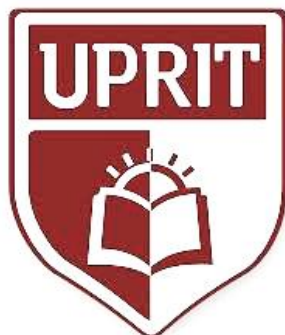


UNIVERSIDAD PRIVADA DE TRUJILLO
FACULTAD DE INGENIERIA
CARRERA PROFESIONAL DE INGENIERIA CIVIL



**EVALUACION DE ALTERNATIVAS DEL DISEÑO DE UN SISTEMA
DE BOMBEO DE AGUA POTABLE CON ENERGÍA FOTOVOLTAICA
Y CON ENERGIA DE LA RED ELECTRICA COMERCIAL, PARA EL
DISTRITO DE PLATERIA, PROVINCIA DE PUNO, 2021**

**TESIS PARA
OPTAR EL TITULO DE INGENIERO CIVIL**

AUTORES:

BACH. MAQUERA TICONA, JUAN JOSÉ
BACH. MAYTA CHOQUE, ROGER
BACH. RAMOS VILCA, JOSE LUIS

ASESOR:

ING. ENRIQUE MANUEL DURAND BAZAN

**TRUJILLO - PERU
2021**



UNIVERSIDAD PRIVADA DE TRUJILLO

EVALUACION DE ALTERNATIVAS DEL DISEÑO DE UN SISTEMA DE BOMBEO DE AGUA POTABLE CON ENERGÍA FOTOVOLTAICA Y CON ENERGIA DE LA RED ELECTRICA COMERCIAL, PARA EL DISTRITO DE PLATERIA, PROVINCIA DE PUNO, 2021

TESIS PRESENTADA POR:

BACH. MAQUERA TICONA, JUAN JOSÉ
BACH. MAYTA CHOQUE, ROGER
BACH. RAMOS VILCA, JOSE LUIS

PAGINA DE JURADO

DR.
PRESIDENTE:

MG..
SECRETARIO:

MG..
VOCAL

DEDICATORIA:

A mi FAMILIA por su motivación constante para superarme y por brindarme todo su apoyo incondicional en mi vida.

MAQUERA TICONA, JUAN JOSÉ

A mis familiares por su apoyo incondicional y motivación para concluir con mi formación profesional.

MAYTA CHOQUE, ROGER

A mi madre Catalina Vilca Arpasi por motivarme para superarme cada vez que he tenido caídas; por brindarme todo su apoyo incondicional en mi formación profesional.

RAMOS VILCA, JOSE LUIS

AGRADECIMIENTOS:

Primeramente, a la Universidad Privada de Trujillo, y su Facultad de Ingeniería, a todos los docentes que fueron parte primordial en nuestra formación profesional.

Asimismo, a nuestros familiares y compañeros , los mismos que compartieron con nosotros años maravillosos de formación universitaria

**MAQUERA TICONA, JUAN JOSÉ
MAYTA CHOQUE, ROGER
RAMOS VILCA, JOSE LUIS**

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL	5
ÍNDICE DE FIGURAS	8
ÍNDICE DE TABLAS	9
LISTAS DE ECUACIONES	10
ÍNDICE DE ACRÓNIMOS	11
RESUMEN.....	12
ABSTRACT.....	13
CAPÍTULO I	14
I. INTRODUCCIÓN	14
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	14
1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	15
1.3 HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN	15
1.3.1 Justificación del estudio	15
1.4 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	16
1.4.1 Objetivo general	16
1.4.2 Objetivos específicos	16
CAPÍTULO II	17
II. MARCO TEÓRICO Y REVISIÓN DE LITERATURA	17
2.1 ANTECEDENTES	17
2.1.1 Internacionales	17
2.1.2 A nivel nacional	18
2.2 MARCO LEGAL DE LA INVESTIGACIÓN	19
2.2.1 Abastecimiento de agua potable en zonas rurales	19
2.2.2 Estaciones de bombeo (agua potable)	21
2.3 BASES TEÓRICAS Y DEFINICIONES BÁSICAS	22
2.3.1 Energía solar fotovoltaica	22
2.3.1.1 Energía solar	22
2.3.1.2 Espectro solar	22
2.3.1.3 Irradiancia - hora solar pico (hsp)	24
2.3.1.4 Movimiento de la tierra	25

2.3.1.5	Cartas solares	26
2.3.1.6	Masa de aire	28
2.3.1.7	Posición de un módulo fotovoltaico:	28
2.3.1.8	Ondas electromagnéticas.	29
2.3.1.9	Efecto fotoeléctrico y paneles solares	29
2.3.1.10	Condiciones de prueba estándar (STC)	31
2.3.2	Diseño de un sistema de bombeo solar	32
2.3.2.1	Estimación de consumo.	33
2.3.2.2	Datos del lugar.	33
2.3.2.3	Dimensionado del generador fotovoltaico.	33
2.3.2.4	Dimensionado del sistema de acumulación.	34
2.3.2.5	Dimensionado del regulador.	35
2.3.2.6	Dimensionado del inversor.	35
2.3.3	Funcionalidad	35
2.3.4	Rentabilidad	36
2.3.5	Costos de inversión	37
2.3.6	Costos de operación y mantenimiento	37
CAPITULO III	39
III. MATERIALES Y MÉTODOS	39
3.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ESTUDIO	39
3.1.1	Ubicación sistema fotovoltaico	39
3.1.2	Línea de postes para el sistema convencional	41
3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA DEL ESTUDIO	41
3.3 DISEÑO ESTADÍSTICO	41
3.4 PROCEDIMIENTO	41
3.4.1	Recolección de datos.	42
3.4.2	Procesamiento de datos	43
3.4.3	Cálculo de la funcionalidad	44
3.4.4	Diseño del sistema solar	47

3.4.4.2	Estimación de consumo y irradiancia	49
3.4.4.3	Dimensionamiento de paneles.	50
3.4.4.4	Dimensionamiento del sistema de acumulación.....	50
3.4.4.5	Dimensionamiento del regulador	51
3.4.4.6	Dimensionamiento del inversor	51
3.4.5	Inclinación del panel solar	52
3.4.6	Quinta etapa: calculo rentabilidad	54
3.4.6.1	Costos de inversión sistema fotovoltaico	55
3.4.6.2	Costos de inversión sistema convencional	57
3.4.6.3	Costos de mantenimiento	58
CAPITULO IV	60
IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	60
4.1	FUNCIONALIDAD	60
4.2	RENTABILIDAD	60
CAPITULO V	61
V. CONCLUSIONES	61
CAPITULO VI	62
VI. RECOMENDACIONES	62
CAPITULO VII	63
VII. REFERENCIAS	63
ANEXOS	63

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1: Espectro de irradiación solar sobre la atmósfera	23
Figura N° 2 Tipos de Radiación	24
Figura N° 3 Curva Irradiancia -Hora	24
Figura N° 4 Recorrido de la Tierra	25
Figura N° 5 Declinación Solar	26
Figura N° 6 Ubicación del Sol Respecto a la Tierra.....	27
Figura N° 7 Carta Solar	27
Figura N° 8 Masa Aire.....	28
Figura N° 9 Efecto Fotoeléctrico	30
Figura N° 10 Unión P-N	30
Figura N° 11 Especificaciones Técnicas del panel solar	31
Figura N° 12 Componentes de un sistema aislado	32
Figura N° 13 Distribución de $N(\mu, \sigma^2)$	36
Figura N° 14 tarifas venta de energía en Plateria	38
Figura N° 15 Ubicación del Proyecto	39
Figura N° 16 Ubicación estación de bombeo	40
Figura N° 17 Línea de postes	41
Figura N° 18 Línea de postes	42
Figura N° 19 Radiación Solar del 08/11/2014.....	43
Figura N° 20 Distribución normal Radiación Solar.....	45
Figura N° 21 Probabilidad de dos días de autonomía.....	46
Figura N° 22 Probabilidad de tres días de autonomía.....	47
Figura N° 23 Programa para hallar inclinación por mes.....	53
Figura N° 24 Distribución componentes y cerco.....	54
Figura N° 25 Diagrama de rentabilidad	54

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1 Periodo de Diseño de Infraestructura Sanitaria	19
Tabla N° 2 Dotación de agua según opción tecnológica y región (l/hab.d)	20
Tabla N° 3 Tipos de Radiación	23
Tabla N° 4 Componentes de recambio	38
Tabla N° 5 Radiación Solar del 08/11/2015	43
Tabla N° 6 Radiación Solar de noviembre del 2015	44
Tabla N° 7 Resumen HSP por año.....	44
Tabla N° 8 Un día de autonomía dist. Normal	44
Tabla N° 9 Dos días de autonomía dist. Normal (2015).....	45
Tabla N° 10 Tres días de autonomía dist. Normal (2015).....	46
Tabla N° 11 Datos para línea de impulsión	47
Tabla N° 12 Altura dinámica total.....	48
Tabla N° 13 Consumo medio diario	49
Tabla N° 14 Consumo medio diario real	49
Tabla N° 15 # de paneles en serie y paralelo	50
Tabla N° 16 Dimensionamiento de baterías	50
Tabla N° 17 Dimensionamiento del regulador	51
Tabla N° 18 Dimensionamiento del inversor	51
Tabla N° 19 Resultado del diseño.....	52
Tabla N° 20 Resultados carta solar figura 23	53
Tabla N° 21 Diferencias entre sistemas	55
Tabla N° 22 Partidas del sistema fotovoltaico.....	55
Tabla N° 23 Costo de inversión sistema fotovoltaico.....	56
Tabla N° 24 Partidas del sistema convencional.....	57
Tabla N° 25 Costo de inversión sistema convencional.....	58
Tabla N° 26 Costo mantenimiento (Sistema convencional).....	59
Tabla N° 28 Rentabilidad a 20 años (ver anexo B)	60

ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

AC Corriente Alterna

H.D.T Altura Dinámica Total

HSP Horas Solares Pico

IGV Impuesto General a las Ventas

INEI Instituto Nacional de Estadística e Informática

KWh Kilo Watts hora

LTD Limited Company

MPPT Maximum Power Point Tracker

MVCS Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento

OSINERGMIN Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

PTAP Planta de Tratamiento de Agua Potable

PWM Pulse-Width Modulation

RAE Real Academia Española

RM Resolución Ministerial

s.f. Sin Fecha

SENAMHI Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú

STC Standard Test Conditions

Wh Watts hora

RESUMEN

El presente estudio busca una solución eficiente y rentable para resolver el eterno problema del agua, los pueblos de la sierra y su escaso acceso al agua y el costo de ello. Se planteará dos soluciones posibles para el abastecimiento de agua potable al pueblo de Platería que cuenta con 250 viviendas, donde la fuente de agua se encuentra por debajo de la cota de las viviendas, y que a causa de los cambios de estación que provocan una escasez de agua debido a que la captación de agua de las alturas del pueblo, desciende en su caudal en época seca durante 5 meses al año, provocando un racionamiento en el servicio de agua. Entonces teniendo la necesidad de usar un sistema de bombeo de agua desde las zonas bajas y trasladar el recurso hídrico hacia los reservorios en la parte alta del pueblo. Cabe mencionar que el servicio de agua en dicho pueblo es gratis, debido a que su construcción fue realizada por los pobladores con apoyo de la municipalidad hace ya 50 años, y que con el pasar del tiempo, el aumento de la población, el incremento de la red que ya abastece a más comunidades, ha provocado ese déficit de agua. Que comprende aproximadamente el 60 % en época seca. Con este fin de dotar de agua en esos meses secos se plantea el presente estudio. Primero, se hará la recolección de datos disponibles sobre energía solar fotovoltaica, la cantidad de energía disponible en el transcurso de años y horas por día. Segundo, se realizarán comparaciones de rentabilidad de las dos opciones por el periodo de 20 años, se hará el cálculo del costo de inversión en insumos, materiales, equipos, mano de obra, etc, también se calcularán los costos operativos y de mantenimiento. Tercero, basándonos en los resultados se concluye que el sistema de bombeo con energía fotovoltaica solar es más funcional y rentable que el sistema convencional con energía comercial.

Palabras clave: Sistema de Bombeo, Fotovoltaico solar, Rentabilidad, Funcionalidad, eficiencia

ABSTRACT

This study seeks an efficient and profitable solution to solve the eternal problem of water, the peoples of the mountains and their scarce access to water and the cost of it.

Two possible solutions will be proposed for the supply of drinking water to the town of Platería, which has 250 homes, where the water source is below the level of the homes, and that due to the seasonal changes that cause a shortage of water due to the fact that the water catchment from the heights of the town decreases in its flow in the dry season for 5 months a year, causing a rationing in the water service. So having the need to use a water pumping system from the lower areas and transfer the water resource to the reservoirs in the upper part of the town. It is worth mentioning that the water service in said town is free, because its construction was carried out by the residents with the support of the municipality 50 years ago, and that over time, the increase in population, the increase in the network that already supplies more communities has caused this water deficit. That comprises approximately 60% in the dry season. In order to provide water in those dry months, the present study is proposed.

First, the data available will be collected on photovoltaic solar energy, the amount of energy available over the course of years and hours per day.

Second, profitability comparisons of the two options will be made for a period of 20 years, the cost of investment in supplies, materials, equipment, labor, etc. will be calculated, operating and maintenance costs will also be calculated.

Third, based on the results, it is concluded that the solar photovoltaic pumping system is more functional and profitable than the conventional system with commercial energy.

Key Words: Pumping System, Photovoltaic, Profitability, Functionality

CAPÍTULO I

I. INTRODUCCIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Como en muchos pueblos de la sierra del Perú, específicamente en zonas rurales se presenta el eterno problema del agua como fuente de vida, el agua que escasea y que requiere para su transporte i distribución de energía, para ponerla a disposición de las poblaciones, existen ya una red eléctrica y es posible bombear el agua con electricidad, pero en la práctica se ha constatado que no son sustentables con la economía que posee la población, debido al costo que implica bombear agua hacia un reservorio. Es de conocimiento común que muchos sistemas que fueron ejecutados con sistemas de bombeo basados en electricidad en las zonas pobres no resuelven la necesidad dela agua y se convierten en un desperdicio de dinero e infraestructura, ya que finalmente quedan inoperativas por falta de pago de la energía eléctrica.

Por otro lado, con la aparición de nuevas alternativas y mejores tecnologías en la energía solar fotovoltaica va posicionándose cada vez, siendo más accesible para implementarse en proyectos de agua potable debido al avance de las tecnologías en ese campo ; asimismo el Perú cuenta con un gran potencial de energía fotovoltaica Horn (2006) afirma que:

La energía solar fotovoltaica es el recurso energético con mayor disponibilidad en casi todo nuestro territorio peruano. En la gran mayoría de localidades del Perú, la disponibilidad de la energía solar fotovoltaica es bastante grande y constante durante todo el año, comparado con otros países, lo que hace muy atractivo su uso. En términos generales regulares, se dispone, en promedio anual, de 4-5 kWh/m²día en la costa y selva y de 5-6 kWh/m²día en la sierra, aumentando de norte a sur. (p. 9)

La radiación en los departamentos del Perú, muestra el mapa de puno; en el cual se aprecia que en Platería los meses de febrero, mayo y noviembre ronda los 5.5 kwh/m² a 6.0 kwh/m² y las tomadas en agosto son de 4.5 kwh/m² a 5.0 kwh/m². (SENAMHI, 2003)

Entonces habiendo la posibilidad de aprovechar este recurso para reducir los costo de bombeo de agua potable, nos resulta contradictorio que no se haya dado un uso de forma masiva.

Además, con respecto a los costos de implementación Núñez & Cruz (2013) afirma que “Debido a la disminución experimentada en los costos de los sistemas de energía fotovoltaicos en los últimos años, estos sistemas se han hecho más accesibles y son una alternativa de solución para muchos lugares con carencias de energía” (p. 161)

Teniendo en cuenta los datos de las revistas mencionadas, estos pueden ser utilizados para el aprovechamiento de energía solar en la localidad de Plateria, sin embargo, no se tiene la certeza que tan posible y rentable es aplicar esta metodología.

1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

La afirmación que se hizo en párrafos anteriores, nos lleva a preguntarnos si en la localidad de Plateria ¿Cuál es el diseño de un sistema de bombeo de agua potable por bombeo mediante el uso de energía solar, el mismo que sea funcional y más barato y/o rentable que un sistema eléctrico de la red comercial?

Esta interrogante propuesta nos lleva a analizar los siguientes ítems:

- ¿Será posible diseñar un sistema de bombeo eficiente a base de energía solar para dotar de agua necesaria a las familias de Plateria?
- ¿Resulta rentable realizar un sistema de bombeo de agua potable con el uso de energía solar a diferencia del sistema eléctrico convencional?

1.3 HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN

El usar la energía solar fotovoltaica como alternativa para el diseño de un sistema de bombeo de agua potable, llega a ser igual de funcional y más rentable respecto a un sistema de bombeo eléctrico convencional, para la localidad de Platería.

