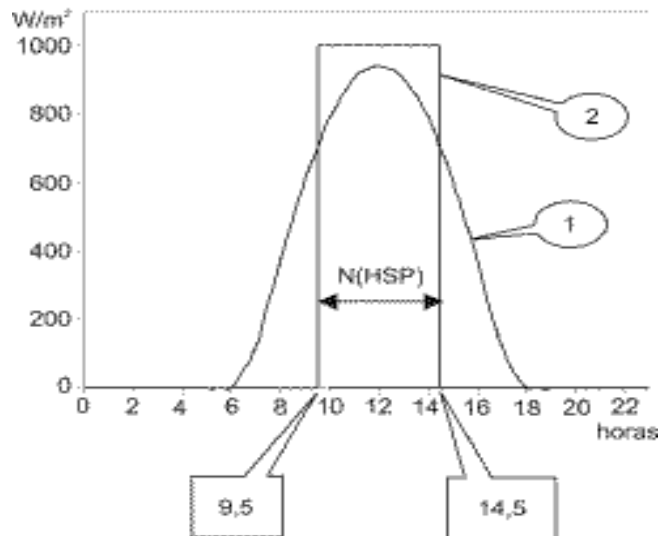


Figura 2.8: *Distribución horaria de la irradiancia solar en un caso Real (1) y otro hipotético (2).*
Fuente: Navegador Google.

Para calcular la energía total incidente en el día del ejemplo y un metro cuadrado, se tienen dos métodos:

1. Irradiación = Área bajo la curva 1.
2. Irradiación = Área bajo la curva 2.

Evidentemente, el cálculo es más simple por el segundo método, ya que:

$$\text{Irradiación} = (\text{ancho}) \times (\text{alto}) = n \text{ (HSP)} \times 1\,000 \text{ W/m}^2.$$

Utilizando ahora la unidad kW y precisando que $n \text{ (HSP)} = 5 \text{ h}$.

$$\text{Irradiación} = 5 \text{ h} \times 1 \text{ kW/m}^2 = 5 \text{ kWh/m}^2.$$

Obsérvese que el valor numérico de 5 (en kWh/m²), es igual al número de hora solar pico. Debe señalarse que esto último es sólo válido con las unidades aquí utilizadas y gracias al valor unitario de 1 kW/m², por lo que al caracterizar la irradiación solar del día analizado, puede hacerse por: 5 kWh/m² o 5 HSP.

2.3.2. Instalación Solar Fotovoltaica aislada

Un sistema fotovoltaico aislado o autónomo, se trata de un sistema auto-abastecedor, ya que aprovecha la irradiación solar para generar la energía eléctrica necesaria en el suministro de una instalación.

Para entenderlo mejor, se muestra en la figura 2.9 un sistema fotovoltaico, formado por:

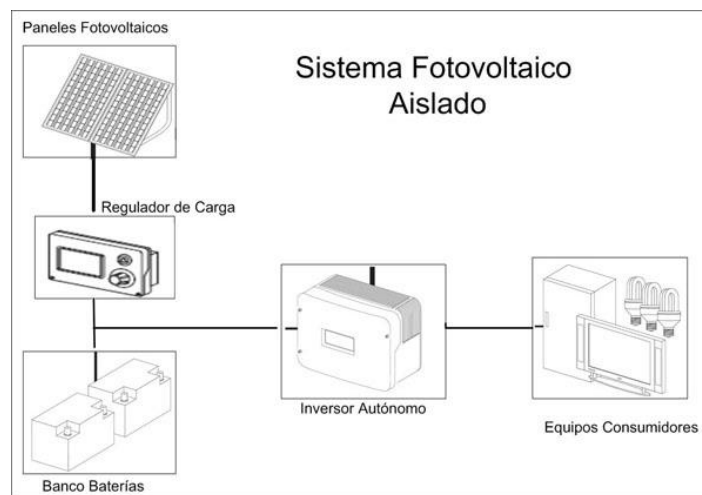


Figura 2.9: Sistema aislado fotovoltaico.

Fuente: Navegador Google

- El generador fotovoltaico que proporciona la tensión/corriente encargada de mantener la carga de la batería.
- La batería encargada de proporcionar energía a la instalación, cuando la irradiación solar sea escasa o nula.
- El regulador se encarga del control y el estado de la carga de la batería, adaptando los diferentes ritmos de producción y demanda de energía.
- El inversor se encarga de cambiar un voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna.

2.3.3. Panel Fotovoltaico

Se le llama así al grupo de células fotoeléctricas o celdas fotovoltaicas, estas pueden conectarse en paralelo o en serie, se conectan en serie para aumentar el voltaje y en paralelo para incrementar la corriente.

En la figura 2.10, se muestra la composición de la célula fotovoltaica a la izquierda y el panel fotovoltaico a la derecha.

Es un requisito que los módulos se fabriquen de acuerdo a la norma internacional IEC-61215 “Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre.

Cualificación del diseño y aprobación de tipo” o equivalente.

Dicha norma establece las pruebas necesarias para evaluar los siguientes aspectos:

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

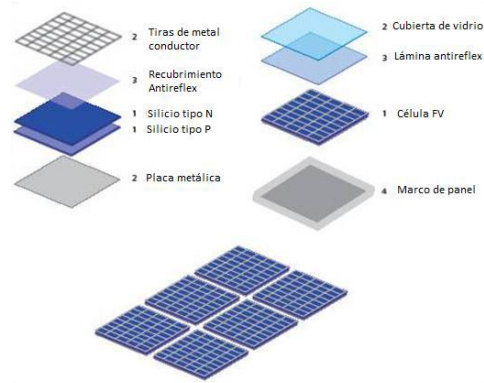


Figura 2.10: Fabricación de la célula y el panel fotovoltaico.

Fuente: "Photovoltaic Technologies" <http://www.odec.ca>

A. Efecto fotovoltaico.

La transformación de la radiación solar en energía eléctrica se realiza mediante un dispositivo denominado célula fotovoltaica. El proceso que realiza esta transformación se denomina efecto fotovoltaico, y se produce cuando la radiación solar incide sobre un material semiconductor.

Las células fotovoltaicas están formadas fundamentalmente por silicio. Este material es modificado químicamente para dar lugar a dos estructuras eléctricamente distintas entre sí, semiconductor tipo "p" y semiconductor tipo "n". Una vez que estos elementos se ponen en contacto, y se expone a la radiación solar, los fotones que transportan la energía de la luz solar, al incidir sobre ellos, hacen que generan una corriente eléctrica, convirtiendo así la célula fotovoltaica en una pequeña pila generadora de energía eléctrica. Este hecho se visualiza en la siguiente figura 2.11.

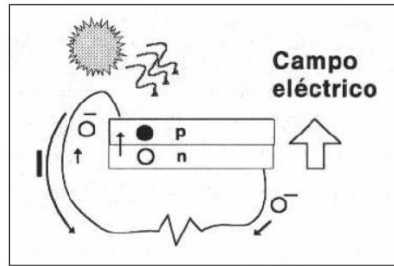


Figura 2.11: *Generación eléctrica por efecto fotovoltaico en una unión p-n*

Fuente: Miguel Pareja Aparicio

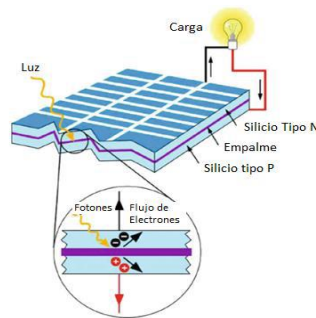


Figura 2.12: *Funcionamiento célula silicio.*

Fuente: "Photovoltaic Industrial Systems"

Autor: (Papadopoulou. Berlin 2011.)

La corriente eléctrica generada será proporcional a la irradiación incidente, (ya que al aumentar la irradiación aumenta el número de fotones), y dependerá también de otros parámetros (temperatura de la célula, temperatura ambiente, velocidad y dirección del viento, etc.), siendo, por tanto, el funcionamiento de la célula muy variable.

Con objeto de poder comparar las curvas características eléctricas de las distintas células fotovoltaicas existentes en el mercado se definen unas condiciones estándar de medida, que son: irradiación de 1000 W/m^2 , $25 \text{ }^\circ\text{C}$ en célula y velocidad del viento de 1 m/s . En estas condiciones, los valores de la célula suelen ser los siguientes:

$$I_{sc} = 3 - 3,5 \text{ A}$$

$$V_{oc} = 0,6 - 0,7 \text{ V}$$

En la figura 2.13, se muestra la curva de funcionamiento intensidad tensión típica de una célula fotovoltaica:

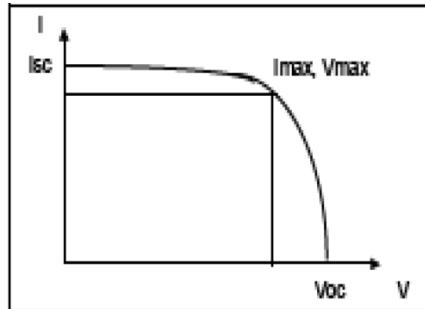


Figura 2.13: *Curva de funcionamiento I-V de una célula fotovoltaica.*

Fuente: Miguel Pareja Aparicio

En la actualidad, existen varios tipos de células fotovoltaicas con diversas tecnologías, cada una de ellas tiene diferentes propiedades y se debe escoger la más apropiada dependiendo de los siguientes factores:

Cristalinidad: Indica el grado de orden en la estructura cristalina de los átomos de silicio. Puede ser: monocristalino, policristalino o amorfo.

Coefficiente de absorción: Indica como la luz puede penetrar antes de ser absorbida por el material. Esto depende del material de la célula y de la longitud de onda de la luz.

Costo y complejidad de fabricación: Depende de un gran grupo de factores, número de pasos implicados, necesidad de ambiente especial, cantidad y tipo de material, necesidad de mover las células, entre otros.

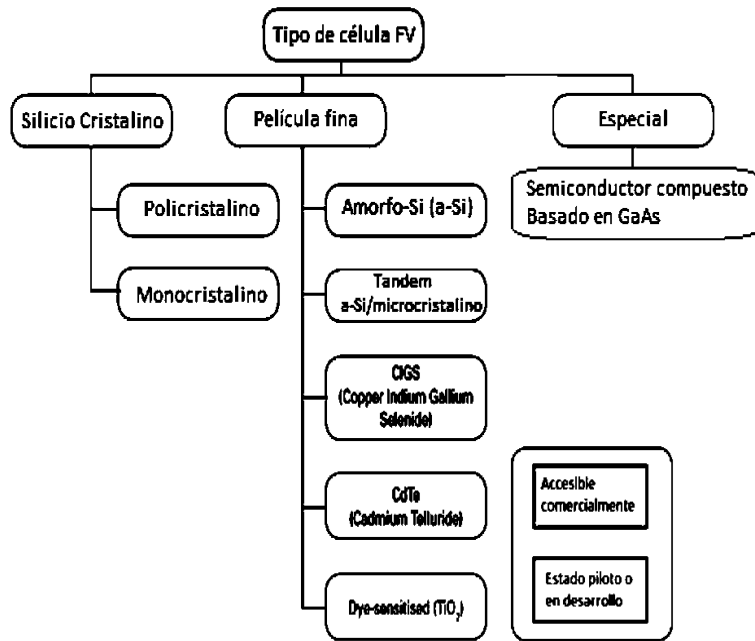


Figura 2.14: *Árbol de tecnologías fotovoltaicas.*
 Fuente: “Handbook for Solar Photovoltaic Systems”. Publicación:
 Building and Construction Authority (Gobierno de Singapur).

Las tecnologías de fabricación de células fotovoltaicas de silicio dan lugar a células de silicio monocristalino y policristalino, que son las más utilizadas en las aplicaciones que nos ocupan.

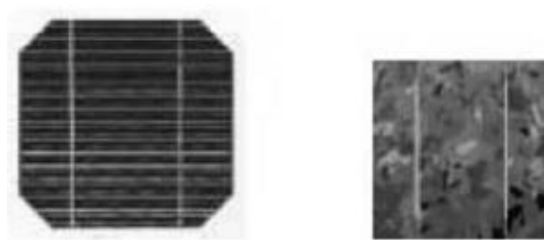


Figura 2.15: *Células de silicio monocristalino y policristalino.*
 Fuente: Miguel Pareja Aparicio

Otros procesos de fabricación más sencillos dan lugar a células de silicio amorfo de película delgada, que se utiliza en menor medida.



Figura 2.16: *Amorfo flexible – película delgada.*

Fuente: Google

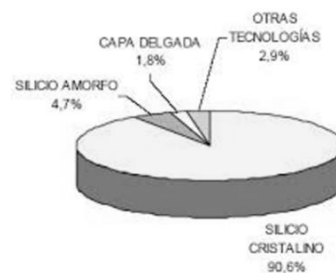


Figura 2.17: *Cuota mundial de producción de tipo de células fotovoltaicas.*

Fuente: Miguel Pareja Aparicio

B. Tipos de paneles

Las células solares, o células fotovoltaicas, más utilizadas son las formadas por una unión P - N y construidas con silicio monocristalino.

Las células se fabrican mediante la cristalización del silicio, por lo que se encuentran tres tipos principales (los más utilizados):

- a) **Monocristalino:** presenta una estructura cristalina completamente ordenada. Se obtiene de silicio puro fundido dopado con boro. Se reconoce por su monocromía azulada oscura y metálica.



Figura 2.18: *Panel solar de silicio monocristalino.*

Fuente:(sitiosolar.com-portal de energías renovables)

b) Policristalino: presenta una estructura ordenada por regiones separadas. Las zonas irregulares se traducen en una disminución del rendimiento. Se obtiene de la misma forma que el monocristalino pero con menos fases de cristalización (combinación de átomos). Se reconoce porque en su superficie se distinguen distintos tonos de azules y grises metálicos.

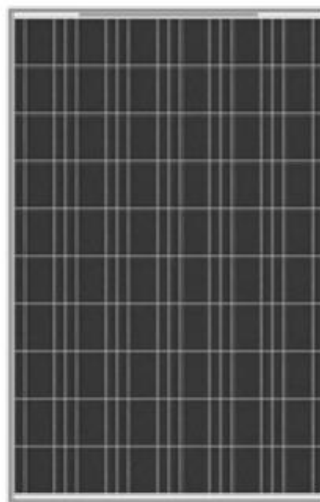


Figura 2.19: *Panel solar de silicio policristalino.*

Fuente:(sitiosolar.com-portal de energías renovables).

c) **Amorfo:** presentan un alto grado de desorden y un gran número de defectos estructurales en su combinación química. Su proceso de fabricación es menos costoso que los anteriores (se deposita en forma de lámina delgada sobre vidrio o plástico). Tienen un color homogéneo.

El uso de células de tipo amorfo permite adaptarse a cualquier superficie y se encuentran en diferentes colores, incluso son translúcidas para ser incorporados en acristalamientos. En su contra, la potencia que se obtiene es inferior a las células que utilizan silicio monocristalino o Policristalino.

Los paneles con células de tipo amorfo se utilizan en instalaciones de fotovoltaica conectadas a red, ya que permiten una mayor integración arquitectónica en viviendas y edificios.

La más utilizada en instalaciones aisladas son las de silicio monocristalino por ofrecer un mejor rendimiento. También se utilizan en instalaciones solares conectadas a la red, como los denominados huertos solares.

También existen otro tipo de células que son menos utilizadas:

- **De película delgada:** son las desarrolladas con sulfuro de cadmio (CdS) y sulfuro cuproso (Cu_2S). Su proceso de fabricación es sencillo pero su tecnología está poco desarrollada y ofrece un bajo rendimiento.
- **De arseniuro de Galio ($GaAs$):** se obtiene un elevado rendimiento con espesores muy pequeños y mantiene sus características ante elevadas temperaturas. Por el contrario,

presenta un elevado coste de producción debido a que el material utilizado es poco abundante.

C. Eficiencia de células fotovoltaicas

En la tabla 2.2 se muestran los valores de eficiencia en relación al material con el que se ha fabricado el módulo fotovoltaico.

Tabla 2.2:
Eficiencia de células fotovoltaicas.

Tecnología	Eficiencia del módulo
Silicio mono-cristalino	12,5 – 15 %
Silicio poli-cristalino	11 – 14%
Cobre Indio Galio Selenio	10 – 13%
Teluro de cadmio	9 – 12%
El silicio amorfo	5 – 7 %

Fuente: “Handbook for Solar Photovoltaic Systems”. Publicación: Building and Construction Authority (Gobierno de Singapur).

Podemos notar que la eficiencia de la célula de Silicio mono-cristalina es la más alta, sin embargo su alta pureza eleva los costos de producción y la encarecen. En nuestro caso, la mejor opción es la de utilizar la tecnología poli-cristalina, ya que es la superior en el balance rendimiento/costo.

La eficiencia es el cociente entre la potencia eléctrica producida por el módulo y la irradiación incidente sobre el mismo. Es decir, es el cociente entre la potencia máxima (P_M) de la celda con la potencia luminosa (P_L) recibida por la célula, tal y como se muestra en la siguiente ecuación1:

$$\eta = \frac{P_M}{P_L} = \frac{V_{PMP} \times I_{PMP}}{P_L}$$

Ecuación 1: *Eficiencia del módulo*

D. Parámetros característicos

En las fichas técnicas los paneles muestran datos de eficiencia, voltaje y amperaje bajo condiciones estándares, las cuales son llamadas STC (Standard Testing Condition). Estos parámetros son los siguientes:

- Irradiación 1000 W
- Temperatura del módulo 25°C
- AM 1.5.

El voltaje y la intensidad producida por los paneles fotovoltaicos depende de diversos factores, los más importantes son la irradiación y la temperatura a la cual se encuentre el módulo.

E. Características eléctricas

Para la realización de los cálculos se deben tener en cuenta las características eléctricas de los paneles fotovoltaicos. Es decir, que se extraen de sus hojas de características.

Para ello hay que consultar la denominada curva V - I, ya que representa la relación entre la tensión y la corriente entregada del panel a partir de unos valores de irradiación o, en su defecto, se indicarán ciertos parámetros que sirven para definirla. Los parámetros que lo definen son:

- **Intensidad de cortocircuito:** denominado 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 cortocircuito (tensión de salida de 0 voltios).
- **Tensión en circuito abierto:** denominado 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

0amperios).

- **Tensión nominal:** denominado 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 panel o módulo fotovoltaico. Se trata del valor máximo que se puede obtener del panel o módulo 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 aproximadamente 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} .

F. Curvas características

Los paneles fotovoltaicos tienen curvas características en las cuales se muestra el funcionamiento de los paneles y cuál es el efecto ante cambios en la temperatura o radiación.

a) Curvas Intensidad vs Tensión y Potencia vs Tensión

En la figura 2.20 se muestran los puntos característicos en los catálogos de paneles, usualmente se expresa la potencia del panel en el Punto de Máxima Potencia (PMP), aunque para el cálculo del cableado es

recomendable utilizar el punto de corto circuito (I_{CC}).

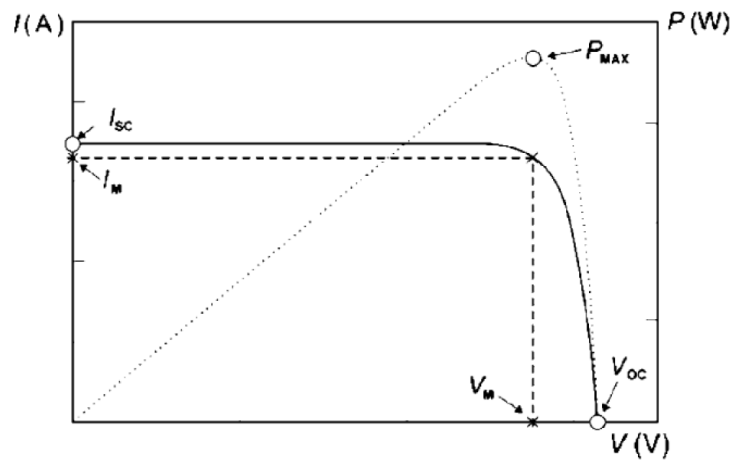


Figura 2.20: Curva $I - V / P - V$.

Fuente: "Photovoltaic Industrial Systems" Autor: Papadopoulou. Berlin2011.

b) Efecto de la temperatura

En la figura 2.21 podemos notar que conforme disminuye la temperatura, aumenta la tensión de salida (también la potencia), y la corriente se mantiene casi constante. Este efecto se debe a que las propiedades del silicio varían con la temperatura.

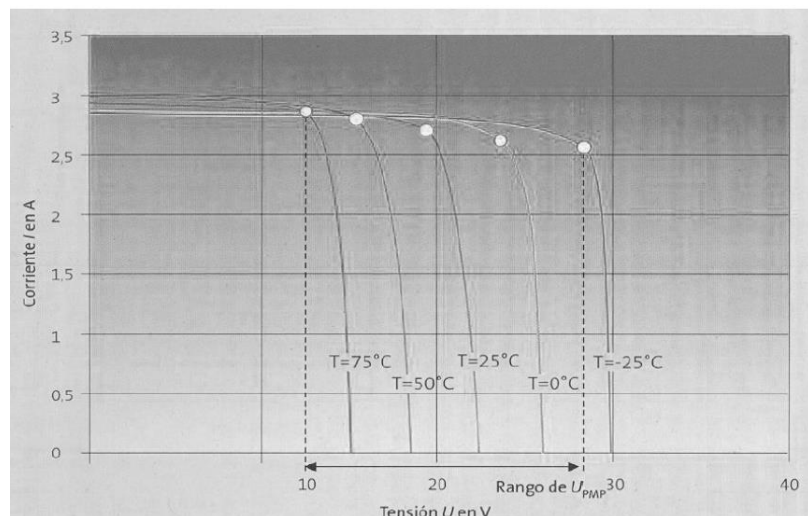


Figura 2.21: Efecto de la temperatura.

Fuente: "Diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica de 1.1 MW". Autor: Roger Guardiola Parera. Junio 2008

c) Efecto de la radiación

Es evidente que a mayor radiación, el panel produzca una potencia mayor. Este efecto se muestra en la figura 2.22.

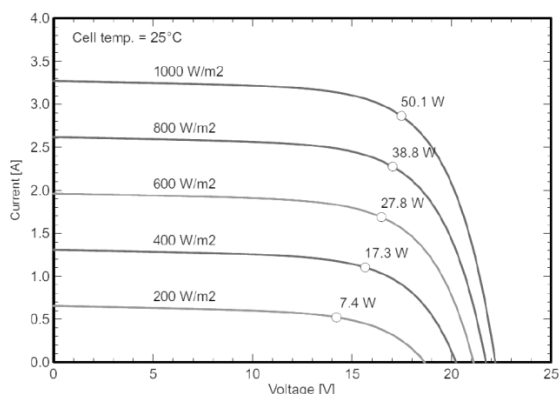


Figura 2.22: Efecto de radiación en panel 50 Wp Ever Exceed.
Fuente: Hoja de datos técnicos ESm50-156. Panel 50 Wp marca Ever Exceed.

d) Efecto sombras

Las sombras pueden ser muy perjudiciales tanto para la potencia entregada como para la vida útil de los paneles fotovoltaicos. Es siempre recomendable evitar sombras en los paneles.

Como recomendación, la distancia mínima que debe existir entre un muro, árbol o panel y un panel solar debe ser la siguiente:

$$d_{min} = \tan^{-1} \frac{H}{d}$$

Ecuación 2: La distancia mínima que debe existir entre un muro, Árbol o panel y un panel solar.

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

Dónde:

- **d**: Distancia entre el panel fotovoltaico y cualquier objeto causante de sombra.
- **H**: Altura de objeto causante de sombra sobre el panel

fotovoltaico.

Lo cual garantiza que los paneles se encuentren libres de sombras durante por lo menos 8 horas diarias, centradas al mediodía, y a lo largo de todo el año.

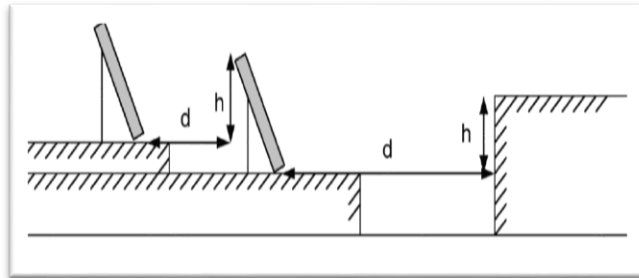


Figura 2.23: *Distanciamiento entre Filas de módulos fotovoltaicos.*

Fuentes: “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red”. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Madrid – Julio 2011.

G. Energía generada por un panel

Para el cálculo se debe tener en cuenta la energía que genera un panel solar (E_{panel}) durante un día, para ello se utiliza la siguiente ecuación5:

$$E_{\text{panel}} = I_{\text{panel}} \times \text{HPS} \times \eta_{\text{panel}} \left(\frac{\text{Ah}}{\text{día}} \right)$$

Ecuación 3: *Energía generada por un panel.*

En donde:

- La I_{panel} , corresponde a la corriente de pico o corriente máxima.
- HPS, corresponde a las horas de pico solar (horas de suficiente irradiación solar)
- η_{panel} , corresponde al rendimiento del panel.
- En el rendimiento del panel (η_{panel}), se puede escoger valores típicos entre el 85 al 95%. Como norma general

se escoge un rendimiento general del 90%, por lo que se multiplica por 0,9.

H. Símbolo

El símbolo de una celda solar o de un panel solar se puede encontrar representado como en la figura 2.24.

Se indica en la figura 2.24, el sentido de la corriente eléctrica generada (I), así como la polaridad de las conexiones.



Figura 2.24: *Símbolo utilizado para una celda o panel fotovoltaico.*

Fuente: Miguel Pareja Aparicio.

2.3.4. Parámetros de Diseño

A. Número de módulos solares

Para el cálculo del número de paneles solares necesarios para satisfacer la demanda eléctrica prevista en la zona, se necesitará la siguiente expresión en función del emplazamiento y tipo de panel solar que se vaya a instalar:

$$N = \frac{C_{ed}}{Pm_p \times HSP_{crit} \times PR}$$

Ecuación 4: *Número de paneles solares necesarios.*

Siendo:

- C_{ed} : El consumo diario estimado.
- Pm_p : es la potencia pico del módulo ISF-255 seleccionado.
- HSP_{crit} : es el valor de las horas de sol pico del mes crítico.
- PR : es el "Performance Ratio" de la instalación o rendimiento

energético de la instalación, definido como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, donde se tienen en cuenta las siguientes pérdidas originadas:

a). Pérdidas por dispersión de potencia de los módulos

La potencia que pueden desarrollar los módulos no es exactamente la misma, y por lo tanto tampoco lo son ni su intensidad ni su tensión de máxima potencia. De este modo, cuando se constituye un sistema generador formado por varios paneles o módulos conectados en serie, este hecho induce a que se produzca una pérdida de potencia debido a que el valor de la intensidad de corriente de paso será igual a la de menor valor de los paneles colocados en serie.

Las posibles pérdidas por dispersión de potencia se pueden estimar gracias al catálogo de propiedades técnicas suministrado por el fabricante de los módulos fotovoltaico seleccionados, la tolerancia de potencia (% P_{max}).

b). Pérdidas por incremento de temperatura de las células fotovoltaicas

El rendimiento de los módulos fotovoltaicos disminuye con el incremento de la temperatura a la que se encuentra la superficie del panel. Al ser un elemento expuesto a la radiación solar de manera continuada es necesario que exista una buena ventilación tanto por la superficie expuesta al sol como la parte posterior de los módulos. No obstante, incluso con buena ventilación, se produce un incremento de

temperatura de la superficie de los módulos con respecto a la temperatura ambiente exterior.

Para el cálculo del factor que considera las pérdidas por incremento de la temperatura del panel (P_t), se suele utilizar la siguiente expresión:

$$P_t = K_t \times (T_c - 25^\circ\text{C})$$

Ecuación 5: *Temperatura del panel.*

Siendo:

- K_t : El coeficiente de temperatura, medio en $^\circ\text{C}^{-1}$.

Generalmente este valor viene dado por el fabricante de la placa solar, aunque si este dato no lo proporcionara el fabricante se puede tomar por defecto el valor de $0,0035 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$.

- T_c : Es la temperatura media mensual a la que trabajan las placas fotovoltaicas. Para calcular esta temperatura, T_c , se suele emplear la siguiente formula.

$$T_c = T_{amb} + \frac{(T_{onc} - 20^\circ\text{C}) \times E}{800}$$

Ecuación 6: *Temperatura media mensual.*

Siendo:

- T_{amb} : La temperatura ambiente media mensual del lugar donde se instalaran los módulos fotovoltaicos. Este es un dato que puede ser extraído de la información que albergan las agencias de meteorología oficiales en cada país.
- T_{onc} : Es la temperatura de operación nominal de la

célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiación de 800 W/m^2 con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de $20 \text{ }^\circ\text{C}$ y la velocidad del viento de 1 m/s . Este dato también es suministrado por el fabricante del módulo solar.

- E : Es la radiación media en un día soleado del mes en cuestión.

c). Pérdidas debidas a la acumulación de suciedad en los módulos

En unas condiciones normales de emplazamiento y realizando tareas de mantenimiento y limpieza correspondientes de forma regular, los paneles fotovoltaicos no deben superar unas pérdidas por este concepto del 3%.

d). Pérdidas por sombras

Las pérdidas por el sombreado parcial de los generadores fotovoltaicos que penalizan su producción eléctrica se pueden estimar en torno al 4%.

e). Pérdidas por degradación de los módulos

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio debido a su exposición a la radiación solar, que de forma usual se admite que sean del orden del 1%.

f). Pérdidas eléctricas

La instalación eléctrica y el conexionado entre módulos, y de éstos con los demás componentes de la instalación fotovoltaica, se deberá realizar según las recomendaciones recogidas en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDEA, donde se indica que la caída de tensión no podrá superar el 3% (1,5% para la parte de corriente continua o directa y del 2% para los conductores de la parte de corriente alterna). Por tanto, teniendo en cuenta estas consideraciones, se estiman que las pérdidas eléctricas serán del 3%.

g). Pérdidas por reluctancia

Este tipo de pérdidas, que hacen referencia a los efectos angulares de la reflexión en los módulos, fueron estimadas por la Universidad de Ginebra y deben considerarse en un 2,9%.

B. Conexión módulos solares

a). Conexión paralelo

La conexión en paralelo se realiza conectando por un lado todos los polos positivos de las placas de la instalación solar, y por el otro, conectando todos los polos negativos. De esta forma, se mantiene el voltaje o tensión (voltios) de las placas solares mientras que se suma la intensidad (amperios).

Por ejemplo si se conectan en paralelo 4 placas solares de 140W y 7,9A (amperios) 12V cada una, se obtendrán 560W y 31,6A a un voltaje de 12 voltios. (Ver Figura 2.25).

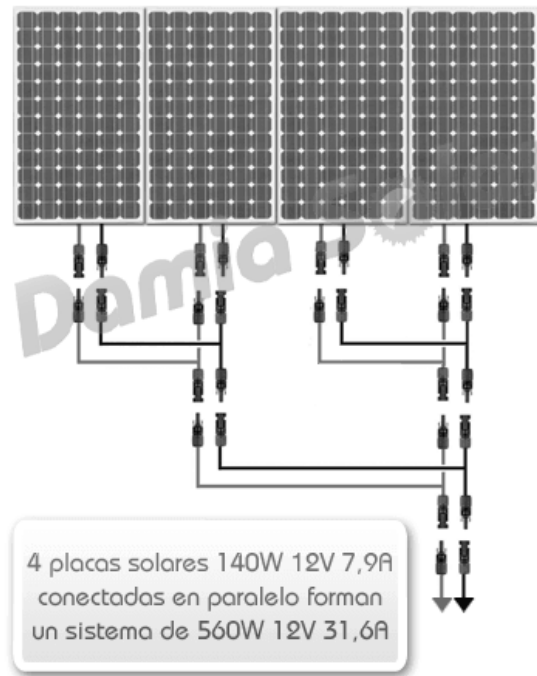


Figura 2.25: *Conexión de placas en paralelo.*

Fuentes: *Navegador Google página Damia Solar.*

b). Conexión serie

La conexión en serie se realiza en paneles solares con potencias entre los 200W y los 260W, compuestos por 60 células y para uso en instalaciones solares de 24V o 48V. Mediante la conexión en serie se conectan directamente las placas solares entre sí, conectando el polo positivo de un panel con el polo negativo del siguiente panel. A diferencia de la conexión en paralelo, se mantiene la intensidad y se suma el voltaje.

Por ejemplo, si se conectan en serie 4 placas de 260W 8,34A y V_{mp} de 31 o 32V (Voltaje en el punto de máxima potencia) cada una, se obtendrán 260W 124V y 8,34A. (Ver figura 2.26).

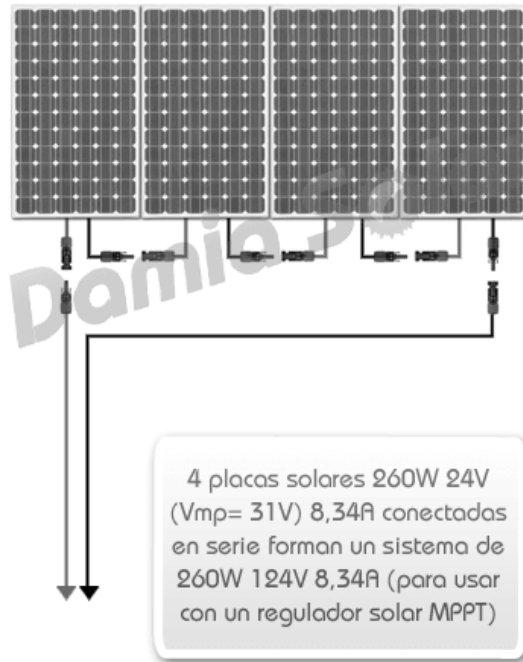


Figura 2.26: *Conexión de placas en serie.*

Fuentes: *Navegador Google página Damia Solar.*

c). **Conexión mixta serie y paralelo**

La conexión mixta en serie y paralelo se suele utilizar habitualmente en instalaciones solares donde se conecten 5 o más placas solares de 60 células y potencia superior a 200W, ya que permite obtener un voltaje no demasiado alto y a su vez, multiplicar el amperaje total de la instalación. De esta forma, gracias a esta conexión se aumenta tanto el voltaje como la intensidad, la cual posteriormente el regulador MPPT adaptará a las características de las baterías. La conexión mixta se utiliza por ejemplo en los inversores cargadores Eco solar multiplus MPPT, los cuales disponen de regulador MPPT que precisa de conexión mixta en serie y paralelo de las placas solares. Si se dispone de 6 placas solares de 260W 8,34A y Vmp de 31 o 32V, se conectarán 2 grupos de 3 placas en serie y luego se conectarán los 2 grupos entre

ellos en paralelo. Resultando un sistema de 520W 93V 16,68A.

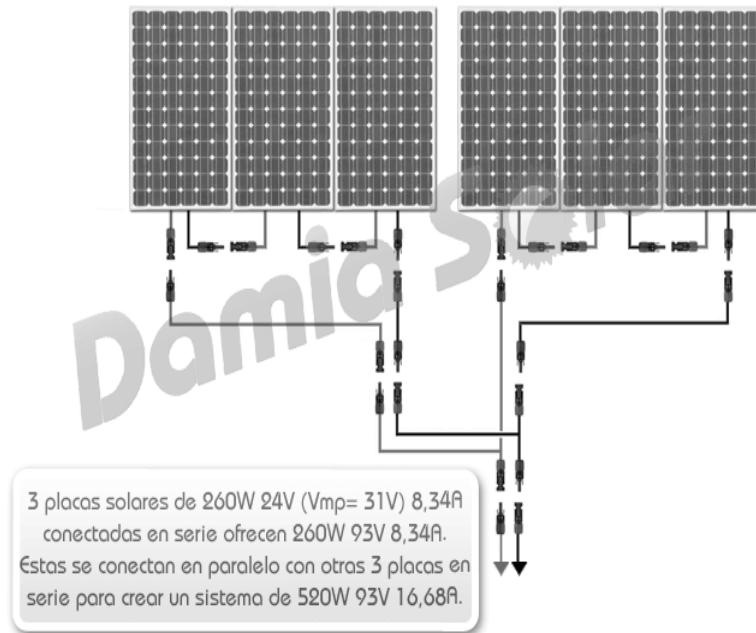


Figura 2.27: Conexión de placas en serie y paralelo.

Fuentes: Navegador Google página Damia Solar.

2.3.5. Componentes de un Sistema Fotovoltaico aislado

A. La Batería o Acumulador

La batería o acumulador es un dispositivo electroquímico capaz acumular energía en forma química y transformarla en energía eléctrica. La batería utilizada para aplicaciones fotovoltaicas es la recargable.

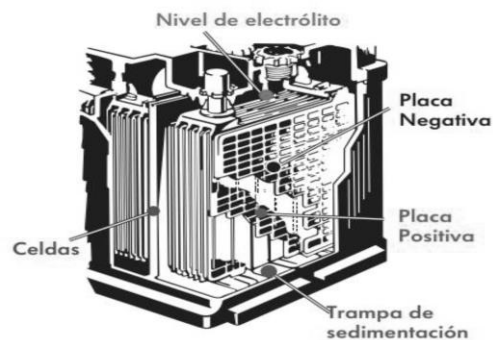


Figura 2.28: Partes de una batería.

Fuentes: "Funcionamiento y sistema de carga". Catálogo de baterías Hellamex. México.

a) **Las partes esenciales para explicar su funcionamiento son las siguientes:**

Placas: Son conductores metálicos de diferente polarización, con lo cual permiten un flujo de electrones.

Electrólito: Puede ser líquido, sólido o en pasta, es un conductor iónico que se descompone al pasar la corriente eléctrica.

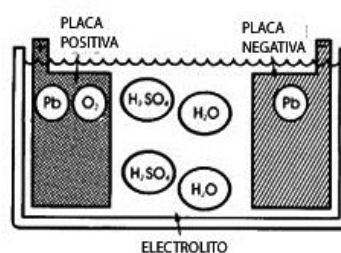


Figura 2.29: *Partes esenciales (placas, electrolito).*

Fuentes: "Funcionamiento y sistema de carga". Catálogo de baterías Hellamex. México

b) **Los principales parámetros que determinan el comportamiento de la batería son:**

- **Capacidad de descarga (Ah):** Es el producto de la intensidad de descarga por el tiempo que actúa. Se expresa en Amperios-hora.
- **Profundidad de la descarga:** Es el porcentaje de la capacidad total de la batería que es utilizada durante un ciclo de carga/descarga. Para aplicaciones fotovoltaicas es común utilizar baterías de descarga profunda, es decir, descargas entre 75% - 80%.
- **Vida útil en ciclos:** Se expresa en ciclos, es decir, la cantidad de cargas/descargas que llega a tener la batería. La vida útil depende del espesor de las placas, concentración del electrolito y principalmente de la profundidad de descarga.

c) Tipos de baterías:

Existen diferentes tipos de baterías solares, fabricadas cada una para cumplir con unas exigencias técnicas determinadas en cuanto al número de ciclos de descarga, vida útil, mantenimiento, capacidades de almacenaje y rendimiento.

Las baterías más adecuadas para sistemas fotovoltaicos son:

- **Baterías Monoblock:** Las baterías monoblock están destinadas a pequeñas instalaciones fotovoltaicas donde la relación calidad-precio tiene que ser equilibrada.

Sus placas están reforzadas con rejilla y aislamiento especial y, gracias a esta aleación, la pérdida de agua es muy reducida. Por ello, se recomienda su uso para sistemas aislados, telecomunicaciones, instalaciones de señalización o repetidores.



Figura 2.30: *Batería Monoblock.*

Fuente :Navegador Google.

- **Baterías AGM:** Las baterías AGM incorporan unas válvulas de regulación de gases para una mejor recombinación de éstos. Así, se evitan pérdidas, la presión interna queda mejor regulada y, por lo tanto, el rendimiento es mayor.

Por ello, cuando se requieren corrientes muy elevadas en plazos de tiempo cortos, las baterías AGM son perfectas debido a que

su resistencia interna es muy baja. Por ello, son más adecuadas que las Gel para situaciones con alta intensidad de descarga.



Figura 2.31: *Batería AGM.*

Fuente :Navegador Google.

- **Baterías estacionarias:** Las baterías estacionarias son perfectas para instalaciones que necesiten un consumo diario y durante largos períodos de tiempo. Esto es debido a que tienen una larga vida útil, superior a los 20 años, y permiten profundos ciclos de descarga diarios con resultados excelentes ante cualquier tipo de consumo.



Figura 2.32: *Batería Estacionarias.*

Fuente :Navegador Google.

Baterías de electrolito gelificado: Las baterías de electrolito gelificado o Gel presentan un funcionamiento cíclico de alta calidad, lo que las convierte en ideales para instalaciones de tamaño medio y grande que estén previstas para funcionar

durante largos períodos de tiempo o donde el mantenimiento sea muy complicado de realizar.

El gel que las compone se consigue mediante la del Electrolito con una Sílica amorfa, el cual da como resultado un compuesto de la consistencia de dicho gel.



Figura 2.33: Bateria de Gel.

Fuente :Navegador Google.

Baterías de Litio: La aleación de Li-Fe de las baterías de litio permite una descarga del 100% de su potencia. Por ejemplo, una batería de litio de 200 Ah se puede cargar a ese nivel, al contrario que en otras como las AGM o Gel, en las que la potencia de carga se sitúa en un 10-20% de la máxima potencia admitida por la batería. Ésta característica permite que el proceso de carga sea mucho más rápido que en todas las demás. Además, permite múltiples procesos de descarga (700 ciclos al 80% DOD).



Figura 2.34: Bateria de Litio.

Fuente :Navegador Google.

d) Cálculo de baterías.

Para el cálculo de las baterías o acumuladores solares, los dos parámetros importantes necesarios para su dimensionado son la máxima profundidad de descarga (estacional y diaria) y el número de días de autonomía.

Para calcular el valor de la capacidad nominal de las baterías (C_{NBAT}) en función de la descarga máxima estacional ($PD_{max,e}$) y al número de días de autonomía (n) (sin radiación solar), se utilizará la expresión siguiente:

$$C_{NBAT} = \frac{Q_{ah} \times n}{PD_{max,e}}$$

Ecuación 7: Valor de la capacidad nominal de las baterías.

Para calcular el valor de la capacidad nominal de las baterías (C_{NBAT}) en función de la descarga máxima diaria ($PD_{max,d}$), se utilizará la expresión siguiente:

$$C_{NBAT} = \frac{Q_{ah}}{PD_{max,d}}$$

Ecuación 8: Valor de la capacidad nominal de las baterías.

e) Vida Útil

La vida útil se mide en ciclos, que se definen como el número de veces que se produce la carga y la descarga. Es decir, con cada carga y descarga (ciclo) la batería va perdiendo propiedades, así pues contra más ciclos entonces más envejece la batería, disminuyendo la capacidad máxima que puede alcanzar la batería.

Contra mayor sea la descarga (disminución de la capacidad) menor será el número de ciclos y, en consecuencia, menor será la vida útil.

f) Símbolo

En la figura 2.35, se muestra el símbolo más importante o habitual utilizado para representar: una pila, un acumulador o una batería de pilas.

Es opcional, añadir al símbolo, los signos de polaridad: polo positivo (+) y polo negativo (-), puesto que el propio símbolo ya los diferencia, siendo el trazo más largo el que representa al polo positivo, y el trazo corto el que representa al polo negativo.

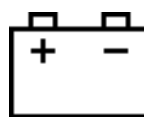


Figura 2.35: *Símbolo acumulador*

Fuente: Navegador Google.

g) Conexión de los acumuladores o baterías

Paralelo: se conectan todos los polos positivos y, por separado, todos los polos negativos.

Con ello se consigue aumentar la capacidad y mantener un mismo valor de tensión. La capacidad es igual a la suma de todas las capacidades de cada batería, o lo que es lo mismo, el producto de la capacidad de cada batería por el número de baterías (ya que se supone que tienen las mismas características). Se muestra un ejemplo en la figura 2.36, con 3 baterías de 12 voltios y capacidad de 250 amperios-hora conectadas en paralelo; el conjunto dispondrá de una tensión de 12 voltios y una capacidad de 750 amperios-hora.

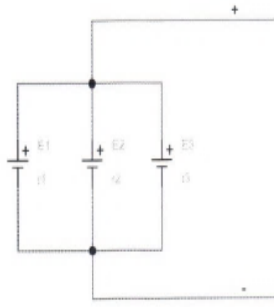


Figura 2.36: *Conexión en paralelo de baterías.*
 Fuente: Miguel Pareja Aparicio.

Serie: se conecta un polo positivo de un módulo negativo con el polo negativo del siguiente.

Con ello se consigue aumentar la tensión y mantener el mismo valor de capacidad. La tensión generada es igual a la suma de todas las tensiones por cada batería, o lo que es lo mismo, el producto de la tensión de cada batería por el número de baterías (ya que se supone que tienen las mismas características). Se muestran un ejemplo en la figura 2.37, con 3 baterías de 12 voltios y una capacidad de 250 amperios-hora conectadas en serie; el conjunto dispondrá de una tensión de 36 voltios y una capacidad de 250 amperios-hora.

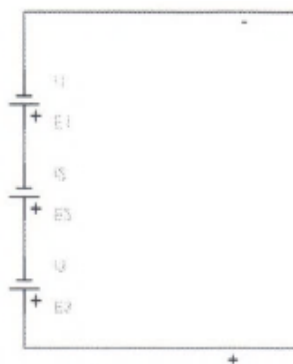


Figura 2.37: *Conexión en serie de baterías.*
 Fuente: Miguel Pareja Aparicio

Mixto: se encuentran asociadas tanto en serie como en paralelo. Se muestran un ejemplo en las figuras 2.38 y 2.39, con 4 baterías de 12 voltios y capacidad de 250 amperios-hora conectadas en serie, el paralelo de E_1 y E_2 con el paralelo de E_3 y E_4 ; el conjunto dispondrán de una tensión de 24 voltios y una capacidad de 500 Ah.

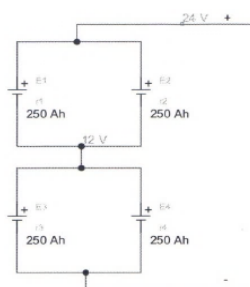


Figura 2.38: Conexión en mixta de baterías.

Fuente: Miguel Pareja Aparicio.

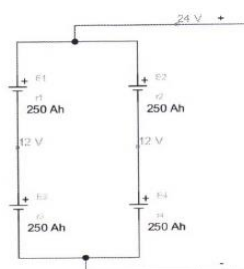


Figura 2.39: Conexión en mixta de baterías.

Fuente: Miguel Pareja Aparicio.

B. Regulador de carga

El regulador solar o regulador de carga es un dispositivo necesario en la instalación solar ya que se encarga de controlar la entrada a las baterías de la energía generada en los paneles solares. El regulador permite por un lado, alargar la vida de la batería y por el otro, obtener información y parámetros del funcionamiento de la instalación. Permite alargar la vida de las baterías ya que permite el paso de la electricidad según el estado en que se encuentre la batería en cada momento.

a) Las principales tareas que realiza son:

Evita sobrecargas en la batería: que una vez cargada la batería (EDC = 100%) no continúe cargando la batería. Así se evita la generación de gases y la disminución del líquido en el interior de la batería; en consecuencia aumenta la vida de la batería.

Impide la sobre descarga de la batería en los periodos de luz solar insuficiente: cuando una vez la batería esté descargada no continúe suministrando corriente a la instalación; en consecuencia aumenta la vida de la batería.

Asegura el funcionamiento del sistema en el punto de máxima eficacia.



Figura 2.40:Regulador de carga.Figura 2.41:Regulador de carga.
Fuente:Miguel Pareja Aparicio.Fuente:Miguel Pareja Aparicio.

b) Existen dos tipos de reguladores:

Paralelo o serie. En instalaciones de baja potencia se utilizan los reguladores paralelo o serie, y para potencias mayores los reguladores serie. Esto es así porque para tensiones mayores se necesita unos disipadores de potencia para los dispositivos de control de potencia de mayor tamaño, ya que deben soportar mayores niveles de intensidad.

Regulador Serie

El funcionamiento de este regulador es el de cortar el

suministro de energía del generador antes de que alcance la tensión máxima de la batería; es decir, cortar antes de que se llegue al nivel de sobrecarga.

En la figura 2.42, se puede ver el circuito básico de control serie con interruptores, los cuales se encargarán de que se esté cargando la batería o no (interruptor sobrecarga) y otro de que la batería entregue energía o no (interruptor sobre descarga).

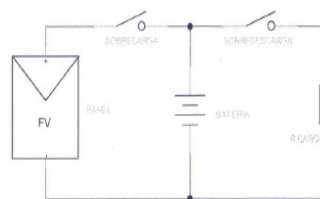


Figura 2.42:Regulador serie.
Fuente:Miguel Pareja Aparicio.

Regulador Paralelo

El funcionamiento de este regulador es disipar potencia, con el fin de eliminar el exceso de energía generada. Consiste en un transistor situado en paralelo con el generador fotovoltaico, tal y como podemos observar en la figura 2.43.

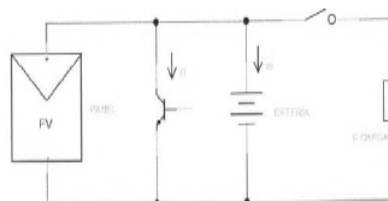


Figura 2.43:Regulador paralelo.
Fuente:Miguel Pareja Aparicio.

c) Cálculo del regulador

Para la selección del regulador de carga es necesario calcular cuál será la máxima corriente que deberá soportar, tanto en la entrada como en

su salida.

Calculo de la máxima corriente de entrada al regulador (I_{Re})

$$I_{entrada} = 1,25 * I_{MOD,SC} * N_P$$

Ecuación 9: *Máxima corriente de entrada al regulador (I_{Re})*

Donde :

$I_{MOD,SC}$: es la intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico seleccionado.

N_P : es el número de ramales de paneles solares dispuestos en paralelo del generador fotovoltaico.

Calculo de la máxima corriente de salida del regulador (I_{Rs})

$$I_{salida} = \frac{1,25 * (P_{DC} + \frac{P_{AC}}{n_{inv}})}{V_{BAT}}$$

Ecuación 10: *Máxima corriente de salida del regulador (I_{Rs})*

Donde :

P_{DC} : potencia de las cargas en continua (o corriente directa) que haya que alimentar.

P_{AC} : potencia de las cargas en alterna.

n_{inv} : rendimiento del inversor, en torno al 96%.

V_{BAT} : tensión de trabajo de la batería de acumulación.

C. Inversor

Un inversor de uso fotovoltaico es un convertidor que transforma la energía de corriente continua procedente del generador fotovoltaico en corriente alterna.

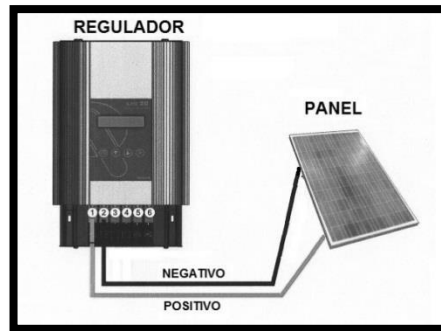


Figura 2.44: *Inversor fotovoltaico*
Fuente: Navegador Google.

a) Función principal

Una de las funciones que debe cumplir cualquier inversor solar es la de regular el valor de la tensión de salida. Esto se consigue básicamente de tres distintas formas:

- Regulando la tensión antes del inversor (convertidores DC/DC).
- Regulando la tensión en el propio inversor mediante un sistema de control (variando el ángulo de fase, mediante modulación de ancho de pulso (PWM))
- Regulando a la salida del inversor (mediante un auto-transformador)

b) Parámetros fundamentales de un inversor fotovoltaico.

Los parámetros característicos de un inversor solar son:

Tensión Nominal: Es la tensión que se debe aplicar a los terminales de entrada del inversor.

- Potencia Nominal: Es la potencia que puede suministrar el inversor de forma continuada.

- Capacidad de sobrecarga: Se refiere a la capacidad del inversor para suministrar una potencia considerablemente superior a la nominal, así como el tiempo que puede mantener esta situación.
- Forma de onda: En los terminales de salida del inversor aparece una señal alterna caracterizada principalmente por su forma de onda y los valores de tensión eficaz y frecuencia de la misma.
- Eficiencia (ó rendimiento): Es la relación, expresada en tanto por ciento, entre las potencias presentes a la salida y a la entrada del inversor. Su valor depende de las condiciones de carga del mismo, es decir de la potencia total de los aparatos de consumo alimentados por el inversor en relación con su potencia nominal.

c) Cálculo del Inversor

Si las cargas que debemos alimentar son a 230Vac, necesitaremos un equipo que transforme la corriente continua procedente del regulador en corriente alterna para alimentar las cargas. Esta es la función del inversor. A la hora de dimensionar el inversor solar, se tendrá en cuenta la potencia que demanda la suma de todas las cargas AC en un instante, de este modo se elegirá un inversor cuya potencia sea un 35% superior a la demandada por las cargas, suponiendo su funcionamiento al mismo tiempo.

$$P_{inv} = 1.35 \times P_{ac}$$

Ecuación 11: *Potencia nominal del convertidor.*

d) Elección del convertidor

Para la potencia del convertidor, se elegirá el inversor cuya potencia nominal o de salida sea el valor inmediatamente superior al de todo el consumo de corriente alterna de la instalación. También habrá que tener en cuenta el valor de la tensión de corriente continua.

e) Símbolo

El símbolo de un convertidor general es el de un cuadrado partido por una diagonal (ver figura 2.45), con los terminales de entrada a la izquierda y los terminales de salida a la derecha.

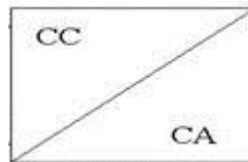


Figura 2.45: Símbolo de un convertidor.

Fuente: Miguel Pareja Aparicio.

Según el tipo de convertidor, se indica en la parte superior izquierda, el tipo de tensión de entrada: cc oca, y en la parte inferior derecha el tipo de tensión de salida: cc oca.

Además, según documentaciones, se utiliza las siglas cc (corriente continua) y ca (corriente alterna), o la representación gráfica de dos barras paralelas (corriente continua) y una señal sinusoidal (corriente alterna). Lo más usual es utilizar la representación gráfica.

D. Estructura de soporte

El tipo de estructura depende de las condiciones climatológicas, la aplicación y los requerimientos específicos de cada proyecto. Para nuestro caso, analizaremos si se debe utilizar seguidores solares o un sistema fijo.

Supongamos que disponemos de una superficie de paneles de 1 m^2 , y en la zona donde están instalados pueden producirse vientos de 200 Km/h . La fórmula que expresa la presión máxima del viento es:

$$P = \frac{F}{S} = 0.11 \times V^2$$

Ecuación 12: *Presión del viento.*

$$F = 0.11 \times V^2 \times S$$

Ecuación 13: *Fuerza del viento.*

Donde el significado de cada variable es:

- F: es la fuerza del viento en Kp .
- V: es la velocidad del aire en m/s .
- S: es la superficie receptora en m^2 .
- P: es la presión del viento en Kp/m^2 .

a) Sistema Fijo

Este sistema está fijo y para ello se debe realizar un estudio de determinación de la inclinación adecuada. El mantenimiento es mínimo, es la estructura que genera menor eficiencia pero es la más económica.

El sistema fijo tiene mayor duración y casi no requiere mantenimiento.

Debido a que no puede variar la inclinación, se debe considerar la lluvia y efecto de sombras en la elección de la inclinación.



Figura 2.46: *Estructura Fija.*

Fuente: Instalación realizada por Sun-nest.

b) Seguidores solares

Especialmente en cielos despejados, con alto efecto de radiación directa (nubosidad baja), se suele utilizar seguidores solares. Estos incrementan los costos iniciales, ya que se necesitan sistemas de control para modificar la inclinación (seguir al sol), un motor, engranajes y demás elementos mecánicos. Además, se necesitan realizar un mantenimiento a estos equipos mecánicos. Sin embargo, al seguir al sol en su trayectoria, suelen incrementar las potencias generadas. Existen diversos tipos de seguidores solares en la actualidad.



Figura 2.47: *Instalación de Seguidor Solar.*

Fuente : Google.

E. Cableado

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 5%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Todo el cableado de deberá ser de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado.

2.3.6. Planes de mantenimiento más comunes

2.3.6.1. Mantenimiento Correctivo.

El mantenimiento correctivo es una forma de mantenimiento del sistema que se realiza después de haber ocurrido un fallo o problema en alguna de sus partes, con el objetivo de restablecer la operatividad del mismo. Se utiliza cuando es imposible de predecir o prevenir un fracaso, lo que hace el mantenimiento correctivo la única opción. El proceso de mantenimiento correctivo se inicia con una avería y un diagnóstico para determinar la causa del fallo. Es importante determinar qué es lo que causó el problema, a fin de tomar las medidas adecuadas, y evitar así que se vuelva a producir la misma avería. Esta estrategia de mantenimiento puede resultar económica a corto plazo, al no invertir en planes de mantenimiento preventivo, si bien puede ocurrir que a causa de una falta de mantenimiento surja una avería que pueda resultar irreparable y con las graves consecuencias que esto conlleva, por tanto

no se recomienda este plan de mantenimiento, por estar demostrado que es mucho más costoso que cualquier otro a medio y a largo plazo.

2.3.6.2. Mantenimiento preventivo.

El mantenimiento preventivo es aquel mantenimiento que tiene como primer objetivo evitar o mitigar las consecuencias de los fallos o averías de un sistema del equipo, logrando prevenir las incidencias antes de que estas ocurran. Este plan de mantenimiento permite detectar fallos repetitivos, disminuir los puntos muertos por paradas, aumentar la vida útil de equipos, disminuir coste de reparaciones, detectar puntos débiles en la instalación entre una larga lista de ventajas.

El mantenimiento preventivo en general se ocupa en la determinación de condiciones operativas, de durabilidad y de confiabilidad de un equipo. Un plan de mantenimiento correctamente planificado puede reducir considerablemente los fallos de una instalación y sus consecuentes consecuencias acarreadas.

2.3.6.3. Mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo está basado en la determinación del estado de un sistema en operación, es decir, se basa en que los sistemas darán un tipo de aviso antes de que fallen por lo que este plan de mantenimiento trata de percibir los síntomas para después tomar acciones. En el mantenimiento predictivo se suelen realizar ensayos no destructivos, como medida de vibraciones, medición de temperaturas, termografías, intensidades, tensiones, etc. El mantenimiento predictivo permite que se tomen decisiones antes de que ocurra el fallo, de forma

que se subsane este antes. Detectar cambios anormales en las condiciones del equipo y subsanarlos es una buena forma, aunque no fácil, de evitar posibles averías en el sistema.

2.3.7. Evaluación Económica

La evaluación económica en términos de elección o selección de oportunidades de inversión, consiste en comparar los beneficios generados asociados a la decisión de inversión y su correspondiente desembolso de gastos. Por consiguiente evaluar un proyecto de inversión es medir su valor económico, financiero o social a través de ciertas técnicas e indicadores de evaluación, con los cuales se determinan la alternativa viable u óptima de inversión.

Los indicadores de inversión que se utilizan para la selección de un proyecto viable son: el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el factor beneficio costo (B/C).

2.3.7.1. El Valor Actual Neto (V.A.N.)

Conocido bajo distintos nombres, es uno de los métodos más aceptados.

Por Valor Actual Neto de una inversión se entiende la suma de los valores actualizados de todos los flujos netos de caja esperados del proyecto, deducido el valor de la inversión inicial.

Si un proyecto de inversión tiene un VAN positivo, el proyecto es rentable.

Entre dos o más proyectos, el más rentable es el que tenga un VAN más alto. Un VAN nulo significa que la rentabilidad del proyecto es la misma que colocar los fondos en él invertidos en el mercado con un interés equivalente a la tasa de descuento utilizada. La única dificultad para hallar el VAN consiste en fijar el valor para la tasa de interés, existiendo diferentes

alternativas.

La principal ventaja de este método es que al homogeneizar los flujos netos de caja a un mismo momento de tiempo ($t=0$), reduce a una unidad de medida común cantidades de dinero generadas (o aportadas) en momentos de tiempo diferentes. Además, admite introducir en los cálculos flujos de signo positivos y negativos (entradas y salidas) en los diferentes momentos del horizonte temporal de la inversión, sin que por ello se distorsione el significado del resultado final, como puede suceder con la T.I.R.

Dado que el V.A.N. depende muy directamente de la tasa de actualización, el punto débil de este método es la tasa utilizada para descontar el dinero (siempre discutible). Sin embargo, a efectos de “homogeneización”, la tasa de interés elegida hará su función indistintamente de cual haya sido el criterio para fijarla.

El VAN también nos permite determinar cuál proyecto es el más rentable entre varias opciones de inversión. Incluso, si alguien nos ofrece comprar nuestro negocio, con este indicador podemos determinar si el precio ofrecido está por encima o por debajo de lo que ganaríamos de no venderlo.

Representación matemática del VAN es:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{BN_t}{(1+i)^n} - I_0$$

Ecuación 14: *Valor actual neto.*

Dónde:

- VAN = valor actual neto.
- BN_t = beneficios netos en el periodo t.
- I_0 = inversión inicial.

- i = tasa de rendimiento requerida.
- t = periodos de tiempo.
- n = número de periodos.

$VAN > 0 \rightarrow$ el proyecto es rentable.

$VAN = 0 \rightarrow$ el proyecto es rentable también, porque ya está incorporado ganancia de la TD (tasa de descuento).

$VAN < 0 \rightarrow$ el proyecto no es rentable.

Entonces para hallar el VAN se necesitan:

- Tamaño de la inversión.
- Flujo de caja neto proyectado.
- Tasa de descuento.

2.3.7.2. Tasa Interna de Rentabilidad (T.I.R.)

Se denomina Tasa Interna de Rentabilidad (T.I.R.) a la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto (V.A.N.) de una inversión sea igual a cero. (V.A.N. =0).