1.4. Justificación del estudio

El distrito de Platería padece del 66.4 % de pobreza según el INEI tomado en el año 2009, mas aun según la misma institución en el año 2007 el acceso de agua potable solo era de 1 660 viviendas de un total de 3127 viviendas INEI 2017.

Para el pueblo de Plateria estos indicadores son más crudos, las 250 viviendas si cuentan con el servicio eléctrico, asimismo no tienen agua potable en época seca. Por otro lado, la única fuente de agua disponible en la localidad es el ojo de agua a nivel de las viviendas.

Las afirmaciones antes mencionadas sugieren que es posible plantear un sistema de bombeo eléctrico convencional o implementar un sistema de bombeo con energía fotovoltaico para cubrir las necesidades de abastecimiento de agua potable. En tal caso, para la segunda opción implica conocer las cantidades de radiación solar que se pueda aprovechar en la zona, la cual es el principal incógnita para el dimensionamiento del sistema de energía fotovoltaica, su costo tanto para la inversión y como el mantenimiento.

En proyectos similares toman como valor de radiación los valores que fluctúan de 4.5 kwh/m² hasta 5.0 kwh/m², datos publicados por el SENAMHI en el 2003, además recurren a los valores de la NASA, por todo esto conocer la radiación solar por cada mes en nuestra región permite un mejor dimensionamiento del sistema, y mejor si los datos son diarios – horarios, el cual muestra de manera precisa la variación real de la radiación solar.

Como beneficio inmediato de la presente investigación es la necesidad de coberturar con agua potable a la localidad de platería, Además la presente tesis va a llegar a ser una guía metodológica para el diseño de un sistema de agua potable mediante el uso de energía fotovoltaica; y por último con los resultados obtenidos de la relación costo beneficio con respecto a otras técnicas de bombeo nos permitirá tomar la mejor decisión para el tipo de bombeo a emplear.

1.5 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.5.1 Objetivo general

Realizar el diseño del sistema de bombeo de Agua Potable y evaluar que tan funcional y rentable es abastecer el sistema de energía fotovoltaico con respecto a un sistema eléctrico convencional de la red comercial; para la localidad de Platería.

1.5.2 Objetivos específicos

- Diseñar el sistema de bombeo de Agua Potable.
- Obtener los datos de la cantidad de energía solar irradiada y disponible en la localidad de Platería.
- Hacer el diseño de un sistema de energía fotovoltaico de bombeo que sea funcional que abastezca con agua potable a la localidad de Platería.

- Realizar la evaluación del abastecimiento de la red eléctrica comercial
- Hacer una comparación de la rentabilidad; es decir los costos de construcción, operación y mantenimiento para un sistema de energía fotovoltaico de bombeo de agua potable respecto a un sistema eléctrico convencional.

CAPÍTULO II

II. MARCO TEÓRICO Y REVISIÓN DE LITERATURA

2.1 ANTECEDENTES

2.1.1 Internacionales

Lara (2007); realizo el “Diseño de un Sistema de Riego por medio de Energía Solar, a través de Paneles solares fotovoltaicos” el cual presenta un trabajo sobre un sistema de riego fotovoltaico para la zona de Buchupureo, es una localidad rural ubicada en la costa de la ciudad de Chillán, en la Octava Región del país.

El objetivo principal fue diseñar un sistema de bombeo de agua empleado para riego por goteo, mediante paneles solares para el riego de tomates, en una parcela de aproximadamente $\frac{1}{4}$ de hectárea.

Para ello se determinó el consumo necesario, además la evapotranspiración del cultivo el tipo del suelo del lugar para determinar la cantidad de agua que requirió en dicha zona.

Posteriormente se hizo un trabajo topográfico para conocer las cotas de nivel y determinar la altura a bombeo solar, posteriormente se seleccionó los accesorios de riego, los paneles y el tipo de bomba a emplear.

Al finalizar el estudio estimo el costo que requirió la instalación de dicho sistema de bombeo.

Cerdán (2010); realizo el Diseño de un Sistema de Bombeo Solar – Eólico para consumo de agua potable en cabañas eco turísticas en la Pitaya, Veracruz, México; en dicho trabajo el lugar donde se piensa construir las cabañas eco turísticas no cuenta con servicios de energía eléctrica ni agua potable, se plantea una solución que es el diseño de un sistema de bombeo que funcione mediante energía solar fotovoltaica y eólica para poder abastecer a los huéspedes de las cabañas, así como para riego de las áreas verdes.

Primeramente, se hizo un perfil socio demográfico del lugar, actividades económicas y atractivos culturales y turísticos

Segundo se realizó una recolección de datos sobre formas y fuentes de energía fotovoltaica en México, y de manera similar con la energía eólica.

Con los datos obtenidos se realizó el dimensionamiento del sistema , se encontró problemas de falta de viento necesario para generar energía eólica ya que los vientos eran menores a 4 m/s.

2.1.2 A nivel nacional

Cruz (2012) Presento un artículo sobre la utilización de los sistemas de energía solar fotovoltaica en el Perú; donde pudo definir las principales características y aplicaciones de los sistemas de energía fotovoltaica, concluyendo que es una energía abundante y muy útil que puede ser usado en lugares rurales de difícil acceso para la red de energía convencional comercial.

Alatah (2015) Desarrollo el “Dimensionamiento de un Sistema de Bombeo con Paneles Solares- Caso UNALM “, el cual presento un trabajo para poder abastecer los servicios higiénicos de un pabellón de la Universidad Nacional Agraria La Molina, mediante el uso de una bomba solar con paneles solares fotovoltaicos, para ello realiza un dimensionamiento de una bomba solar.

Finalmente Díaz (2016); Realizo el Proyecto de Inversión Social para el Abastecimiento de Agua Potable para el Caserío de Huaca Bandera – Distrito de Pacora – Provincia de Lambayeque usando un Sistema de Bombeo Solar”, el cual primero realizó un diagnostico general de la población que se beneficiara y calculando un caudal necesario además realizaron un levantamiento topográfico para averiguar las cotas de nivel, con estos datos se pudieron dimensionar una bomba con las demandas necesarias.

MARCO LEGAL DE LA INVESTIGACIÓN

2.2.1 Abastecimiento de agua potable en zonas rurales

El Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento (MVCS); En el año 2018 mediante la Resolución Ministerial N^o 192 aprobó la Norma Técnica de Diseño: Opciones Tecnológicas para Sistemas de Saneamiento en el Ámbito Rural.

Por lo que el diseño de sistemas de abastecimiento de agua potable y saneamiento para las poblaciones rurales queda supeditado por la norma mencionada en los párrafos anteriores , el mismo que sirve como patrón guía de diseño.

El periodo de diseño va acorde a los años que va a estar en funcionamiento correcto de los componentes que conforman el sistema de abastecimiento de agua potable. Los periodos máximos son los siguientes:

Tabla N° 1
Periodo de Diseño de Infraestructura Sanitaria

Estructura	Periodo de Diseño
Fuente de abastecimiento	20 años
Obra de captación	20 años
Pozos	20 años
Planta de tratamiento de agua para consumo humano (PTAP)	20 años
Reservorio	20 años
Líneas de conducción, aducción, impulsión y distribución	20 años
Estación de bombeo	10 años
Equipos de bombeo	10 años

Fuente: Adaptado del Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento Resolución Ministerial N° 192 (2018).

La población para el diseño o población de proyección futura se puede determinar con varios métodos; como método geométrico, aritmético, exponencial, curva logística, etc. Entonces; el método aplicado dependerá de las características socioeconómicas y ambientales de la población.

Según la RM No 192 del MVCS (2018); propone utilizar el método aritmético:

$$Pd = Pi * \left(1 + \frac{r * t}{100}\right)$$

Ecuación (1): Población de diseño

Donde:

Pi: Población inicial (habitantes)

Pd: Población futura o de diseño (habitantes)

r: Tasa de crecimiento anual (%)

t: Período de diseño (años)

La dotación es el volumen de consumo de agua de una vivienda en un día, en tal sentido la RM N° 192 del MVCS (2018); divide la dotación según la opción tecnología para la disposición de excretas y la región en donde será aplicado:

Tabla N° 2

Dotación de agua según opción tecnológica y región (l/hab.d)

	SIN ARRASTRE	CON ARRASTRE HIDRÁULICO
COSTA	60	90
SIERRA	50	80
SELVA	70	100

Fuente: Adaptado del Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento Resolución Ministerial N° 192 (2018).

Las variaciones consumo de agua varia a lo largo de los días de un año por tal motivo es necesario saber el promedio, el mismo que se usa para el dimensionamiento de los componentes de un sistema de agua potable; para tal efecto la MVCS RM N° 192 (2018); establece:

$$Q_p = \frac{(Dot * Pd)}{86400}$$

Ecuación (2): Caudal promedio diario anual

$$Q_{md} = 1.3 * Q_p$$

Ecuación (3): Caudal máximo diario

$$Q_{mh} = 2 * Q_p$$

Ecuación (4): Caudal máximo horario

Donde:

Q_p : Caudal promedio diario anual en l/s

Q_{md} : Caudal máximo diario en l/s

Q_{mh} : Caudal máximo horario en l/s

Dot : Dotación en l/hab.d

Pd : Población de diseño en habitantes (hab)

2.2.2 Estaciones de bombeo (agua potable)

Según el MVCS RM N° 192 (2018); recomienda un periodo de bombeo de 8 horas diarias, que serán distribuidas en el horario más adecuado, en situaciones excepcionales se adoptarán un periodo mayor, pero considerando un máximo de 12 horas.

$$Q_b = Q_{md} * \left(\frac{24}{N}\right)$$

Ecuación (5): Caudal de bombeo

Donde:

Q_b : Caudal de bombeo, lps

Q_{md} : Caudal máximo diario, lps

N : Números de horas de bombeo hrs

La Carga Dinámica o Altura Manométrica Total según el MVCS RM N° 192, 2018; es el incremento total de la carga del flujo a través de la bomba. Así se define:

$$H_b = H_{s1} + H_i$$

Ecuación (6): Altura dinámica o altura de bombeo de succión

$$H_{dt} = H_g + H_{s2} + H_f \text{ total} + P_s$$

Ecuación (7): Altura dinámica total en el sistema de bombeo

Donde:

H_b : Altura dinámica o altura de bombeo, m.

H_i : Carga de impulsión, m.

H_{s1} y H_{s2} : Carga de succión y Altura de aspiración.

H_g : Altura geométrica

H_f : Pérdida de carga (totales).

P_s : Presión de llegada al reservorio/planta (se recomienda 2 m).

H_{dt} : Altura dinámica total en el sistema de bombeo.

2.3 BASES TEÓRICAS Y DEFINICIONES BÁSICAS

2.3.1 Energía solar fotovoltaica

2.3.1.1 Energía solar

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía renovable que se obtiene directamente de la radiación solar mediante un panel solar que a su vez la transforma en energía eléctrica.

El proceso comienza cuando la luz solar cae sobre una de las caras de una célula fotoeléctrica, que componen los paneles solares, y se produce un diferencial de potencial eléctrico entre ambas caras haciendo que los electrones salten de un lugar a otro, generando así corriente eléctrica que luego se transporta hasta la red de distribución para llegar hasta los puntos de consumo.

Además de no emitir gases contaminantes o de efecto invernadero durante la producción de energía, una de las principales ventajas de esta tecnología es que es modular. Es decir, los paneles pueden usarse para el autoconsumo (abastecer electricidad en casas o edificios) o también para abastecer a la red eléctrica.

... La radiación en el sol es $63\,450\,720\text{ W/m}^2$ ” (Méndez, Cuervo & BUREAU VERITAS FORMACIÓN, 2012)

Parte de la energía producida por el sol se pierde en su camino hacia la tierra, la energía presente en la atmosfera de la tierra proveniente del sol se le llama constante solar; esta tiene un valor de 1353 W/m^2 , variable en +- 3% debido a la forma elíptica de la órbita terrestre (Méndez et al, 2012, p. 33)

2.3.1.2 Espectro solar

En el más amplio sentido, es el espectro total de radiación electromagnética proveniente del Sol. Esto es usualmente durante las horas consideradas como día. Cerca de los polos geográficos durante el verano, la luz solar también ocurre en las horas que definen la noche y en los inviernos en estas zonas la luz solar podría simplemente no llegar. La radiación térmica producida directamente por la radiación del sol es diferente del incremento en la temperatura atmosférica debido al calentamiento radiactivo de la atmósfera por la radiación solar. La luz solar puede ser "grabada" usando un heliógrafo. La Organización Meteorológica Mundial define la luz solar como la irradiación directa proveniente del sol medida en el suelo de al menos $1120\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$.

La luz solar directa proporciona alrededor de 93 lúmenes de iluminación por vatio de potencia electromagnética, incluyendo infrarrojo, visible y ultra-violeta.

Luz solar brillante proporciona iluminación de aproximadamente 100 000 candelas por metro cuadrado en la superficie terrestre.

La luz solar es un factor fundamental en el proceso de fotosíntesis, tan importante para la vida.

Según Mascaros (2015, p. 39), la irradiación extraterrestre tiene su distribución espectral compuesta por infrarrojo 51%, luz visible 40%, y ultravioleta 9%, tal como se aprecia en la figura 1:

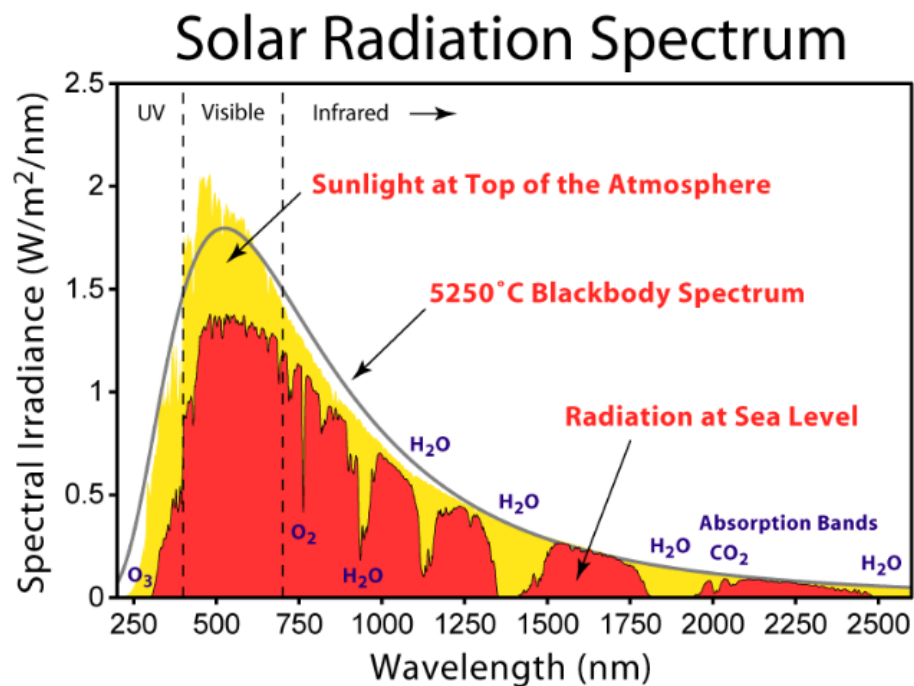


Figura N° 1: Espectro de irradiación solar sobre la atmósfera
 Fuente: Fundación Wikimedia, Inc. (2016)

Tipos de radiación solar:

Según Méndez et al. (2012, p. 35) hay tres componentes de la radiación solar

Tabla N° 3
Tipos de Radiación

Tipos	Descripción
Directa	Es la recibida desde el Sol sin que se desvíe en su paso por la atmósfera.
Difusa	Es la que sufre cambios en su dirección principalmente debidos a la reflexión y difusión en la atmósfera.
Albedo	Es la radiación directa y difusa que se recibe por reflexión en el suelo u otras superficies próximas.

Fuente: Méndez et al. (2012, p. 35)

En la figura N° 2 se muestra que no toda la radiación llega a la superficie de la tierra, el 53% de la radiación es absorbida por la atmosfera o reflejada al espacio exterior, solo el 47% de la radiación solar es aprovechable.