Este método considera que una inversión es aconsejable si la T.I.R. resultante es igual o superior a la tasa exigida por el inversor, y entre varias alternativas, la más conveniente será aquella que ofrezca una T.I.R. mayor.

Las críticas a este método parten en primer lugar de la dificultad del cálculo de la T.I.R. (haciéndose generalmente por iteración), aunque las hojas de cálculo y las calculadoras modernas (las llamadas financieras) han venido a solucionar este problema de forma fácil.

También puede calcularse de forma relativamente sencilla por el método de interpolación lineal.

Pero la más importante crítica del método (y principal defecto) es la

inconsistencia matemática de la T.I.R. cuando en un proyecto de inversión hay que efectuar otros desembolsos, además de la inversión inicial, durante la vida útil del mismo, ya sea debido a pérdidas del proyecto, o a nuevas inversiones adicionales.

La T.I.R. es un indicador de rentabilidad relativa del proyecto, por lo cual cuando se hace una comparación de tasas de rentabilidad interna de dos proyectos no tiene en cuenta la posible diferencia en las dimensiones de los mismos. Una gran inversión con una T.I.R. baja puede tener un V.A.N. superior a un proyecto con una inversión pequeña con una T.I.R. elevada.

Su representación matemática del TIR es la siguiente:

$$\text{TIR} = i_1 + \frac{\text{VAN}_1(i_2 - i_1)}{\text{VAN}_1 + \text{VAN}_2}$$

Ecuación 15: *Tasa interna de retorno.*

Dónde:

- TIR = tasa interna de retorno.
- VAN_1 = valor actual neto positivo.
- VAN_2 = valor actual neto negativo.
- i_1 = tasa de descuento bajo.
- i_2 = tasa de descuento alto.

Por otro lado, mientras el VAN cumpla esta condición de ser mayor o al menos igual a cero, se sabe que se estará ganando más, o al menos la tasa que se fijó como mínimo aceptable. De esta manera, el criterio para tomar decisiones con la TIR es el siguiente:

Si “r” > “i” es recomendable aceptar la inversión.

Si “r” < “i” es preciso rechazar la inversión.

2.3.7.3. Factor beneficio costo (B/C).

La relación Beneficio Costo (B/C) compara de forma directa los beneficios y los costes.

Para una conclusión acerca de la viabilidad de un proyecto, bajo este enfoque, se debe tener en cuenta la comparación de la relación B/C hallada en comparación con 1, así tenemos lo siguiente:

- B/C >1 indica que los beneficios superan los costes, por consiguiente el proyecto debe ser considerado.
- B/C=1 Aquí no hay ganancias, pues los beneficios son iguales a los costes.
- B/C < 1, muestra que los costes son mayores que los beneficios, no se debe considerar.

2.3.8. Leyes y Normas Técnicas

- Resolución Ministerial R.M. N° 037-2006-MEM/DM Código Nacional de Electricidad-utilización: sección 350, nos hace referencia a los sistemas solares fotovoltaicos.
- N.T.E. EM.080 Instalaciones con energía solar (norma técnica de edificación EM080 instalaciones con energía solar), La presente norma de aplicación obligatoria a nivel nacional describe las especificaciones técnicas y los procedimientos constructivos básicos que deben cumplir las viviendas que incluyan sistemas solares fotovoltaicos y foto térmicos (para el calentamiento del agua).
- Resolución Directoral N° 003-2007-EM/DGE: Reglamento Técnico Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema

Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural.

- Artículo 1º de la Ley 28546, Ley de Promoción y Utilización de Recursos Energéticos Renovables no Convencionales en Zonas Rurales Aisladas y de Frontera del País, publicada el 16 de junio de 2005, establece que dicha Ley tiene por objeto promover el uso de las energías renovables no convencionales para fines de electrificación, con el fin de contribuir al desarrollo integral de las zonas rurales, aisladas y de frontera del país, así como mejorar la calidad de vida de la población rural y proteger el medio ambiente.

Guías de Diseño para los Proyectos de Ingeniería

- R.D. N° 017 – 2003 – EM/DGE (p. 31/Enero/2004). Norma DGE Alumbrado de Vías Públicas en Áreas Rurales.
- R.D. N° 019 – 2003 – EM/DGE (p. 31/Enero/2004). Norma DGE Especificaciones Técnicas de Obras Civiles para Subestaciones para Electrificación Rural.
- R.D. N° 021 – 2003 – EM/DGE (p. 31/Enero/2004). Norma DGE Especificaciones Técnicas de Montaje Electromecánico de Subestaciones para Electrificación Rural.
- R.D. N° 020 – 2003 – EM/DGE (p. 31/Enero/2004) .Norma DGE Especificaciones Técnicas de Montaje de Redes Secundarias con Conductor Auto portante para Electrificación rural.
- R.D. N° 027 – 2003 – EM/DGE (p. 12/Febrero/2004). Norma DGE Especificaciones Técnicas para el Suministro de Materiales y Equipos de Subestaciones para Electrificación Rural.

- R.D. N° 030 – 2003 – EM/DGE (p. 02/Marzo/2004). Norma DGE Especificaciones Técnicas para Levantamientos Topográficos para Electrificación Rural.

Norma de seguridad e higiene en centrales fotovoltaicas y micro redes

- R.M. N° 263 – 2001 – EM/VME Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Subsector de Electricidad.
- D.S. N° 020 – 1997 – EM Calidad de los Servicios Eléctricos.
- R.D. N° 003 – 2007 – EM/DGE. Reglamento Técnico Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural.
- Ley de Protección del Medio Ambiente y protección del patrimonio Cultural de la Nación según corresponda.

Norma ambiental en centrales Fotovoltaicas

- La certificación ISO 14001 es bien conocida en el sector industrial. Con esta certificación se trata de mejorar la manera en que una empresa reduce su impacto en el medio ambiente.
- Ley N° 27345: Ley de promoción del uso eficiente de la energía (08.09.2000) Declárese de interés nacional la promoción del Uso Eficiente de la Energía (UEE) para asegurar el suministro de energía, proteger al consumidor, fomentar la competitividad de la economía nacional y reducir el impacto ambiental negativo del uso y consumo de los energéticos.
- D.S. N° 029 – 1994 – EM. Reglamento de Protección del Medio Ambiental en las Actividades Energéticas.

Sistema de Utilización

- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- Código Nacional Electricidad Utilización.
- Normas DGE «Terminología en Electricidad» y «Símbolos Gráficos en Electricidad.
- Reglamento Nacional de Construcciones vigente.

2.3.9. Criterio de Riesgos

Para el diseño del sistema solar fotovoltaico, se tendrá en cuenta los peligros potenciales de su entorno, tales como, inestabilidad de masas-térrigenas en pendientes (deslizamientos, derrumbes, reptación de terrenos, etc.), embalsamientos, inundaciones, aluviones, flujo de lodo y/o escombros, sequías, etc.; de lo contrario esta infraestructura resultaría ser altamente vulnerable ante estos peligros.

Uno de los principales criterios de ubicación de este proyecto es que será diseñado en una zona de reducida frecuencia de ocurrencia de fenómenos naturales; Uno de los peligros potenciales es “El impacto del fenómeno El Niño”. Es por eso se hará una evaluación de la severidad de cada uno de estos peligros potenciales y un análisis de las vulnerabilidades.

2.4. Definición de la terminología

- **Diseño:** Es una proyección, Proceso previo de configuración mental, "pre-figuración", en la búsqueda de una solución en cualquier campo.
- **Microred:** Es un sistema eléctrico compuesto por un sistema de distribución de baja o media tensión a pequeña escala, con generación distribuida,

dispositivos almacenadores de energía y demandas controlables conectada al mismo; y con un sofisticado sistema de monitoreo y control que ofrece flexibilidad y versatilidad de operación.

- **Energía:** Capacidad que tiene un cuerpo en un determinado instante para realizar un trabajo.
- **Generación:** proceso de producción de energía eléctrica a partir de otras formas de energía.
- **Energía renovable:** Las energías renovables son energías limpias que contribuyen a cuidar el medio ambiente. Frente a los efectos contaminantes y el agotamiento de los combustibles fósiles, las energías renovables son ya una alternativa. En renovable os hablamos ahora de la Energía solar, eólica, biomasa, energía geotérmica, energía hidroeléctrica, hidrógeno, energía de los océanos y mucho más.
- **Central solar:** Es aquella instalación en la que se aprovecha la radiación solar para producir energía eléctrica. Este proceso puede realizarse mediante la utilización de un proceso foto térmico, o de un proceso fotovoltaico.
- **Electricidad:** Es el conjunto de fenómenos físicos relacionados con la presencia y flujo de cargas eléctricas. Se manifiesta en una gran variedad de fenómenos como los rayos, la electricidad estática, la inducción electromagnética o el flujo de corriente eléctrica.
- **Panel Fotovoltaico:** Conjunto de celdas (células fotovoltaicas) que producen electricidad a partir de la luz solar que incide sobre ellos.
- **Radiación Solar:** Energía emitida por el sol que incide en la superficie terrestre.

- **Radiación directa:** Es aquella que llega directamente del Sol sin haber sufrido cambio alguno en su dirección. Este tipo de radiación se caracteriza por proyectar una sombra definida de los objetos opacos que la interceptan.
- **Radiación difusa:** Parte de la radiación que atraviesa la atmósfera es reflejada por las nubes o absorbida por éstas. Esta radiación, se dirige en todas direcciones, como consecuencia de las reflexiones y absorciones. No produce sombra respecto a los objetos opacos interpuestos. Las superficies horizontales son las que más radiación difusa reciben, ya que ven toda la bóveda celeste (esfera ideal, sin radio definido, concéntrica con el globo terrestre, en la cual aparentemente se mueven los astros).
- **Radiación reflejada:** La radiación reflejada es, como su nombre indica, aquella reflejada por la superficie terrestre. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, también llamado albedo. Las superficies horizontales no reciben ninguna radiación reflejada, porque no ven ninguna superficie terrestre y las superficies verticales son las que más radiación reflejada reciben.
- **Corriente continua:** fenómeno físico por el cual se produce el movimiento de las cargas eléctricas siempre en la misma dirección y con la misma intensidad.
- **Irradiación:** Es la magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética.
- **Acumulador:** Es el dispositivo que permite el almacenamiento de energía eléctrica, mediante la transformación reversible de energía eléctrica en energía química.

- **Proceso foto-térmico:** se produce cuando el calor de la radiación solar calienta un fluido y produce vapor que se dirige hacia la turbina produciendo luego energía eléctrica.
- **Corriente alterna:** fenómeno físico por el cual se produce el movimiento de las cargas eléctricas primero en una dirección y luego en sentido inverso haciendo lo que se conoce como un ciclo de corriente alterna.
- **Proceso fotovoltaico:** es la denominación que recibe la conversión de la luz del sol en electricidad a través de células fotovoltaicas.

III. MARCO METODOLÓGICO

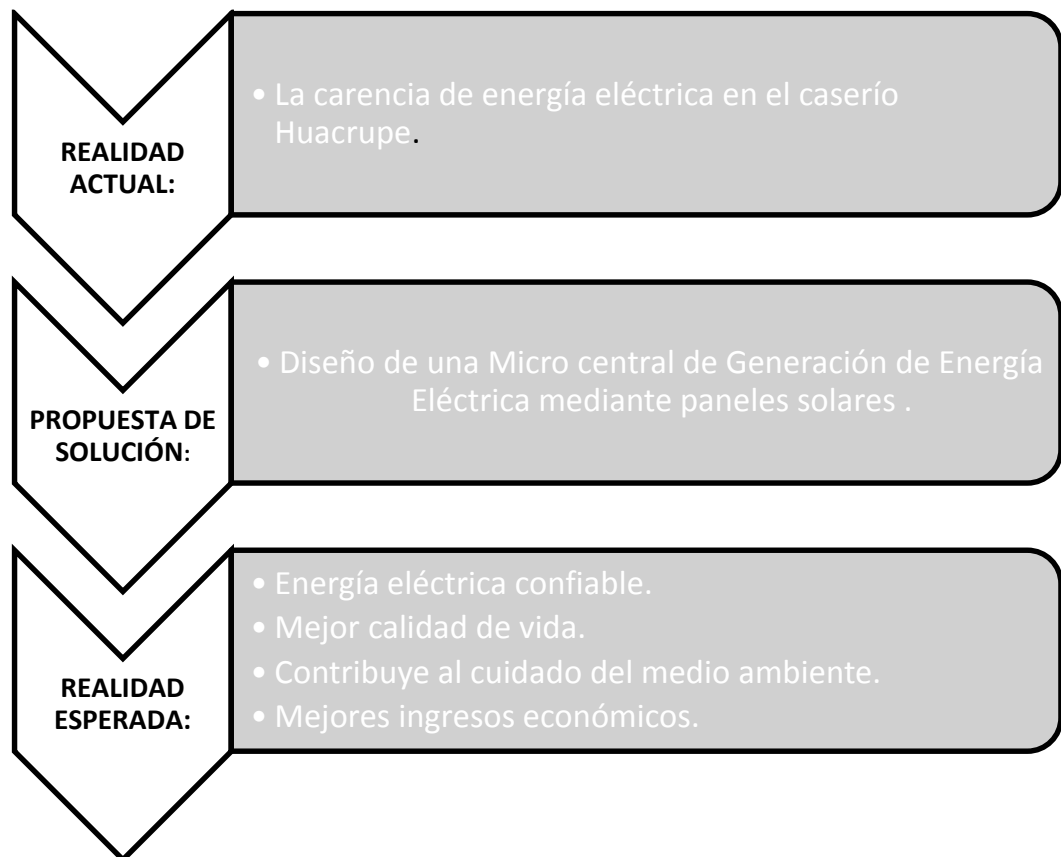
3.1. Tipo y diseño de la investigación

3.1.1. Tipo de investigación:

La investigación desarrollada en el presente estudio es de tipo Cuasi-experimental.

3.1.2. Diseño de la investigación:

Se representa mediante el siguiente gráfico:



3.2. Población y muestra

3.2.1. Población

En el presente proyecto de investigación, la población objeto está constituida

por los 16 abonados domésticos (viviendas) y 2 abonados de uso general (centro educativo, comedor popular), lo cual suman 18 abonados en total.

3.2.2. Muestra

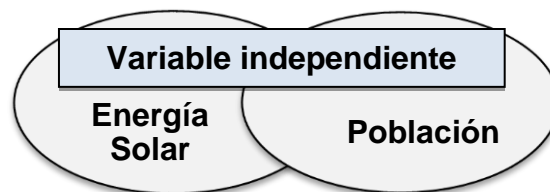
Para el presente proyecto, la muestra será los 18 abonados, la misma que la población, debido a su baja densidad poblacional del caserío Huacrupe.

3.3. Hipótesis

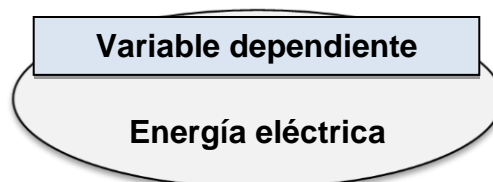
El diseño de una Micro central solar con su respectiva Microred, permitirá generar y distribuir energía eléctrica confiable para la población del caserío Huacrupe, distrito de Olmos, provincia de Lambayeque.

3.4. Variables

3.4.1. Variable independiente:



3.4.2. Variable dependiente:



3.5. Operacionalización

VARIABLES	DIMENSIÓN	INDICADORES	SUBINDICADORES	ÍNDICES	TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN	INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN	INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN
INDEPENDIENTE							
Energía Solar	Luz solar	Radiación solar	Irradiancia del lugar de emplazamiento	W/ m ²	Análisis de documentos	Guía de Análisis de documentos	NASA
	Potencia requerida	Demanda de potencia	Potencia consumida	Wp	Análisis de documentos Encuesta	Guía de análisis de documentos Encuesta	Multitester
	Localizar el lugar apropiado para la central	Debe tener un ángulo de inclinación	Este ángulo debe de ser ≤ 5°	Grados(°)	Observación y Análisis de documentos	Guía de observación y de Análisis de documentos	teodolito
Población	Máxima demanda	Demanda diaria de energía	Demanda diaria por vivienda	KW-h	Encuestas y entrevistas	Guía de Análisis de encuestas y entrevistas	-----
DEPENDIENTE							
Energía Eléctrica	Energía requerida	Energía generada	Energía consumida	KW-h	Análisis de documentos Entrevista	Guía de análisis de documentos Cuestionario	Contador de energía

3.6. Métodos, técnicas e instrumentos de recolección de datos.

3.6.1. Métodos de investigación

3.6.1.1. Analítico:

Se descompondrá el objeto de estudio en sus partes para conocer sus riesgos y propiedades. En nuestro caso tenemos que conocer el proceso de obtención de energía eléctrica por medio de la irradiación solar para poder determinar los parámetros de diseño.

3.6.1.2. Sintético:

Analizada la situación actual del caserío Huacrupe plantearemos una solución: diseño de una microcentral de generación de energía eléctrica a base de paneles solares.

3.6.1.3. Inductivo:

Al lograr con éxito el dimensionamiento de la microcentral de generación de energía eléctrica por medio de paneles solares y haber realizado los estudios pertinentes es factible determinar el correcto diseño para la microcentral.

3.6.1.4. Deductivo:

Al Definir las variables independientes y sus parámetros se debe inferir hipótesis para el diseño de una microcentral de generación de energía eléctrica por medio de paneles solares.

3.6.2. Técnicas de recolección de datos.

3.6.2.1. La Observación

Observaremos la realidad en la que se encuentra el caserío Huacrupe,

así nos orientaremos en la problemática que afecta al caserío, siendo la carencia de energía eléctrica. Esta técnica nos ayudará a conocer las condiciones del poblador en dicha zona y de esta forma diseñar el sistema solar fotovoltaico conforme a esas circunstancias.

Observaremos la realidad social y económica de la población.

3.6.2.2. La Encuesta

Se elaboró un tipo de encuesta a los pobladores del caserío Huacrupe para así poder conocer la realidad en la que se encuentra dicha población, analizando desde el punto de vista económico, social y energético, siendo este el más importante, pues nos llevará a determinar la máxima demanda a utilizar en dicho caserío.

3.6.2.3. La Entrevista

Las preguntas realizadas en la entrevista pueden cambiar según los entrevistados, el orden de las preguntas serán fijas en el formulario y serán de orden flexible, según se desenvuelve la conversación.

3.6.3. Instrumentos de recolección de datos

Se emplearán los siguientes instrumentos de investigación:

3.6.3.1. Guías de Observación

Se realizara una guía de observación, la cual nos ayudará a cerciorarnos de la realidad en la que se encuentra la población, esto se comprueba mediante fotografías, y las visitas realizadas al caserío. (Ver Anexo N°01).

3.6.3.2. Hoja de encuesta

Se realizará una encuesta para la población del caserío de Huacrupe

para establecer la máxima demanda de energía eléctrica que se necesitará para satisfacer a dicha comunidad (Ver Anexo N°02).

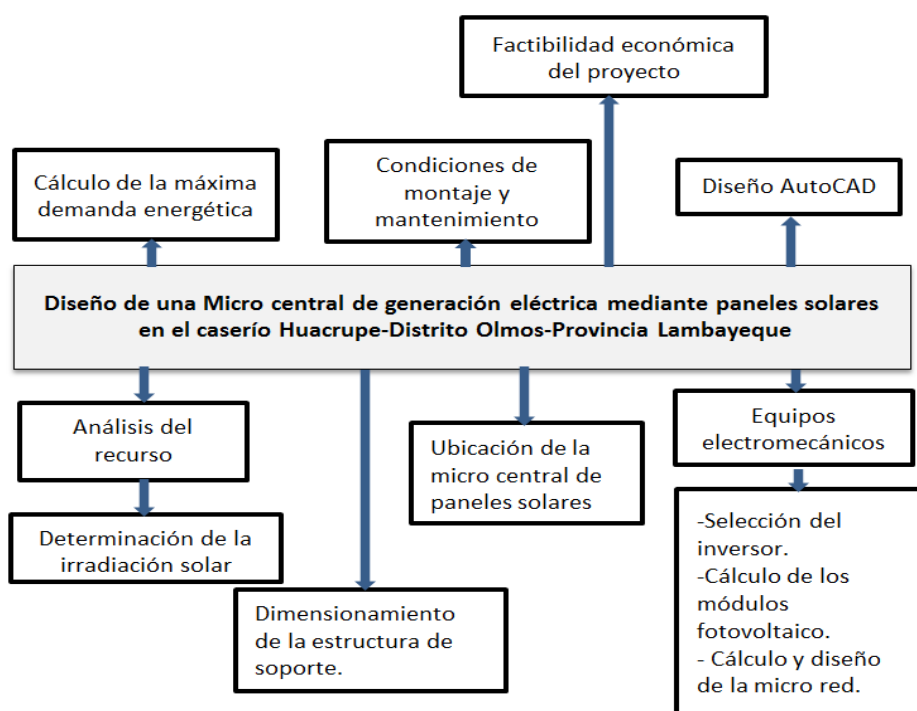
3.6.3.3. Entrevista

Para obtener una eficiente entrevista con los especialistas se elaborará una ficha con el fin de responder a nuestras interrogantes (ver Anexo N°03).

3.7. Procedimiento para la recolección de datos

3.7.1. Diagrama de flujo

Este proyecto de tesis se realizará de acuerdo al siguiente gráfico:



3.7.2. Descripción del proceso

3.7.2.1. Cálculo de la máxima demanda energética.

El análisis de la máxima demanda tiene por objetivo cuantificar la demanda de potencia y energía eléctrica en el Caserío Huacrupe por medio de la metodología SNIP.

A. Metodología SNIP

El Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP) es un instrumento del Estado que permite la mejor utilización de los recursos públicos destinados a la inversión. Para tal efecto, el SNIP aplica un conjunto de principios, normas técnicas, métodos y procedimientos para la formulación, evaluación y ejecución de Proyectos de Inversión Pública.

1. Diagnóstico de la situación actual

Recopila, sistematiza, interpreta y analiza la información de fuentes primarias y secundarias. El contacto con los involucrados y la vista de campo son esenciales. Este diagnóstico sustentará el planteamiento de los objetivos, fines y medios que se buscan alcanzar con el proyecto, así como las alternativas de solución.

2. Diagnóstico del área de influencia de las localidades comprendidas en el proyecto

Analizar las variables que permitan conocer el contexto en el cual se desarrollará el proyecto. Para ello define el área de influencia, enmarcada dentro del ámbito geográfico de la localidad o centro poblado donde se focaliza el problema.

Recurre a información estadística disponible a nivel general, local y sectorial, en el INEI, MINEM, OSINERGMIN, Gobierno Regional, Municipalidad distrital y/o provincial, entidad a cargo

de los servicios de electricidad o empresas concesionarias de distribución.

El estudio debe considerar temas como:

a) Localización

Menciona la región, provincia, distrito y un listado completo de las localidades beneficiadas, indicando su ubicación. Se recomienda la georreferenciación mediante coordenadas UTM (GPS). Incluye el mapa de ubicación del área de influencia en mapa de carta nacional.

b) Características físicas

Considera las características geográficas, climáticas, hidrológicas, etc. Para la evaluación del impacto ambiental, análisis del medio físico, natural y el medio biológico que podrían ser afectados por el proyecto. Para el análisis de riesgo de desastres, identifica los peligros que pueden afectar al proyecto (sismos, inundaciones, deslizamientos, etc.).

c) Vías de comunicación

- Accesibilidad, existencia y condiciones de los caminos y los medios de transporte.
- Riesgos que podrían confrontar la movilización de los recursos para ejecutar el proyecto.

d) Aspectos socioeconómicos

- Diagnostica la situación socioeconómica de la población determinando el ingreso promedio familiar mensual, las posibilidades de crecimiento y desarrollo económico.
- Identifica los tipos de producción y actividad económica predominante y en qué forma la desarrollan (individual, cooperativas, entre otros).
- Determina indicadores demográficos, niveles de educación, niveles de salud, calidad de las viviendas, condiciones económicas, niveles de ocupación, entre otros.

e) Potenciales usos de la energía

- Potencialidades de desarrollo económico frustradas por la falta de energía.
- Patrones de consumo por diferente tipo de abonado (domestico, comercial, etc.)
- Prospección de posibles productivos de energía.

f) Otros servicios existentes

- Analiza el equipamiento social y productivo con que se cuenta dentro de la zona del proyecto, en términos cuantitativos y cualitativos.
- Analiza los grupos sociales que serán beneficiados o perjudicados con el proyecto, así como las entidades que

apoyarían la ejecución y posterior operación y mantenimiento.

- A partir del contacto directo con los involucrados (trabajo de campo), precisa sus percepciones sobre el problema, sus expectativas e intereses, así como su participación en el ciclo del proyecto.
- Analiza las organizaciones y a los principales líderes que representan a la sociedad civil (organizaciones vecinales, juntas vecinales, organizaciones de pequeños comerciantes, organizaciones de madres, instituciones educativas, entre otras).
- Realiza una encuesta que identifique las necesidades (uso de energía) de la población afectada: disposición de pago, capacidad de pago, aceptación de la tecnología de abastecimiento de electricidad y actividades económicas a las que se dedica la familia.

3. Horizonte de evaluación

Es importante porque determina el tiempo sobre el que se proyectará la oferta, la demanda y las necesidades de inversión de cada alternativa. El horizonte está definido por la vida útil del proyecto que, en electrificación, tiene un promedio de 20 años. Sin embargo, puedes considerar periodos mayores con el debido sustento técnico.

4. Parámetros principales para la estimación de la demanda.

a) Tipos de abonados

- **Abonados Domésticos (AD):** Los abonados residenciales del área de influencia.
- **Abonados comerciales (AC):** Los que realizan algunas actividades o corresponden a áreas de comercio, incluso los que se encuentran dentro de viviendas.
- **Abonados de Uso General (AUG):** Escuelas, postas médicas, iglesias, centros comunales, etc., que forman parte del ámbito comunal.
- **Abonados de pequeña industria (API):** industrias cuya demanda es superior a la de un abonado comercial pero que no llega a ser una carga especial: talleres de carpintería, de calzado, etc., con producción en pequeña escala.

Las estimaciones del número de abonados domésticos comerciales, pequeña industria y abonados de uso general, por cada localidad, debe estar sustentada con información obtenida del trabajo de campo.

$$\text{N}^\circ \text{ de Abonados Totales} = \text{AD} + \text{AC} + \text{AUG} + \text{API}$$

Ecuación 16: *Cálculo del número de abonados totales*

b) Tipos de localidades.

Tabla 3.1

Calificación eléctrica para la elaboración de proyectos de subsistemas de distribución secundaria de acuerdo a la R.D.N° 015-2004-EM/DGE

Tipo de habilitación	Sector de Distribución Típico 1 W	Sector de Distribución Típico 2 W	Sector de Distribución Típico 3 W	Sector de Distribución Típico 4 W	Sector de Distribución Típico 5 W
a) Habilitaciones de baja densidad poblacional, tipo 1 (Zonas R1-S y R1)	1 500 + 3 W/m ² hasta un máximo de 10 kW (suministro trifásico)	800 + 1 W/m ² hasta un máximo de 5 kW (suministro trifásico)	—	—	—
b) Habilitaciones de baja densidad poblacional, tipo 2 (Zona R2)	1 500	800	—	—	—
c) Habilitaciones de media densidad poblacional, tipo 3 (Zona R3)	1 300	700	500	—	—
d) Habilitaciones de media densidad poblacional, tipo 4 (Zona R4)	900 (suministro monofásico)	900 (suministro monofásico)	700 (suministro monofásico)	—	—
e) Habilitaciones de alta densidad poblacional, para viviendas multifamiliares	11 W/m ² del área techada total, con un mínimo de 900 W	11 W/m ² del área techada total, con un mínimo de 700 W	—	—	—
f) Habilitaciones para vivienda taller (Zona I1-R)	1 000	1 000	1 000	—	—
g) Habilitaciones para vivienda en vías de regularización (parcial o totalmente edificadas), calificados como Centros Poblados, incluyendo agrupaciones de vivienda en zonas rurales	700 300 (*) (suministro monofásico)	300 200 (*) (suministro monofásico)	250 200 (*) (suministro monofásico)	250 200 (*) (suministro monofásico)	200 (suministro monofásico)
h) Habilitaciones para vivienda en vías de regularización (parcial o totalmente edificadas), calificados como Asentamientos Humanos Marginales o Pueblos Jóvenes	700 (suministro monofásico)	400 (suministro monofásico)	300 (suministro monofásico)	300 (suministro monofásico)	250 (suministro monofásico)
i) Habilitaciones pre-Urbanas, tipos pecuarios o huertas (Zona F-U)	2 000	1 500	1 500	1 000	1 000
j) Lotizaciones para la industria elemental y complementaria de apoyo a la industria de mayor escala (Zona I1)	4 000	1 100	—	—	—

Fuente: Navegador Google.

c) Personas por hogar en el área rural.

Resulta de la división de la población beneficiaria entre el número de hogares a electrificar según el PIP. Este valor debe sustentarse sobre la base de encuestas. En el siguiente cuadro se indica referencialmente el número de personas por hogar obtenida del último censo de población y vivienda del INEI, por región geográfica.

d) Consumo de energía por abonado.

Este consumo debe sustentarse comparando los consumos de localidades electrificadas similares y cercanas al área de influencia del proyecto, esa similitud comprende criterios como zona geográfica, tamaño de las localidades, nivel de

dispersión entre abonados, distancias y vías de acceso al principal foco de desarrollo de la zona. También se comparan las características socioeconómicas.

Esta información se recaba de las empresas concesionarias o entidades que administren el servicio en el área cercana al área de influencia del PIP.

e) Tasa de crecimiento poblacional (r%)

La población se proyecta con la tasa de crecimiento intercensal para el distrito donde se localiza el proyecto, según los censos de población y proyecciones del INEI.

f) Tasa de crecimiento de los consumos de energía por abonado doméstico (i%)

Se obtiene a partir de la información histórica de la empresa concesionaria relacionada con áreas similares al PIP.

Tabla 3.2

Información histórica de la empresa concesionaria.

Descripción	Tipo I	Tipo II
Tasa de crecimiento de consumos de energía	1.5 a 2 %	1 a 1.5 %

Fuente: Metodología SNIP.

5. Estimación de la demanda

a. Estimación de la demanda inicial

La estimación de la demanda inicial (año base) parte del supuesto de que los abonados, al población total y la población electrificada en ese año, son determinados sobre la

base de la información y evaluación del trabajo de campo. A partir de ella se desarrolla una metodología que permitirá obtener los valores iniciales de las variables para la estimación de la demanda. Para ello, da los siguientes pasos:

- **Datos de inicio:** población total, población electrificada, número de abonados y participación por tipo de abonado del área de influencia del PIP, sustentada con información de trabajo de campo.
- **Grado de electrificación inicial:** divide la población electrificada entre la población total.
- **Consumo unitario de energía por tipo de abonado (C.U.):** se obtiene del análisis sobre el consumo de energía por cada tipo de abonado (domestico, comercial, uso general y pequeña industria) ,los valores deben de ser expresados de forma anual y en KWh por abonado.
- **Consumo de energía por tipo de abonado (C):** Se obtiene de la multiplicación individual del consumo unitario anual por tipo de abonado y el número de abonados.

$$\text{Consumo}_{\text{abonado}} = \text{C. U} \times \text{Número de Abonados}$$

Ecuación 17: *Consumo de energía por tipo de abonado*

- **Consumo de alumbrado público:** se obtiene de la multiplicación de los puntos de iluminación por la potencia de la lámpara y horas de utilización.