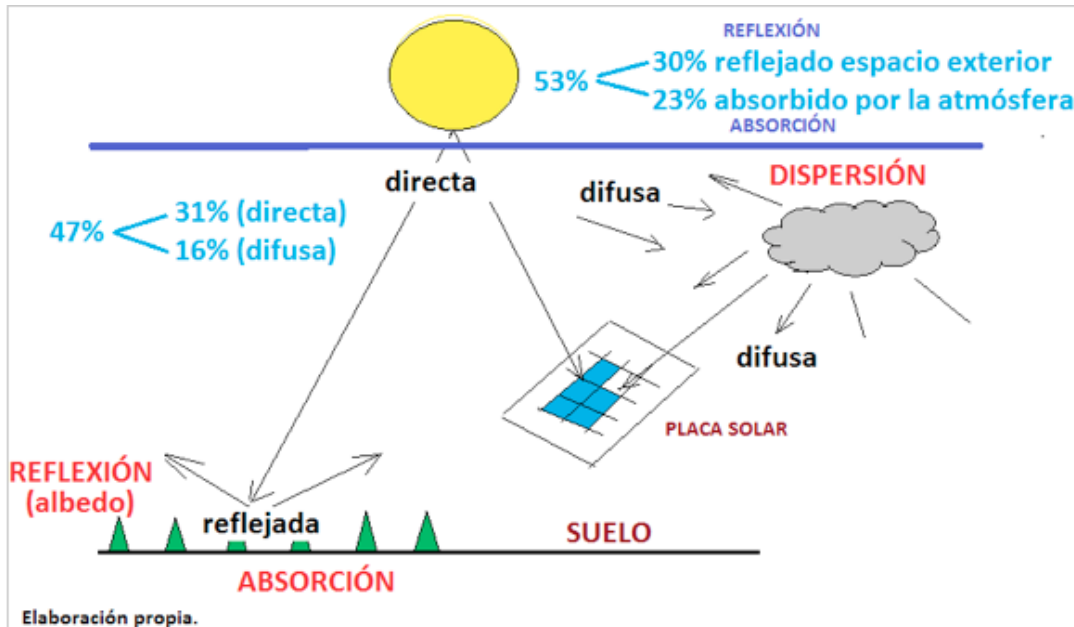


Figura N° 2 Tipos de Radiación Fuente: Grupo T-Solar S.A.(2018)

2.3.1.3 Irradiancia - hora solar pico (hsp)

La hora solar pico (HSP), podríamos definirla como una unidad encargada de medir la irradiación solar y definirla como el tiempo (en horas) de una hipotética irradiancia solar constante de 1.000 W/m^2 . En todos las fichas técnicas de los paneles fotovoltaicos, debe (o debería) aparecer las características eléctricas del panel (P_{max} , U_{oc} , U_{mpp} , I_{sc} y I_{mpp}) en unas condiciones de medida estandarizadas conocidas como STC (del inglés Standard Test Conditions) o condiciones de prueba estándar. Precisamente en estas condiciones, aparte de otros parámetros, se indica que la irradiancia es de 1.000 W/m^2 , o lo que es lo mismo una hora solar pico. Llegados a este punto, ya podríamos intuir que la irradiancia no es igual en el tiempo, o dicho en lenguaje más llano, durante el día ni el año. Por consiguiente, la Irradiancia es la densidad de potencia instantánea, mientras que la irradiación es la suma integral de las Irradiancia instantáneas. Así se muestra en la figura.

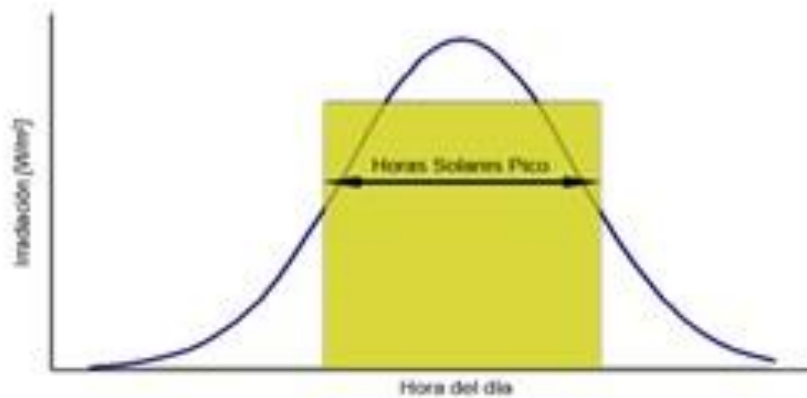


Figura N° 3 Curva Irradiancia -Hora
Fuente: Fundación Wikimedia, Inc. (2008)

En la figura 3 para saber la irradiación diaria se tendría que calcular el área bajo la curva, no obstante, resulta muy complicado realizar esto, porque supone integrar la función de la curva.

Para salvar esta situación se halla la Hora Solar Pico o Insolación que es “referido a una superficie con una orientación α y una inclinación β , como el número de horas de un día con una Irradiancia ficticia de 1000 W/m^2 que tendría la misma irradiación total que la irradiación real de ese día" (Mascaros, 2015, p. 48)

2.3.1.4 Movimiento de la tierra

Es sabido que la tierra gira de manera elíptica alrededor del sol .entonces existirán puntos mas cercanos y mas alejados del sol.

El punto dónde el sol alcanza su máxima elevación se conoce como el solsticio de verano, corresponde a día 21 de junio. Al contrario, dónde alcanza su punto más bajo es en el solsticio de invierno, 21 de diciembre. Los puntos dónde el sol se encuentra en una elevación media entre los dos solsticios, son conocidos como equinoscios, dándose lugar en primavera, 21 de marzo y otoño, 23 de septiembre, en estos casos el Ecuador corta con la línea de órbita 05/02/2014 Energema S.A., R.M. Baleares, F.17, T.212, Sec. 3ª, Sdes., H.8.900, Insc., 1ª, CIF.: A-07089121 Página 5 de 8 marzo y otoño, 23 de septiembre, en estos casos el Ecuador corta con la línea de órbita terrestre. Este fenómeno nos da a entender que prácticamente ningún día de año, el sol se encuentra a la misma altura. Otros dos puntos de interés, aunque no vamos a profundizar en ellos son el perielio o punto dónde la órbita terrestre más se acerca al sol -147 mill. de km. - (curiosamente es en invierno) y el afelio , dónde más alejada es la órbita respecto a la

del sol -152 mill. de km.- que es en verano.el eje de rotación de la tierra sobre ella misma está inclinado $23^{\circ}27'$ ” (Labouret & Viloz, 2008).

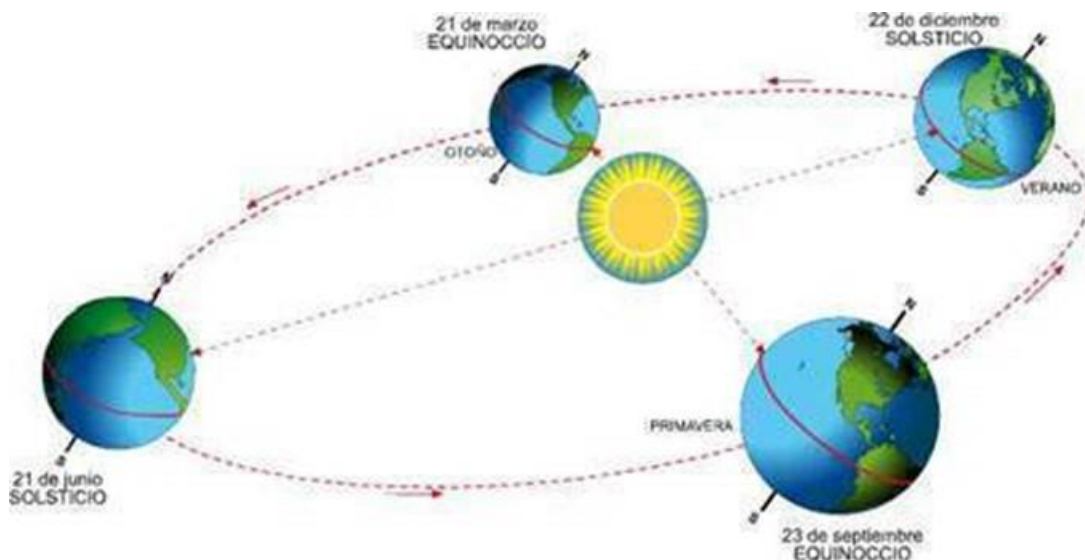


Figura N° 4 Recorrido de la Tierra Fuente: Fundación Wikimedia, Inc.(2007)

En la figura 4 muestra los movimientos que permiten que exista las cuatro estaciones del año. Entonces, ¿qué importancia tiene la altura solar y la posición del sol , en el rendimiento de los paneles fotovoltaicos? Para que un panel rinda un máximo, necesitamos que los rayos del sol incidan de la manera más perpendicular posible sobre su superficie. Dicho de otra forma, el ángulo de incidencia (del rayo solar sobre el panel) que se conoce como ángulo α , debe ser lo menor posible. Vemos pues que, darle la inclinación adecuada al panel, es muy importante como para procurar las mínimas pérdidas, pues durante el año el sol estará a diferentes alturas. Normalmente inclinamos las estructuras a una media de la altura solar de verano e invierno, lo que representa unos 45° en nuestra latitud, (Baleares), aproximadamente. 05/02/2014 Energema S.A., R.M. Baleares, F.17, T.212, Sec. 3ª, Sdes., H.8.900, Insc., 1ª, CIF.: A-07089121 Página 6 de 8 Orientación de los módulos,

En la figura 5 desde el punto de vista del observador en tierra .

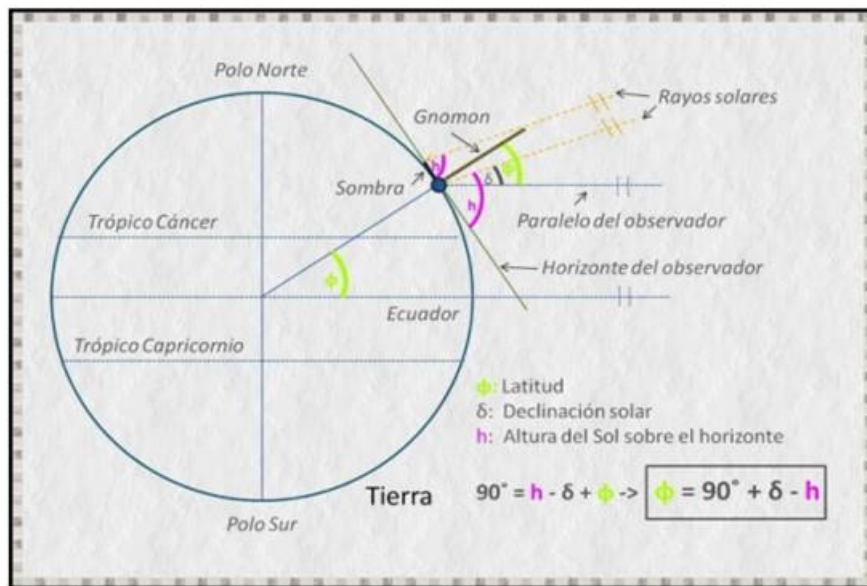


Figura N° 5 Declinación Solar
Fuente: Morales (s.f.)

2.3.1.5 Cartas solares

El recorrido del Sol se puede estimar por medio de gráficos geométricos, construidos siguiendo los principios antes expuestos.

Un modelo tradicional es la Carta Solar Estereográfica de Fisher-Mattioni que se basa en un sistema de coordenadas angulares donde el radio representa la Altura Solar y los ángulos el Azimut que se mide desde el Sur (0°) al Norte (180°).

Sobre este sistema de coordenadas se representan los meses y las horas en función de la Altura Solar y el Azimut para una determinada latitud.

La intersección entre la curva de la fecha (día 21 de cada mes) y el punto de la hora solar real, nos indica la Altura Solar en los círculos concéntricos y el Azimut del orto y el ocaso en el borde de la carta.

Los cambios varían de acuerdo al punto en que nos encontremos sobre la superficie terrestre. Si estamos ubicados en el hemisferio sur, siempre veremos la trayectoria del sol hacia el norte, ello implica que nuestros paneles solares deben ser orientados hacia el norte, de la misma manera es si estas ubicado en el hemisferio norte el sol lo vez del lado sur.

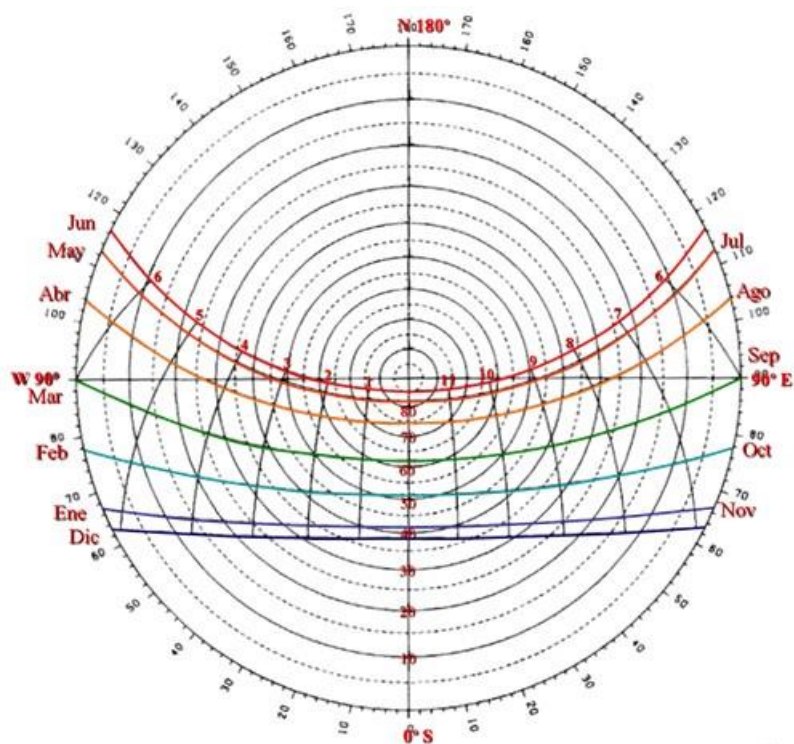
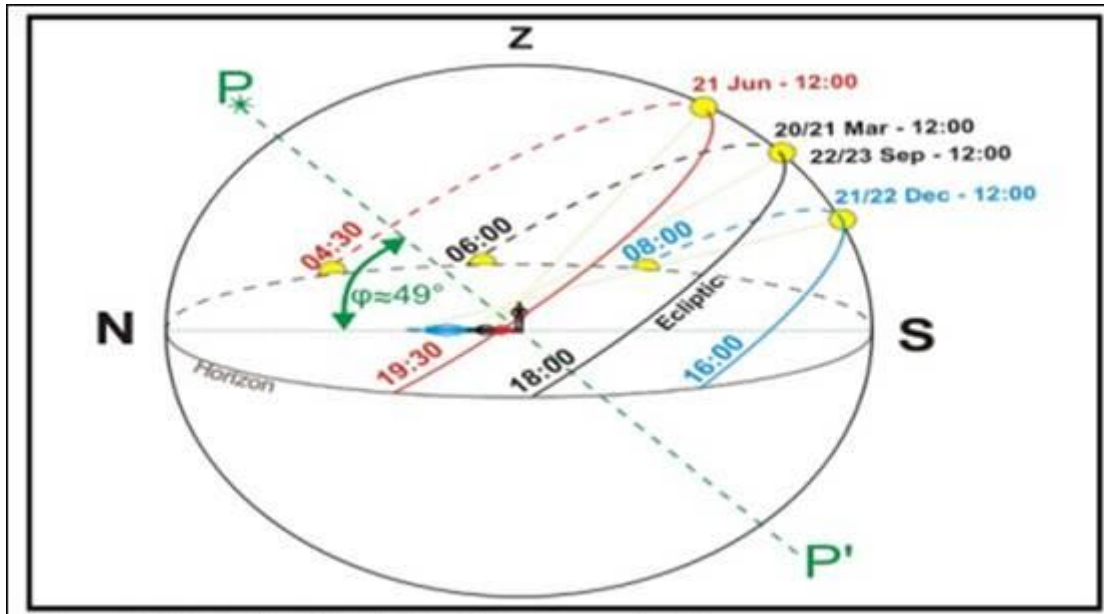


Figura N° 7 Carta Solar
Fuente: Pérez (2015)

En la figura 6 se muestra la trayectoria del sol vista desde el hemisferio Norte, determinar esto en cada mes resulta complicado. Para ello nos valemos de las cartas solares figura 7. Una carta solar es “un gráfico bidimensional que representa la trayectoria diaria del sol, El eje de las abscisas se representa los valores del azimut, mientras que, el eje de las ordenadas se representa la altura solar” (Mascaros, 2015).