- **Consumo total de energía:** se obtiene sumando el consumo anual de todos los abonados e incluyendo el alumbrado público.

$$\text{Consumo total} = C_{\text{Doméstico}} + C_{\text{Comercial}} + C_{\text{Uso General}} + C_{\text{P.Industria}} + C_{\text{A.Publico}}$$

Ecuación 18: *Consumo total de energía*

- **Determinación de puntos de iluminación:**

Para la determinación de la cantidad de puntos se considera la norma técnica vigente de alumbrado público (AP) para las zonas rurales.

En principio, determina el consumo de energía por alumbrado público mensual mediante la siguiente ecuación:

$$\text{CAP mensual} = F \times \text{KALP} \times \text{Abonados totales}$$

Ecuación 19: *Consumo de energía por alumbrado público mensual*

En cuanto al cálculo de este punto, el valor del factor F dependerá del sistema eléctrico de distribución típico, indicado en la norma de alumbrado público vigente.

Para el cálculo del factor de alumbrado público se asume el siguiente cuadro:

Tabla 3.3
Factor de alumbrado público

Sector De Distribución Típico	KALP (KW-h/usuario-mes)	Potencia de la lámpara vapor de sodio (W)
4	7.4	70
5	6.3	50
SER	6.3	50

Los puntos de iluminación (PI) se determinan considerando el uso de horas diarias en el mes (360) y la potencia nominal promedio de la lámpara de alumbrado público en W (PPL).

$$\text{Puntos de Iluminación} = \frac{(\text{CAPmensual})(1000)}{(360)(\text{PPL})}$$

Ecuación 20: *Cálculo de los puntos de iluminación*

b. Estimación de la demanda proyectada.

Para la proyección de la demanda debemos asumir una tendencia creciente del consumo de energía por abonado doméstico (KWh/abonado) y el número de abonados estimados para cada año en el horizonte de evaluación.

Con las variables determinadas en la estimación de la demanda inicial, desarrolla la proyección de la demanda de energía para el periodo de evaluación en forma anual y en KWh. siguiendo los siguientes pasos:

- **Datos de inicio:** población total, grado de electrificación, personas por hogar, participación por tipo de abonados, consumo unitario de energía y puntos de iluminación inicial.
- **Proyección de la población total:** se obtiene incrementando la tasa de crecimiento poblacional a la población total inicial.

$$\text{Población}_{\text{proyectada}} = (\text{Población}_{\text{inicial}})(1 + r\%)^n$$

Ecuación 21: *Cálculo de la población proyectada*

- **Proyección del grado de electrificación:** se obtiene del grado de electrificación inicial y de la meta propuesta del grado de electrificación que se pretende alcanzar.
- **Proyección de la población electrificada:** se obtiene de la multiplicación de la población total proyectada por el grado de electrificación proyectado.
- **Proyección del número total de abonados:** resulta de dividir la población electrificada entre el número de personas por hogar determinadas en el punto
- **Proyección por cada tipo de abonados:** se obtiene de la distribución del número total de abonados de acuerdo a la participación de abonados por sectores determinada en un inicio.

$$N^{\circ} \text{ de abonados} = (\text{Número de abonado total}) (\% \text{ Abonado}_{\text{inicial}})$$

Ecuación 22: *Cálculo del número de abonados por sector*

- **Proyección del consumo unitario de energía por tipo de abonado (C.U_{proy}):** En el sector doméstico, se calcula con la tasa de crecimiento del consumo de energía por abonado.

$$\text{Consumo por A. D.}_{\text{proyectado}} = ((\text{consumo por abonado domestico})_{\text{inicial}})(1 + i\%)$$

Ecuación 23: *Cálculo del consumo por abonado doméstico*

Para los demás sectores, se asume un consumo por abonado promedio durante el horizonte de evaluación del PIP.

- **Proyección Del consumo de energía por tipo de**

abonado (C_{proy.}): se obtiene de la multiplicación individual del consumo unitario anual por tipo de abonado con el respectivo número de abonados.

$$\text{Consumo}_{\text{abonado}} = (C. U_{\text{proy}})(\text{Número de abonados proyectados})$$

Ecuación 24: Cálculo del consumo de energía por tipo de abonado.

- **Proyección del consumo de alumbrado público:** Se obtiene de la multiplicación de los puntos de iluminación proyectados por la potencia de la lámpara y horas de utilización.
- **Proyección del consumo total de energía:** Se obtiene a partir de la suma del consumo proyectado de todos los abonados, incluyendo alumbrado público.

$$\text{Energía Total Requerida (kW.h)} = \frac{\text{Consumo Total}}{1 - \% \text{pérdidas}}$$

Ecuación 25: Cálculo de la energía total requerida

A partir de la energía total requerida se obtiene la potencia requerida para el sistema diseñado, aplicando el factor de carga (fc).

Considera el factor de carga en sistemas eléctricos rurales (entre 20% y 35 %). Cálculo mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Capacidad Total Requerida (kW)} = \frac{\text{Energía Total}}{\text{fc} \times 8760}$$

Ecuación 26: Cálculo de la capacidad total requerida

3.7.2.2. Análisis del recurso renovable

A. Estimación de la radiación solar incidente.

Para calcular la producción anual media de la instalación, es necesario primero determinar cuál será la radiación solar incidente sobre las placas fotovoltaicas.

La cantidad de energía que una superficie expuesta a los rayos solares puede absorber y esto dependerá del ángulo formado por los rayos solares y la superficie.

Para este proyecto se determinará el cálculo de la irradiación, tomando datos de la página oficial de la NASA.

B. Orientación del generador fotovoltaico

Una vez descritas las coordenadas que nos permiten situar el Sol en el cielo, hay que situar la superficie del generador fotovoltaico de manera que reciba la mayor cantidad posible de energía solar. Esto depende de:

La orientación de la superficie del generador fotovoltaico.

El tiempo que se va a usar a lo largo del año: anual, estacional, etc.

La aplicación que va a tener: autónomo, conectado a la red, etc.

La orientación de un generador fotovoltaico se define mediante coordenadas angulares, similares a las utilizadas para definir la posición del Sol:

- Ángulo de acimut (α): ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del generador y la dirección Sur (figura 3.1). Vale 0° si coincide con la

orientación Sur, es positivo hacia el Oeste y negativo hacia el Este. Si coincide con el Este su valor es -90 y si coincide con el Oeste su valor es $+90^\circ$.

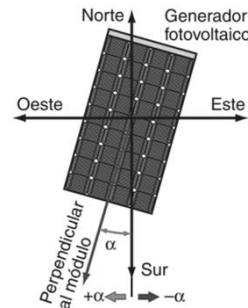


Figura 3.1: *Angulo de acimut*
Fuente: navegador google

- Ángulo de inclinación (β): ángulo que forma la superficie del generador con el plano horizontal (figura 3.2). Su valor es 0° si el módulo se coloca horizontal y 90° si se coloca vertical.

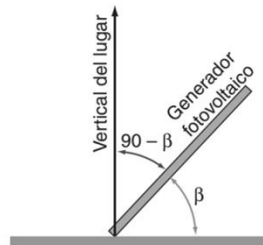


Figura 3.2: *Angulo de inclinación (β) de modulo fotovoltaico*
Fuente: navegador google

Una superficie recibe la mayor cantidad posible de energía si es perpendicular a la dirección del Sol. Como la posición del Sol varía a lo largo del día, la posición óptima de la superficie también tendrá que ser variable. Veamos cómo es esa variación. Hemos definido la declinación (δ) como el ángulo variable que forma el ecuador con el plano de la eclíptica. Por lo tanto la dirección de la radiación solar incidente sobre la tierra varía en

función de la declinación. La latitud (ϕ) de un lugar A (figura 3.3) indica el ángulo que forma la vertical de ese lugar con el ecuador. Por lo tanto, a lo largo del año el ángulo cenital θ_{zs} que forma la vertical de un lugar A con la dirección de la radiación solar varía desde $\theta_{zs} = \phi - \delta$ en el solsticio de verano a $\theta_{zs} = \phi + \delta$ en el solsticio de invierno, pasando dos veces por el valor $\theta_{zs} = \phi$ en los equinoccios del año.

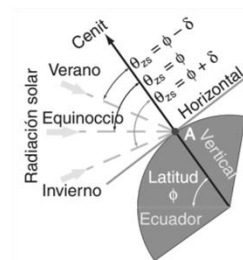


Figura 3.3: Variación anual del ángulo cenital θ_{zs}

Fuente: navegador google

Por lo tanto, para que una superficie reciba la radiación solar perpendicularmente (figura 3.4) tendremos que inclinar la superficie un ángulo β con la horizontal igual al que forma la vertical del lugar con la radiación solar. Tendremos que variar el ángulo de inclinación desde $\beta = \phi - \delta$ en el solsticio de verano (figura 3.4.c) a $\beta = \phi + \delta$ en el solsticio de invierno (figura 3.4.a), pasando por el valor $\beta = \phi$ en los equinoccios (figura 3.4.b).

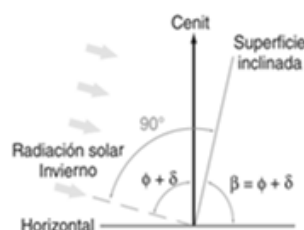


Figura 3.4: Superficie normal a la radiación solar

Fuente: navegador google

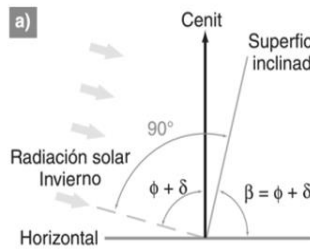


Figura 3.4(a)

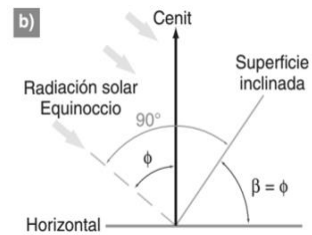


Figura 3.4 (b)

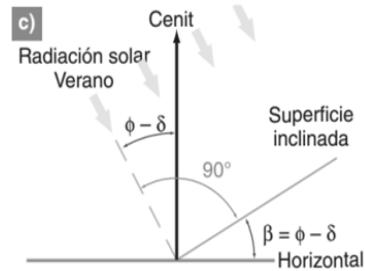


Figura 3.4 (c)

Aunque hay generadores fotovoltaicos que son capaces de seguir la trayectoria solar, véase la unidad 5, lo habitual es que la superficie del generador sea de orientación fija. La orientación óptima será un valor constante, con una inclinación (β) que va a depender de la latitud ϕ del lugar y un acimut (α) que depende del hemisferio en el que está situado el generador.

La figura 3.5 muestra una superficie situada en el hemisferio norte, donde el Sol sigue una trayectoria Este-Sur-Oeste. Si pretendemos maximizar la captación de energía solar, la superficie tendrá que estar orientada hacia el Sur y por lo tanto el ángulo de acimut (α) debe ser nulo. El acimut óptimo para que una superficie fija reciba la mayor cantidad posible de energía solar debe ser cero ($\alpha = 0^\circ$), la superficie se debe orientar hacia el Sur si está situada en el hemisferio norte o hacia el Norte si es

está en el hemisferio sur.

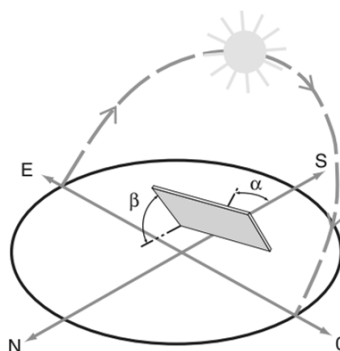


Figura 3.5: *Orientación de una superficie en el hemisferio norte*

Fuente: Navegador google

Para determinar la inclinación óptima de una superficie fija se usa una fórmula basada en análisis estadísticos de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares de diferentes latitudes, que proporciona la inclinación óptima en función de la latitud del lugar: [2] $\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot |\varphi|$

Dónde:

- β_{opt} : ángulo de inclinación óptima (grados)
- $|\varphi|$: latitud del lugar, sin signo (grados)

La fórmula es válida para aplicaciones de utilización anual que busquen la máxima captación de energía solar a lo largo del año. En la práctica también se utilizan expresiones, basadas en la experiencia y la observación, que proporcionan la inclinación óptima en función del periodo de tiempo y el uso que se le va a dar al generador fotovoltaico (tabla 3.3).

Tabla 3.4
Inclinaciones óptimas en función del periodo de máxima captación.

Tipo de instalación	Uso	Máxima captación de energía	Inclinación óptima
Conectadas a la red	Anual	Anual	$\beta_{opt} = \Phi - 10$
Bombeo de agua	Anual	Verano	$\beta_{opt} = \Phi - 20$
Autónomas de consumo anual constante	Anual	Periodo de menor radiación (por ejemplo, invierno)	$\beta_{opt} = \Phi + 10$

Fuente: navegador google.

Si se comparan los datos de la tabla 3.3 con la figura 3.4, se ve claramente que el uso en la estación de más radiación solar, el verano, implica menor inclinación y el uso invernal, mayor inclinación, buscando en ambos casos la perpendicularidad de los rayos solares.

Hay aplicaciones en las que no se usa el criterio de máxima captación de energía para determinar la inclinación. En lugares con nevadas frecuentes se requieren inclinaciones próximas a 90° para evitar acumulaciones sobre la superficie del generador. En zonas desérticas, para evitar acumulación de arena es necesaria una inclinación mínima de 45°. En regiones lluviosas tropicales hace falta una inclinación mínima de 30°.

3.7.2.3. Ubicación de la microcentral de paneles solares.

La ubicación dependerá de la situación geográfica y orientación de la instalación, como también de las condiciones meteorológicas del lugar. El rendimiento de un panel suele estar sobre el 20% de la radiación incidente sobre él.

Se debe definir el ángulo de inclinación de los paneles, para el mejor

aprovechamiento de la radiación. La orientación del panel también juega un importante papel.

Para el emplazamiento de una central de paneles solares se requiere de un terreno plano con una pendiente máxima del 5%.

3.7.2.4. Equipos electromecánicos

A. Selección del inversor

La selección del Inversor DC/AC, Será el adecuado para ser conectado a la microred eléctrica, con una potencia de entrada variable para que estén en la condición de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede brindar a lo largo de cada día.

La elección del inversor, dependerá de la potencia instalada de la central solar, en la cual se especificará:

- Datos técnicos del inversor.
- Instalación
- Dimensión del inversor
- Estructura del inversor
- Esquema del circuito

Dimensión del inversor CC/CA

Para la potencia del convertidor de corriente continua a alterna o inversor, se elegirá el inversor cuya potencia nominal o de salida sea el valor inmediatamente superior al de todo el consumo de corriente alterna de la instalación.

Esto es:

$$\text{Poten. de entrada del inver} = 1,35 \times \text{Potencia Total}$$

Ecuación 27: *Potencia de entrada del inversor.*

Las características técnicas del convertidor en esas condiciones deben ser iguales o superiores a las solicitadas. De acuerdo con lo indicado en el Reglamento Técnico Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural.

B. Cálculos de los módulos fotovoltaicos

Dada la demanda de electricidad, la radiación solar promedio y la eficiencia promedio del panel fotovoltaico, se calculará el tamaño de los módulos fotovoltaicos que cubra esta demanda.

- Criterio de potencia

La instalación de paneles solares, debe cumplir con los parámetros de potencia establecidos para la instalación.

Cálculo del número de paneles necesarios para cubrir dicha potencia.

$$N = \frac{C_{ed}}{P_{mp} \cdot HSP_{crit} \cdot PR}$$

Ecuación 28: *Número de Paneles.*

Dónde:

- N : Número de paneles necesarios de la instalación.
- C_{ed} : consumo diario estimado.
- P_{mp} : potencia pico del módulo.

- HSP_{crit} : Valor de las horas de sol pico del mes crítico.
 - PR : eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo.
- **Cálculo de paneles conectado en serie.**

$$N_{S\ mod} = V_T/V_{mod}$$

Ecuación 29: *Número de módulos en serie.*

Dónde:

N_{Serie} = Número de módulos que tienen que conectarse en serie

V_T = Tensión de trabajo del sistema fotovoltaico en V.

V_{mod} = Tensión nominal de un módulo fotovoltaico en V.

La ecuación siempre debe dar un número entero sin decimales. En caso contrario debemos elegir otro valor de la tensión de trabajo, siendo los más comunes de 12V, 24V y 48V.

- **Cálculo del número de paneles conectados en paralelo.**

$$N_{P\ mod} = N_{mod}/N_{S\ mod}$$

Ecuación 30: *Número de módulos en paralelo.*

Dónde:

- N_{Pmod} = número de ramas conectadas en paralelo
- N_{mod} = número de módulos
- N_{Smod} = número de módulos conectados en serie.

El resultado de la ecuación, en su mayoría de veces tiene que dar como respuesta un valor entero sin decimal. En caso contrario el valor decimal redondearemos al alza siempre.

- **Cálculo del número total de módulos.**

Mediante esta ecuación obtendremos el número de módulos totales que necesita la instalación.

$$N_{total} = N_{S mod} \times N_{P mod}$$

Ecuación 31: *Número total de módulos.*

El resultado de la ecuación 31, en su mayoría de veces tiene que dar como respuesta un valor entero.

C. Cálculo y diseño de la micro red.

Para calcular y diseñar la respectiva Microred del caserío Huacrupe, se tomarán en cuenta las normas DGE (Dirección General de Electricidad):

- **Norma DGE N° 17** "Alumbrado de vías públicas en áreas rurales".
- **Norma DGE N°20** "Especificaciones técnicas de montaje de redes secundarias con conductor autoportantes para

electrificación rural”.

- **Norma DGE N° 31** “Bases para el diseño de líneas y redes secundarias con conductores autoportantes para electrificación rural”

3.7.2.5. Selección de la estructura de soporte

Se seleccionará una estructura para soporte de módulos, de tal manera que pueda resistir los módulos instalados, que soportarán sobrecargas de viento y nieve. El diseño y construcción de la estructura y fijación de módulos, permitirá dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, respetando las indicaciones del fabricante.

Características principales de la estructura soporte:

- Montaje rápido.
- Sistema Flexible.
- Ahorro de costos.
- Elevada seguridad.
- Vida útil prolongada.
- Durabilidad garantizada.
- Lugar de montaje.
- Tipo de módulos.
- Instalación de módulos.
- Orientación del módulo.
- Angulo de inclinación.
- Distancia borde inf. de los módulos y el suelo.

3.7.2.6. Condición de Mantenimiento

Se tomarán de manera primordial las especificaciones dadas por los fabricantes de todos los componentes y especificaciones de montaje de la instalación, complementándose con la aplicación de las reglamentaciones vigentes que tengan competencia en el caso y evitaremos así el uso incompatible de materiales.

3.7.2.7. Factibilidad económica del proyecto

Tomando en cuenta el aspecto económico financiero, es importante un análisis de costo de configuración tecnológica con un determinado tamaño verificando el balance (utilidad o pérdidas), se realizará un planteamiento de viabilidad haciéndose el cálculo del TIR y del VAN.

3.7.2.8. Diseño en AutoCAD.

Se realizará el diseño de la micro central de generación de energía eléctrica mediante el software AutoCAD. Así mismo se diseñara la microred para la distribución de dicha energía generada.

3.8. Análisis estadísticos e interpretación de datos

3.8.1. Enfoque Cualitativo

Se llevarán a cabo:

Guías de observación.

Entrevistas a especialistas. (Ver Anexo 04)

También se realizara las encuestas a la población para determinar la máxima demanda de energía eléctrica. (Ver Anexo 05)

3.8.2. Enfoque cuantitativo

Se utilizará la siguiente estadística descriptiva:

- Promedio, valores máximos y mínimos.
- Se utilizará el programa Excel, para procesar los datos.

3.9. Criterios éticos

Se realizará una encuesta para comprobar la necesidad energética del caserío, también se hará una entrevista a un especialista que nos permitirá conocer a profundidad el tema estudiado. También se llevará a cabo un estudio del sistema climático de dicho caserío. Al analizar estos datos nos permitirá relacionar nuestros resultados con el tema de investigación estudiado.

3.10. Criterios de rigor científico

Validez

La validez de este proyecto de investigación dependerá de la interpretación correcta y cuidado absoluto del proceso metodológico de los resultados que obtendremos en el estudio del tema científico estudiado.

Fiabilidad:

El diseño de la micro central fotovoltaica estará respaldada por la experiencia tanto laboral como tecnológica del asesor especialista, aportando de esta manera sólidos conocimientos en el tema de investigación.

Generalizabilidad:

El diseño de la micro central fotovoltaica contará con la muestra adecuada de la población para un cálculo preciso y confiable.

Replicabilidad:

Podrá aplicarse el diseño de la micro central fotovoltaica para poblaciones con las mismas características pero en situaciones diferentes.

IV. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

4.1. Resultados en tablas y gráficos.

4.1.1. Análisis de la máxima demanda de energía eléctrica.

4.1.1.1. Parámetros principales para la estimación de la demanda

a) Tipos de abonados

- Abonados Domésticos (AD):
- Abonados de Uso General (AUG):

Tabla 4.1
Número de abonados

CASERÍO	DOMESTICO	CARGA USO GENERAL
Huacrupe	16	2

Fuente: Elaboración Propia

b) Tipo de localidad

Se designara la calificación eléctrica para el servicio particular en watts, con los datos de la siguiente tabla.

Tabla 4.2
La calificación eléctrica para la elaboración de Proyectos de Subsistemas de Distribución Secundaria de acuerdo a la R.D. N° 015-2004-EM/DGE:

Tipo de habilitación	Sector de Distribución Típico 1 W	Sector de Distribución Típico 2 W	Sector de Distribución Típico 3 W	Sector de Distribución Típico 4 W	Sector de Distribución Típico 5 W
a) Habbitaciones de baja densidad poblacional, tipo 1 (Zonas R1-S y R1)	1 500 + 3 W/m ² hasta un máximo de 10 kW (suministro trifásico)	800 + 1 W/m ² hasta un máximo de 5 kW (suministro trifásico)	—	—	—
b) Habbitaciones de baja densidad poblacional, tipo 2 (Zona R2)	1 500	800	—	—	—
c) Habbitaciones de media densidad poblacional, tipo 3 (Zona R3)	1 300	700	500	—	—
d) Habbitaciones de media densidad poblacional, tipo 4 (Zona R4)	900 (suministro monofásico)	900 (suministro monofásico)	700 (suministro monofásico)	—	—
e) Habbitaciones de alta densidad poblacional, para viviendas multifamiliares	11 W/m ² del área techada total, con un mínimo de 800 W	11 W/m ² del área techada total, con un mínimo de 700 W	—	—	—
f) Habbitaciones para vivienda taller (Zona I1-R)	1 000	1 000	1 000	—	—
g) Habbitaciones para vivienda en vías de regularización (parcial o totalmente edificadas), calificados como Centros Poblados, incluyendo agrupaciones de vivienda en zonas rurales	700 300 (*) (suministro monofásico)	300 200 (*) (suministro monofásico)	250 200 (*) (suministro monofásico)	250 200 (*) (suministro monofásico)	200 (suministro monofásico)
h) Habbitaciones para vivienda en vías de regularización (parcial o totalmente edificadas), calificados como Asentamientos Humanos Marginales o Pueblos Jóvenes	700 (suministro monofásico)	400 (suministro monofásico)	300 (suministro monofásico)	300 (suministro monofásico)	250 (suministro monofásico)
i) Habbitaciones pre-Urbanas, tipos pecuanos o huertas (Zona P-U)	2 000	1 500	1 500	1 000	1 000
j) Lotizaciones para la industria elemental y complementaria de apoyo a la industria de mayor escala (Zona I1)	4 000	1 100	—	—	—

c) Personas por hogar en el área rural

Tabla 4.3

Personas por hogar en el área rural

	Abonados Domésticos	Abonados de Uso General	Personas /Hogar	N° de miembros
Huacrupe	16	2	5	90

Fuente: Elaboración Propia.

Según la visita realizada a dicho caserío, se logró determinar, que el número promedio de personas por viviendas son de 5.

d) Consumo de energía por abonado

Abonados Domésticos

Tabla 4.4

Consumo de energía por vivienda

Descripción	Unid.	Potencia (W)	Potencia Total (W)	Uso diario (h)	Energía (Wh-día)	Energía (kWh-mes)
Foco ahorrador	4	15	60	4	240	7,20
Radio	1	15	15	2	30	0,90
Televisor	1	50	50	4	200	6,00
Ventilador	1	30	30	4	120	3,60
Cargador de celular	1	5	5	1	5	0,15
Total			160	15	595	17,85

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4.5

Cuadro de cargas

CARGAS ABONADOS DOMESTICOS		
ENERGIA	17,85	Kwh/mes
MAX. DEMANDA	0,16	Kw

Fuente: Elaboración Propia

Abonados Uso General

Tabla 4.6
Centro Educativo

CENTRO EDUCATIVO						
Descripción	Unid.	Potencia (W)	Pot Total (W)	Uso diario (h)	Energía (Wh-día)	Energía (KWh-mes)
Foco ahorrador	4	15	60	4	240	7,20
Computadora	1	200	200	4	800	24,00
Total		215	260	8	1040	31,20

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4.7
Comedor Popular

COMEDOR POPULAR						
Descripción	Unid.	Potencia (W)	Pot Total (W)	Uso diario (h)	Energía (Wh-día)	Energía (KWh-mes)
Foco ahorrador	4	15	60	4	240	7,20
Televisor	1	75	75	2	150	4,50
Radio	1	15	15	2	30	0,90
Total		105	150	8	420	12,60

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4.8
Cuadro de cargas

CARGAS USO GENERAL		
ENERGIA	43,80	Kwh-mes
MAX. DEMANDA	0,41	Kw

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4.9
Consumo de energía por abonado

LOCALIDAD	CONSUMO DE ENERGIA POR ABONADO (KWh-mes)	
	Domestico	Uso General
HUACRUPE	17,85	43,80

Fuente: Elaboración Propia

e) Tasa de crecimiento de la población (r%)

Para el Distrito de Olmos, la población se proyectará con la

tasa de crecimiento intercensal de 1,20%, según censo de población y proyecciones del INEI.

f) Tasa de crecimiento de los consumos de energía por abonado doméstico (i%).

Esta tasa se obtiene a partir de la información histórica de la empresa concesionaria.

Los Valor Referenciales por tipo de localidad se presentan a continuación:

Tabla 4.10
Tasa de crecimiento de consumo energético por abonado

Descripción	Tipo I	Tipo II
Tasa de crecimiento de consumo de energía	1,5 a 2 %	1 a 1,5 %

Fuente: Muestra de PIP de SER declarados viables durante los últimos 3 años, registrados en el Banco de Proyectos del SNIP.

Para este caso tomaremos como valor referencial para un tipo de localidad II el de 1,5 %.

4.1.1.2. Estimación de la demanda

Los usuarios han sido clasificados en dos categorías:

- Consumo Uso Doméstico (CUD).
- Consumo Uso General (CUG).

a) Estimación de la demanda inicial

Variables para la estimación de la demanda

Tabla 4.11

Variables para la estimación de la demanda

Indicador	Valor
<i>Población a electrificar</i>	90
<i>Abonado domestico</i>	16
<i>Abonados de Uso General</i>	2
<i>Nº de abonados totales</i>	18
<i>% de abonados domésticos</i>	89%
<i>% de abonados de Uso General</i>	11%
<i>Grado de electrificación</i>	100%
<i>Localidad</i>	Tipo V
<i>Calificación eléctrica (W/lote)</i>	200
<i>Población Total inicial</i>	90
<i>Personas por hogar</i>	5
<i>Consumo unitario de energía anual por A.D. (Kwh/abonado)</i>	214
<i>Consumo unitario de energía anual por abonado U.G (Kwh/abonado)</i>	526
<i>Tasa de crecimiento de la población</i>	1,20%
<i>Porcentaje de pérdidas de energía</i>	12%
<i>Tasa de crecimiento de los consumos de energía por abonado domestico</i>	1,50%
<i>KALP</i>	6,3
<i>Potencia Lámpara</i>	60
<i>Factor de carga</i>	20%

Fuente: Elaboración Propia

1. Consumo de energía por tipo de abonados

Tabla 4.12

Consumo de energía por tipo de abonado

Abonado	Consumo unitario x Abonado	Cantidad	Total (KWh-año)
Domestico	214	16	3427,2
Uso General	526	2	1051,2

Fuente: Elaboración Propia

2. Potencia de lámparas

Tabla 4.13

Consumo de alumbrado público

Sector Típico Distribución	KALP (KWh/usuario mes) KALP (KWh/usuario mes)	Potencia de lámpara vapor de sodio (W)
4	7,4	70
5	6,3	50
SER	6,3	50

Fuente: Elaboración Propia

Sector de Distribución Típico SER: Urbano rural. (Norma Técnica DGE “Alumbrado de Vías Públicas en Zonas de Concesión de Distribución 2011”):)

3. Consumo Mensual de Alumbrado Público

Tabla 4.14

Potencia según sector de distribución

Sector Típico Distribución	KALP (Kwh/usuario mes)	Potencia de lámpara vapor de sodio (W) + 10 W pérdidas	Total mensual (Kwh/mes)	Total anual (Kwh/año)
SER	6.3	60	113,4	1360,8

Fuente: Elaboración Propia

$$\text{CMAP} = \text{KALP} \times \text{NTA}$$

$$\text{CMAP} = 6,3 \times 18$$

$$\text{CMAP} = 113,4$$

Ecuación 32: *Consumo mensual de alumbrado público*

Dónde:

- PI: Puntos de Iluminación
- CMAP: Consumo mensual de alumbrado público en KWh
- KALP: Factor de AP en KWh/usuario-mes
- NTA: Número total de abonados

$$\text{PI} = \frac{\text{CMAP} * 1000}{(360 \times \text{PPL})}$$

$$\text{PI} = \frac{113,4 * 1000}{(360 \times 60)}$$

$$PI = 5,25 \approx 6$$

Ecuación 33: *puntos de iluminación*

Dónde:

CMAP: Consumo mensual de alumbrado público en KWh

PPL: Potencia nominal promedio de lámpara de AP en watt.

4. Máxima demanda de Alumbrado publico

$$MD_{Alumbrado} = PI \times PLL$$

Ecuación 34: *Máxima demanda alumbrado público.*

$$MD_{Alumbrado} = 6 \times 60$$

$$MD_{Alumbrado} = 0,36 \text{ KW}$$

5. Consumo Total de energía al año

En la tabla 4.15 se muestra el consumo de energía por abonados al año.

Tabla 4.15

Consumo total de energía

Consumo Abonados	Kwh-año
Domestico	3427,2
Uso General	1051,2
Alumbrado Público	1360,8
Consumo total	5839,2

Fuente: *Elaboración Propia*

6. Factor de Simultaneidad

$$f.s = 1 - \left(\frac{\#Abonados * 0,5}{120} \right)$$

Ecuación 35: *Factor de simultaneidad.*

$$f.s = 1 - \left(\frac{18 * 0,5}{120} \right) = 0,925$$

b) Estimación de la demanda proyectada

1. Proyección de la población dentro de 20 años:

La proyección de la población se proyectó incrementando la tasa de crecimiento poblacional a la población inicial.

$$Px = Po (1 + r\%)^n$$

Ecuación 36: *Proyección de la población.*

Dónde:

- P_x : Población para el año X.
- P_o : Población para el año de referencia: 90
- r% : Tasa de crecimiento intercensos: 1,20%
- n : Número de años.

Se determinó el incremento de la población en una proyección de 20 años utilizando la ecuación 40.

Tabla 4.16

Pronostico de la población total del caserío

AÑO	POBLACIÓN
2015	90
2016	91
2017	92
2018	93
2019	94
2020	96
2021	97
2022	98
2023	99
2024	100
2025	101
2026	103
2027	104
2028	105
2029	106
2030	108
2031	109
2032	110
2033	112
2034	113
2035	114

Fuente: Elaboración Propia

2. Análisis general de la proyección de la demanda

Se determinó la máxima demanda de dicho caserío, en una proyección de 20 años.

Tabla 4.17

Análisis general de la proyección de la demanda

AÑO	CONSUMO TOTAL domestico (KWh-año)	CONSUMO TOTAL uso general (KWh-año)	CONSUMO ANUAL ALUMBRADO PÚBLICO	CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA (kwh-año)	ENERGÍA TOTAL REQUERIDA (kwh-año) * 12 %	MÁXIMA DEMANDA (Kw)
2015	3431	1041	1361	5833	6628,38	3,78
2016	3525	1053	1377	5955	6767,11	3,86
2017	3621	1066	1394	6080	6909,12	3,94
2018	3719	1079	1410	6208	7054,48	4,03
2019	3820	1092	1427	6339	7203,29	4,11
2020	3924	1105	1444	6473	7355,62	4,20
2021	4031	1118	1462	6610	7511,58	4,29
2022	4140	1131	1479	6751	7671,24	4,38
2023	4253	1145	1497	6895	7834,71	4,47
2024	4368	1159	1515	7042	8002,09	4,57
2025	4487	1173	1533	7193	8173,46	4,67
2026	4609	1187	1552	7347	8348,95	4,77
2027	4734	1201	1570	7505	8528,64	4,87
2028	4863	1215	1589	7667	8712,64	4,97
2029	4995	1230	1608	7833	8901,08	5,08
2030	5131	1245	1627	8003	9094,05	5,19
2031	5270	1260	1647	8177	9291,69	5,30
2032	5413	1275	1667	8355	9494,10	5,42
2033	5561	1290	1687	8537	9701,41	5,54
2034	5712	1305	1707	8724	9913,75	5,66
2035	5867	1321	1727	8915	10131,24	5,78

Fuente: Elaboración Propia

4.1.1.3. Determinación de la radiación solar diaria.

Para los cálculos de los paneles fotovoltaicos, se tomó en cuenta la radiación del mes más crítico, que se determinó con los datos de la NASA, siendo así el mes de Febrero con una radiación de 3,77 KWh / m² / día. (Ver Anexo N°06).

4.1.2. Orientación del Generador Fotovoltaico

a) Inclinaciones óptimas en función del periodo de máxima captación

Tabla 4.18

Inclinaciones óptimas

Tipo de instalación	Uso	Máxima captación de energía	Inclinación óptima
<i>Conectadas a la red</i>	<i>Anual</i>	<i>Anual</i>	$\beta_{opt} = \Phi - 10$
<i>Bombeo de agua</i>	<i>Anual</i>	<i>Verano</i>	$\beta_{opt} = \Phi - 20$
Autónomas de consumo anual constante	Anual	Periodo de menor radiación (por ejemplo, invierno)	$\beta_{opt} = \Phi + 10$

Fuente: Navegador Google.

Seleccionamos nuestra inclinación óptima $\beta_{opt} = \Phi + 10$ por ser un tipo de instalación autónoma de consumo anual constante.

b) Determinación de la Inclinación Óptima

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * \Phi$$

Ecuación 37: *Inclinación óptima.*

Φ : Latitud del lugar = $-5,78^\circ$; para remplazar en la ecuación la latitud se toma sin signo.

$$\beta_{opt} = 7,688$$

Inclinación óptima (Ver figura 3.4a)

$$\beta_{opt} = \Phi + 10$$

$$\beta_{opt} = 15,78^\circ$$

1. Factor de inclinación

Tabla 4.19

Factor de inclinación

Latitud	Factores de Inclinación (K)			
	15°	20°	25°	30°
$0-5^\circ$	0,99	0,97	0,94	0,90
$5-10^\circ$	1,01	1,00	0,98	0,96

Fuente: Elaboración Propia

Por lo consiguiente se tomó:

$$K = 1,01$$

2. Factor de Irradiación

$$F.I = 1 - (1,2 * 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2)$$

Ecuación 38: *factor de irradiación*

$$F.I = 0,99$$

3. Factor de Sombreado.

$$F.S = 1 \text{ cte.}$$

4. Irradiación Global diaria.

$$G_{dm} = 3,77 \frac{KWh}{m^2} / \text{día}$$

$$G_{dm(\alpha,\beta)} = G_{dm(0)} * K * F.I * F.S$$

Ecuación 39: *irradiación global diaria*

$$G_{dm(\alpha,\beta)} = 3,76 \frac{KWh}{m^2} / \text{día}$$

4.1.3. Ubicación de la Microcentral de paneles solares.

Se logró determinar la ubicación de la Microcentral gracias a la visita realizada a dicho caserío, teniendo en cuenta que la distancia de la Microcentral, no tendría que ser muy lejana al caserío, para evitar caída de tensión, además se tomó en cuenta el estado del terreno donde se ubicará la Microcentral.

A continuación en la siguiente figura se apreciará la ubicación de la micro central.

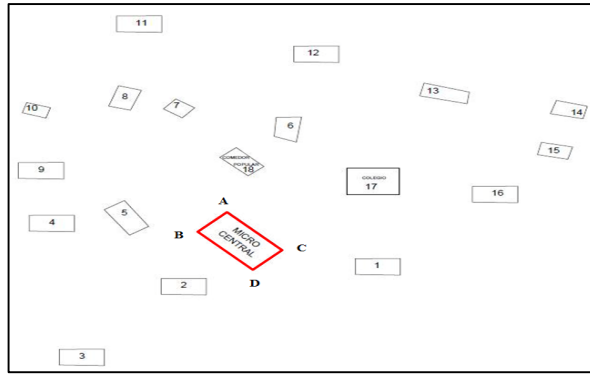


Figura 4.1: *Ubicación de microcentral..*

Fuente: elaboración propia

El terreno de la micro central consta de un área total de 200 m², y está delimitada los puntos:

A	:	621778,2640 E	9361830,9143 S
B	:	621766,8639 E	9361819,8525 S
C	:	621799,2299 E	9361809,6415 S
D	:	621787,8297 E	9361798,4487 S

4.1.4. Equipos electromecánicos

A. Cálculo de los módulos fotovoltaicos

Los paneles seleccionados son del tipo policristalino, esto se debe a que está comprobado que actualmente son los más económicos, siendo así su relación Wp/\$ es la mayor.

Un panel disponible comercialmente y de alta relación Wp/\$ es el panel de 315 Wp, policristalino.

1. Características principales del módulo Solar seleccionado.

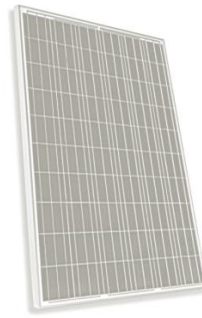


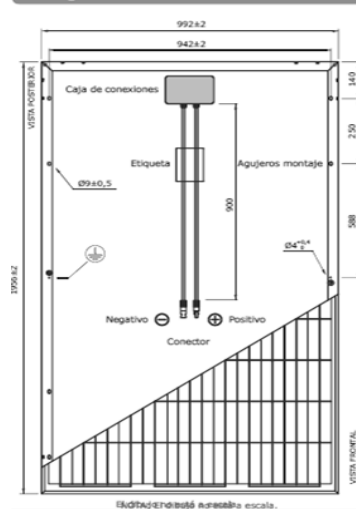
Figura 4.2: Módulo Solar A- xxxP GSE de 315Wp.

A-xxxP GS (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas	A-300P GS	A-305P GS	A-310P GS	A-315P GS	A-320P GS
Potencia Máxima (Pmax)	300 W	305 W	310 W	315 W	320 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	36.41 V	36.71 V	37.00 V	37.28 V	37.56 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	8.24 A	8.31 A	8.38 A	8.45 A	8.52 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	45.20 V	45.35 V	45.45 V	45.60 V	45.82 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8.73 A	8.79 A	8.85 A	8.91 A	9.03 A
Eficiencia del Módulo (%)	15.46	15.72	15.98	16.23	16.50
Tolerancia de Potencia (%)			0/+3		
Máxima Serie de Fusibles (A)			15		
Máxima Tensión del Sistema (TUV/UL)			DC 1000 V		
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)			45±2		

Especificaciones mecánicas	Materiales de construcción		
Dimensiones	1956x992x40 mm	Cubierta frontal (material/tipo/espesor)	Cristal templado alta transmisión/bajo nivel hierro/3.2
Peso (± 0.5 kg)	21.6 kg	Células (cantidad/tipo/dimensiones)	72 pzas (6x12)/policristalina /156 x 156 mm
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa	Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado /plata
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa	Caja de conexiones (grado de protección)	IP65
Máx. impacto granizo (diámetro/velocidad)	25 mm / 23 m/s	Cable (longitud/sección) / Conector	900 mm. /4 mm ² /MC4 compatible

Vista genérica construcción módulo



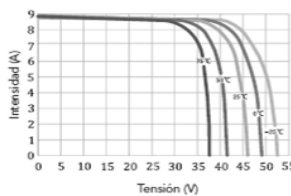
Características de temperatura

Coef. Temp. de Isc (TK Isc)	0.06% /°C
Coef. Temp. de Voc (TK Voc)	-0.34% /°C
Coef. Temp. de Vmpp (TK Vmpp)	-0.40% /°C
Coef. Temp. de Pmax (TK Pmax)	-0.45% /°C
Temperatura de Funcionamiento	-40 to +85 °C
Temperatura de Almacenamiento	-20 to +40 °C

Embalaje

Módulos/palé	56 pzas
Palés/contenedor 40' HQ	11 palés
Módulos/contenedor 40' HQ	616 pzas

Temperatura Varía (A-315P GS)



Irradiación Varía

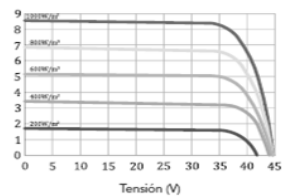


Figura 4.3: Especificaciones técnicas de Módulo Solar A- xxxP de 315Wp.

2. Criterio de potencia

La instalación de paneles solares, debe cumplir con los parámetros de potencia establecidos para la instalación.

Cálculo del número de paneles necesarios para cubrir dicha energía requerida de 10131,24kwh-año.

$$N_{mód} = \frac{C_{ed}}{P_{MP} * HSP_{crit} * P_R}$$

Ecuación 40: *Número de Paneles.*

Dónde:

$N_{mód}$: *Numero de paneles*

C_{ed} : *Consumo diario estimado*

P_{PM} : *Potencia pico del módulo*

HSP_{crit} : *Horas del sol pico del mes crítico*

P_R : *Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo.*

$$N_{mód} = \frac{10131,24 \text{ kwh} \cdot \frac{\text{año}}{365} \text{ dias}}{315 * 3,77 * 0,95}$$

$$N_p = 24,6 \approx 25$$

3. Conexión de los paneles solares

a) Conexión serie

Ahora se procederá a calcular el número de paneles en serie, para este caso se seleccionara una tensión de trabajo de 48V DC, para reducir la corriente en las terminales de los paneles, se puede obtener el número de paneles en serie según la siguiente ecuación:

$$N_S = \frac{V_{BAT}}{V_{PANEL}}$$

Ecuación 41: *Número de Paneles fotovoltaico en serie.*

$$N_S = \frac{48}{37,28} = 1$$

Dónde:

N_S : Numero de módulos en serie.

V_{BAT} : Tensión nominal del sistema.

V_{PANEL} : Tensión nominal de los módulos = 37,28 v

b) Conexión paralelo

El número total de paneles conectados en paralelo se determinó con la siguiente ecuación.

$$N_P = \frac{N_{mód,T}}{N_S}$$

Ecuación 42: *Numero de paneles fotovoltaicos en paralelo.*

$$N_P = \frac{25}{1} = 25$$

B. Selección del regulador de carga.

Para la selección del regulador de carga es necesario calcular cuál será la máxima corriente que deberá soportar, tanto en la entrada como en su salida.

Calculo de la máxima corriente de entrada al regulador (I_{Re})

$$I_{entrada} = 1,25 * I_{mód,sc} * N_{panles}$$

Ecuación 43: *Calculo de la máxima corriente de entrada al regulador (I_{Re})*

$$I_{\text{entrada}} = 1,25 * 8,91 * 25$$

$$I_{\text{entrada}} = 278,44 \text{ A}$$

Calculo de la máxima corriente esperada a la salida del regulador

(I_{Rs})

$$I_{\text{salida}} = \frac{1,25 * P_{AC} / \eta_{\text{inv}}}{V_{\text{BAT}}}$$

Ecuación 44: *Máxima corriente esperada a la salida del regulador (I_{Rs})*

$$I_{\text{salida}} = \frac{1,25 * 315 * 25 / 0,95}{48}$$

$$I_{\text{salida}} = 213 \text{ A}$$

Regulador seleccionado : Reg MPPT – 80 C

ESPECIFICACIONES		
MODELOS	MPPT - 50C	MPPT - 80C
Corriente de salida máxima (continua hasta 50°C de temperatura ambiente)	50A	80A
Tensión de baterías	12, 24, 36, 48 VCC Normal	
Corriente de entrada de FV máx.	40A	70A
Rango de tensión de entrada	16 – 112 VCC operando 140 VCC máx. Tensión de circuito abierto	
Potencia máx. del campo FV	3250W (máx. al igualar una batería 48V a 64V en 50A)	5200W (máx. al igualar una batería 48V a 64V en 80A)
Modos de regulación de carga	Carga plena o Bulk, Absorción, flotación, Ecuilización manual/automática	
Compensación de temperatura de batería BTS	5mV por °C, por celda de 2V	
Capacidad de conversión de CC a CC	Batería de 12V: 16 – 112 VCC	
	Batería de 24V: 32 – 112 VCC	
	Batería de 36V: 36 – 112 VCC	
	Batería de 48V: 48 – 112 VCC	
Estado	Pantalla LCD muestra tensión de entrada y corriente, tensión de salida y corriente, modo de carga, estado de carga de la batería SOC	
Registro de datos	Registra la energía colectada en 90 días, pantalla LCD WH, KWH, AH	
Monitorización de energía	Pantalla LCD muestra el estado de la carga, AH, WH y corriente de descarga. Es preciso usar un shunt de 50mV/500A	
Relés auxiliares	Tres relés independientes de contacto A (SPST) para control de esquemas externos	
Temperatura de operación	Potencia completa de salida hasta +50°C ambiente	
Potencia de reposo	<2W	
Dimensiones (AxBxC) mm.	267,7x196x147	414,8x225x147
Peso (kg.)	4,3	7,1

Figura 4.4: *Especificaciones técnicas de regulador MPPT – 80 C*

Por ser una corriente de entrada muy superior a la corriente que soporta el regulador seleccionado, se determinó que se utilizara 5 reguladores, un regulador por cada ramal, por lo tanto el diseño de los paneles fotovoltaicos estará dividido en 5 grupos de 5 ramales conectados en paralelo, en cada ramal conectado un panel fotovoltaico en serie.

Por lo tanto la corriente de entrada y de salida de cada ramal hacia el regulador será:

Corriente de entrada al regulador

$$I_{entrada} = 1,25 * 8,91 * 5$$

$$I_{entrada} = 55,69 A$$

Corriente de salida al regulador

$$I_{salida} = \frac{1,25 * 315 * 5 / 0,95}{48}$$

$$I_{salida} = 42,72 A$$

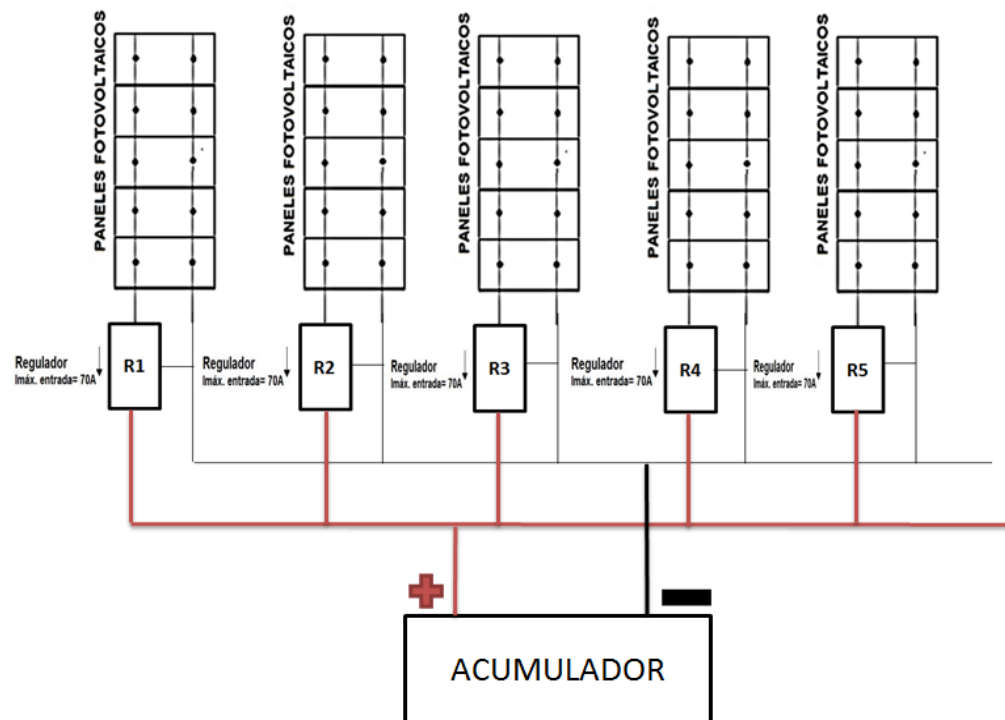


Figura 4.5: Diseño de la Conexión de los paneles hacia el regulador.

C. Determinación del banco de baterías

a) Máxima Profundidad de Descarga:

Máximo de descarga permitido al acumulador antes de desconectarse del regulador, para proteger la duración del mismo.

En baterías de plomo-ácido se utiliza el valor de 0,75.

b) Días de Autonomía:

En este caso consideramos un periodo de 02 días de autonomía.

c) Capacidad de las baterías

Se utilizaran las siguientes fórmulas; la primera para calcular el valor en Watts-hora, y la segunda es para convertirlo en Amperios-hora, que es la forma comercial en cómo se consiguen las baterías.

Dónde:

- C_n : Capacidad nominal del banco de baterías. (Ah)
- C_{ed} : Energía medio diario
- N : Periodo de autonomía (días): 02
- V_{bat} : Voltaje de la batería: 48 V
- $P_{Dmax,e}$: Profundidad de descarga máxima estacional : 75%
- $P_{Dmax,d}$: Profundidad de descarga máxima: 20%

Capacidad nominal de la batería en función de la descarga máxima diaria (C_{nd}):

$$C_{nd} = \frac{Q_{Ah}}{PD_{MAX,d}}$$

Ecuación 45: Capacidad nominal de la batería en función de la descarga máxima diaria (Ah)

$$C_{nd} = \frac{1157 \frac{Ah}{día}}{0,20}$$

$$C_{nd} = 2891,34 Ah$$

Capacidad nominal de la batería en función de la descarga máxima estacional (C_{ne}):

$$C_{ne} = \frac{Q_{Ah} * n}{PD_{MAX,e}}$$

Ecuación 46: *Capacidad nominal de la batería en función de la descarga máxima estacional (Ah)*

$$C_{ne} = \frac{1157 * 2}{0,75}$$

$$C_{ne} = 1542,05 Ah$$

d) Calculando cantidad de baterías a utilizar:

Para el cálculo de baterías, se seleccionará la capacidad nominal mayor calculada anteriormente.

$$C_{nd} = 2891,34 Ah$$

Se ha seleccionado Batería Solar de 12 V, 250 Ah:



ESPECIFICACIONES TÉCNICAS		
Voltaje Nominal	12V	
Capacidad Nominal C100	250Ah	
Dimensiones	Total Alto (mm) (Incl. Terminales)	236
	Alto (mm)	214
	Largo (mm)	514
	Ancho (mm)	274
Peso (Kg)	60	
Voltaje Absorción (V)	28,8	
Tiempo Absorción (h)	2	
Voltaje Flotación (V)	27,2	
Ecuación max. (V) (10 semanas periodo recomendado)	31,2	
Tiempo Ecuación (h)	1	

$$CANTIDAD DE BATERÍA = \frac{Cn}{Ah}$$

Ecuación 47: Número de baterías.

$$CANTIDAD DE BATERÍA = 48$$

12 ramales en paralelo, cada ramal conformada por 4 baterías en serie, formando un sistema de 48 V. (ver figura 4.6).

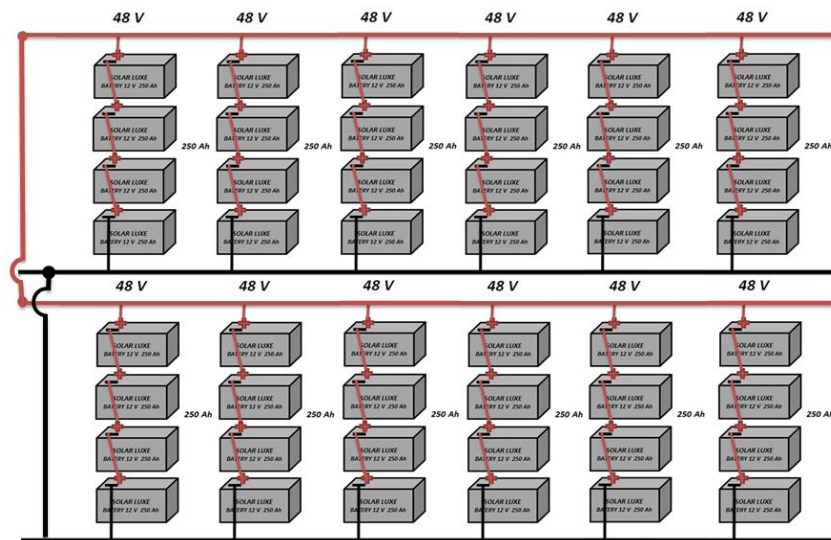


Figura 4.6: Diseño de la conexión de los acumuladores.

D. Selección del inversor

La potencia del inversor deber ser mayor a 1,35 veces de la potencia instalada de los paneles solares que demanda la localidad de Huacrupe.

La potencia instalada fotovoltaica para nuestro caso es de 5,78 Kw, luego la potencia del inversor será de:

$$P_{inv} > 1,35 \times P_{instalada}$$

Ecuación 48: Potencia de inversor

$$P_{inv} > 1,35 \times 5,78 = 8 \text{ KW}$$

Obtenido la potencia del inversor, se seleccionó 1 inversor con $P_{inv} = 8$ KW.



Figura 4.7: Inversor PVS300-TL-8000W-2

Technical data and types

Type code	PVS300-TL-3300W-2	PVS300-TL-4000W-2	PVS300-TL-4600W-2	PVS300-TL-6000W-2	PVS300-TL-8000W-2
	3.3 kW	4.0 kW	4.6 kW	6.0 kW	8.0 kW
Input (DC)					
Nominal PV-power (P_{PV})	3400 W	4100 W	4700 W	6100 W	8100 W
Maximum PV-power ($P_{PV,max}$)	3700 W	4500 W	5200 W	6700 W	8900 W
DC voltage range, mpp (U_{DC})	335 to 800 V				
Max DC voltage ($U_{DC,max}$)	900 V				
Nominal DC voltage, (U_N)	480 V				
Max DC current ($I_{DC,max}$)	10.5 A	12.7 A	14.6 A	19.0 A	25.4 A
Number of DC inputs (parallel)	4, with MC4 quick connectors				
Output (AC)					
Nominal AC output power (P_{AC})	3300 W	4000 W	4600 W	6000 W	8000 W
Nominal AC current ($I_{AC,nom}$)	14.3 A	17.4 A	20.0 A	26.1 A	34.8 A
Nominal voltage ($V_{AC,nom}$)	230 V				
Operating range, grid voltage ¹⁾	180 to 276 V				
Operating range, grid frequency (f_{AC}) ²⁾	47 to 63 Hz				
Harmonic distortion of grid current (K_{HAC})	< 3%				
Power factor (cos ϕ)	1				
Grid connection	Single phase: L, N and PE				
Transformer	No				
Efficiency					
Max efficiency ($P_{AC,max}$)	97.1%				
Euro-eta	96.0%	96.3%	96.3%	96.6%	96.6%
Power consumption					
In standby operation ($P_{standby}$)	< 12 W				
Night consumption (P_{night})	< 1 W				
Environmental limits					
Degree of protection	IP55				
Permissible ambient temperature range	-25 C° to +60 C°				
Nominal power up to	+50 C°				
Relative humidity, not condensing	0 to 100%				
Max. altitude (above sea level) ³⁾	2000 m				
Acoustic noise level	<45dBA				

Figura 4.8: Especificaciones técnicas del inversor PVS300-TL-8000W-2

E. Cálculo y selección de conductores eléctricos en el área de la generación de energía eléctrica.

a) Cálculo del conductor corriente continua

1. Porcentaje de pérdida en los tramos

1.1. Caída de Tensión

ΔV : Es la caída de tensión máxima permitida en los conductores, que según se indica en el Pliego de Condiciones

Técnicas del IDAE, deberá ser en los conductores de continua como máximo del 1,5%.

Tabla 4.20
Caída de tensión en tramos

TRAMOS	ΔV %
PANEL SOLAR — REGULADOR	1,5
REGULADOR — BATERIA	1,5
BATERIA — INVERSOR	1,5

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4.21
Longitud de tramos

TRAMOS	L (m)
PANEL SOLAR — REGULADOR	10
REGULADOR — BATERÍA	5
BATERIA — INVERSOR	5

Fuente: Elaboración propia.

1.2. Selección del cable conductor

$$S = 2 * \frac{L * I}{\Delta V * K}$$

Ecuación49: *Sección de conductor.*

Dónde:

$$I = N_{panel} * I_{sc}$$

Ecuación50: *Corriente que pasa por el conductor.*

$$\Delta V = \Delta V \% * V_{MP}$$

Ecuación51: *Caída de tensión en conductor.*

Tabla 4.22
Sección de tramos

TRAMOS	S(mm²)
PANEL SOLAR — REGULADOR	21
REGULADOR — BATERÍA	41
BATERIA — INVERSOR	41

Fuente: Elaboración propia.

Se seleccionó el conductor de cobre de 50 mm²

	mm ²
	1,5
2,5	
4	
6	
10	
16	
25	
35	
50	
70	
95	
120	
150	
185	
240	
300	

Figura 4.9: Tabla de conductores de cobre para instalaciones fotovoltaicas 50 mm².

F. Cálculo y diseño de la micro red.

Para el cálculo y diseño de la respectiva microred del caserío Huacrupe, se tomó en cuenta las normas DGE (Dirección General de Electricidad):

Norma DGE N° 17 “Alumbrado de vías públicas en áreas rurales”.

Norma DGE N°20 “Especificaciones técnicas de montaje de redes secundarias con conductor autoportantes para electrificación rural”.

Norma DGE N° 31 “Bases para el diseño de líneas y redes secundarias con conductores autoportantes para electrificación rural”

a) Red Secundaria

1. Cálculo eléctrico

Parámetros y factores de caída de tensión de los cables autoportantes.

Tabla 4.23

Parámetros y factores de caída de tensión de cables Autoportantes.

FORMACIÓN	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR DE FASE		RESISTENCIA DEL CONDUCTOR DE ALUMBRADO PÚBLICO		RESISTENCIA DEL CONDUCTOR NEUTRO		REACTANCIA INDUCTIVA		FACTOR DE CAÍDA DE TENSIÓN			CAPACIDAD DE CORRIENTE A 40 °C (A)	
	A 20 °C	A 40 °C	A 20 °C	A 40 °C	A 20 °C	A 40 °C	XL(30)	XL(10)	K(380-220 V)	K(440-220 V)	K(220 VAP)	Cond. Fase	Cond. A.P.
3x35+16/25	0,868	0,929	1,910	2,045	1,380	1,478	0,094	0,123	1,607	-	3,272	102	64
3x25+16/25	1,200	1,285	1,910	2,045	1,380	1,478	0,100	0,116	2,223	-	3,272	83	64
3x16+16/25	1,910	2,045	1,910	2,045	1,380	1,478	0,110	0,110	3,538	-	3,272	64	64
3x35/25	0,868	0,929	-	-	1,380	1,478	0,091	-	1,607	-	-	102	-
3x25/25	1,200	1,285	-	-	1,380	1,478	0,095	-	2,223	-	-	83	-
3x16/25	1,910	2,045	-	-	1,380	1,478	0,103	-	3,538	-	-	64	-
2x35+16/25	0,868	0,929	1,910	2,045	1,380	1,478	0,086	0,114	-	3,780	3,272	102	64
2x25+16/25	1,200	1,285	1,910	2,045	1,380	1,478	0,093	0,109	-	3,776	3,272	83	64
2x16+16/25	1,910	2,045	1,910	2,045	1,380	1,478	0,096	0,096	3,538	3,772	3,272	64	64
2x16/25	1,910	2,045	-	-	1,380	1,478	-	0,096	-	3,768	3,272	64	-
1x16/25	1,910	2,045	-	-	1,380	1,478	-	0,094	-	-	3,272	64,000	-

Fuente: Elaboración propia.