2.3.1.6 Masa de aire

En la figura 8 cuando tu ubicación en la tierra es un punto alejado del ecuador la radiación solar va tiene que recorrer más distancia, en tal sentido “se denomina masa de aire (Air Mass en inglés), al cociente entre el espesor de la atmosfera atravesada por la radiación del sol (OM) y el espesor atravesando en la vertical del lugar (OA)” (Labouret & Viloz, 2008, p. 21)

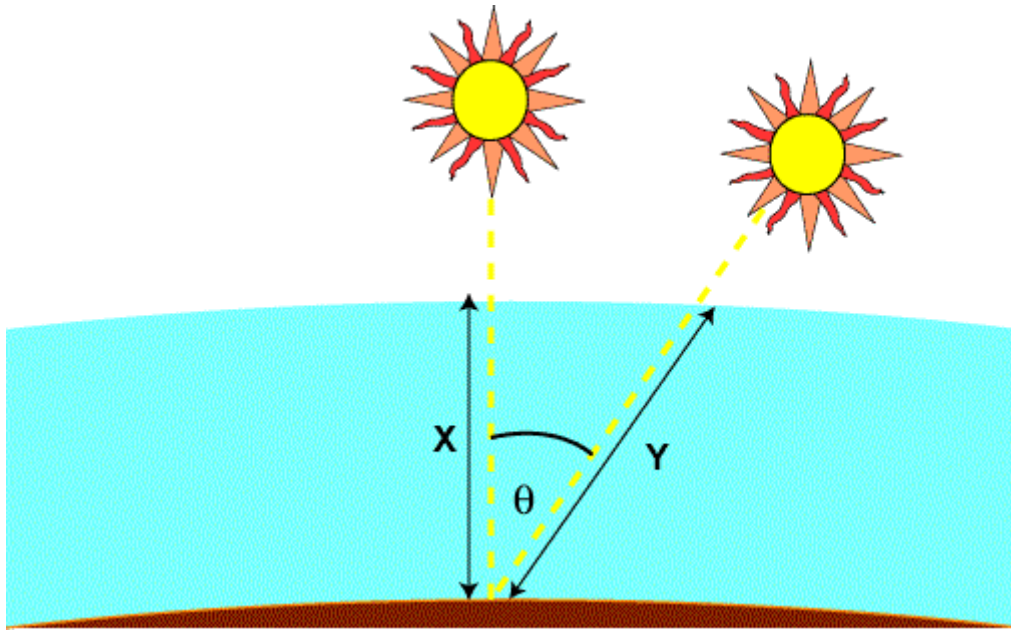


Figura N° 8 Masa Aire
Fuente: Copyright 2019 PVEducation

Por geometría en la figura 8 se tiene:

$$MA = \frac{OM}{OA} = \frac{Y}{X} = 1/\cos \theta$$

Ecuación (8): Masa Aire

2.3.1.7 Posición de un módulo fotovoltaico:

La posición de un panel solar lo determina dos factores primero el azimut y segundo la altura solar, lo ideal es que la superficie del panel reciba de forma perpendicular los rayos del sol, para ello dependiendo del lugar donde nos encontremos va variar los ángulos. El Perú está ubicado en Sudamérica, lo cual nos tiene por debajo de la línea ecuatorial es por esta razón que en panel este orientado hacia el norte, debido a esto el acimut optimo es 0° .

Ahora la inclinación óptima según Mascaros (2015, p. 32); está dado por:

$$\beta_{optimo} = 3.7 + 0.69 * (|\varphi|)$$

Ecuación (9): Inclinación Óptima

Donde:

β_{optimo} : Es la inclinación óptima para maximizar la captación de energía anual

φ : Es la latitud del lugar, en grados sexagesimales

2.3.1.8 Ondas electromagnéticas.

A lo largo de la historia la luz ha sido tema de discusión por renombrados científicos Issac Newton, Faraday, Maxwell, Einstein, etc., pero tras varios intentos de describir la naturaleza de la luz llegaron las ecuaciones de Faraday y Maxwell, probándose que la luz es una onda electromagnética. Esta afirmación respondía muchos fenómenos hasta ese entonces imposible de explicar, todo bien hasta ahí, es más muchos científicos afirmaron que ya no había nada más que investigar en la física.

Pero después llegó el efecto fotoeléctrico el cual solo se podía explicar si la luz se comporta como una partícula, el efecto fotoeléctrico es la razón por la que Albert Einstein ganó su premio nobel de física. En consecuencia, ahora tras varios años de discusión se acepta que la luz tiene un comportamiento dual (onda –cuerpo).

2.3.1.9 Efecto fotoeléctrico y paneles solares

Una de las aplicaciones más conocidas del efecto fotoeléctrico son los paneles solares, pero ¿qué es efecto fotoeléctrico? Figura 9 “Se define como efecto fotoeléctrico a la aparición de una corriente eléctrica en ciertos materiales cuando estos se ven iluminados por radiación electromagnética” (Fernández, 2010, p. 263).

En la figura 9 la luz del sol emite fotones con energía, parte de esta energía se utiliza en arrancar un electrón del metal, y la restante sale como energía cinética una vez expulsado el electrón.

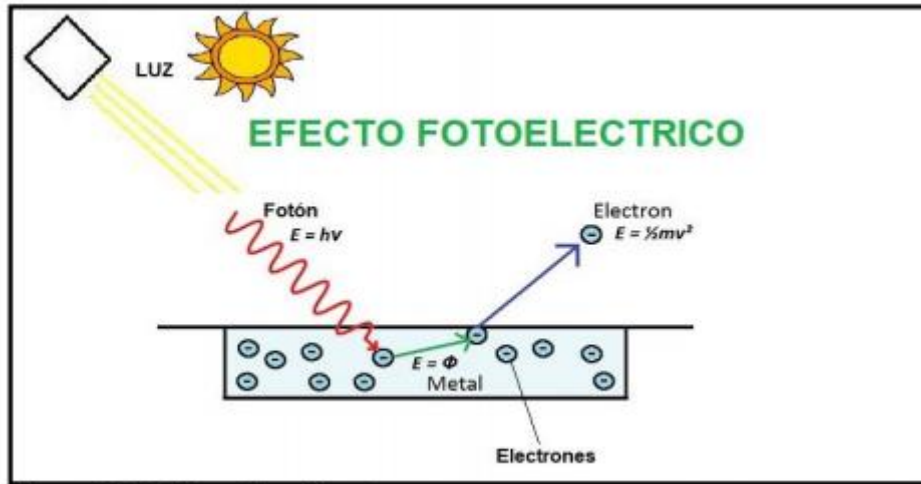


Figura N° 9 Efecto Fotoeléctrico
Fuente: Area Tecnologia (s.f.)

Para la fabricación de paneles solares se fabrican dos tipos de semiconductores dopados para una celda solar figura 10. La primera es de tipo N el mismo que contiene silicio más impurezas pentavalentes; por otra parte, el segundo semiconductor es de tipo P, el cual contiene silicio más impurezas trivalentes. Esta configuración permite que el tipo N contenga un electrón libre tratando de completar el octeto y el tipo P contiene un hueco tratando de llenarse completando el octeto también. El funcionamiento del panel solar se da “cuando la luz incide sobre la célula los fotones rompen el par electrón hueco. El campo eléctrico de la unión los separa para evitar que se recombinen, llevando los electrones a la zona N y los huecos a la zona P” (Méndez et al, 2012, p. 62). De esta manera se crea un potencial eléctrico que si conectamos con un conductor externo fluirá corriente eléctrica y esta va depender de la intensidad de sol que incida sobre el panel.

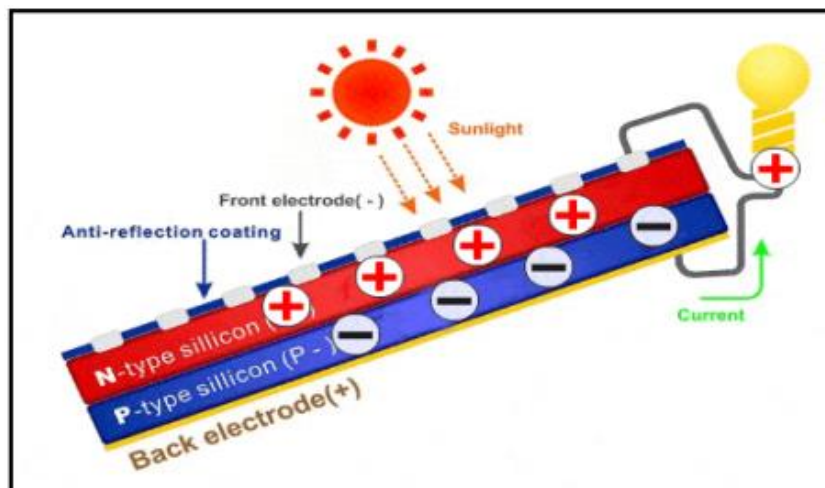


Figura N° 10 Unión P-N
Fuente: Area Tecnologia (s.f.)

2.3.1.10 Condiciones de prueba estándar (STC)

Si cada uno de los fabricantes de paneles solares vende su producto con especificaciones distintas, sería muy complicado poder elegir el mejor producto, tanto en capacidad energética y costos.

Por ejemplo, el fabricante A produce un panel que proporciona 200 Watts a 40°C con una radiación de 800 w/m² en Arabia Saudita; por otro lado, el fabricante B produce un panel de 220 Watts a 10°C con una radiación de 500 w/m² en Sudáfrica. De lo expuesto en el párrafo anterior naces el STC para poder diferenciar entre paneles y marcas.

En la figura 11 se aprecia las condiciones estándar de funcionamiento son con una radiación solar de 1000w/m², a una temperatura de 25 ° C y a una masa de aire de 1.5; si las condiciones de radiación y temperatura varían estos se adaptan a las curvas de corriente y voltaje figura 11.

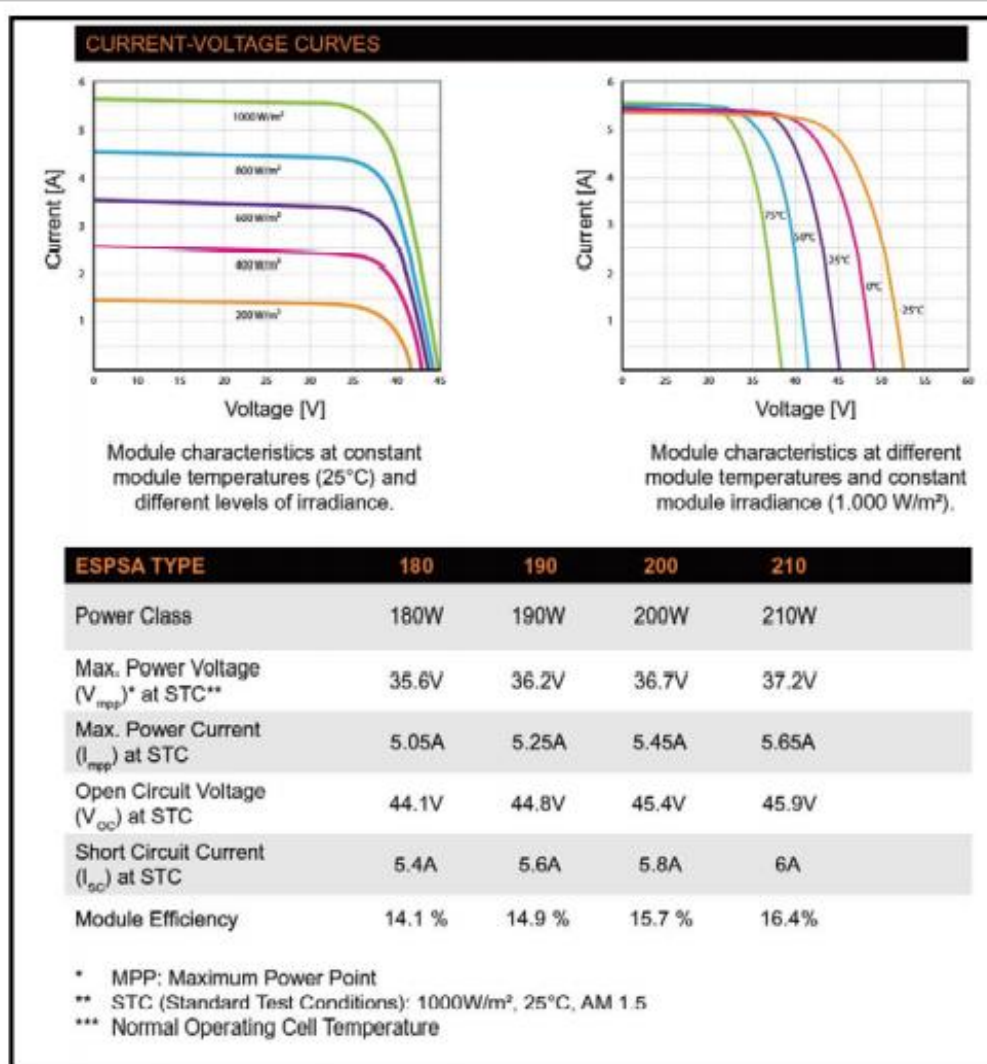


Figura N° 11 Especificaciones Técnicas del panel solar
 Fuente: ZHEJIANG ERA SOLAR TECHNOLOGY CO., LTD (s.f.)

2.3.2. Diseño de un sistema de bombeo solar

El diseño de sistemas de instalaciones aislada figura 12 comprende los siguientes componentes:

- Módulos fotovoltaicos
- Sistema de regulación
- Sistema de adaptación de corriente
- Sistema de acumulación
- Consumo

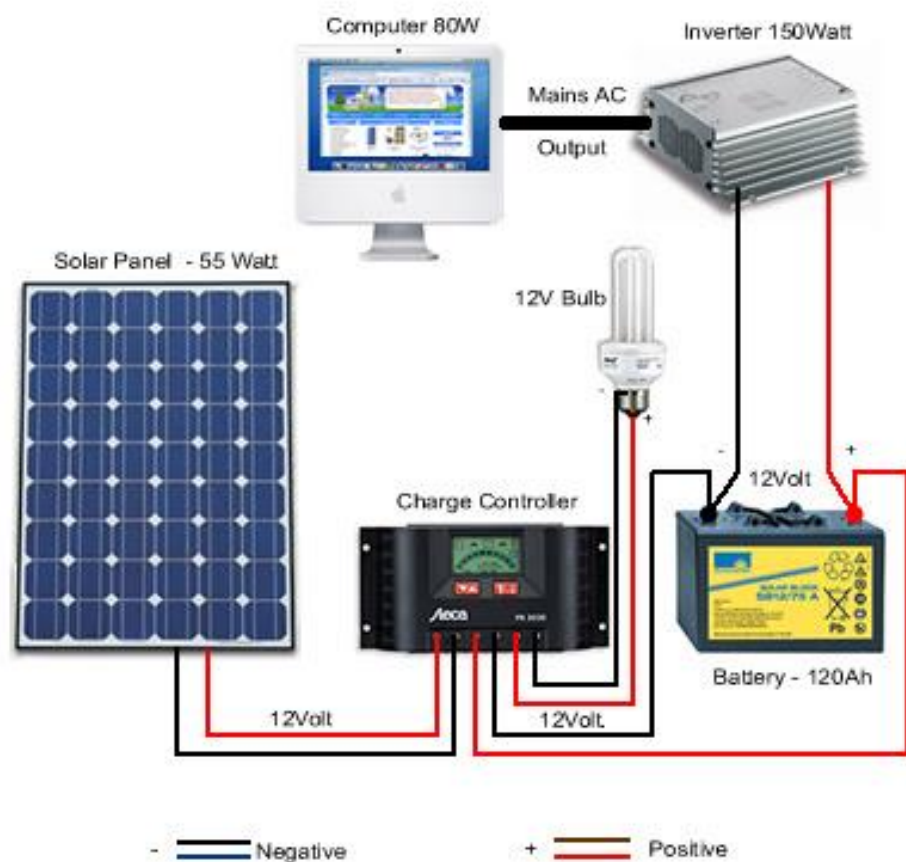


Figura N° 12 Componentes de un sistema aislado
Fuente: Alonso (s.f.)

Alonso (s.f.); en el manual de cálculo de sistemas fotovoltaicos aislados describe los siguientes pasos para el diseño:

- Estimación de consumo.
- Datos del lugar.
- Dimensionado del generador fotovoltaico.
- Dimensionado del sistema de acumulación.

- Dimensionado del regulador.
- Dimensionado del inversor.

2.3.2.1 Estimación de consumo.

Para ello se calcula el consumo en un día promedio o de máximo consumo, además a ello se le agrega un 20% de margen de seguridad. Seguidamente se hay los consumos medios considerando eficiencias de los componentes:

$$L_{md} = \frac{L_{mdAC}}{n_{bat} * n_{inv} * n_{con}} \quad \text{Ecuación (10): Consumo medios diarios}$$

Donde:

L_{md} : Consumo medios diarios

n_{bat} : Eficiencia de batería

n_{inve} : Eficiencia de inversor

n_{con} : Eficiencia de conductor

2.3.2.2 Datos del lugar.

La radiación solar puede ser obtenida de mapas solares o recurrir a los datos de las instituciones que realizan mediciones meteorológicas de la zona, los datos que se extraen son en Horas Solares Pico (HSP) en Wh/m²/dia.