1.2. Máxima Caída de tensión permisible.

La caída máxima de tensión entre la subestación de distribución y el extremo terminal más alejado de la red no deberá exceder el 7,0 % de la tensión nominal, según la Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico (NTCSE) para zonas rurales, los valores calculados serán:

$$\Delta V = K * I * L * 10^{-3}$$

Ecuación 52: Caída de tensión

Dónde:

K : Factor de caída de tensión

I : Corriente en (A)

L : Longitud del tramo en (m)

Circuito I

Cargas de los abonados (KW)

Domestico : 0,200 KW

Uso General : 0,300 KW

Conductor : 2X16/25

Potencia Luminaria : 0,06 KW

Factor de simultaneidad : 0,925

Tabla 4.24

Cuadro de cálculo de porcentaje de caída de tensión

Punto	Lotes	Carga Especial	Luminaria	Potencia	∑ Potencia	K	Longitud	Corriente	ΔV	∑ ΔV	ΔV%
0	0	0	0	0,000	4,120	3,772	5	18,727	0,353	0,353	0,16%
1	0	0	1	0,060	4,120	3,772	20,000	18,727	1,413	1,766	0,80%
1,1	1	0	0	0,185	0,985	3,772	48,280	4,477	0,815	2,581	1,17%
1.1.1	2	0	0	0,370	0,370	3,772	38,270	1,682	0,243	2,824	1,28%
1,2	1	0	0	0,185	0,430	3,772	19,760	1,955	0,146	2,727	1,24%
1,3	1	0	1	0,245	0,245	3,772	47,830	1,114	0,201	2,928	1,33%
1.a	1	0	0	0,185	0,430	3,772	52,820	1,955	0,390	2,156	0,98%
1.b	1	0	1	0,245	0,245	3,772	52,390	1,114	0,220	2,376	1,08%
2	0	1	0	0,400	2,645	3,772	44,950	12,023	2,039	3,805	1,73%
2,1	1	0	0	0,185	1,200	3,772	28,410	5,455	0,585	4,390	2,00%
2,2	2	1	0	0,770	1,015	3,772	42,900	4,614	0,747	5,137	2,34%
2,3	1	0	1	0,245	0,245	3,772	36,750	1,114	0,154	5,291	2,41%
3	1	0	1	0,245	1,045	3,772	52,070	4,750	0,933	4,738	2,15%
3,1	2	0	0	0,370	0,370	3,772	47,790	1,682	0,303	5,041	2,29%
4	1	0	0	0,185	0,430	3,772	48,590	1,955	0,358	5,096	2,32%
5	1	0	1	0,245	0,245	3,772	59,620	1,114	0,251	5,347	2,43%

Fuente: Elaboración propia.

Porcentaje de caída de tensión: 2,43%

La caída de tensión está dentro del rango de lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico (NTCSE) para zonas rurales 7,0%.

2. Calculo mecánico

Los cálculos mecánicos tienen la finalidad de determinar las tensiones y flechas en las diversas condiciones de operación.

Tabla 4.25

Cuadro de conductor tipo 2x16/25

Calculos Mecanicos		
DATOS DE CONDUCTOR		
TIPO 2x16/25		
N° de alambres	-	7
Seccion	mm ²	25
Diametro Exterior	mm	16,5
Esfuerzo de rotura	N/mm ²	295,8
Masa total	kg /m	0,249
Peso total	N/m	2,4402
Coefic. Dilatación lineal a 20 °C	1/°C	0,000021
Módulo de elasticidad final	N /mm ²	60820

Fuente: Elaboración propia.

2.1. Vano equivalente

$$a_{equiv} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n a_i^3}{\sum_{i=1}^n a_i}}$$

Ecuación 53: Vano equivalente.

Tabla 4.26
Vano equivalente

<i>a</i>	<i>a</i> ³
5	125,0
48,28	112538,7
38,27	56050,0
19,76	7715,4
47,83	109421,1
52,82	147365,3
52,39	143795,5
44,95	90821,6
28,41	22930,5
42,9	78953,6
36,75	49633,2
52,07	141176,6
47,79	109146,8
48,59	114720,4
59,62	211921,9
625,43	1396315,6

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4.27
Resultado de Vano equivalente

Equivalente	Máximo
47,250068	59,62

Fuente: Elaboración propia.

2.2. Hipótesis de Estado

La base de los factores meteorológicos.

- Velocidad del Viento
- Temperatura
- Hielo

Sobre la base de la zonificación del territorio del Perú, definir las Hipótesis de estado según el Código Nacional de

Electricidad Suministro y SENAMHI; a continuación las hipótesis base a considerar para el cálculo:

Tabla 4.28
Cuadro de hipótesis base.

CONSIDERACIONES DE DISEÑO MECANICO DE CONDUCTORES		HIPOTESIS I	HIPOTESIS II	HIPOTESIS III
DATOS PRELIMINARES				
TEMPERATURA	C°	15	15	27,7
VELOCIDAD DEL VIENTO	m/s	0	3,29	0
ESFUERZO DE DISEÑO EN VANO NORMAL EN - 18% TR	N/mm2	26,622	-	-
ESFUERZO DE DISEÑO EN VANO NORMAL EN - 15% TR	N/mm2	0	44,37	-
ESFUERZO MAXIMO ADMISIBLE - 60% el TR	N/mm2	177,48	177,48	177,48
CARGAS EN LOS CONDUCTORES				
PRESION DEL VIENTO	Pa	0	6,64	0
PESO APARENTE DEBIDO A LA PRESION DEL VIENTO	N/m	0	0,109	0
PESO APARENTE RESULTANTE DE LAS SOBRECARGAS	N/m	2,4402	2,443	2,4402

Fuente: Elaboración propia.

2.3. Ecuación de cambio de estado

$$(\sigma_2)^2 [\sigma_2 - \sigma_1 + \alpha E (T_2 - T_1) + \frac{d^2 E (W_1)^2}{24 A^2 (\sigma_1)^2}] = \frac{d^2 E (W_2)^2}{24 A^2}$$

Ecuación54: Ecuación de cambio de estado.

Dónde:

$$M = \frac{d^2 E}{24 A^2}, N = \frac{M (W_1)^2}{(\sigma_1)^2}, S = \alpha E (T_2 - T_1) + N - T_1$$

2.4. Flecha del conductor:

$$F_n = \frac{W_n * L^2}{8T}$$

Ecuación55: Flecha del conductor

2.5. Tiro en el Vértice:

$$T_0 = T_2 * A$$

Ecuación56: Tiro del vértice

2.6. Cálculo de Hipótesis de Estado.

Hipótesis I: Condición de máxima duración.

Tabla 4.29

Hipótesis I

HIPOTESIS I : CONDICION DE MAXIMA DURACION							
Vano	M	P	N	Q	σo	To	f [m]
47,25	9052,322821	53902,7446	31,1676528	4,54565284	36,318864	907,971599	0,01587324
5	101,3666667	603,595525	0,34901109	-26,2729889	27,0951607	677,379016	0,00225151
48,28	9451,259326	56278,2423	32,5412135	5,9192135	36,4469208	911,17302	0,01616225
38,27	5938,436012	35360,8688	20,4463667	-6,17563329	35,0157261	875,393153	0,01333493
19,76	1583,175415	9427,1384	5,45096134	-21,1710387	30,9882174	774,705434	0,00778011
47,83	9275,89702	55234,0341	31,9374313	5,31543129	36,3914596	909,786489	0,01603601
52,82	11312,327	67360,1113	38,9489734	12,3269734	36,9663981	924,159953	0,01743358
52,39	11128,89266	66267,8376	38,3173987	11,6953987	36,9201714	829,748538	0,01925916
44,95	8192,464137	48782,6507	28,2071114	1,58511138	36,018068	900,4517	0,01522666
28,41	3272,635403	19487,1564	11,2678664	-15,3541336	33,1196334	827,990834	0,01046601
42,9	7462,24908	44434,5296	25,6929402	-0,92905982	35,7317282	893,293205	0,01464869
36,75	5476,08075	32607,7392	18,8544517	-7,76754826	34,7580238	868,950595	0,01290024
52,07	10993,35651	65460,7773	37,8507402	11,2287402	36,8853826	922,134565	0,01722379
47,79	9260,388731	55141,6889	31,8840354	5,26203538	36,3864931	909,662328	0,01602479
48,59	9573,019749	57003,274	32,9604414	6,33844143	36,4846917	912,117292	0,01624919
59,62	14412,49269	85820,2837	49,623017	23,001017	37,6242691	940,606728	0,01933389

Fuente: Elaboración propia.

Hipótesis II: Condición de mínima temperatura y máxima velocidad del viento.

Tabla 4.30

Hipótesis II

HIPOTESIS II : CONDICION DE MINIMA TEMPERATURA Y MAXIMA VELOCIDAD VIENTO							
Vano	M	P	N	Q	σo	To	f [m]
47,25	9052,322821	53902,7446	11,2316421	11,2316421	34,3777988	859,44497	0,01676949
5	101,3666667	603,595525	0,12577038	0,12577038	8,40942461	539,198655	0,0028285
48,28	9451,259326	56278,2423	11,7266213	11,7266213	34,7848552	869,621379	0,0169345
38,27	5938,436012	35360,8688	7,36809645	7,36809645	30,5413255	763,533138	0,01528854
19,76	1583,175415	9427,1384	1,96432009	1,96432009	20,4899361	512,248403	0,01176635
47,83	9275,89702	55234,0341	11,5090411	11,5090411	34,6077776	865,194441	0,01686251
52,82	11312,327	67360,1113	14,0357354	14,0357354	36,5067456	912,668641	0,01765309
52,39	11128,89266	66267,8376	13,8081398	13,8081398	36,3485424	908,713559	0,01758559
44,95	8192,464137	48782,6507	10,164775	10,164775	33,4455329	836,138323	0,01639785
28,41	3272,635403	19487,1564	4,06051244	4,06051244	25,6224483	640,561208	0,01352839
42,9	7462,24908	44434,5296	9,25876289	9,25876289	32,586469	814,661725	0,01606258
36,75	5476,08075	32607,7392	6,79443056	6,79443056	29,8359382	745,898455	0,01502841
52,07	10993,35651	65460,7773	13,6399737	13,6399737	36,2301637	905,754093	0,01753528
47,79	9260,388731	55141,6889	11,4897992	11,4897992	34,5919795	864,799487	0,0168561
48,59	9573,019749	57003,274	11,8776952	11,8776952	34,9061496	872,653739	0,01698402
59,62	14412,49269	85820,2837	17,8822565	17,8822565	38,8825935	972,064838	0,01870821

Fuente: Elaboración propia.

Hipótesis III: Condición de máxima temperatura.

Tabla 4.31
Hipótesis III

HIPOTESIS III : CONDICIONES DE MAXIMA TEMPERATURA							
Vano	M	P	N	Q	σ	To	f [m]
47,25	9052,322821	53902,7446	31,1676528	-11,6750412	42,0947488	1052,36872	0,01369525
5	101,3666667	603,595525	0,34901109	-42,4936829	42,8228339	1070,57085	0,00142459
48,28	9451,259326	56278,2423	32,5412135	-10,3014805	42,0816149	1052,04037	0,01399814
38,27	5938,436012	35360,8688	20,4463667	-22,3963273	42,2271183	1055,67796	0,01105764
19,76	1583,175415	9427,1384	5,45096134	-37,3917327	42,5890956	1064,72739	0,00566088
47,83	9275,89702	55234,0341	31,9374313	-10,9052627	42,0873042	1052,18261	0,01386579
52,82	11312,327	67360,1113	38,9489734	-3,89372061	42,0283059	1050,70765	0,01533388
52,39	11128,89266	66267,8376	38,3173987	-4,52529527	42,0330476	1050,82619	0,01520733
44,95	8192,464137	48782,6507	28,2071114	-14,6355826	42,12555	1053,13875	0,01301906
28,41	3272,635403	19487,1564	11,2678664	-31,5748276	42,4096054	1060,24013	0,00817339
42,9	7462,24908	44434,5296	25,6929402	-17,1497538	42,15477	1053,86925	0,01241669
36,75	5476,08075	32607,7392	18,8544517	-23,9882423	42,2528122	1056,3203	0,010612
52,07	10993,35651	65460,7773	37,8507402	-4,99195382	42,0366167	1050,91542	0,01511316
47,79	9260,388731	55141,6889	31,8840354	-10,9586586	42,0878136	1052,19534	0,01385403
48,59	9573,019749	57003,274	32,9604414	-9,88225257	42,0777395	1051,94349	0,01408932
59,62	14412,49269	85820,2837	49,623017	6,78032295	41,9610329	1049,02582	0,01733569

Fuente: Elaboración propia.

2.7. Resumen de esfuerzos, flechas y tensiones

Hipótesis I

Tabla 4.32
Cuadro de resultado de Hipótesis I

	Vano	σ [N/mm ²]	To [N]	f [cm]
Equivalente	47,250	36,319	907,972	0,016
Máximo	59,620	37,624	940,607	0,019

Fuente: Elaboración propia.

Hipótesis II

Tabla 4.33
Cuadro de resultado de Hipótesis II

	Vano	σ [N/mm ²]	To [N]	f [cm]
Equivalente	19,760	34,378	859,445	0,017
Máximo	59,620	38,883	972,065	0,019

Fuente: Elaboración propia.

Hipótesis III

Tabla 4.34

Cuadro de resultado de Hipótesis III

	Vano	σ [N/mm ²]	To [N]	f [cm]
Equivalente	44,950	42,095	1052,369	0,014
Máximo	59,620	42,823	1070,571	0,017

Fuente: Elaboración propia.

2.8. Distancias mínimas del conductor a superficie del terreno.

Tabla 4.35

Cuadro de distancias mínimas de seguridad

Distancias Mínimas de Seguridad	
En lugares accesibles sólo a peatones	5,0 m
En zonas no accesibles a vehículos o personas	3,0 m
En lugares con circulación de maquinaria agrícola	6,0 m
A lo largo de calles y caminos En zonas urbanas	6,0 m
En cruce de calles, avenidas y vías férreas	6,5 m

Fuente: Elaboración propia.

2.9. Características del diseño de la altura del poste

a) Red Secundaria.

Tabla 4.36

Cuadro de altura de poste

ALTURA DEL POSTE				
Vanos	Flecha Max.	Distancia Min.	Hp	Resultados
47,25	0,01677	6	7,14	8
59,62	0,01933	6	7,14	8

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4.37
Cuadro de características de postes

CARACTERÍSTICAS DE POSTES							
DESIGNACION	LONGITUD TOTAL	LONGITUD DE EMPOTRAMIENTO	ESFUERZO EN LA PUNTA	DIAMETROS		PESO	ESFUERZO DE FLEXION
	m	m	Kg	VERTICE	BASE		
8m, C-5, G-D	8	1,20	860	0,154	0,267	115	550
8m, C-6, G-D	8	1,20	680	0,137	0,247	110	550
8m, C-7, G-D	8	1,00	550	0,100	0,100	80	550
8m, C-9, G-D	8	1,20	340	0,121	0,196	100	550
8m, C-5, G-E	8	1,20	860	0,154	0,267	110	450
8m, C-6, G-E	8	1,20	680	0,137	0,247	105	450
8m, C-7, G-E	8	1,20	550	0,121	0,230	100	450
8m, C-9, G-E	8	1,20	340	0,121	0,196	95	450

Fuente: Elaboración propia.

Formulas a utilizar:

$$F_v = P_v \times H_{VP} \times \frac{(D_v + D_e)}{2}; \text{ [Kg]} \quad T_c = 2T_{MAX} \text{Sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right); \text{ [Kg]}$$

$$D_e = D_b - \frac{H_e(D_b + D_v)}{(H_{VP} + H_e)}; \text{ [m]} \quad M_{TC} = 2T_{MAX} \text{Sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right) \times (\sum H_i); \text{ [Kg - m]} \quad M_{EV} = M_{VC} + M_{TC} + M_{VP}$$

$$Z = \left(\frac{H_{VP}}{3}\right) \times \frac{(D_e + 2D_v)}{(D_e + D_v)}; \text{ [m]} \quad F_{VC} = LxP_v \left(\frac{\phi}{1000}\right) \text{Cos}\left(\frac{\alpha}{2}\right) \quad Q_N = \frac{M_{EV}}{(hl - 0.15)}$$

$$M_{VP} = F_{VP} \times Z; \text{ [Kg - m]} \quad M_{VC} = LP_v \left(\frac{\phi}{1000}\right) \text{Cos}\left(\frac{\alpha}{2}\right) \times (\sum H_i); \text{ [Kg - m]}$$

Ecuación 57: Fórmulas para cálculo de postes.

Tabla 4.38
Cuadro de resultado de postes

Hp	He	Hvp	Dv	Db	De	Fv	Z	Mvp	Tc	Mtc	Fvc	Mvc	Mnr	Qn	Esfuerzo
8	1,2	6,8	0,154	0,267	0,20385	41,3917938	3,24212193	134,1972425	47,60382601	318,94563	0,2771756	1,8570763	454,999953	68,42	860
8	1,2	6,8	0,137	0,247	0,1894	37,7540352	3,21805556	121,4945827	47,60382601	318,94563	0,2771756	1,8570763	442,2972933	66,51	680
8	1	7	0,1	0,1	0,075	20,83725	3,66666667	76,40325	47,60382601	328,4664	0,2771756	1,9125114	406,7821609	59,38	550
8	1,2	6,8	0,121	0,196	0,14845	31,1667426	3,28454259	102,3684934	47,60382601	318,94563	0,2771756	1,8570763	423,1712039	63,63	340
8	1,2	6,8	0,154	0,267	0,20385	41,3917938	3,24212193	134,1972425	47,60382601	318,94563	0,2771756	1,8570763	454,999953	68,42	860
8	1,2	6,8	0,137	0,247	0,1894	37,7540352	3,21805556	121,4945827	47,60382601	318,94563	0,2771756	1,8570763	442,2972933	66,51	680
8	1,2	6,8	0,121	0,23	0,17735	34,5095478	3,18594492	109,9455185	47,60382601	318,94563	0,2771756	1,8570763	430,748229	64,77	550
8	1,2	6,8	0,121	0,196	0,14845	31,1667426	3,28454259	102,3684934	47,60382601	318,94563	0,2771756	1,8570763	423,1712039	63,63	340

Fuente: Elaboración propia.

2.10. Cálculo mecánico de retenidas

a) Tiro máximo de retenidas

Tabla 4.39
Cuadro de tiro máximo de retenidas simple (TR)

TIRO MAXIMO DE RETENIDAS SIMPLE (TR)		
DATOS	CANTIDAD	UNIDAD
Tiro máximo del cable	3850	Kg
Coefficiente de seguridad	2	
TR	1925	Kg

Fuente: Elaboración propia.

b) Fuerza máxima del conductor

Tabla 4.40

Cuadro de fuerza máxima del conductor

FUERZA MAXIMA DE CONDUCTOR		
DATOS	CANTIDAD	UNIDAD
Tiro máximo de la retenida	4850	Kg
Angulo de la con la vertical	30	°
Altura de la aplicación de retenida	6,5	m
Fp	2352,61194	Kg

Fuente: Elaboración propia.

c) Cálculo de anclaje

Tabla 4.41

Cuadro de cálculo de anclaje

CALCULO DE ANCLAJE		
PARAMETROS A CONSIDERAR	UNIDAD	CANTIDAD
Bloque de anclaje 0.4x0.4x0.2		m
varilla de anclaje (Comercial)	0,625	
Máximo tiro que soporta la retenida (Tr)	4850	Kg
Inclinación de la varilla	30	°
Peso específico del terreno (tierra media)	1545	Kg/m ³
Angulo de deslizamiento	50	°
V	1,56957929	m ³
h	1,415	
l	1,83390126	

Fuente: Elaboración propia.

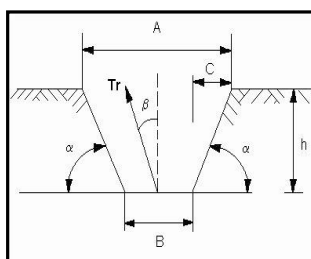


Figura 4.10: Anclaje de retenida

2.11. Calculo de puesta a tierra baja tensión

Tabla 4.42

Cuadro de datos de partida

Resistividad del Terreno	30	W - m
Resistencia del Sistema de Puesta a Tierra	15	W (según CNE-SUMINSTRO)

Fuente: Elaboración propia.

Esquema del Sistema de Puesta a Tierra

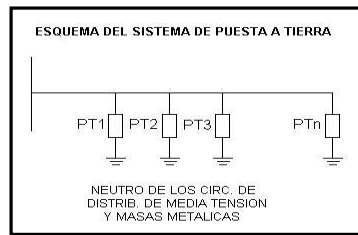


Figura 4.11: Esquema del sistema de puesta a tierra

Condición a satisfacer:

$R/n <$	15	W
---------	------	-----

Considerando un Electrodo único:

$R =$	r	$\ln(4 * L / (1.36 * d))$
	$2 * \rho * L$	

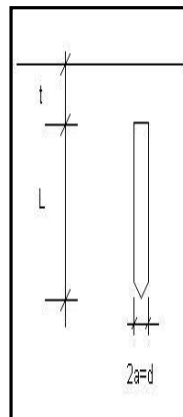


Figura 4.12: Electrodo o Varilla de cobre

Tabla 4.43

Cuadro de resultado para electrodo

$L =$	$2,44$	m
$d =$	$5/8$	in
$d =$	$0,0159$	m
$t =$	$0,2$	m
$rf =$	30	$W - m$
$Rf =$	$11,9637$	W
$n =$	1	
$Rf =$	$11,9637$	W

Fuente: Elaboración propia.

4.1.5. Selección de la estructura de soporte

Como estructura, se ha elegido la marca Conergy Solar Línea Single.

Conergy Solar Línea es una de las estructuras para sistemas fotovoltaicos en suelo más eficiente y rápida de instalar.

Existen dos versiones: Conergy Solar Línea Single, con una única fila de módulos, y Conergy Solar Línea Doublé, con doble poste y una completa flexibilidad para utilizar diferentes hileras de módulos, fijándola al suelo mediante cimentación o simplemente hincado los postes en el suelo. Conergy Solar Línea permite una perfecta adaptación a cualquiera que sea su necesidad.(VerAnexo06).



Figura 4.13: Estructura de soporte de los paneles

Características:

- **Ángulo de montaje óptimo:** Ofrece la posibilidad de ajustar el ángulo de inclinación. El ajuste estándar es 30° y ofrece un rango óptimo de funcionamiento entre 15° y 35°.
- **Montaje rápido:** Todos los componentes han sido pre confeccionados conforme al tipo de módulo elegido. La sencilla instalación permite cortos tiempos de montaje con uso reducido de herramientas.
- **Sistema Flexible:** permite la adaptación a todo tipo de proyectos.

- **Ahorro de costes:** ahorro en transporte y almacenaje gracias a su diseño plegable.
- **Elevada seguridad:** Las estructuras adosables disponen a petición de una resistencia comprobable.
- **Vida útil prolongada:** Los componentes utilizados se fabrican de aluminio y de acero inoxidable. Su elevada resistencia a la corrosión garantiza una larga vida útil.
- **Precios atractivos:** fabricación optimizada que permite adaptaciones individuales con plazos de entrega muy cortos y precios muy económicos.
- **Gran compatibilidad de módulos:** Es posible utilizar, prácticamente todos los tipos de módulos con marco de diferentes fabricantes.
- **Durabilidad garantizada:** Conergy ofrece una garantía de 10 años sobre los materiales utilizados.

A. Distancias entre estructuras

Esta distancia viene dada por la ecuación:

$$D = \frac{H}{\tan(61 - \phi)}$$

Ecuación 58: Distancia entre estructuras de soporte.

Dónde:

- D : Distancia entre módulos solares.
- H : Altura del suelo al punto más alto del panel
- ϕ : Latitud del lugar

Reemplazando los datos para la mini centra, se obtiene:

$$D = \frac{3}{\tan(61 - 5,78)}$$

$$D = 2,0835 \text{ metros} \approx 2,1 \text{ metros}$$

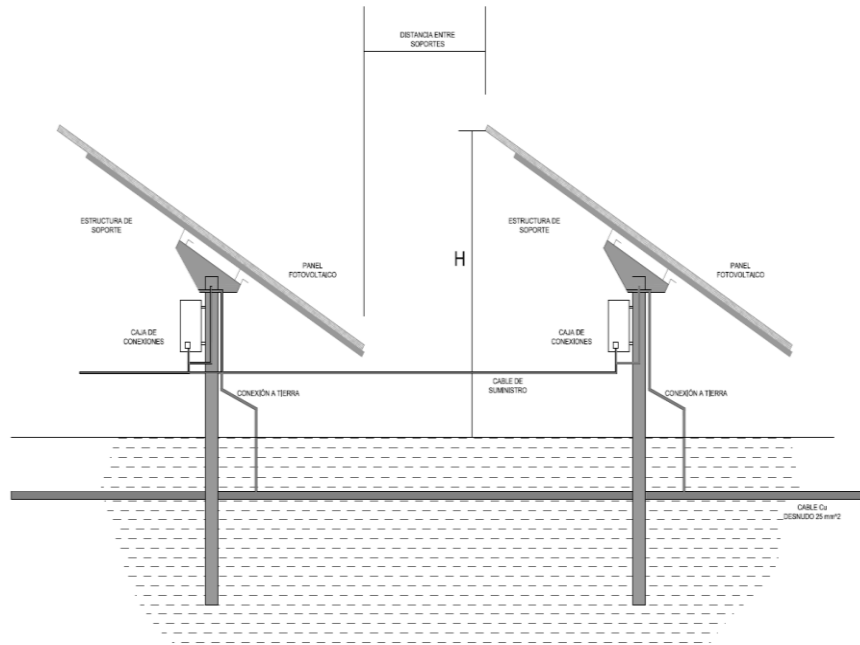


Figura 4.14:Detalle de la estructura de soporte de los paneles

Fuente: Elaboración propia.

4.1.6. Condiciones de mantenimiento

4.1.6.1. Plan de mantenimiento preventivo

A. Paneles solares

Por su propia configuración carente de partes móviles, los paneles fotovoltaicos requieren muy poco mantenimiento, al mismo tiempo el control de calidad de los fabricantes es general y rara vez presenta problemas. Dos aspectos a tener en cuenta primordialmente son, por un lado, asegurar que ningún obstáculo haga sombra sobre los módulos, y por el otro, mantener limpia la parte expuesta a los rayos solares de los módulos fotovoltaicos. Las pérdidas producidas por la

suciedad pueden llegar a ser de un 5%, y se pueden evitar con una limpieza periódica adecuada. El Mantenimiento Consiste en:

1. Limpieza periódica del panel

Las labores de limpieza de los paneles se realizarán semanal o bien después de una lluvia de barro. La limpieza se realizará con agua (sin agentes abrasivos ni instrumentos metálicos). Preferiblemente se hará fuera de las horas centrales del día, para evitar cambios bruscos de temperatura entre el agua y el panel (sobre todo en verano).

2. Inspección visual de posibles degradaciones (bimensualmente).

- Se controlará que ninguna célula se encuentre en mal estado (cristal de protección roto, normalmente debido a acciones externas).
- Se comprobará que el marco del módulo se encuentra en correctas condiciones (ausencia de deformaciones o roturas).

3. Control de la temperatura del panel (trimestralmente)

Se controlará, a ser posible mediante termografía infrarroja, que ningún punto del panel esté fuera del rango de temperatura permitido por el fabricante, sobre todo en los meses de verano.

4. Control de las características eléctricas del panel (anualmente)

- Se revisará el estado de las conexiones, entre otros.
- Ausencia de sulfatación de contactos.
- Ausencia de oxidaciones en los circuitos y soldadura de las

células, normalmente debido a la entrada de humedad.

- Comprobación de estado y adherencia de los cables a los terminales de los paneles.
- Comprobación de la estanqueidad de la caja de terminales o del estado de los capuchones de seguridad. Si procede, se sustituirán las piezas en mal estado y/o se limpiarán los terminales.
- Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra. Temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja. En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de 60 °C, se medirá la tensión e intensidad de la misma, controlando que está dentro de los valores normales. Si es necesario, sustituir dicha conexión.

B. Estructura soporte de los paneles

La estructura soporte de los paneles fotovoltaicos está fabricada íntegramente con perfiles de aluminio y tornillería de acero inoxidable, por lo que no requieren mantenimiento anticorrosivo. El mantenimiento de las mismas se realizará cada seis meses y consistirá en:

a) Anualmente:

- Comprobación de posibles degradaciones (deformaciones, grietas, etc.).
- Comprobación del estado de fijación de la estructura a cubierta.
Se controlará que la tornillería se encuentra correctamente

apretada, controlando el par de apriete si es necesario. Si algún elemento de fijación presenta síntomas de defectos, se sustituirá por otro nuevo.

- Comprobación de la estanqueidad de la cubierta. Consiste básicamente en cerciorarse de que todas las juntas se encuentran correctamente selladas, reparándolas en caso necesario.
- Comprobación del estado de fijación de módulos a la estructura. Operación análoga a la fijación de la estructura soporte a la cubierta.
- Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra.

C. Inversores

Los inversores son uno de los equipos más delicados de la instalación, y como tal requieren un mantenimiento más exhaustivo. Si bien los intervalos de mantenimiento dependen del emplazamiento de estos y de las condiciones ambientales (polvo, humedad, etc.). Las instrucciones que a continuación se muestran son válidas para el emplazamiento en el interior de un edificio sometido a rangos de temperatura normales (0-40°C a la sombra). Los trabajos de mantenimiento son los siguientes:

a) Cada mes:

- Lectura de los datos archivados y de la memoria de fallos.

b) Cada 6 meses:

- Limpieza o recambio de las esteras de los filtros de entrada de

aire.

- Limpieza de las rejillas protectoras en las entradas y salidas de aire.

c) Cada año:

- Limpieza del disipador de calor del componente de potencia.
- Comprobar cubiertas y funcionamiento de bloqueos.
- Inspección de polvo, suciedad, humedad y filtraciones de agua en el interior del armario de distribución.
- Si es necesario, limpiar el inversor y tomar las medidas pertinentes.
- Revisar la firmeza de todas las conexiones del cableado eléctrico y, dado el caso, apretarlas.
- Comprobar si el aislamiento o los bornes presentan descoloración o alteraciones de otro tipo. En caso necesario cambiar las conexiones deterioradas o los elementos de conexión oxidados.
- Comprobar la temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja. En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de 60 °C, se medirá la tensión e intensidad de la misma, controlando que está dentro de los valores normales. Si es necesario, sustituir dicha conexión.
- Inspeccionar y, dado el caso, reponer las etiquetas de indicación de advertencia.
- Comprobar el funcionamiento de los ventiladores y atender a ruidos. Los ventiladores pueden ser encendidos si se ajustan los termostatos o durante el funcionamiento.

- Intervalos de sustitución preventiva de componentes (ventiladores, calefacción).
- Revisión de funcionamiento de la calefacción.
- Verificar el envejecimiento de los descargadores de sobretensión y, dado el caso, cambiarlos.
- Revisión de funcionamiento de la monitorización de aislamiento, comprobar el funcionamiento y la señalización.
- Inspección visual de los fusibles y seccionadores existentes y, dado el caso, engrase de los contactos.
- Revisión de funcionamiento de los dispositivos de protección:
 - Interruptores de protección de la corriente de defecto.
 - Interruptores automáticos.
 - Interruptores de potencia.
 - Interruptores de protección de motores por accionamiento manual o mediante la tecla de control (si existe).
- Revisión de las tensiones de mando y auxiliares de 230 V y 48 V.
- Comprobación de funcionamiento de la parada de emergencia.
- Control de la función de sobre temperatura y revisar el funcionamiento del circuito de seguridad de esta función.
- Debido al peligro inminente por riesgo eléctrico, las operaciones de mantenimiento se deben realizar con los inversores desconectados y sin tensión.

D. Baterías o Acumuladores

El mantenimiento básico de la batería de acumulación comprende las siguientes acciones:

- Diariamente se deberá verificar que el indicador de carga esté encendido cuando la luz solar caiga sobre los módulos FV.
- Cada seis meses se deberá verificar el nivel de electrolito y llenar con agua destilada o desionizada si es necesario.
- Si las baterías no han sido cargadas completamente en los últimos seis meses, debe planearse una carga ecualizada.
- Las baterías que estén almacenadas y se quieran incorporar al sistema, se deberá realizar primero la carga a su máxima capacidad del sistema. Las baterías que estén almacenadas deberán ser recargadas cada seis meses.

E. Regulador de carga

Se debe tener cuidado con el recalentamiento y la humedad en el lugar de instalación del regulador, también debemos garantizar que las personas encargadas de su mantenimiento y de la lectura de los datos en su pantalla tengan acceso al regulador de carga. Se deberá periódicamente limpiar la parte externa del regulador para impedir la presencia de insectos o polvo. Hay que verificar el ajuste de los pernos de conexión de los cables del regulador. Para ello hay que retirar la tapa inferior del mismo y ajustar los bornes con cuidado para que no se topen entre ellos con el desarmador.

F. conductor eléctrico

De una buena conservación de la misma dependerá el correcto funcionamiento de la instalación solar fotovoltaica y de las protecciones de la misma. La parte más delicada de la línea eléctrica corresponde a la línea de CC sobre cubierta, por estar sometida a las inclemencias atmosféricas y agentes externo.

El mantenimiento de la línea eléctrica consiste en:

a) Cada 6 meses:

- Comprobación del estado de la cubierta y aislamiento de los cables, así como las protecciones mecánicas de los mismos. Si presenta algún síntoma de deterioro, sustituir el tramo completo.

b) Cada 2 años:

- Comprobación del estado de los bornes de abroche de la línea general de alimentación en la caja general de protección, mediante inspección visual.
- Abrir las arquetas de registro y comprobar el estado de empalmes y conexiones (sulfatación de contactos, óxido, etc.) sustituir las terminaciones en caso de síntomas de deterioro de las mismas.

c) Cada 5 años:

- Comprobación del aislamiento entre fases y entre cada fase y neutro. Se tendrán en cuenta todas las precauciones relacionadas en trabajos con riesgo eléctrico, debiendo desconectar los correspondientes interruptores-seccionadores de la línea a mantener. Se tendrá especial cuidado con la línea

de MT. En cualquier caso estos trabajos de mantenimiento serán realizados por un profesional competente y cualificado.

G. Protecciones de la instalación solar fotovoltaica

Las protecciones del circuito eléctrico de la instalación solar fotovoltaica deben encontrarse siempre en perfecto estado de funcionamiento ya que de estas depende la totalidad de las condiciones de seguridad tanto de equipos como de usuarios.

Las operaciones de mantenimiento que habrá que realizar son:

a) Por el personal cualificado Cada año:

Comprobación del funcionamiento de todos los interruptores del cuadro de mando y protección, verificando que son estables en sus posiciones de abierto y cerrado.

1. Cada 2 años:

- Revisión general, comprobando el estado del cuadro de mando y protección, los mecanismos alojados y conexiones. Comprobación mediante inspección visual del estado del interruptor de corte y de los fusibles de protección, el estado frente a la corrosión de la puerta del armario y la continuidad del conductor de puesta a tierra del marco metálico de la misma.
- Verificación del estado de conservación de las cubiertas aislantes de los interruptores, reparándose los defectos encontrados.

2. Cada 5 años:

- Comprobación de los dispositivos de protección contra cortocircuitos, contactos directos e indirectos, así como sus intensidades nominales en relación a la sección de los conductores que protegen, reparándose los defectos encontrados.
- Revisión de la rigidez dieléctrica entre los conductores.

3. Cada 10 años:

- Revisión general de la instalación. Todos los temas de cableado son exclusivos de la empresa autorizada.
- Se tomarán todas las precauciones referidas a trabajos con inminente riesgo eléctrico.

H. Puesta a tierra

Es imprescindible mantener la puesta a tierra tanto de la instalación solar fotovoltaica como la de las instalaciones auxiliares de las distintas casetas ya que de esta depende el correcto funcionamiento de las protecciones que dependen de ella. Las operaciones de mantenimiento a realizar son:

a) Cada año:

En la época en que el terreno esté más seco y después de cada descarga eléctrica, comprobación de la continuidad eléctrica y reparación de los defectos encontrados en los distintos puntos de puesta a tierra (masas metálicas, enchufes, neutros de los equipos, etc.).

b) Cada 2 años:

- Comprobación de la línea principal y derivadas de tierra, mediante inspección visual de todas las conexiones y su estado frente a la corrosión, así como la continuidad de las líneas. Reparación de los defectos encontrados.
- Comprobación de que el valor de la resistencia de tierra sigue siendo inferior a 20Ω . En caso de que los valores obtenidos de resistencia a tierra fueran superiores al indicado, se suplementarán electrodos en contacto con el terreno hasta restablecer los valores de resistencia a tierra de proyecto.

c) Cada 5 años:

- Comprobación del aislamiento de la instalación interior. Se reparan los defectos encontrados.
- Comprobación del conductor de protección y de la continuidad de las conexiones equipotenciales entre masas y elementos conductores, especialmente si se han realizado obras en aseos, que hubiesen podido dar lugar al corte de los conductores. Reparación de los defectos encontrados.

4.1.7. Factibilidad económica del proyecto

a) Presupuesto de la micro central

El presupuesto consta del precio de los equipos y materiales, que se necesitarán para el montaje de la micro central fotovoltaica.

Tabla 4.44

Presupuesto de la microcentral

ELEMENTOS DE LA MICRO CENTRAL					
Item	Descripción	Unidad	cant.	P. Unit (S/)	P.Tota l(S/)
1	modulo fotovoltaico	unid	25	799,00	S/. 19.975,00
3	Inversor PVS300-TL-8000W-2	unid	1	1199,00	S/. 1.199,00
4	baterias	unid	48	220,00	S/. 10.560,00
5	Estructura Conergy Solar Linea	unid	9	200,00	S/. 1.800,00
6	Reguladores	unid	5	750,00	S/. 3.750,00
7	Cable de cobre de 50 mm ² de sección para conexión de elementos de la micro central.	m	100	15,00	S/. 1.500,00
8	Terreno de instalación fotovoltaica	m ²	200	5,00	S/. 1.000,00
TOTAL DE ELEMENTOS DE LA MICRO CENTRAL					S/. 39.784,00
TOTAL DE SUMINISTRO DE MATERIALES					S/. 39.784,00
Item	PROYECTO EJECUTIVO DE LA INSTALACIÓN				
1	Costo de Montaje e Instalación (6% del Suministro de Materiales)	GLB	1	2387,04	S/. 2.387,04
TOTAL DE PROYECTO EJECUTIVO DE LA INSTALACIÓN					S/. 2.387,04
Item	PROYECTO DE SEGURIDAD Y SALUD				
1	Costo de Transporte de Materiales (1% del Suministro de Materiales)	GLB	1	397,84	S/. 397,84
TOTAL DE PROYECTO DE SEGURIDAD Y SALUD					S/. 397,84
COSTO DIRECTO					S/. 42.568,88
GASTOS GENERALES (8%)					S/. 3.405,51
UTILIDADES (10%)					S/. 4.256,89
SUBTOTAL					S/. 50.231,28
I.G.V. (18%)					S/. 9.041,63
PRESUPUESTO TOTAL					S/. 59.272,91

Fuente: Elaboración propia.

b) Presupuesto de suministro de equipos y materiales

El presupuesto consta de los materiales y dispositivos necesarios para el montaje de la microred (Red Secundaria).

Tabla 4.45
Presupuesto de suministro y equipos

ITEM	DESCRIPCIÓN DE PARTIDAS	UND.	COSTO (S/.)		
			TOTAL	UNITARIO	PARCIAL
1,00	POSTES DE MADERA				
1,01	PALO DE EUCALIPTO 8 M /3 000N	Und	15,00	40,00	600,00
	SUB-TOTAL 1				S/. 600,00
2,00	CABLES Y CONDUCTORES DE ALUMINIO				
2,01	CONDUCTOR AUTOPORTANTE DE ALUMINIO CAAI 2x16 + NP25 mm ²	m	620,43	4,48	2.779,53
	SUB-TOTAL 2				S/. 2.779,53
3,00	ACCESORIOS DE CABLES AUTOPORTANTES				
3,01	PERNO GANCHO SUSPENSION 5/8"	Und	7,00	4,00	28,00
3,02	PERNO ANGULAR C/OJAL 16MMX120C/TUERCA	Und	11,00	4,80	52,80
3,03	TUERCA OJAL DE 16MM	Und	11,00	4,90	53,90
3,04	GRAPA CONICA 35-70 MM2	Und	11,00	9,12	100,32
3,05	GRAPA SUSPENSION P/CABLE AUTOP. 35-70MM2	Und	7,00	6,97	48,79
3,06	CINTILLO CV-700	Und	50,00	0,68	34,00
3,07	CINTA VULCANIZANTE 3/4 PULG.	Und	2,00	5,00	10,00
3,08	ANILLO PLANO GLV 5/8"	Und	60,00	0,17	10,20
3,09	CONECTOR BIMETÁLICO AISLADO TIPO PERFORACION, P' CONDUCTORES Al 25mm ² /Cu 16mm ² Y PARA NEUTRO AISLADO.	Und	5,00	3,50	17,50
	SUB-TOTAL 3				S/. 355,51
4,00	LUMINARIAS, LAMPARAS Y ACCESORIOS				
4,01	PASTORAL TUBO A°G° 38 mm Ø, INT.; 500mm AVANCE HORIZ.; 720 mm ALTURA, Y 20° INCLINACION, PROVISTO DE 2 ABRAZADERAS DOBLES PARA POSTE DE CAC	Und	6,00	52,00	312,00
4,02	LUMINARIA COMPLETA CON EQUIPO PARA LAMPARA DE 60 W	Und	6,00	138,60	831,60
4,03	LAMPARA DE VAPOR DE SODIO DE ALTA PRESION DE 70 W	Und	6,00	24,65	147,90
	SUB-TOTAL 4				S/. 1.291,50
5,00	RETENIDAS Y ANCLAJES				
5,01	CABLE ACERADO 7 HILOS 3/8"	Und	9,00	3,36	30,24
5,02	VARILLA PREFORMADA 3/8" RETENIDA	Und	9,00	9,97	89,73
5,03	AISLADOR DE PORCELANA 54-1	Und	9,00	4,61	41,49
5,04	BLOQUE DE CONCRETO 0.5X0.5X0.2 AGUJ.20MM	Und	9,00	43,75	393,75
5,05	ARANDELA CUADR PLANA 102X102X6.35MM AGUJ	Und	9,00	3,06	27,54
5,06	VARILLA DE ANCLAJE 5/8" RETENIDA	Und	9,00	21,60	194,40
5,07	CINTA AISLANTE SCOTCH SUP 33+ 19MM X 20M	Und	5,00	3,45	17,25
	SUB-TOTAL 5				S/. 794,40
6,00	PUESTA A TIERRA				
6,01	ELECTRODO DE ACERO RECUBIERTO CON COBRE DE 16mm Ø X 2,40 m	Und	5,00	119,00	595,00
6,02	CONECTOR DE COBRE TIPO AB 5/8	Und	5,00	3,46	17,30
6,03	SAL ELECTROLITICA FAVIGEL X 25 KG	Und	5,00	95,00	475,00
6,04	CAJA DE REGISTRO PCV PUESTA A TIERRA	Und	5,00	16,00	80,00
6,05	CABLE PUESTA A TIERRA 06 AWG	m	10,00	4,54	45,40
6,06	TUBO PVC SEL 3/4"	Und	10,00	1,44	14,40
6,07	CURVA PVC SEL 3/4"	Und	3,00	0,22	0,66
	SUB-TOTAL 6				S/. 1.227,76
	TOTAL SUMINISTRO DE MATERIALES				S/. 7.048,70

Fuente: Elaboración propia.

c) Presupuesto de montaje de la red secundaria.

Tabla 4.46
Presupuesto de montaje de red secundaria

ITEM	MONTAJE ELECTROMECANICO	UNID.	METRADO TOTAL CANT.	PRECIO UNIT. S/.	TOTAL S/.
1,00	<u>OBRAS PRELIMINARES</u>				
1,01	ESTUDIOS DE INGENIERIA DE LAS REDES SECUNDARIAS	Localid	1,00	153,00	153,00
1,02	REPLANTEO TOPOGRÁFICO, UBICACIÓN DE ESTRUCTURAS E INGENIERÍA DE DETALLE DE LAS REDES SECUNDARIAS	Local	1,00	286,00	286,00
	SUB-TOTAL 1:				439,00
2,00	<u>INSTALACIÓN DE POSTES DE MADERA</u>				
2,01	TRANSPORTE DE POSTE DE MADERA 8 m DE ALMACEN A PUNTO DE IZAJE	u	15,00	11,69	175,35
2,02	EXCAVACIÓN EN TERRENO TIPO I (arcilloso y conglomerado)	m ³	9,45	11,35	107,26
2,05	RELLENO Y COMPACTACIÓN PARA CIMENTACIÓN DE POSTE DE 8m	m ³	9,45	30,00	283,50
	SUB-TOTAL 2:				566,11
3,00	<u>INSTALACIÓN DE RETENIDAS</u>				
3,01	EXCAVACIÓN EN TERRENO TIPO I (arcilloso y conglomerado)	m ³	10,00	11,35	113,50
3,02	EXCAVACIÓN EN TERRENO TIPO II (rocoso)	m ³	9,50	0,00	0,00
3,03	INSTALACIÓN DE RETENIDA INCLINADA	u	9,00	16,11	144,99
3,05	RELLENO Y COMPACTACIÓN DE RETENIDA INCLINADA Y VERTICAL	m ³	9,00	16,82	151,38
	SUB-TOTAL 3:				409,87
4,00	<u>MONTAJE DE ARMADOS</u>				
4,01	ARMADO TIPO E1/S, SIN CAJA DE DERIVACIÓN PARA ACOMETIDA	u	3,00	5,30	15,90
4,02	ARMADO TIPO E2/S, SIN CAJA DE DERIVACIÓN PARA ACOMETIDA	u	0,00	6,53	0,00
4,03	ARMADO TIPO E3/S, SIN CAJA DE DERIVACIÓN PARA ACOMETIDA	u	6,00	5,32	31,92
4,04	ARMADO TIPO E4/S, SIN CAJA DE DERIVACIÓN PARA ACOMETIDA	u	2,00	6,53	13,06
4,05	ARMADO TIPO E5/S, SIN CAJA DE DERIVACIÓN PARA ACOMETIDA	u	4,00	9,00	36,00
4,06	ARMADO TIPO E6/S, SIN CAJA DE DERIVACIÓN PARA ACOMETIDA	u	0,00	9,87	0,00
	SUB-TOTAL 4:				96,88
5,00	<u>MONTAJE DE CONDUCTORES AUTOPORTANTES</u>				
	COMPRENDE TENDIDO Y PUESTA EN FLECHA DE :				
5,02	CONDUCTOR AUTOPORTANTE DE ALUMINIO 2X16+P25 mm ²	km	0,643	250,00	160,75
	SUB-TOTAL 5:				160,8
6,00	<u>INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA</u>				
6,01	EXCAVACIÓN EN TERRENO TIPO I (arcilloso y conglomerado)	m ³	4,00	11,35	45,40
0,02	EXCAVACIÓN EN TERRENO TIPO II (rocoso)	m ³	0,00	0,00	0,00
6,03	INSTALACION DE PUESTA A TIERRA TIPO PAT-1 EN POSTE DE CONCRETO	u	0,00	11,82	0,00
6,04	RELLENO Y COMPACTACIÓN DE PUESTA A TIERRA	m ³	4,00	17,02	68,08
	SUB-TOTAL 6:				113,48
7,00	<u>PASTORALES, LUMINARIAS Y LAMPARAS</u>				
7,01	INSTALACIÓN DE PASTORAL DE A° G°	u	6,00	6,48	38,88
7,02	INSTALACIÓN DE LUMINARIA Y LÁMPARA	u	6,00	11,00	66,00
	SUB-TOTAL 7:				104,88
8,00	<u>PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO:</u>				
8,01	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	Loc	1,00	250,00	250,00
8,02	EXPEDIENTE TECNICO FINALES CONFORME A OBRA (1 ORIGINAL + 3 COPIAS) DE REDES SECUNDARIAS, INCLUYE LA PRESENTACIÓN DIGITALIZADA DE L EXPEDIENTE EN UN CD	Loc	1,00	150,00	150,00
	SUB-TOTAL 8:				400,00
TOTAL MONTAJE ELECTROMECÁNICO				S/.	2.290,97

Fuente: Elaboración propia.

d) Total de inversión para realizar el proyecto

Tabla 4.47

Total de inversión del proyecto

TOTAL DE LA INVERSIÓN	
TOTAL DE SUMINISTRO DE MATERIALES DE LA MICROCENTRAL	S/. 39.784,00
TOTAL DE SUMINISTRO DE MATERIALES DE LA RED SECUNDARIA	S/. 7.048,70
MONTAJE ELECTROMECAÁNICO	S/. 2.290,97
INSTALACIÓN	S/. 2.387,04
PROYECTO DE SEGURIDAD Y SALUD	S/. 397,84
GASTOS GENERALES (8%)	S/. 3.405,51
UTILIDADES (10%)	S/. 4.256,89
I.G.V. (18%)	S/. 9.041,63
TOTAL	S/. 68.612,57

Fuente: Elaboración propia.

e) Análisis de rentabilidad (VAN, TIR, B/C)

1. Ingresos por año

Los ingresos serán en su totalidad por la venta de energía generada en periodos anuales, para esto se calculó el costo de energía en S/. 3,71 Kwh.

Costo por Energía

$$\text{HSP} = 3,77 \text{ KWh/ m}^2 / \text{ día}$$

Calculando el área total de los módulos fotovoltaico

Realizando este cálculo determinaremos cual es el área total de nuestros paneles, y así determinar mediante la radiación en dicho caserío, la energía generada por nuestro sistema.

Datos del módulo fotovoltaico

Especificaciones mecánicas

Dimensiones	1956x992x40 mm
Peso (± 0.5 kg)	21.6 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa
Máx. impacto granizo (diámetro/velocidad)	25 mm / 23 m/s

$$\text{Área}_{\text{panel}} = 1,94 \text{ m}^2$$

$$\text{Área}_{\text{total panel}} = 49 \text{ m}^2$$

Energía generada

$$E = 3,77 \frac{\text{KWh}}{\text{m}^2} \cdot 49 \text{ m}^2 = 184,73 \text{ KWh /día}$$

Costo por KWh

$$\text{COSTO} = \frac{\text{TOTAL INVERSIÓN}}{\text{ENERGIA GENERADA}} = 3,71 \text{ soles}$$

A continuación se muestra en la tabla 4.48, los ingresos anuales según la producción estimada.

Tabla 4.48

Flujo de ingresos

FLUJO DE INGRESOS			
Año	consumo de energía (Kwh-mes)	costo S./kW.h	flujo de Ingresos Anuales
1	556,20	3,71	S/. 24.762,1
2	567,87		S/. 25.281,7
3	579,82		S/. 25.813,6
4	592,05		S/. 26.358,1
5	604,57		S/. 26.915,5
6	617,39		S/. 27.486,2
7	630,51		S/. 28.070,4
8	643,95		S/. 28.668,6
9	657,71		S/. 29.281,1
10	671,79		S/. 29.908,2
11	686,21		S/. 30.550,3
12	700,98		S/. 31.207,8
13	716,11		S/. 31.881,1
14	731,60		S/. 32.570,6
15	747,46		S/. 33.276,8
16	763,70		S/. 33.999,9
17	780,34		S/. 34.740,6
18	797,38		S/. 35.499,2
19	814,83		S/. 36.276,2
20	832,70		S/. 37.072,0

Fuente: Elaboración propia.

2. Costos de Operación proyectado por año

Se tendrá en cuenta los salarios del administrador de planta, un Técnico especialista encargado del mantenimiento; estos egresos serán en periodos anuales.

Tabla 4.49
Costos de operación

PERSONAL CALIFICADO	TIEMPO DE TRABAJO AL AÑO		PAGO S/ día	Sueldo S/ año
	MESES	DÍAS * mes		
ADMINISTRADOR	12	20	S/. 40,00	S/. 9.600,00
TECNICO MANTENIMIENTO	1	1	S/. 80,00	S/. 80,00
TAREA A REALIZAR				
LIMPIEZA DE LOS PANELES SOLARES				
REVISAR				
CONEXIONES				
CONTACTORES				
CONECTORES				
TOTAL DE COSTO DE OPERACIÓN				S/. 9.680,00

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4.50
Flujo de egresos

Año	flujo de Egresos
1	S/. 9.680,00
2	S/. 9.680,00
3	S/. 9.680,00
4	S/. 9.680,00
5	S/. 9.680,00
6	S/. 9.680,00
7	S/. 9.680,00
8	S/. 9.680,00
9	S/. 9.680,00
10	S/. 9.680,00
11	S/. 9.680,00
12	S/. 9.680,00
13	S/. 9.680,00
14	S/. 9.680,00
15	S/. 9.680,00
16	S/. 9.680,00
17	S/. 9.680,00
18	S/. 9.680,00
19	S/. 9.680,00
20	S/. 9.680,00

Fuente: Elaboración propia.

3. Flujo efectivo Neto

Teniendo en cuenta los ingresos y egresos en la micro central se presenta el siguiente cuadro con el flujo de caja para cada año.

Tabla 4.51
Flujo de caja

FLUJO DE EFECTIVO NETO	
Año	Valor
1	S/. 15.082,06
2	S/. 15.601,69
3	S/. 16.133,61
4	S/. 16.678,11
5	S/. 17.235,54
6	S/. 17.806,20
7	S/. 18.390,44
8	S/. 18.988,61
9	S/. 19.601,06
10	S/. 20.228,16
11	S/. 20.870,28
12	S/. 21.527,80
13	S/. 22.201,11
14	S/. 22.890,63
15	S/. 23.596,76
16	S/. 24.319,94
17	S/. 25.060,60
18	S/. 25.819,19
19	S/. 26.596,17
20	S/. 27.392,01

Fuente: Elaboración propia.

4. Análisis VAN

Considerando un costo de oportunidad del 5%, obtenemos un VAN de 177 855,20 nuevos soles, el cual debería cumplir que $VAN > 1$, lo que significa que el proyecto es altamente rentable.

Tabla 4.52

Valores para el análisis de VAN

<i>DATOS</i>	<i>VALORES</i>
Número de periodos	20
Tipo de periodo	anual
Tasa de descuento	5%

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4.53

Tabla de valor neto

TABLA DE VALOR ACRTUAL NETO			
Nº	FNE	$(1 + i)^n$	$FNE/(1 + i)^n$
0	- 68.612,57	0	- 68.612,57
1	S/. 15.082,06	1,05	14.363,87
2	S/. 15.601,69	1,10	14.151,20
3	S/. 16.133,61	1,16	13.936,82
4	S/. 16.678,11	1,22	13.721,13
5	S/. 17.235,54	1,28	13.504,49
6	S/. 17.806,20	1,34	13.287,26
7	S/. 18.390,44	1,41	13.069,75
8	S/. 18.988,61	1,48	12.852,24
9	S/. 19.601,06	1,55	12.635,02
10	S/. 20.228,16	1,63	12.418,34
11	S/. 20.870,28	1,71	12.202,42
12	S/. 21.527,80	1,80	11.987,48
13	S/. 22.201,11	1,89	11.773,72
14	S/. 22.890,63	1,98	11.561,32
15	S/. 23.596,76	2,08	11.350,45
16	S/. 24.319,94	2,18	11.141,25
17	S/. 25.060,60	2,29	10.933,86
18	S/. 25.819,19	2,41	10.728,41
19	S/. 26.596,17	2,53	10.525,01
20	S/. 27.392,01	2,65	10.323,76
		VAN=	177.855,20

Fuente: Elaboración propia.

5. Análisis TIR

Si deseamos que el proyecto recupere su inversión y los costos de operación durante la vida útil del proyecto debemos encontrar una TIR

que sea mayor a la tasa de actualización y nuestro proyecto obtiene una tasa mucho mayor al costo de oportunidad de (5%).

Tabla 4.54
Tasa interna de retorno (TIR)

Tasa Intena Retorno (TIR)	
Tasa de Descuento	VAN
0%	S/. 347.407,41
5%	S/. 177.855,20
10%	S/. 92.262,19
15%	S/. 45.212,91
20%	S/. 17.248,72
25%	-S/. 566,54
30%	-S/. 12.616,15
35%	-S/. 21.187,62
40%	-S/. 27.545,70
45%	-S/. 32.427,66
50%	-S/. 36.284,42
55%	-S/. 39.403,91
60%	-S/. 41.977,09
65%	-S/. 44.134,99
70%	-S/. 45.970,18
75%	-S/. 47.549,77
80%	-S/. 48.923,58
85%	-S/. 50.129,30
90%	-S/. 51.195,96
95%	-S/. 52.146,28
100%	-S/. 52.998,31

Tasa Intena Retorno (TIR)	
TIR	18,86%

Fuente: Elaboración propia.

TIR= 18,86%

En el caso de nuestro proyecto, determinó un TIR del 18,86% que es mucho más alto que el costo de oportunidad.

6. Relación Beneficio / Costo (B/C)

Este indicador nos permite aceptar el proyecto como viable, ya que la razón beneficio/costo es mayor que uno, en los resultados se pudo obtener un B/C= 3,15 lo que significa que por cada 3 nuevos soles invertidos, se obtendrá una ganancia de 15 centavos.

7. Inicio de año de ganancia

Tabla 4.55

Inicio de Año de ganancia.

AÑO	VAN	Ingreso S/.mes
1	-S/. 54.248,70	-S/. 4.520,73
2	-S/. 40.097,51	-S/. 3.341,46
3	-S/. 26.160,69	-S/. 2.180,06
4	-S/. 12.439,57	-S/. 1.036,63
5	S/. 1.064,93	S/. 88,74
6	S/. 14.352,19	S/. 1.196,02
7	S/. 27.421,93	S/. 2.285,16
8	S/. 40.274,17	S/. 3.356,18
9	S/. 52.909,19	S/. 4.409,10
10	S/. 65.327,53	S/. 5.443,96
11	S/. 77.529,95	S/. 6.460,83
12	S/. 89.517,43	S/. 7.459,79
13	S/. 101.291,15	S/. 8.440,93
14	S/. 112.852,48	S/. 9.404,37
15	S/. 124.202,92	S/. 10.350,24
16	S/. 135.344,17	S/. 11.278,68
17	S/. 146.278,03	S/. 12.189,84
18	S/. 157.006,43	S/. 13.083,87
19	S/. 167.531,44	S/. 13.960,95
20	S/. 177.855,20	S/. 14.821,27

Fuente: Elaboración propia.

4.2. Discusión de resultados.

El monto total a invertirse en el sistema fotovoltaico, asciende a S/.68 612,57 (Nuevos soles), por supuesto que existen otros diseños los cuales demandaría una inversión diferente en algunos casos mayor o menor al propuesto en este

proyecto, pero debido a la disponibilidad de los equipos, sus características técnicas, tiempo de vida, y rendimiento, se propone el presente diseño. El costo total de inversión del sistema está en función a los costos parciales, cabe resaltar que estos resultados están en función a los dispositivos propuestos y a las características climatológicas del caserío Huacrupe.

Al analizar los resultados obtenidos y en contraste con las referencias obtenida en el marco teórico e información de partida se puede observar que los valores obtenidos no difieren mucho de los sistemas convencionales de instalaciones fotovoltaicas para sectores aislados.

V. PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN

Para dar solución a la carencia de energía eléctrica que se vive en el caserío Huacrupe, distrito Olmos; se propuso la instalación de una micro central de paneles solares, con la finalidad de suministrar la potencia necesaria para satisfacer las necesidades de los pobladores actuales de la zona.

La micro central contará con las siguientes características:

5.1. Ubicación de la micro central

Se determinó ubicar la micro central fotovoltaica cerca del caserío, para evitar pérdidas de caída de tensión.

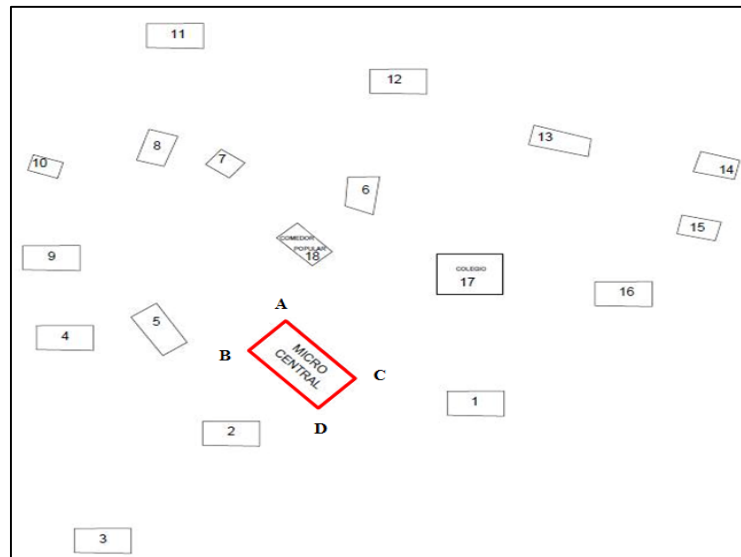


Figura 5.1: *Ubicación de la micro central.*

Fuente: Elaboración propia.

El terreno de la micro central consta de un área total de 200 m², y está delimitada los puntos:

- A : 621778,2640 E 9361830,9143 S
- B : 621766,8639 E 9361819,8525 S
- C : 621799,2299E 9361809,6415 S
- D : 621787,8297 E 9361798,4487 S

5.2. Topología de la instalación

En la figura 5.2, se muestra el esquema de conexiones de los paneles fotovoltaicos.

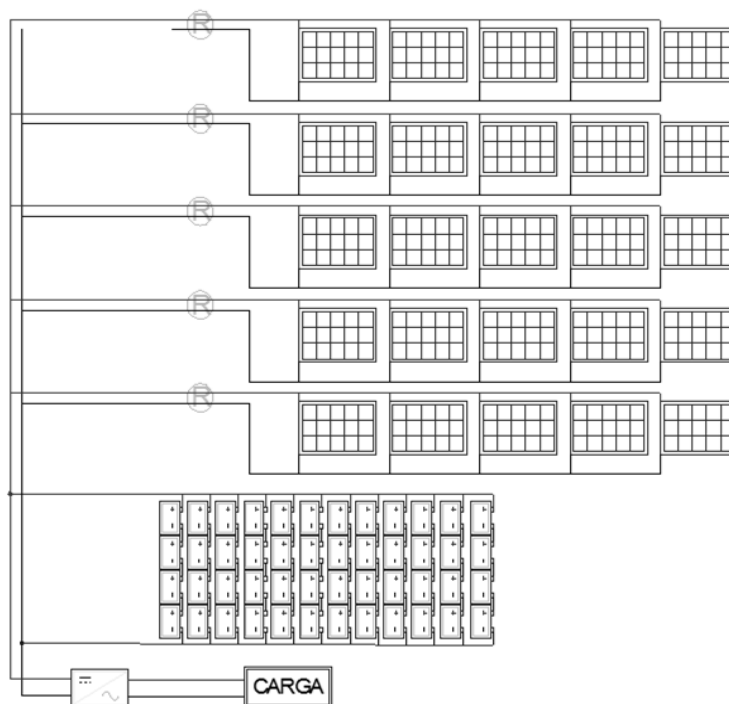


Figura 5.2: *Topología de instalación.*

Fuente: Elaboración propia.