2.3.2.3 Dimensionado del generador fotovoltaico.

El número de paneles está condicionado por las características propias de las especificaciones que da el fabricante, generalmente va determinado por la potencia nominal; teniendo en cuenta el valor de la potencia de cada uno, se calcula el número de paneles solares:

$$N_T = \frac{L_{md}}{P_{MPP} * HPS * PR} \quad \text{Ecuación (11): Numero de Paneles}$$

Donde:

N_T : Numero de módulos solares

L_{md} : Consumo medios diarios

- P_MPP : Potencia pico de modulo
HSP : Horas de sol pico
PR : Factor global de funcionamiento

La agrupación de paneles en serie y en paralelo:

$$N_{SERIE} = \frac{V_{BAT}}{V_{MAX}} \quad \text{Ecuación (12): Población de diseño}$$

$$N_{PARALELO} = \frac{N_T}{N_{SERIES}} \quad \text{Ecuación (13): Población de diseño}$$

Donde:

- N_SERIE : Numero de módulos solares
V_BAT : Tensión de batería
V_MAX : Tensión de máxima del modulo
N_PARALELO : Numero de módulos solares
NT : Numero de módulos solares

2.3.2.4 Dimensionado del sistema de acumulación.

Las baterías de acumulación son necesarios debido a que la energía proporcionada por el sol no llega de forma uniforme a lo largo del día, asimismo varia de un día a otro. Para eso necesitamos acumular energía para días con poca radiación solar, el dimensionamiento depende principalmente de los niveles de descargar y los días/ tiempo de autonomía, entonces:

- Capacidad nominal en función de descarga máxima

$$C_{md} = \frac{L_{md}}{PD_{maxd} * F} \quad \text{Ecuación (14): Capacidad nominal diaria Wh}$$

$$C_{md} = \frac{C_{md}}{V_{bat}} \quad \text{Ecuación (15): Capacidad nominal diaria Ah}$$

- Capacidad nominal de batería en función de la máxima descarga estacional.

$$C_{me} = \frac{L_{md} * N}{PD_{maxd} * F}$$

Ecuación (16): Capacidad nominal estacional Wh

$$C_{me} = \frac{C_{md}}{V_{bat}}$$

Ecuación (17): Capacidad nominal estacional Ah

Donde:

- Lmd : Consumo medios diarios
- PD_maxe : Descarga Máxima Estacional
- PD_maxd : Descarga Máxima Diaria
- N : Número de días de Autonomía
- F : Factor de Modulo
- V_bat : Tensión de batería

2.3.2.5 Dimensionado del regulador.

El sistema de regulación controla la cantidad de electricidad que circula, de tal manera que proteja a los componentes electrónicos y las baterías. Se dimensiona de acuerdo a la capacidad que debe soportar, entonces:

$$I_{entrada} = 1,25 * I_{CC} * NP$$

Ecuación (18): Corriente de entrada

$$I_{salida} = \frac{1,25 * \left(\frac{P_{ac}}{n_{reg}} \right)}{V_{RAT}}$$

Ecuación (19): Corriente de salida

2.3.2.6 Dimensionado del inversor.

Las electrobombas de agua generalmente funcionan con corriente alterna , por eso es imprescindible el uso de inversores; para el dimensionamiento con un factor de seguridad del 20% , sería de 1.20, entonces:

$$P_{inv} = 1,2 * P_{ac} * S$$

Ecuación (20): Potencia del inversor

Donde:

P_inv : Potencia de Cargas en alterna

S : Factor para picos de arranque

2.3.3 Funcionalidad

La variable a medir es la funcionalidad, el Diccionario de la Lengua Española (2005)

define como:

Conjunto de características que hacen que algo sea práctico y utilitario

Asimismo, según la Real Academia Española (2014) define como funcional:

- Dicho de una cosa: Diseñada u organizada atendiendo, sobre todo, a la facilidad, utilidad y comodidad de su empleo.
- Dicho de una obra o de una técnica: Eficazmente adecuada a sus fines.

En consecuencia, los sistemas de bombeo solar o convencional cumplen un conjunto de características para que llegue a ser funcional.

Para que un generador fotovoltaico sea funcional debe ser energéticamente eficiente. Es decir que el diseño genere la cantidad de energía necesaria, por ello no será menor a la cantidad requerida por el sistema.

Sin embargo, para el diseño se parte con el dato del promedio de radiación mensual más crítica del año, y no con el promedio de la radiación diaria más crítica; por tanto, hay días en los cuales nunca se podrá cumplir con la demanda de energía. Para mostrar que cantidad de días del año que es autosuficiente se desarrolla una distribución normal de la radiación solar.

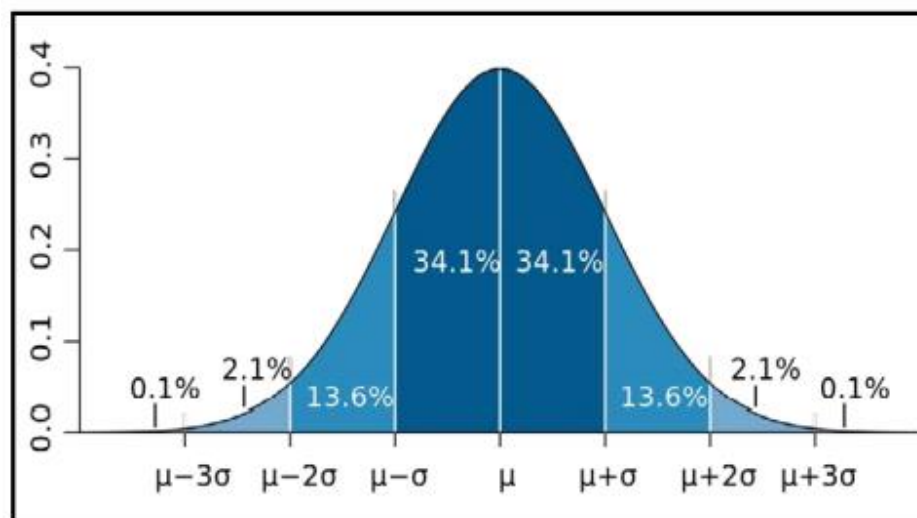


Figura N° 13 Distribución de $N(\mu, \sigma^2)$
Fuente: (Fundación Wikimedia, Inc., 2007)

2.3.4. Rentabilidad

Según la RAE define a la rentabilidad como la cualidad de rentable; que produce renta. es decir, utilidad beneficio que produce una inversión.

Como se puede apreciar en el párrafo anterior la definición es más orientada a una rentabilidad económica y financiera; sin embargo, la rentabilidad social en proyectos de inversión pública, es un concepto muy difícil de cuantificar, debido a que se pueden tomar una gran variedad de indicadores como: impacto social, ambiental, de salud, económicos, etc.

Según Jerí (2014) afirma que:

Frecuentemente en la formulación y evaluación de proyectos de inversión pública, cuando hablamos de bienes o servicios sociales, inmediatamente pensamos en la ratio Costo/Efectividad.

Exactamente, ¿qué refleja esta ratio? La ratio C/E sólo compara el costo de inversión a precios sociales con el número de beneficiarios directos que impactamos con el proyecto. Aparentemente, este sería el indicador ideal para la rentabilidad social... pero no lo es. (párr.2)

En relación a estas implicaciones resulta muy difícil medir los beneficios de un proyecto de inversión; por el contrario, para medir que tipo de inversión es mejor con respecto al mismo beneficio, resulta más sencillo simplemente comparar los costos de inversión y mantenimiento.

2.3.5 Costos de inversión

Según Orellana y Zanga opcit (citado en Herrera, 2006, p.48), clasifica los costos de capital de un sistema fotovoltaico como:

- Paneles Fotovoltaicos
- Baterías
- Reguladores /inversores
- Bombas/ motores
- Otros accesorios

2.3.6 Costos de operación y mantenimiento

Los costos de mantenimiento y operación según Sandia National Laboratories (2001), corresponden a los costos de refacciones, limpieza, salario del operador, piezas de reemplazo y transporte al lugar del sistema (citado en Herrera, 2006, p.49); en la tabla 4 se muestra las variaciones según el tipo de componente:

Tabla N° 4
Componentes de recambio

EQUIPO	VIDA ÚTIL	VARIANTES O TIPOS
- Baterías de (Acido Plomo, Gel Estacionarias)	20	- Las baterías de ácido Plomo 1 año con motor, las de GEL vida útil 12 años, las baterías estacionarias 20 años
- Inversor	20	- Rendimiento baja 60% con 10 mil horas de uso.
- Bomba eléctrica	10	- Cambiar Cada 10 años.
- Paneles solares	25	- Cada 10 años baja el 10 % de su capacidad.

Fuente: Adaptado de Electrosol Energia S.L. (2017)

Otro costo que tenemos que tener en cuenta es la tarifa que se paga por la electricidad que varía de acuerdo al uso y cantidad de energía consumida.

Pliego Tarifario Máximo del Servicio Público de Electricidad

Empresa: Electro Puno

Pliego: AZANGARO RURAL Vigencia: 4/Dic/2018 Sector: 5 Interconexión: SEIN

MEDIA TENSIÓN		UNIDAD	TARIFA
			Sin IGV
TARIFA MT2: TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P			
	Cargo Fijo Mensual	S/./mes	16.29
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S/./kW.h	24.30
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S/./kW.h	19.97
	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S/./kW-mes	54.91

TARIFA BT5B: TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E			
No Residencial	Cargo Fijo Mensual	S/./mes	4.20
	Cargo por Energía Activa	ctm. S/./kW.h	84.87

Figura N° 14 tarifas venta de energía en Puno
Fuente: OSINERGMIN (2018)

Para el pago mensual se muestra en la figura 14 que el cargo por energía activa para la tarifa BT5B es de ctm. S/./kW.h 84.87



Pozo de Agua



Reservorio/Tanque



Figura N° 16 Ubicacion estacion de bombeo
Fuente: Adaptado de Google Earth

La figura 16 la línea de conducción de 444.61 metros en la primera imagen, la distribución de la estación de bombeo en planta está ubicado a 30 metros del ojo de agua de Pila Patja /Plateria. La altura para bombear parte desde una cota 3888.00 m.s.m. hasta 3939.617 m.s.m.

3.1.2 Línea de postes para el sistema convencional

La zona de estudio no cuenta con el servicio de electricidad, por ello se proyecta una red de postes para transportar la energía eléctrica para el sistema convencional; la figura 17 muestra el trazo de los postes, esta tiene una longitud aproximada de 302.79 metros y la alineación de los postes va con una separación de 50m entre poste y poste.



Figura N° 17 Línea de postes 302M
Fuente: Adaptado de Google Earth

3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA DEL ESTUDIO

- Población 1 : La población Distrito de Platería
- Muestra 1 : La localidad de Platería de 250 viviendas.
- Población 2 : Radiación solar en el Perú
- Muestra 2 : Radiación solar horaria en la localidad de Platería

ver ANEXO C

3.3 DISEÑO ESTADÍSTICO

El diseño fue realizado usando la distribución regular de un año para medir la variación de la radiación solar.

Los parámetros medidos son la media, la variación estándar, la varianza, el rango, el valor mínimo, máximo y la probabilidad de radiación disponible en un año con respecto al diseño.

Los años medidos son el 2014,2015,2017, 2018 y 2019.

3.4 PROCEDIMIENTO

Para el desarrollo comparativo entre ambos sistemas se desarrolló un orden con diferentes etapas, la figura 18 muestra la secuencia seguida:

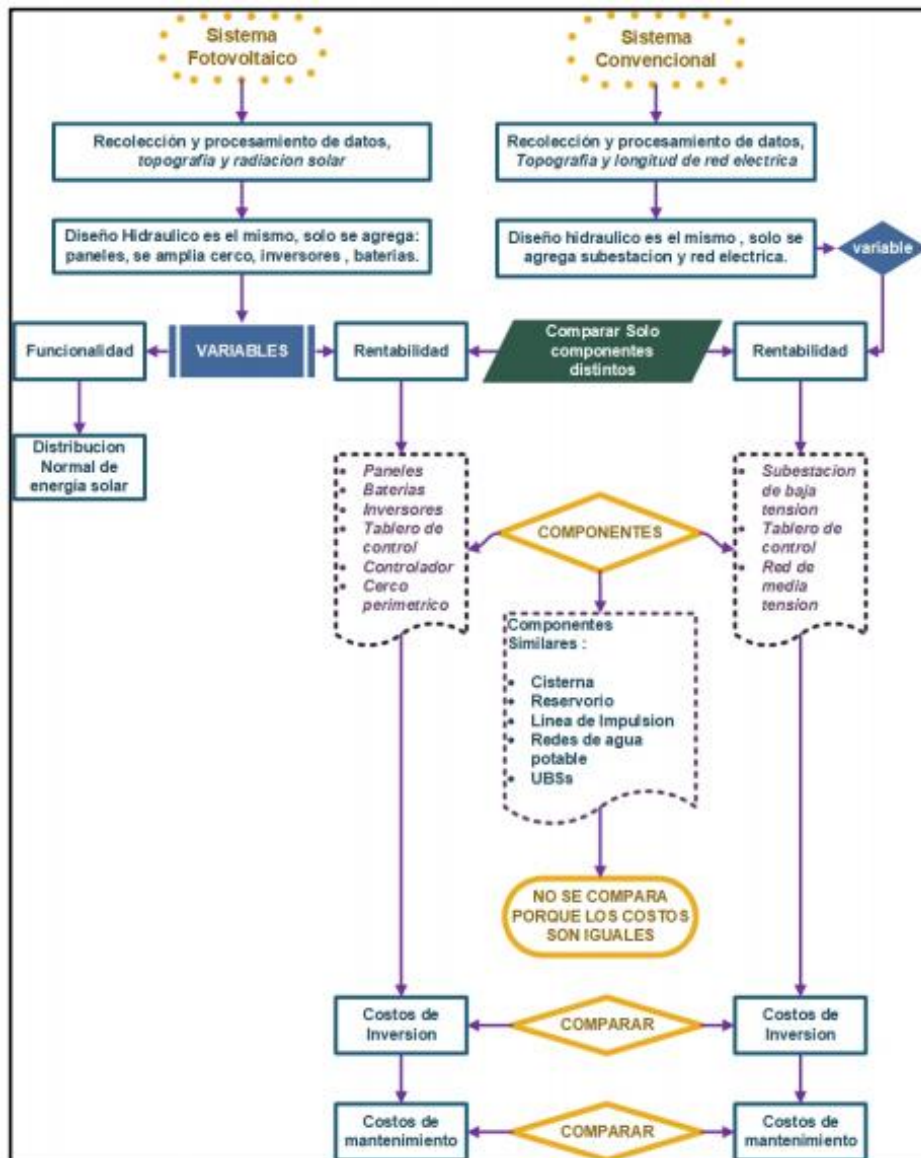


Figura N° 18 Procedimiento de acciones
Fuente: Elaboración propia

3.4.1 Recolección de datos.

Los datos publicados que proporciona el SENAMHI pueden ser anuales, mensuales o diarias. Para un mejor diseño y medición de la variable funcionalidad se solicitó datos Horarios de la radiación solar medidos con un Piranómetro, tabla 5 es un extracto de datos correspondiente al día 8 de noviembre del 2014.

Tabla N° 5
Radiacion Solar del 08/11/2014

FECHA - HORA	RADIACIÓN SOLAR (W/m ²)
8/11/2014 - 05:00	0
8/11/2014 - 06:00	54
8/11/2014 - 07:00	355
8/11/2014 - 08:00	630
8/11/2014 - 09:00	867
8/11/2014 - 10:00	1044
8/11/2014 - 11:00	1158
8/11/2014 - 12:00	1158
8/11/2014 - 13:00	1135
8/11/2014 - 14:00	1034
8/11/2014 - 15:00	827
8/11/2014 - 16:00	582
8/11/2014 - 17:00	336
8/11/2014 - 18:00	64
8/11/2014 - 19:00	0
Total del día aprox. =	9244

Fuente: Adaptado de SENAMHI (2014)

Los datos completos se encuentran en el anexo C, que corresponden de un total de 51 925 datos medidos, figura 19 variación de la radiación solar en el día

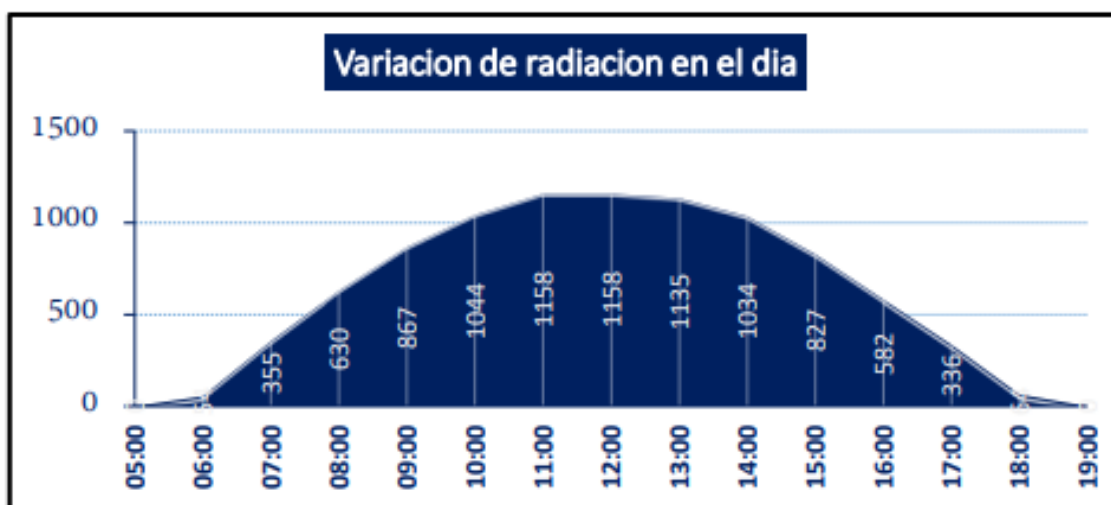


Figura N° 19 Radiacion Solar del 08/11/2014
Fuente: Elaboracion propia

3.4.2 Procesamiento de datos

Debido a la amplitud de datos; se agrupo los datos realizando una suma diaria para cada día y mes, los datos se encuentran alojados en el anexo C

En la tabla 5 la suma de radiación solar del todo el día es de 9 244 W/m² que representa a 9.244 Horas Solares Pico, de esta forma se va realizando para cada mes del año.

Tabla N° 6
Radiacion Solar de noviembre 2014

Dia del mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	28	29	30
Radiación solar del día en W/m ²	8150	6714	9100	9188	8614	8760	9150	9244	8524	...	6887	7390	7338

Fuente: Elaboracion propia

Tabla 6 la suma de todo el mes = 229544 W/m², el promedio del mes es (229544 W/m²) / (30 días) = 7651 W/m²; por tanto, las HSP del mes de noviembre es de 7.65 horas. Esto se realizó para cada mes y se puede ver más detallado en el anexo C

De este análisis nos resultó que el mes más crítico de cada año es junio, por ello se tomó como HSP de diseño del año 2014 que es de 4.85 horas, este es la base de energía solar para el diseño de los demás componentes.

Tabla N° 7
Resumen HSP por año

AÑO	MES CRITICO	HSP PROMEDIO
2013	Faltan datos	-----
2014	Junio	4.85
2015	Junio	4.93
2016	Junio	4.92
2017	Junio	5.38
2018	Faltan datos	-----

Fuente: Elaboración Propia

3.4.3 Cálculo de la funcionalidad

Se sacó los datos estadísticos de la radiación de todo el año 2014.

Tabla N° 8
Un día de autonomía dist. Normal (2014)

Dato calculado	Resultado
Media (Kw/m2)	6.16895312
Desviación estándar	1.44306035
Varianza de la muestra	2.08242317
Rango	7.003
Mínimo	2.547
Máximo	9.55

Fuente: Elaboración Propia

Con esto realizamos la distribución normal del año 2014:

$$F(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2}$$

Ecuación (21): Distribución Normal

Donde:

σ : Desviación estándar

μ : Media aritmética

Reemplazando se tiene la figura 20 que muestra una probabilidad del 81.79% a partir de una radiación de diseño de 4.85 KW/m²

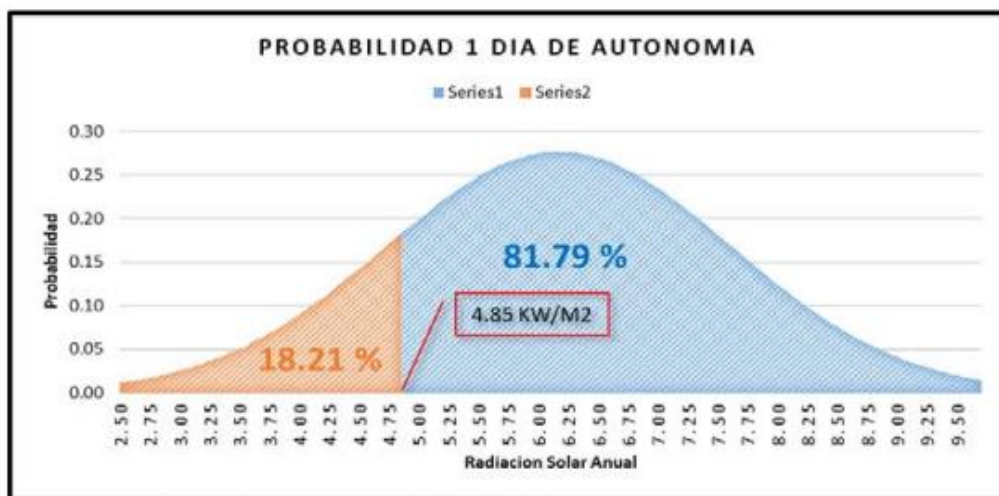


Figura N° 20 Distribución normal Radiación Solar
Fuente: Elaboración Propia

Ahora esto solo es válido por un día de autonomía, si se agrega batería para dos días de autonomía, es decir se promedia dos días consecutivos nos resulta la tabla 9:

Tabla N° 9
Los días de autonomía dist. Normal (2014)

Dato calculado	Resultado
Media (Kw/m2)	6.168953125
Desviación estándar	1.22620769
Varianza de la muestra	1.5035853
Rango	5.727
Mínimo	3.47
Máximo	9.197

Fuente: Elaboración Propia

En la tabla 9 el mínimo de energía para un día subió de 2.55 a 3.47 KW/m2, el rango disminuyó de 7.003 a 5.727, ello muestra una mayor concentración de datos en el centro.

Además, en la figura 21 la probabilidad subió de 85.79% a 85.90%; el 14.10% de los días la energía no va ser suficiente para abastecer la demanda energía del sistema fotovoltaico.

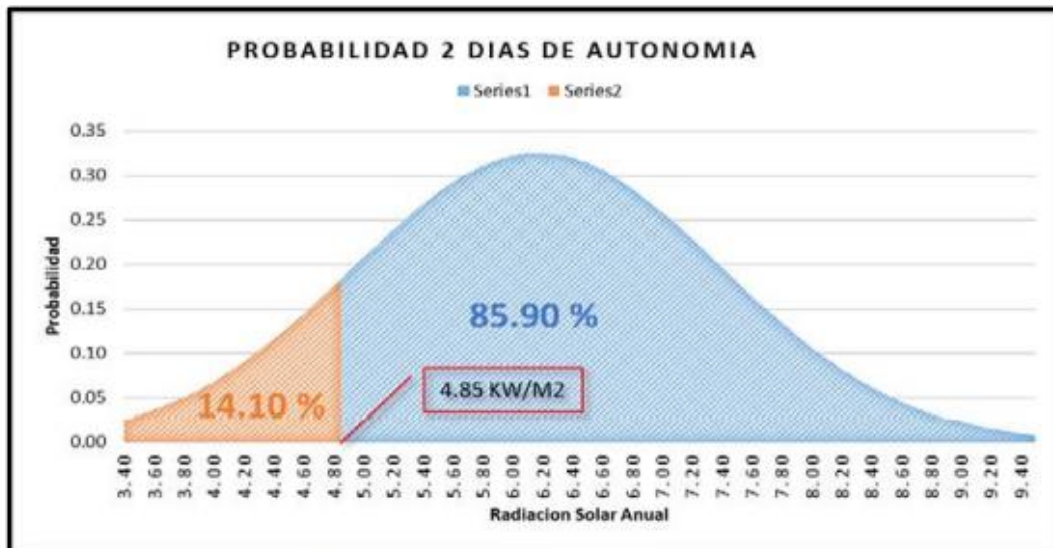


Figura N° 21 Probabilidad de dos días de autonomía
Fuente: Elaboración Propia

El diseño se calculó para tres días de autonomía tabla 10 y figura 22, los resultados muestran que el día más crítico del año se tendrá una radiación de 3.47 Kw/m2.

Tabla N° 10
Tres días de autonomía dist. Normal (2014)

Dato calculado	Resultado
Media (Kw/m2)	6.149735202
Desviación estándar	1.16642976
Varianza de la muestra	1.36055839
Rango	4.82833333
Mínimo	4.013
Máximo	8.84133333

Fuente: Elaboración Propia

Se muestra que el mínimo de energía para un día subió de 2.55 a 4.03 KW/m2

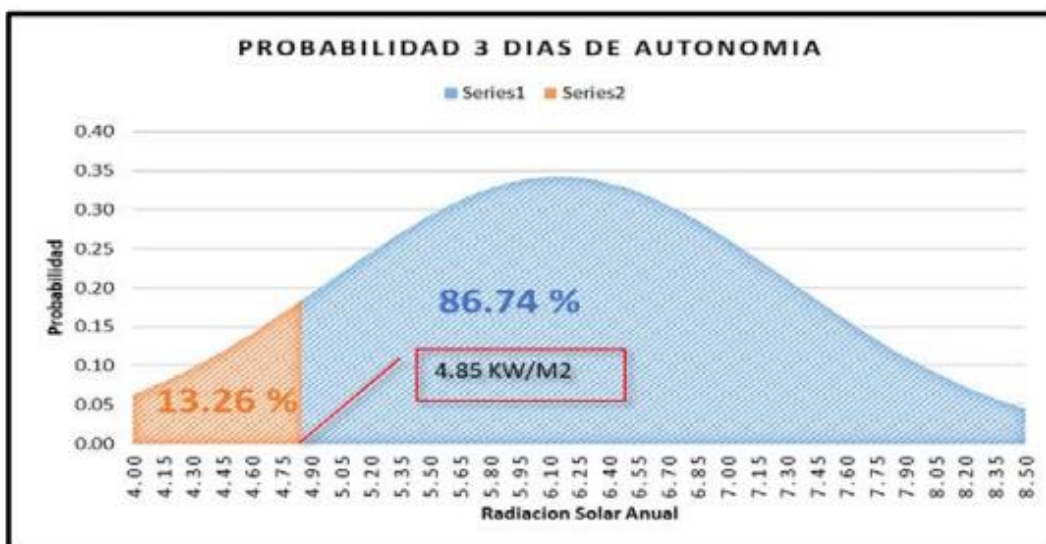
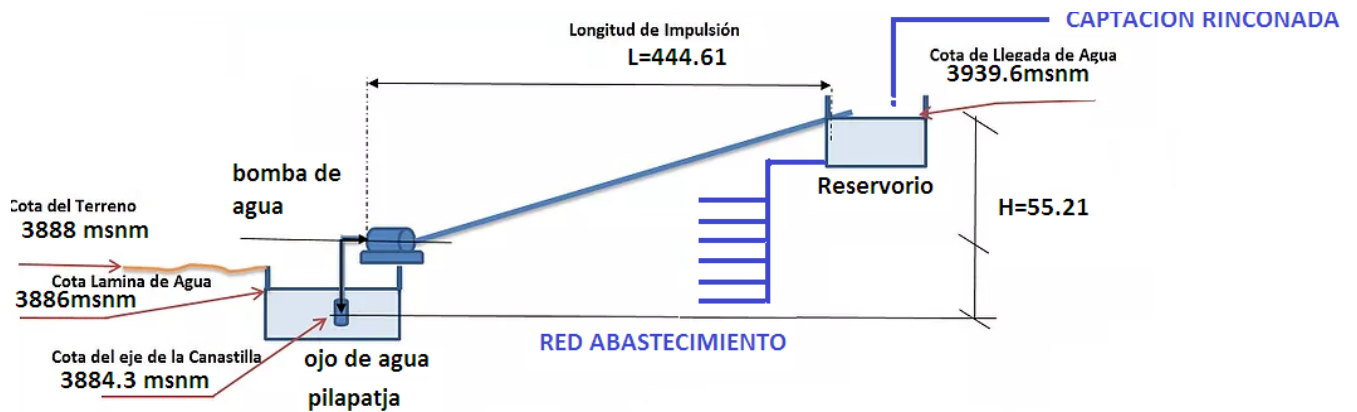


Figura N° 22 Probabilidad de tres días de autonomía
Fuente: Elaboración Propia

Por lo tanto, la funcionalidad del diseño para una radiación de 4.85 Kw/m2 es al 81.96% en el año 2014, otro el máximo valor de radiación 8.84 Kw/m2 casi el doble de la energía necesaria.

3.5 Diseño del sistema de Bombeo

3.5.1 Línea de impulsión



SISTEMA DE ABASTECIMIENTO DE AGUA PLATERIA

Figura N° 19 RED DE ABASTECIMIENTO DE AGUA

Fuente: Elaboración propia

Para determinar la potencia de la bomba primero necesitamos saber las horas de bombeo, según MVCS recomienda entre 8 y 12 horas, se toma el valor medio de 10 horas el caudal de bombeo lo hallamos usando la ecuación (5).

Asimismo, la según la RM N°192 del MVSC para la sierra la dotación es de 80lts/hab.; considerando una densidad de 4 personas por familia tenemos un caudal máximo diario de 0.53 lts/seg.

Tabla N° 11
Datos para línea de impulsión

DESCRIPCION	VALOR	UNIDAD DE MEDIDA
Qbombeo horas =	4.57	m ³ /h
Qmd =	0.53	Lts/seg
Qbombeo =	1.27	Lts/seg
# de bombas =	1	Und.
Horas de bombeo =	10	h
Presión de llegada =	2	(m.c.a.)
Cota terreno Cisterna =	3888	m.s.n.m.
Cota succión =	3886	m.s.n.m.
Cota terreno reservorio	3939.21	m.s.n.m.
Cota nivel máximo de agua =	3940.91	m.s.n.m.
Cota nivel ingreso =	3941.21	m.s.n.m.
Altura geometrica =	55.21	m
Longitud =	444.61	m

Fuente: Elaboración Propia

Es el caudal de la línea de impulsión al consumo máximo diario para el periodo de diseño correspondiente, teniendo en cuenta según MVCS recomienda entre 8 y 12 horas, se toma el número de horas de bombeo el valor máximo de 12 horas diarias.

Número de horas de bombeo (N) : 12 horas

Consumo máximo diario (Q_{md}) : 0.85 l/s

Aplicando la ecuación (12): $Q_b = Q_{md} * \left(\frac{24}{N}\right)$

$$Q_b = 0.85 * \left(\frac{24}{12}\right) = 1.70 \text{ l/s}$$

$$Q_b = 1.70 \text{ l/s}$$

Selección del diámetro de la tubería

Aplicamos la fórmula de Bresse Guevara, A(2016), p.40. según ecuación (13).

$$d = 1.3 * \lambda^{\frac{1}{4}} * \sqrt{Q}$$

$$d = 1.3 * \left(\frac{12}{24}\right)^{\frac{1}{4}} * \sqrt{\frac{1.70}{1000}} = 1.3 * 0.8409 * 0.0412 = 0.045 \text{ m}$$

$$d = 45 \text{ mm.}$$

Optamos por un diámetro comercial disponible $D_c = 11/2''$

$$d_c = 43.40 \text{ mm.}$$

Velocidad media de flujo

Diámetro interior : 0.0434 m.

Caudal de bombeo : 1.70 l/s.

Aplicamos según la ecuación (14)

$$V = \frac{4 * 1.70/1000}{3.1416 * 0.0434 * 0.0434} = 1.15 \text{ m/s}$$

V = 1.15 m/s.

Velocidad de propagación de onda.

Densidad de agua : $\delta = 1000 \text{ Kg/m}^3$

Módulo de elasticidad del agua : $\varepsilon = 2 * 10^9 \text{ N/m}^2$

Diámetro interior de tubería : $D_c = 0.0434 \text{ m}$.

Espesor de la tubería : $e = 0.0023 \text{ m}$.

Módulo de elasticidad de la tubería : $E = 2.94 * 10^9 \text{ N/m}^2$

Se tiene la ecuación: $\alpha = \sqrt{\frac{1}{\delta * (\frac{1}{\varepsilon} + \frac{D_c}{e * E})}}$

$$\alpha = \sqrt{\frac{1}{1000 * (\frac{1}{2 * 10^9} + \frac{0.0434}{0.0023 * 2.94 * 10^9})}}$$

$\alpha = 380.20 \text{ m/s}$.

Sobrepresión

Velocidad de propagación de onda (α): $\alpha = 380.20 \text{ m/s}$.

Longitud de tubería (L) : L = 566 m.

Gravedad (g) : g = 9.81 m/s

Velocidad media de flujo (V) : 1.15 m/s.