La instalación de los paneles solares A-xxxPde 315W GS se diseñó en 25 armados conectados en paralelo, 1 paneles conectados en serie para cada armado.

Los acumuladores cuentan con 12 ramales conectados en paralelo, cada ramal conformado por 4 baterías de 12 V 250Ah, formando así 12 baterías conectados en paralelo de 48V 250Ah.

Los reguladores contará con su respectiva protección contra subidas de corriente con una corriente máxima de 70 Amperios, la conexión continuará con el inversor de corriente Inversor PVS300-TL-8000W-2, y finalmente se conectará la micro red(red secundaria), para abastecer a los abonados de dicho caserío.

Distancias entre estructuras.

Se calculó una separación entre estructuras para evitar que disminuya el rendimiento de los paneles fotovoltaicos por causas de la propia sombra que generan.

Esta distancia viene dada por la ecuación:

$$D = \frac{H}{\tan(61 - \phi)}$$

Ecuación 59: Distancia entre estructuras de soporte.

Dónde:

- D : Distancia entre módulos solares.
- H : Altura del suelo al punto más alto del panel
- ϕ : Latitud del lugar

Reemplazando los datos para la mini centra, se obtiene:

$$D = \frac{3}{\tan(61 - 5,78)}$$

$$D = 2,0835 \text{ metros} \approx 2,1 \text{ metros}$$

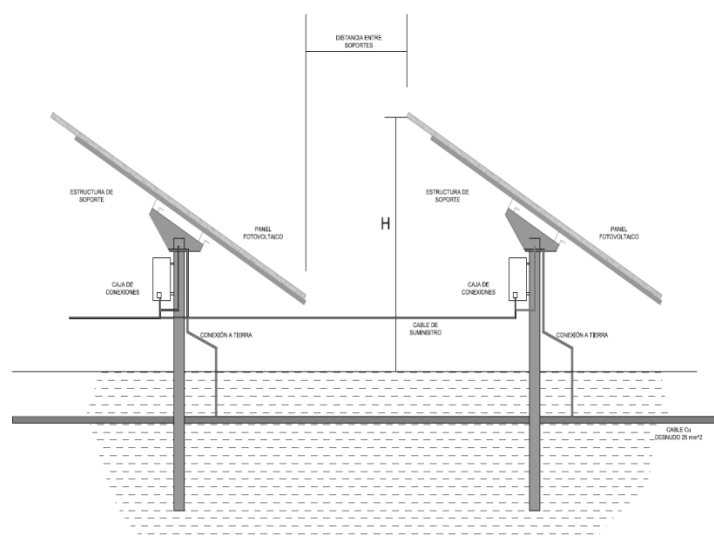


Figura 5.3: *Detalle de estructuras de soporte y conexiones.*

Fuente: Elaboración propia.

Diagrama unifilar

En la figura se muestra el diagrama unifilar para las conexiones de la microcentral.

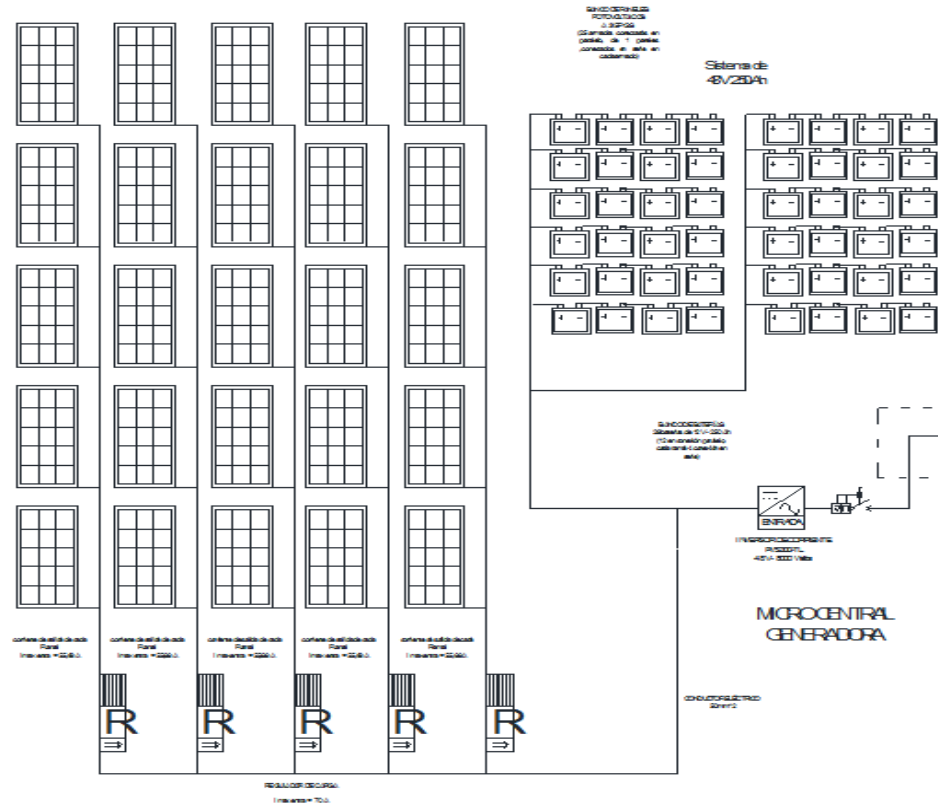


Figura 5.4: Diagrama unifilar de conexiones.

Fuente: Elaboración propia.

5.3. Estudio de rentabilidad

5.3.1. Análisis de rentabilidad

A. Valor Neto Actual (VAN)

El valor actual neto está midiendo en moneda de hoy, cuanto más rico son los inversionistas por invertir en el proyecto en lugar de la alternativa de que rinde la tasa de actualización. (Costo de Oportunidad).

Considerando un costo de oportunidad del 5%, obtenemos un VAN de S/ 177 855,20 nuevos soles, el cual cumple que $VAN > 1$, lo que significa que el proyecto es altamente rentable.

B. Tasa Interna De Retorno (TIR)

La TIR es el interés máximo que puede pagar nuestro proyecto por los préstamos y recursos utilizados. Si deseamos que el proyecto recupere su inversión y los costos de operación durante la vida útil del proyecto debemos encontrar una TIR que sea mayor a la tasa de actualización y nuestro proyecto obtiene una tasa mucho mayor al costo de oportunidad (5%).

En el caso de nuestro proyecto, se determina un TIR del 18,86% que es mucho más alto que el costo de oportunidad.

C. Relación Beneficio / Costo (B/C)

Este indicador nos permite aceptar el proyecto como viable, ya que la razón beneficio/costo es mayor que uno, en los resultados se pudo obtener un $B/C = 3.15$, lo que quiere decir que por 3 soles invertido se obtendrá una ganancia de 15 centavos.

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

- Mediante la metodología SNIP, se evaluó la máxima demanda actual y futura de la población del caserío Huacrupe, obteniendo una máxima demanda actual para el año 2015 de 3.78 KW y una proyección a 20 años de 5.78 KW al año 2035.
- Se obtuvo los datos de radiación solar promedio mensual de dicho caserío de todo un año por medio de los datos estadísticos brindados por la página de la NASA, en donde se tomó el nivel de radiación más crítico perteneciente al mes de febrero siendo de 3.77 KWh/m²/día para no tener problemas con el sistema de generación de energía para la localidad.
- De acuerdo al estudio realizado de la máxima demanda actual y futura se diseñó una micro central fotovoltaica de una capacidad de 7.88KWp, para abastecer de energía eléctrica a 18 viviendas del caserío Huacrupe, dicha micro central se diseñó con 25 paneles solares conectados en paralelo, cada panel tendrá una potencia de 315 Wp, conectado también con un inversor de 8Kwp, el cual convertirá la corriente continua proporcionada por el arreglo de paneles fotovoltaicos en alterna, para su posterior aprovechamiento por la población.

- Se diseñó la micro red de 220 V, con postes de 8m, para abastecer de suministro eléctrico a las 18 viviendas del caserío Huacrupe, el cálculo y diseño de la Microred se realizó teniendo en cuenta las fórmulas que se encuentran en las normas:
 - Norma DGE N° 31 “bases para el diseño de líneas y redes secundarias con conductores autoportantes para electrificación rural”
 - Norma DGE N° 17 “alumbrado de vías públicas en áreas rurales”

- Determinando los elementos que conforman la micro central de paneles solares, se elaboró el presupuesto total de inversión del proyecto, llegando a una suma de S/.68.612,57 nuevos soles, la cual será recuperada en un periodo de 5 años.

- Se elaboró la evaluación económica del proyecto aplicando los indicadores que miden la rentabilidad del proyecto a partir de su flujo de caja proyectado.

Como resultado de la evaluación económica desarrollada utilizando el método de beneficio/costo, se determinó que el proyecto a ejecutarse es viable, ya que por cada 3 soles invertidos se obtendrá una ganancia de 15 centavos.

- Se elaboró mediante el software AutoCAD, los planos del diagrama unifilar de la micro central fotovoltaico, de la red Secundaria y

Acometidas Domiciliarias para la distribución de la energía eléctrica para dicho caserío.

- Se elaboró un plan de mantenimiento preventivo a los Paneles solares fotovoltaicos, el cual logrará reducir las pérdidas producidas por la suciedad, las cuales pueden llegar a ser de un 5%, también se tomó en cuenta el plan preventivo a la Estructura soporte de los paneles, el cual consistirá en la comprobación de posibles degradaciones como también al Inversor; las operaciones de mantenimiento se realizarán desconectados y sin tensión.

6.2. Recomendaciones

- Por lo anteriormente expuesto en el desarrollo de este proyecto: DISEÑO DE UNA MICRO CENTRAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE PANELES SOLARES EN EL CASERÍO HUACRUPE, DISTRITO OLMOS, PROVINCIA LAMBAYEQUE, cuya meta específica consiste en el diseño de una micro central solar fotovoltaica, con su Microred equivalente a las redes secundarias y Acometidas Domiciliarias, debe ser considerado VIABLE, por el Sistema Nacional de Inversión Pública y Privada.

REFERENCIAS

CLARA. (17 de abril de 2011). Centrales Solares. Centrales Eléctricas.

“Diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica de 1.1 MW”. Autor: Roger

Guardiola Pereyra. Junio 2008.

Diseño De Un Sistema Fovovoltaico Para El Suministro De Energía Eléctrica A 15

Computadoras Portátiles En La Pucp. Tesis para optar el Título de Ingeniero

Mecánico, que presenta el bachiller. Autor: Paulo Daniel Valdiviezo Salas; Lima,

junio de 2014

“DISEÑO DE UNA MICRO RED PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA

ELÉCTRICA MEDIANTE UNA CENTRAL SOLAR EN EL CASERÍO CHEPITO

ALTO, DISTRITO MÓRROPE, PROVINCIA LAMBAYEQUE”

Tesis para optar el Título de Ingeniero Mecánico Electricista, que presenta los

bachilleres. Autores: Malca León, Hubert y Vitón Ortiz, Juan Carlos; Chiclayo,

Febrero de 2014

EDWIND.COM. (19 de 10 de 2014). Central de Energía Solar Fovovoltaica en

Argentina. Recuperado el 15 de 09 de 2015, de Central de Energía Solar

Fovovoltaica en Argentina: [http://www.ewind.com/2014/10/19/primera-](http://www.ewind.com/2014/10/19/primera-central-de-energia-solar-fovovoltaica-en-buenos-aires/)

[central-de-energia-solar-fovovoltaica-en-buenos-aires/](http://www.ewind.com/2014/10/19/primera-central-de-energia-solar-fovovoltaica-en-buenos-aires/)

EFE. (03 de 11 de 2013). Perú Inagurandos Centrales Eléctricas de Energía Solar

hechas por Españoles. Recuperado el 15 de 09 de 2015, de Perú Inagura

dos Centrales Eléctricas de Energía Solar Hechas por Españoles.

“Especificaciones técnicas y ensayos de los componentes de sistemas fovovoltaicos

hasta 500 Wp”. Minem 2005.

Fundación Wikimedia, I. (16 de Mayo de 2015). Obtenido de

http://es.wikipedia.org/wiki/Panel_fovovoltaico

Giannoni, G. (2009). Celebrar el pasado, construir el futuro : cincuenta años de

desarrollo en América Latina. Washington: Banco Interamericano de Desarrollo.

“GeoModel Solar” consultor técnico con bases de datos online de mapas y servicios.

<http://geomodelsolar.eu>

“Handbook for Solar Photovoltaic Systems”.Publicación: Building and Construction Authority (Gobierno de Singapur).

HERALDO.ES. (29 de 10 de 2008). Planta de 9,94 megavatios ubicada en la localidad Zaragoza de Zuera. Recuperado el 15 de 10 de 2015, de Planta de 9,94 Megavatios ubicada en la localidad Zaragoza de Zuera:

http://www.heraldo.es/noticias/economia/inaugurada_mayor_planta_solar_fotovoltaica_sobre_suelo_aragones.html

Jordán, W. (22 de 02 de 2015). Energía fotovoltaica se enciende. Recuperado el 10 de 09 de 2015, de Energía fotovoltaica se enciende:

http://www.prensa.com/economia/Energia-fotovoltaica-enciende_0_4147085372.html

Morales, A. I. (Noviembre 2012). Sistemas Fotovoltaicos . AMARAY, Energía y desarrollo para zonas rurales, 50.

Moya, R. S. (MARZO 2010). Diseño de una central fotovoltaica de 100 kWp de potencia nominal. Madrid- España: UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID.

MUÑIZ, J. M. (2009). ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (4ª ED). madrid, madrid: FUND. CONFEMETAL.

Murcia, H. R. (2008). Desarrollo de la Energía Solar En Colombia Y Sus Perspectivas. Universidad De Los Andes Colombia.

- Pereira, J. C. (29 de 12 de 2008). CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE AMARELEJA. Recuperado el 25 de 09 de 2015, de CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE AMARELEJA:
<http://josecarlospereira.blogspot.pe/2008/12/maior-central-fotovoltaica-do-mundo-em.html>
- Recarte, A. (23 de 05 de 2001). Libertad Digital . Recuperado el 09 de 09 de 2015, de Libertad Digital : <http://www.libertaddigital.com/opinion/alberto-recarte/crisis-energetica-en-estados-unidos-3879/>
- REPUBLICA.PE, L. (11 de 17 de 2012). Arequipa; Inaguran segunda Planta que convierte radiación solar en Energía Eléctrica . Recuperado el 17 de 09 de 2015, de Arequipa; Inaguran Segunda Planta Que Convierte Radiación Solar en Energía Eléctrica: <http://larepublica.pe/16-11-2012/inauguran-segunda-planta-que-convierte-radiacion-solar-en-energia-electrica>
- Ríos., D. A. (octubre 31, 2012). Perú: Estrategia energética sostenible: Iquitos 2030. Sector Electricidad.
- Instituto Geofísico del Perú. Título: "Meteorología Descriptiva". Autor: Juan Carlos Inzunza B.
- Roa, A. F. (2011). Método para la localización óptima de las centrales de energía renovables. Santiago de Chile: Universidad de Santiago de Chile.
- RODRÍGUEZ, E. (27 de 10 de 2012). Perú tiene la Primera Central Fotovoltaica de Sudamérica. Recuperado el 17 de 09 de 2015, de LA REPUBLICA.PE:
<http://larepublica.pe/27-10-2012/el-peru-tiene-la-1ra-central-fotovoltaica-de-sudamerica>
- "Photovoltaic Technologies" <http://www.odec.ca>
- Sánchez, C. (23 de 05 de 2014). El Confidencial. Recuperado el 07 de 09 de 2015,

de El Confidencial: <http://www.libertaddigital.com/opinion/alberto-recarte/tesis-energetica-en-estados-unidos-3879/>

“Selección de sistemas fotovoltaicos”. Autor: Miguel Ángel Hadzich Marín.

Valeriano Ruiz Hernández, Manuel A. Silva Pérez, “Radiación solar, medidas y cálculos”, E.T.S.I. U.S. (2002)

ANEXOS

ANEXO Nº 01

GUÍA DE OBSERVACIÓN

Situación Actual del Caserío Huacrupe



Carencia de energía eléctrica



ANEXO Nº 02

FORMATO DE HOJA DE ENCUESTA

FORMATO DE ENCUESTA					
LOCALIDAD:					
1. UBICACIÓN					
1.1. Provincia: Distrito:.....					
1.2. Región: 1.3. Latitud (utm):..... 1.4. Longitud (utm):.....					
1.5. Altitud: m.s.n.m. 1.6. Temperatura Promedio:..... °C					
2. POBLACIÓN					
2.1. Número total de viviendas en la localidad:					<input style="width: 50px; height: 20px;" type="text"/>
2.2. Número total de habitantes:					<input style="width: 50px; height: 20px;" type="text"/>
2.3. Número total de habitantes mayores de 18 años					<input style="width: 50px; height: 20px;" type="text"/>
3. COMUNICACIONES					
3.1. ¿Qué medio de comunicación utiliza en la localidad?					
Camino de herradura		<input type="checkbox"/>	Rio		<input type="checkbox"/>
Carretera		<input type="checkbox"/>	Otro		<input type="checkbox"/> (especifique:.....)
3.2. ¿Que distancia y tiempo hay entre su localidad con:					
El distrito en la que pertenece:			km:.....	horas:.....	
La provincia en la que pertenece:			km:.....	horas:.....	
3.3. Acceso a localidad(desde la ciudad más cerca)					
Desde	Hasta	Tiempo (hrs)	Distancia(Km)	Medio transporte	Frecuencia
3.4. Su localidad cuenta con servicios de:					
Local comunal:		<input type="checkbox"/>	Tenencia gobernación:		<input type="checkbox"/>
Radio:		<input type="checkbox"/>	teléfono:	<input type="checkbox"/>	P.N.P.:
		<input type="checkbox"/>	televisor:	<input type="checkbox"/>	otro:
		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4. SERVICIOS BASICOS					
4.1. N° de viviendas con piso de tierra:					
4.2. N° de viviendas sin agua ni desagüe:					
4.3. Agua potable :		domiciliaria:		<input type="checkbox"/>	pileta:
4.4. Instalaciones sanitarias :		desagüe:		<input type="checkbox"/>	letrinas:
				<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5. ENERGIA					
5.1. ¿Tiene energía eléctrica?				SI	<input type="checkbox"/>
				NO	<input type="checkbox"/>

Si la tiene, indique de que tipo:

Central Hidráulica

Grupo Térmico

Sistema Interconectado

Panel Solar

5.2. N° de viviendas sin servicio eléctrico:

5.3. Horas al día con energía eléctrica: Horas

5.4. Consumo promedio de energía: KW-h/mes-familia

5.5. Pago promedio mensual: S/

5.6. Gasto equivalente de energía en velas, mecheros, combustibles, carbón por familia S/.....

6. SALUD

6.1. ¿Existe puesto o centro de salud en su localidad?.....

6.2. Si su respuesta es NO, indique el puesto de salud más cercano a su localidad:

Localidad donde se ubica el puesto:..... distancia:.....

7. EDUCACIÓN

7.1. Indique si su localidad cuenta con:

Centro de educación inicial:

N° Alumnos

Centro de educación primaria:

N° Alumnos

Centro de educación secundaria:

N° Alumnos

Instituto tecnológico:

N° Alumnos

Otros centros:

Especifique.....

8. ACTIVIDADES ECONÓMICAS

8.1. Agricultura Productos de cultivo:.....

Tierra de cultivo permanente por familia Hectáreas

Tierra de pastoreo por familia Hectáreas

Existen terrenos de reserva natural SI NO

Número de familias dedicadas a la agricultura:.....

Ingreso mensual por familia: S/.....

Cuanto está dispuesto a pagar por consumo de energía mensual: S/.....

La producción se destina a: consumo propio ventas trueque

8.2. Ganadería Reses/ familia Ovejas-Cabras/familia Auquénidos/familia

Número de familias dedicadas a la ganadería:.....

Ingreso promedio mensual por familia: S/.....

Cuanto está dispuesto a pagar por consumo de energía mensual: S/.....

La producción se destina a: consumo propio ventas trueque

8.3. Comercio principales productos que se comercializan:.....

Número de familias dedicadas al comercio:.....

Ingreso promedio mensual por familia: S/.....

Cuanto está dispuesto a pagar por consumo de energía mensual: S/.....

La producción se destina a: consumo propio ventas trueque

8.4. Minería Principales minerales de explotación:

Nombre de la compañía minera:

Numero de familia dedicadas a la actividad:

Ingreso promedio mensual por familia : S/.....

Cuanto está dispuesto a pagar por consumo de energía mensual: S/.....

El proceso de exportación es: industrializado artesanal

8.5. Otra actividad especifique:

Número de familias dedicadas a la ganadería:.....

Ingreso promedio mensual por familia: S/.....

Cuanto está dispuesto a pagar por consumo de energía mensual: S/.....

La producción se destina a: consumo propio ventas trueque

9. OTROS DATOS DE IMPORTANCIA

Existen evidencias de descargas atmosféricas:

Existen evidencias de presencia de pájaros carpinteros:

Material principal de la fachada en los lotes]

- Ladrillo N° viviendas:
- Adobe N° viviendas:
- Quincha N° viviendas:
- Piedra y barro N° viviendas:
- Madera N° viviendas:
- Otros Especifique: N° viviendas:

Nivel de polución ambiental típico según Norma IEC B15:

Muy Bajo Bajo Medio Pesado Muy Pesado

POR EL CONSULTOR

POR LA LOCALIDAD

(Firma del Responsable de la encuesta)

Nombre:.....

Cargo:.....

(V°B° Autoridades Locales)

Nombre:.....

Cargo:.....

(V°B° Jefe de Estudio)

Nombre:.....

Cargo:.....

(V°B° Autoridades Locales)

Nombre:.....

Cargo:.....

ANEXO Nº 03

FORMATO DE HOJA ENTREVISTA



“FACULTAD DE INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y URBANISMO”

“ESCUELA ACADÉMICA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA”

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN:

“DISEÑO DE UNA MICROCENTRAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE PANELES SOLARES EN EL CASERIO HUACRUPE, DISTRITO OLMOS, PROVINCIA LAMBAYEQUE”

Entrevistado

Nombre:
Especialidad:
Institución:
Área:
Cargo:

Cuestionario

1. ¿Cuál es la radiación solar más frecuente en la región?
2. ¿Qué tipo de paneles solares son los más recomendables?
3. ¿Qué tipo de inversores nos recomienda?
4. ¿Si es factible utilizar seguidores solares o estructuras de soporte para los paneles?
5. ¿Normas a tener en cuenta en dichos proyectos?

ANEXO N° 04

HOJA DE ENTREVISTA REALIZADA A UN ESPECIALISTA



“FACULTAD DE INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y URBANISMO”

“ESCUELA ACADÉMICA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA”

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN:

“DISEÑO DE UNA MICROCENTRAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE PANELES SOLARES EN EL CASERIO HUACRUPE, DISTRITO OLMOS, PROVINCIA LAMBAYEQUE”

Entrevistado

Nombre: Jony Villalobos Cabrera
Especialidad: Ing. Mecánica Eléctrica
Institución: Gobierno Regional
Área: Energía y Minas
Cargo: Ingeniero del departamento de área Técnica

Cuestionario

1. ¿Cuál es la radiación solar más frecuente en la región?
La Radiación promedio es de 4.5 - 5.5 kWh/m²
2. ¿Qué tipo de paneles solares son los más recomendables?
los más recomendables son los policristalinos
3. ¿Qué tipo de inversores nos recomienda?
Inversores de onda senoidal
4. ¿Si es factible utilizar seguidores solares o estructuras de soporte para los paneles?
No es factible para electrificación rural por el aspecto Económico
5. ¿Normas a tener en cuenta en dichos proyectos?
R.D. 030-2015.

ANEXO Nº 05

HOJA DE ENCUESTA REALIZADA A LA POBLACIÓN

FORMATO DE ENCUESTA

LOCALIDAD: Caserío Huacrupe

1. UBICACIÓN

1.1. Provincia: Lambayeque Distrito: Olmos

1.2. Región: Lambayeque 1.3. Latitud (utm): 5° 46' 25.14" 1.4. Longitud (utm): 79° 54' 13.22"

1.5. Altitud: 226 m.s.n.m. 1.6. Temperatura Promedio: 30 °C

2. POBLACIÓN

2.1. Número total de viviendas en la localidad: 16

2.2. Número total de habitantes: 86

2.3. Número total de habitantes mayores de 15 años: 35

3. COMUNICACIONES

3.1. ¿Qué medio de comunicación utiliza en la localidad?

Camino de herradura Río

Carretera Otro (especifique:.....)

3.2. ¿Que distancia y tiempo hay entre su localidad con:

El distrito en la que pertenece: km: 35 horas: 4 1/2

La provincia en la que pertenece: km:..... horas:.....

3.3. Acceso a localidad(desde la ciudad más cerca)

Desde	Hasta	Tiempo (hrs)	Distancia(Km)	Medio transporte	Frecuencia
<u>Peruquir</u>	<u>Huacrupe</u>	<u>40 min</u>	<u>10 Km</u>	<u>MoTo Car</u>	<u>No constante</u>
<u>Insculas</u>	<u>Huacrupe</u>	<u>30 min</u>	<u>5 Km</u>	<u>MoTo lineal</u>	<u>No constante.</u>

3.4. Su localidad cuenta con servicios de: Tenencia gobernación:

Local comunal: teléfono: P.N.P. :

Radio: televisor: otro:

4. SERVICIOS BASICOS

4.1. Nº de viviendas con piso de tierra: 16

4.2. Nº de viviendas sin agua ni desagüe: 16

4.3. Agua potable : domiciliaria: pileta:

4.4. Instalaciones sanitarias : desagüe: letrinas:

5. ENERGÍA

5.1. ¿Tiene energía eléctrica? SI NO

Si la tiene, indique de que tipo:

Central Hidráulica

Grupo Térmico

Sistema Interconectado

Panel Solar

5.2. Nº de viviendas sin servicio eléctrico:

5.3. Horas al día con energía eléctrica:

Horas

5.4. Consumo promedio de energía:

KW-h/mes-familia

5.5. Pago promedio mensual:

S/

5.6. Gasto equivalente de energía en velas, mecheros, combustibles, carbón por familia S/.....

6. SALUD

6.1. ¿Existe puesto o centro de salud en su localidad?

6.2. Si su respuesta es NO, indique el puesto de salud más cercano a su localidad:

Localidad donde se ubica el puesto: *Centro Poblado Insculas*, distancia: *5 Km*.....

7. EDUCACIÓN

7.1. Indique si su localidad cuenta con:

Centro de educación inicial:

Nº Alumnos

Centro de educación primaria:

Nº Alumnos

21

Centro de educación secundaria:

Nº Alumnos

Instituto tecnológico:

Nº Alumnos

Otros centros:

Especifique.....

8. ACTIVIDADES ECONÓMICAS

8.1. Agricultura

Productos de cultivo: *Ají paprika*.....

Tierra de cultivo permanente por familia

Hectáreas

Tierra de pastoreo por familia

Hectáreas

Existen terrenos de reserva natural

SI

NO

Número de familias dedicadas a la agricultura: *10*.....

Ingreso mensual por familia: S/ *900*.....

Cuanto está dispuesto a pagar por consumo de energía mensual: S/ *15*.....

La producción se destina a: consumo propio

ventas

trueque

8.2. Ganadería

Reses/familia

Ovejas-Cabras/familia

Auquénidos/familia

Número de familias dedicadas a la ganadería: *6*.....

Ingreso promedio mensual por familia: S/ *600*.....

Cuanto está dispuesto a pagar por consumo de energía mensual: S/ *15*.....

La producción se destina a: consumo propio

ventas

trueque

8.3. Comercio

principales productos que se comercializan:.....

Número de familias dedicadas al comercio:.....

Ingreso promedio mensual por familia: S/.....

Cuanto está dispuesto a pagar por consumo de energía mensual: S/.....
La producción se destina a: consumo propio ventas trueque

8.4. Minería Principales minerales de explotación:

Nombre de la compañía minera:

Número de familia dedicadas a la actividad:

Ingreso promedio mensual por familia: S/.....

Cuanto está dispuesto a pagar por consumo de energía mensual: S/.....

El proceso de exportación es: industrializado artesanal

8.5. Otra actividad especifique:

Número de familias dedicadas a la ganadería:

Ingreso promedio mensual por familia: S/.....

Cuanto está dispuesto a pagar por consumo de energía mensual: S/.....

La producción se destina a: consumo propio ventas trueque

9. OTROS DATOS DE IMPORTANCIA

Existen evidencias de descargas atmosféricas:

Existen evidencias de presencia de pájaros carpinteros:

Material principal de la fachada en los lotes:

- Ladrillo N° viviendas:
- Adobe N° viviendas:
- Quincha N° viviendas:
- Piedra y barro N° viviendas:
- Madera N° viviendas:
- Otros Especifique: Vera de Otero N° viviendas: 16

Nivel de polución ambiental típico según Norma IEC B15:

Muy Bajo Bajo Medio Pesado Muy Pesado

POR EL CONSULTOR

(Firma del Responsable de la encuesta)

Nombre: Walter Chávez Walter

Cargo: Estudiante de USS

(V°B° Jefe de Estudio)

Nombre: Flores Villalba Wilmer Edgar

Cargo: Estudiante de la universidad
Sector de Sipán

POR LA LOCALIDAD

MUNICIPALIDAD DE INSCULAS
DISTRITO DE INSCULAS

Emeterio Mayanga Morales
ALCALDE

(V°B° Autoridades Locales)

Nombre: Emeterio Mayanga Morales

Cargo: Alcalde de Insculas

(V°B° Autoridades Locales)

Nombre:

Cargo:

ANEXO Nº 06

DETERMINACIÓN DE LA RADIACIÓN (Datos pág. de la NASA)

<i>Lat</i> 5° 46' 38,06" S <i>Long</i> 79° 54' 10,74" O <i>Alt.</i> 117 m.s.m.m	<i>Mensual directa Promedió normal Radiación (kWh / m 2 / día)</i>
<i>Enero</i>	4.44
<i>Febrero</i>	3.77
<i>Marzo</i>	4.52
<i>Abril</i>	4.52
<i>Mayo</i>	4.95
<i>Junio</i>	5.24
<i>Julio</i>	5.30
<i>Agosto</i>	5.61
<i>Setiembre</i>	6.02
<i>Octubre</i>	5.59
<i>Noviembre</i>	5.86
<i>Diciembre</i>	5.26
<i>Anual Promedio</i>	5.10



<i>Coordenadas Geográficas de la Localidad</i>		
<i>Latitud</i>	<i>Longitud</i>	<i>Altura</i>
<i>5° 46' 38,06" S</i>	<i>79° 54' 10,74" O</i>	<i>117 m.s.m.m</i>