Sobre presión: $\Delta H = \frac{\alpha V}{g}$

$$\Delta H = \frac{380.20 * 1.15}{9.81} = 44.57 \text{ mca}$$

$$\Delta H = 44.57 \text{ m}$$

Perdida de carga por fricción

De la ecuación (15): $H_f = L * \frac{10.67}{D^{4.87}} * \frac{Q^{1.852}}{C^{1.852}}$

Caudal de bombeo (Qb) : 1.70 l/s

Coefficiente de rugosidad (C) : C = 150

Diámetro de la tubería (D): D = 0.0434 m

Longitud de la tubería (L) : L = 566 m.

$$h_f = \frac{10.67 * 0.0017^{1.852}}{0.0434^{4.87} * 150^{1.852}} * 566$$

$$h_f = 18.07 \text{ m}$$

Perdida de carga local por accesorios

Velocidad media de flujo (V) : 1.15 m/s

Gravedad (g) : 9.81 m/s^2

Coefficiente (K) : determinamos de la tabla

Tabla 1

Coefficiente de accesorios

DESCRIPCION	N°	K	total
Canastilla	1	0.25	0.25
Codo de 90°	3	0.4	1.20
Valvula compuerta abierta	1	0.25	0.25
Valvula chek	1	2.5	2.50
Tubo de salida	1	1	1.00
Union tipo	1	0.10	0.10
Valvula de purga	1	2.5	2.50
Total			8.40

Fuente: Elaboración propia

$$H_1 = \Sigma k * \frac{V^2}{2 * g}$$

De la fórmula: $H_1 = 8.40 * \frac{1.15^2}{2 * 9.81} = 0.56 \text{ m.}$

$$H_1 = 0.56 \text{ m.}$$

Perdida de carga total : $H_{ftotal} = H_1 + H_f$

$$H_{ftotal} = 0.56 + 18.07$$

$$H_{ftotal} = 18.63 \text{ m.}$$

Altura geométrica

Es la diferencia de nivel entre captación (caison) y reservorio. Teniendo en cuenta la profundidad del pozo y el motor sumergible se instala su base a una altura de 0.5 m.

Tabla 2

Alturas de nivel (m.s.n.m.)

Descripción	Cota (msnm)	Máxima	Mínima	Descarga
Caisón	3,838.24	3,824.04	3,827.40	
Reservorio	3,871.00			3872.20

Fuente: Elaboración propia

Tabla 3

Alturas de caison y reservorio

CAISON		RESERVORIO	
Espesor de la tapa	0.15 m	Espesor de tapa	0.15 m
Borde libre	4.00 m	Borde libre	0.30 m
Altura	12.50 m	Altura de H2O	1.20 m

Fuente: Elaboración propia

$$H_g = H_s + H_d + H_p$$

Donde

H_g = Altura geométrica (m)

H_s = Altura de succión o aspiración es la altura del eje de la bomba sobre el nivel inferior (m).

H_d = Altura de descarga, altura de nivel superior con relación al eje de la bomba (m).

H_p = Profundidad del pozo a partir de la base del motor (m).

Por lo tanto

$$H_g = 6.5 + 38.16 + 12.00 = 56.66 \text{ m.}$$

$$H_g = 56.66 \text{ m.}$$

Altura manométrica o dinámica.

Se calcula la altura dinámica total (H_{DT}) mediante la ecuación:

$$H_{DT} = H_g + H_{f_{total}} + H_s$$

$$H_{DT} = 56.66 + 18.63 + 6.5$$

$$H_{DT} = 81.79 \text{ m.}$$

Diseño del reservorio

Para este sistema de bombeo se calcula el volumen de regulación. Utilizando la ecuación:

$$V_{reg} = Pf * Dot * 0.25/1000$$

$$V_{reg} = 707 * 80 * 0.25$$

$$V_{reg} = 14.14 \text{ m}^3$$

Volumen de reserva

$$V_{res} = 25\% * V_{alm.}$$

$$V_{res} = 25\% * (V_{reg}).$$

$$V_{res} = 25\% 14.14$$

$$V_{res} = 3.54 \text{ m}^3$$

Volumen de almacenamiento

$$V_{alm} = V_{reg} + V_{res}$$

$$V_{alm.diario} = 14.14 + 3.54 = 17.68 \text{ m}^3$$

Se recomienda para el almacenamiento de agua por la zona sierra se debe prever los días nublados, se considera un reservorio mas grande por lo que consideramos dos días nublado.

$$V_{almn} = V_{res} + 2 * V_{reg}$$

$$V_{almn} = 3.54 + 2 * 14.14$$

$$V_{almn} = 31.82 \text{ m}^3$$

El Volumen de agua de reserva para los días nublados será:

$$V_{res.d.nublados} = V_{almn} - V_{alm}$$

$$V_{res.d.nublados} = 31.82 - 17.68$$

$$V_{res.d.nublados} = 14.14 \text{ m}^3$$

Dimensión del reservorio.

$$\text{Altura de agua} : H = 2.30 \text{ m.}$$

$$\text{Largo} : L = \sqrt{\frac{V_{almn}}{H}}$$

$$L = \sqrt{\frac{31.82}{2.30}}$$

$$L = 3.72 \text{ m.}$$

Ancho : $A = L$
 $A = 3.72 \text{ m.}$

Borde libre : $B_L = 0,30 \text{ m}$

Altura total : $H_T = 2.60 \text{ m}$

Capacidad Máxima : $L * A * H = 3.72 * 3.72 * 2.30 = 31.83 \text{ m}^3$

Volumen asumido: $V_a = L * A * H_t$
 $V_a = 3.72 * 3.72 * 2.60$
 $V_a = 35.98 \text{ m}^3$

Para calcular las perdidas hacemos uso de la ecuación de Hazen-Williams:

$$hf = 10.67 * \left(\frac{Q}{C}\right)^{1.852} * \frac{L}{D} \quad \text{Ecuación (22): Hazen-Williams}$$

Hf : Pérdida de carga en m.

Q y C : Caudal en m³/seg y coeficiente de material.

L y D : Longitud y diámetro de la tubería en m.

Haciendo uso de la ecuación (6) y (7) para el cálculo de perdidas. Asimismo, el caudal está en m³/seg, C es 150, y reemplazamos los demás datos tenemos en la línea de impulsión la tabla 12.

Tabla N° 15

Altura dinámica total

Diámetro (pulg)	1	1.5	2	3
Velocidad (m/seg)	2.50	1.11	0.63	0.28
Pérdida por fricción horizontal (m)	113.22	15.72	3.87	0.54
Pérdida de carga fricción vertical(m)	14.06	1.95	0.48	0.07
Pérdida carga por accesorio (m)	25.46	3.53	0.87	0.12
Pérdida de carga total (m)	152.73	21.20	5.22	0.73
H.D.T. (m) =	209.94	78.41	62.43	57.94

Fuente: Elaboración Propia

Perdida totales $< 0.1 * H.D.T$ según Méndez et al (2012), entonces
 perdidas $< 0.1 * 62.43 = 6.24$, por tal motivo seleccionamos 2".

3.4.4.2 Estimación de consumo y irradiancia

Según el catálogo de Pedrollo S.A. de bombas sumergibles hay bombas según caudal y altura dinámica total, según la tabla 12 la H.D.T. 62.43 metros; además en la tabla 11 el caudal de bombeo 1.27 lts/seg que es equivalente a 76.2 lts/min, por tanto, en nuestro diseño elegimos el modelo 4SR25Gm/15 monofásico es de 1.1 KW para una altura dinámica total de 64 metros con un caudal de 80 lts/min.

Tabla N° 16
Consumo medio diario

Descripción	Electrobomba	Lampara 15 W
Cantidad	1.00	2.00
Potencia instalada (W)	1100.00	15.00
Tiempo de uso al día (hrs)	10.00	2.00
Energía inst. (Wh/día)	11000.00	60.00
Margen de seguridad	20%	20%
Consumo diario (Wh/día)	13200.00	72.00
Consumo diario (KWh/día)	13.20	0.07
Consumo diario total (Wh/día)	13200.00	72.00

Fuente: Elaboración Propia

Seguidamente se calculó el consumo del sistema fotovoltaico con la ecuación (10):

Tabla N° 17
Consumo medio diario real

Descripción	Datos	Unidades
Tipo de Uso	: Sistema de Bombeo	Wp
Voltaje Nominal	48	V
Electrobomba	1100.00	W
Lampara 15W	15.00	W
Consumo medio diario (AC)	13272.00	Wh/día
Eficiencia de batería (n bat)	0.80	
Eficiencia de inversor (n inv)	0.85	
Eficiencia de conductor (n con)	0.97	
Consumo medios diarios final (Lmd)	20121.29	Wh/día
Hora Solar Pico (HSP)	4.85	Wh/m ² /día

Fuente: Elaboración Propia

3.4.4.3 Dimensionamiento de paneles.

Para determinar la distribución en serie y en paralelo usamos la ecuación (11) , ecuación (12) y ecuación (13) entonces se obtuvo la tabla 15.

Tabla N° 18
de paneles en serie y paralelo

Descripción	Abreviatura	Resultados	Unidades
Consumo medios diarios	<i>Lmd</i>	20121.29	Wh/día
Potencia pico de modulo	<i>P MPP</i>	320.00	Wp
Horas de sol pico	<i>HPS</i>	4.85	Wh/m2/día
Factor global de funcionamiento	<i>PR</i>	0.95	
# de módulos solares	<i>NT</i>	14.00	Und.
Tension de bateria	<i>V BAT</i>	48.00	V
Tension de maxima del modulo	<i>V max</i>	37.65	V
Numero de modulos solares	<i>N SERIE</i>	2.00	Und.
# modulos solares en paralelo	<i>N PARALELO</i>	7	Und.

Fuente: Elaboración Propia

Por lo tanto, se halló 07 paneles colocados en paralelo y 02 en serie tabla 15

3.4.4.4 Dimensionamiento del sistema de acumulación.

Para nuestro caso en particular se usó las baterías estacionales por su vida útil de 20 años de una capacidad de 600Ah y un arreglo de 48 voltios.

Tabla N° 19
Dimensionamiento de baterías

Descripción	Abreviatura	Resultados	Unidades
Consumo medios diarios	<i>Lmd</i>	20121.29	Wh/día
Descarga Máxima Estacional	<i>PD maxe</i>	0.70	
Descarga Máxima Diaria	<i>PD maxd</i>	0.15	
Número de días de Autonomía	<i>N</i>	3.00	
Factor de Modulo	<i>F</i>	0.95	
Tensión de batería	<i>V BAT</i>	48.00	V
Capacidad nominal diaria	<i>C md</i>	141202.00	Wh
Capacidad nominal diaria	<i>C md</i>	2941.708425	Ah
Capacidad nominal estacionaria	<i>C md</i>	90772.71712	Wh
Capacidad nominal estacionaria	<i>C md</i>	1891.098273	Ah
Capacidad de Baterías	<i>C</i>	600	Ah
Voltaje de la batería	<i>V</i>	48.00	
Numero de Baterías	<i>N b</i>	5	Und.

Fuente: Elaboración Propia

3.4.4.5 Dimensionamiento del regulador

El regulador es el encargado de que los componentes del sistema no reciban sobrecargas para ello usamos las ecuaciones (18) y (19), el regulador debe soportar 80 amperios como mínimo tabla 17.

Tabla N° 20
Dimensionamiento del regulador

Descripción	Abreviatura	Resultados	Unidades
Factor de seguridad del regulador		1.25	
Corriente de Corto Circuito	I_{cc}	9.10	A
Numero de ramas en paralelo	$N P$	7.00	
Potencia de Cargas en alterna	P_{ac}	1115.00	W
Tensión de batería	V_{BAT}	48.00	V
Eficiencia de regulador	n_{reg}	0.95	
Corriente de entrada al regulador	I entrada	79.625	A
Corriente de entrada al regulador	I salida	30.56469298	A
Corriente del regulador	I r	79.625	A

Fuente: Elaboración Propia

3.4.4.6 Dimensionamiento del inversor

Reemplazando los datos en la ecuación (20), el inversor nos da un valor de 1115.00 Wats de potencia tabla, sin embargo, dependiendo de la bomba este necesita unos picos de arranque por seguridad. Nuestro factor será de 5 veces la potencia nominal de la motobomba.

Tabla N° 21
Dimensionamiento del inversor

Descripción	Abreviatura	Resultados	Unidades
Factor de seguridad del inversor	20%		
Potencia de Cargas en alterna	P_{ac}	1115.00	W
Factor para picos de arranque	S	5.00	
Potencia del Inversor	P inv	1338	W
Potencia del Inversor con S	P inv	6690	W

Fuente: Elaboración Propia

El dimensionamiento nos resultó 14 paneles de 320 w cada uno; de los cuales 7 es en paralelo y 2 en serie. Además de 5 baterías estacionarias de 48v y 600ah y finalmente un inversor con regulador de 1500 watts, pero que puede soportar hasta 6690 watts y 80 amperios tabla 19

Tabla N° 22
Resultado del diseño

Descripción	Cantidad
# de paneles (inclinación ver anexo a)	14 unidades
Potencia de cada panel	320 w
Potencia mínima del inversor	1500 w con pico de 6690 w
Capacidad de las baterías	05 baterías de 600 ah de 48v
Potencia mínima de la motobomba	1.5 hp-1100 w
Corriente min del regulador	80 a
HPS	4.85 hrs.

Fuente: Elaboración Propia

3.4.5 Inclinación del panel solar

Al estar ubicados en el sur por lo tanto el panel solar estará orientado hacia el norte.

Pero existen varias opciones para determinar el ángulo.

Una aproximación de la inclinación optima según Mascaros (2015, p. 32); está dado por la inclinación optima de la ecuación (9). Para ello necesitamos la latitud en decimales.

Según el mapa de ubicación la estación de bombeo tiene una latitud de 14°51'17.09"S que es igual a -14.854747°. Reemplazando tenemos en la ecuación (9) se tiene una inclinación optima de 13.94 grados orientado hacia el hemisferio norte.

Otro método se puede realizar mediante el uso de cartas solares, el resultado es por mes por ello es un método más exacto. Para ello vamos a la siguiente página <http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.php>

Seguidamente ingresamos la latitud, la longitud y la zona horaria de la estación de bombeo; además existen más opciones de formato y presentación para imprimir las cartas.

Una vez descargado las cartas se procede a calcular el complemento de cada mes como se muestra en la figura 23

Tabla N° 23

Resultados carta solar figura 23

Mes del año	Angulo de inclinación	Mes del año	Angulo de inclinación	Mes del año	Angulo de inclinación
Enero	8	Mayo	35	Septiembre	15
Febrero	5	Junio	40	Octubre	4
Marzo	15	Julio	35	Noviembre	5
Abril	28	Agosto	28	Diciembre	8

Fuente: Elaboración Propia

La tabla 20 muestra la inclinación óptima para cada mes del año, lo más conveniente es inclinar según la tabla 20 cada mes para aprovechar al máximo la energía solar disponible, no obstante, el diseño es con estructura metálica fija. Por tanto, realizamos un promedio para todo el año y nos da 18.83 por lo tanto asumimos 20 grados como inclinación para todo el año.

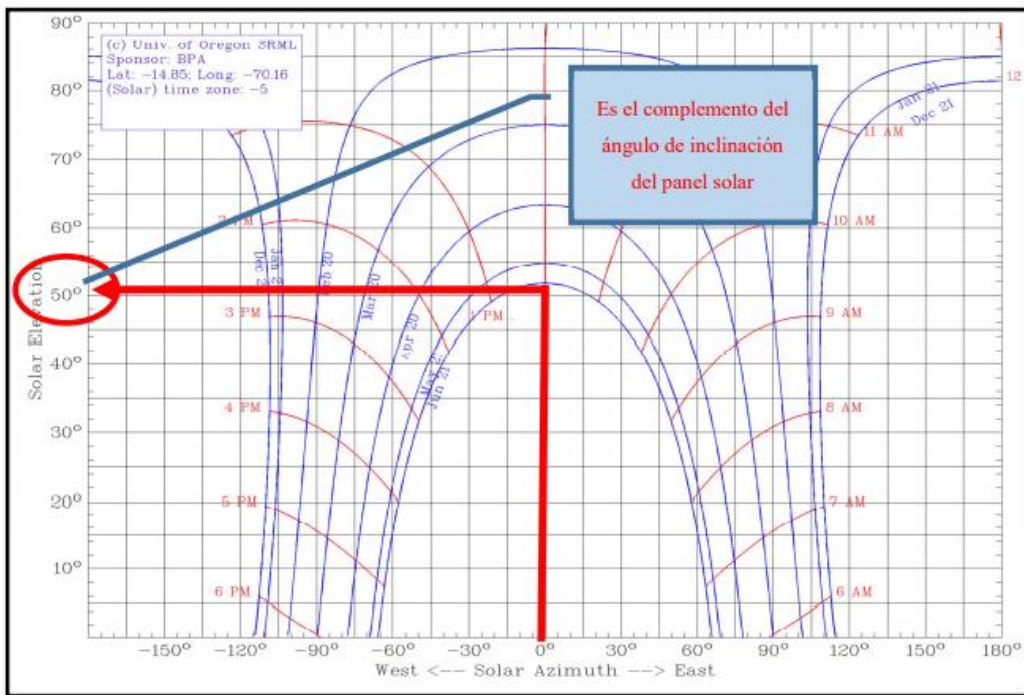


Figura N° 23 Programa para hallar inclinación por mes

Fuente: Adaptado de © 2015 UO Solar Radiation Monitoring Laboratory.

En la figura 23 para el mes más crítico junio, el ángulo de inclinación es: $90-50=40$ grados, y así para cada mes se puede hallar su ángulo óptimo, la figura 23 muestra las dimensiones de los componentes, los demás planos detallados en anexo D.

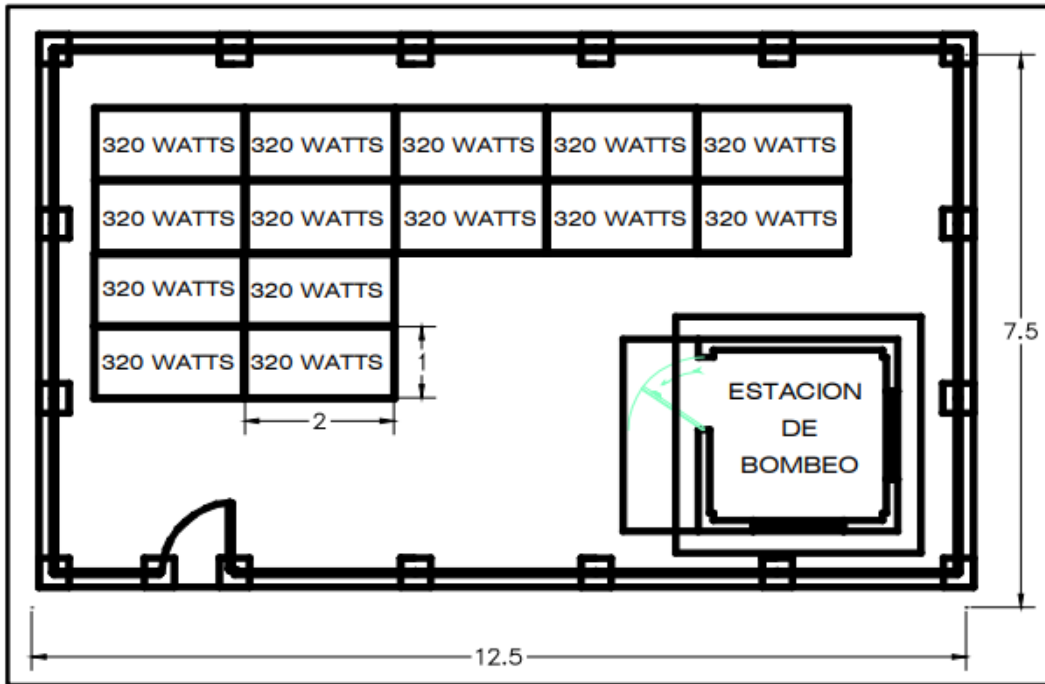


Figura N° 24 Distribución componentes y cerco
Fuente: Elaboracion propia

3.4.6 Quinta etapa: calculo rentabilidad

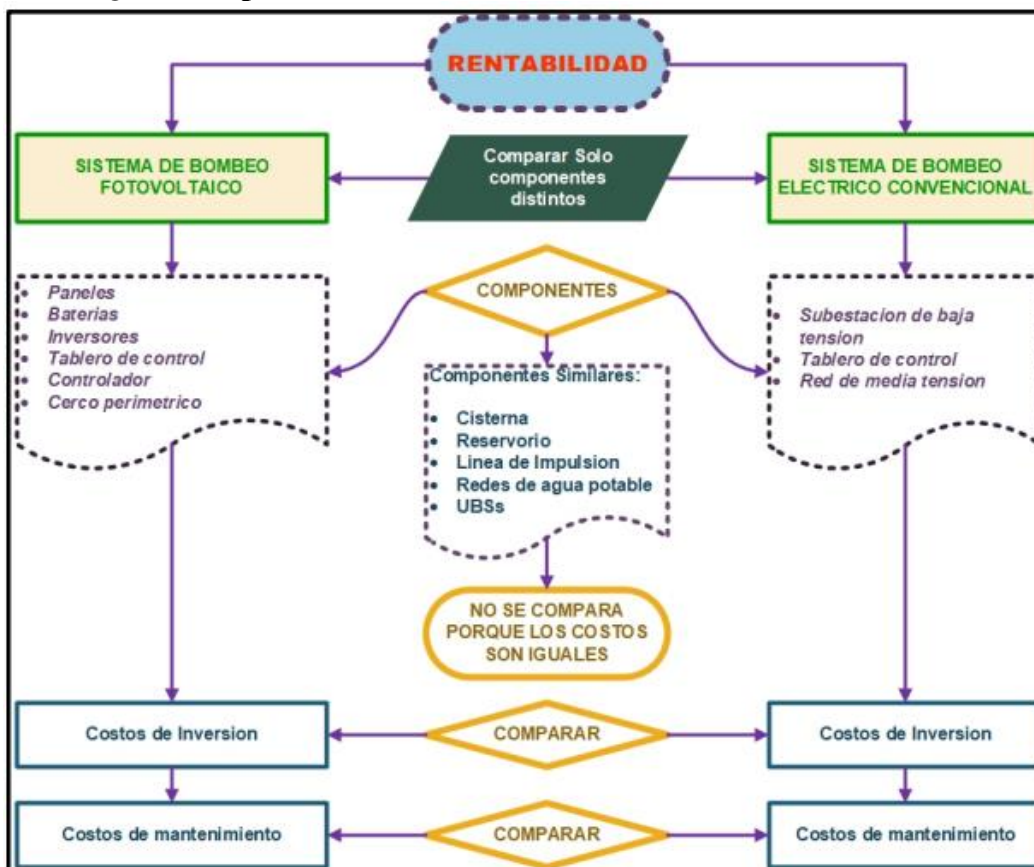


Figura N° 25 Diagrama de rentabilidad
Fuente: Elaboracion propia

Para calcular la rentabilidad solo se tuvo en consideración las partidas que varían entre las dos opciones del sistema de bombeo.

En la tabla 21 el cerco perimétrico del sistema fotovoltaico es mayor debido a los paneles solares; que son 14 en total y tienen una dimensión 2mx1m cada uno

Tabla N° 24
Diferencias entre sistemas

Descripción	Sistema fotovoltaico	Sistema convencional
Estación de bombeo	Paneles baterías bombas etc.	Bombas, tableros, etc
Red de media tensión	No tiene	48 kilómetros y 48 postes.
Cerco perimétrico	Per. de 40 mts.	Per. de 27 mts.

Fuente: Elaboración Propia

3.4.6.1 Costos de inversión sistema fotovoltaico

Para determinar los costos de inversión es necesario crear partidas tabla 22; el análisis de costos unitarios se encuentra en el anexo B.

Tabla N° 25
Partidas del sistema fotovoltaico.

ítem	descripción	und
1.1.1	sistema de bombeo con paneles solares	
1.1.1.1	suministro e instalacion de paneles solares	und
1.1.1.2	excavacion manual en terreno normal	m3
1.1.1.3	dado de concreto f'c = 175 kg/cm2	m3
1.1.1.4	estructura metalica 2 paneles	und
1.1.1.5	suministro e instalacion de bomba y accesorios	und
1.1.2	cerco perimetrico	
1.1.2.1	trazo nivelacion y replanteo	m2
1.1.2.2	excavacion manual en terreno semirocoso	m3
1.1.2.3	dado de concreto f'c = 175 kg/cm2	m3
1.1.2.4	suministro y colocacion de postes de f°g° de 2" diam.	m
1.1.2.5	suministro y colocacion de tubos de f°g° de 1" diam.	m
1.1.2.6	fierro angular de 1 1/2" x 1 1/2" fijación de poste	m
1.1.2.7	suministro y colocacion de malla galvanizada n°12	m2
1.1.2.8	cerradura de puerta metalica + candado	und
1.1.3	suministros e instalaciones de tuberias	

1.1.3.1	instalacion de tuberia de pvc sp 2" incluye accesorios	und
---------	--------------------------------------------------------	-----

Fuente: Elaboración Propia

De la tabla 23 se muestra que la colocación de paneles solares con su respectiva estructura metálica y bomba hidráulica eléctrica resulto en un costo de 78,980.1 soles. El costo del cerco perimétrico es de 2,691.23 soles.

Y finalmente se colocó la partida de suministros de tuberías y accesorios para completar los elementos completos de la estación de bombeo.

El costo directo del sistema de bombeo fotovoltaico tabla 23 resulta un total de 85,933.63 soles esto solo representa el costo de inversión, es decir la mano de obra y materiales.

Tabla N° 26

Costo de inversion sistema fotovoltaico.

Item	Unid.	Cant.	Precio	Parcial	Sub Total
1.1	costo directo =				85933.63
1.1.1	sistema de bombeo con paneles solares =				78980.1
1.1.1.1	Und	1	903.65	903.65	
1.1.1.2	m3	1.12	40.65	45.53	
1.1.1.3	m3	1.12	228.77	256.22	
1.1.1.4	und	7	798.82	5591.74	
1.1.1.5	und	1	72182.96	72182.96	
1.1.2	cerco perimetrico =				2691.23
1.1.2.1	m2	40	1.09	43.6	
1.1.2.2	m3	1.9	40.65	77.24	
1.1.2.3	m3	1.9	228.77	434.66	
1.1.2.4	m	43.7	9.65	421.71	
1.1.2.5	m	77.2	9.51	734.17	
1.1.2.6	m	6.8	6.82	46.38	
1.1.2.7	m2	63.69	13.68	871.28	
1.1.2.8	und	1	62.19	62.19	
1.1.3	suministros e instalaciones de tuberias =				4262.3
1.1.3.1	und	1	4262.3	4262.3	

Fuente: Elaboración Propia

3.4.6.2 Costos de inversión sistema convencional

En el sistema convencional se halla los accesorios y componentes de la estación de bombeo; sin embargo, este funciona con electricidad, servicio que no cuenta actualmente el pueblo de Platería.

Para solventar el inconveniente del párrafo anterior es necesario construir una red eléctrica hasta la estación de bombeo, esta red debe ser traída desde la red más cercana existente, el cual se encuentra a 1.8 km.

Haciendo el análisis de costos tabla 24 y 25 se halló que la estación de bombeo con el cerco perimétrico, más el suministro de tuberías nos da un valor de 14,364.21 soles; y a este monto hay que sumarle el costo para traer electricidad, que es de 164,854.96 soles, ver en detalle anexo B.

Tabla N° 27
Partidas del sistema convencional.

Item	descripción	Unid.
2.1	estación de bombeo	
2.1.1	sistema de bombeo eléctrico convencional	
2.1.1.1	suministro e instalación de bomba y accesorios	und
2.1.2	cerco perimétrico	
2.1.2.1	trazo nivelación y replanteo	m2
2.1.2.2	excavación manual en terreno semirocoso	m3
2.1.2.3	dado de concreto f'c = 175 kg/cm2	m3
2.1.2.4	suministro y colocación de postes de f°g° de 2" diam.	m
2.1.2.5	suministro y colocación de tubos de f°g° de 1" diam.	m
2.1.2.6	fierro angular de 1 1/2" x 1 1/2" fijación de poste	m
2.1.2.7	suministro y colocación de malla galvanizada n°12	m2
2.1.2.8	cerradura de puerta metálica + candado	und
2.1.3	suministros e instalaciones de tuberías	
2.1.3.1	instalación de tubería de pvc sp 2" incluye accesorios	und
2.2	red primaria de media tensión de 48km	
2.2.1	suministro de materiales	Glb.
2.2.2	montaje electromecánico	Glb.
2.2.3	transporte suministro 12 %	Glb.

Fuente: Elaboración Propia

Tabla N° 28

Costo de inversión sistema convencional.

Item	Unid.	Cant.	Precio	Parcial	Sub Total
2			costo directo =		179219.17
2.1			estación de bombeo =		14364.21
2.1.1			sistema de bombeo eléctrico convencional =		8459.85
2.1.1.1	und	1	8459.85	8459.85	
2.1.2			cercos perimétricos		1642.06
2.1.2.1	m2	22.4	1.09	24.42	
2.1.2.2	m3	0.72	40.65	29.27	
2.1.2.3	m3	0.72	228.77	164.71	
2.1.2.4	m	33.05	9.65	318.93	
2.1.2.5	m	42.6	9.51	405.13	
2.1.2.6	m	3.6	6.82	24.55	
2.1.2.7	m2	44.8	13.68	612.86	
2.1.2.8	und	1	62.19	62.19	
2.1.3			suministros e instalaciones de tuberías =		4262.3
2.1.3.1	und	1	4262.3	4262.3	
2.2			red primaria de media tensión de 48km =		164854.96
2.2.1	Glb.	1	109194.93	109194.93	
2.2.2	Glb.	1	42556.64	42556.64	
2.2.3	Glb.	1	13103.39	13103.39	

Fuente: Elaboración Propia

3.4.6.3 Costos de mantenimiento

Para el sistema convencional el pago mensual se toma de la figura 14 para la tarifa BT5B es de ctm. S/./kW.h 85.93, además el consumo medio diario final del sistema es de 20,121.29 Wh/día usando la ecuación (10), teniendo estos datos se tiene un promedio de gasto de 6,311.00 nuevos soles al año tabla 26 .

Además, el mantenimiento periódico por refacciones y accesorios para electrificación rural es de 1 % del costo de inversión aproximadamente, esto en costo resulta 35,843.83 soles.

Finalmente, este costo de mantenimiento es 162,062.44 soles tabla 26:

Tabla N° 29
Costo mantenimiento (Sistema convencional)

	calculo	descripcion
a	$85.93 * 20,121.29 * \frac{365}{100} = 6,310.93 \text{ soles}$	consumo anual
b	$6,310.93 * 20 = 126,218.61 \text{ soles}$	consumo en 20 años
c	$0.01 * 179,219.17 * 20 = 35,843.83 \text{ soles; tabla 25}$	mantenimiento y refacciones 1%CI
b+c	$126,218.61 + 35,843.83 = 162,062.44 \text{ soles}$	Costo Total de mantenimiento

Fuente: Elaboración Propia

Para el sistema de bombeo fotovoltaico la vida útil de los materiales es superior a los 20 años proyectados. Por ejemplo, se escogió paneles que tienen una vida útil de 20 a 30 años, el inversor con regulador su vida útil es de 20 años, las baterías se escogieron estacionarias cuya cualidad principal es su larga vida útil superior a 20 años; la cotización de estos materiales se puede ver en anexo B.

Tabla N° 30
Costo mantenimiento (Sistema fotovoltaico)

	calculo	descripcion
a	$+4 \text{ paneles tabla 4; } 783.97 * 4 = 3,135.88 \text{ soles}$	Cada 10 años baja el 10 % de su capacidad
c	$0.02 * 85,933.63 * 20 = 34,373.45 \text{ soles; tabla 23}$	mantenimiento y refacciones 2%CI
a+c	$3,135.88 + 34,373.45 = 37,509.33 \text{ soles}$	Costo Total de mantenimiento

Fuente: Elaboración Propia

CAPITULO IV

IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1 FUNCIONALIDAD

Teniendo un valor constante (uniformidad) de la radiación a lo largo del año , debido a la proximidad del Perú ala línea ecuatorial con respecto a otros países, mostrando una variación pequeña a lo largo del año ,con una funcionalidad del 86.64% de los días sin déficit de energía , figura 22.

4.2 RENTABILIDAD

De la tabla 26, 28, 29 y 30 tenemos la tabla 31 sin IGV.

Tabla N° 31
Rentabilidad a 20 años (ver anexo B)

Descripción de costos	Sistema Eléctrico Convencional	Sistema de Bombeo Fotovoltaico
Costo de inversión	S/.179,219.18	S/.85,933.64
Costo de mantenimiento y Operación	S/.162,062.45	S/.37,509.34
Total	S/.341,281.62	S/.123,442.97

Fuente: Elaboración Propia

Los datos calculados pueden variar de acuerdo a las especificaciones técnicas de los materiales, teniendo en cuenta la mejor relación calidad – precio , demás con el menor mantenimiento posible.

Los costos de inversión en el sistema fotovoltaico son elevados por el precio de las baterías que asciende a 60,054.00 soles sin IGV.

Los costos de inversión en el sistema convencional es elevado por el costo de la Red de Media Tensión y la sub estación de 10 000V/ 440V, el mismo que se encarga de alimentar con energía eléctrica a la estación de bombeo, estos costos ascienden a 164,854.97 soles sin IGV.

Si hubiese energía eléctrica disponible el costo de inversión del sistema convencional es 14,364.21 soles; además manteniendo el costo de mantenimiento, el resultado del costo total sería 176,426.65 soles.

CAPITULO V

V. CONCLUSIONES

- En la presente investigación se demostró la funcionalidad del sistema de bombeo con energía fotovoltaico mediante diseño adecuado; tomando como base el mes de junio, por ser este el más crítico a lo largo del año, con un promedio regular de Irradiancia 4.85 kWh/m^2 . La funcionalidad 81.96 %.
- El costo total de un sistema convencional de energía fotovoltaica es S/341,281.61 y S/123,442.96 S/. respectivamente; el mismo que representa 2.8 veces el valor(más caro). por ello es muy rentable invertir en energías renovables para el pueblo de platería.
- En caso de que hubiese disponibilidad de electricidad en la zona el costo total de un sistema convencional y fotovoltaico es 176,426.65 S/. y 123,442.96 S/. respectivamente; el mismo que representa 1.4 veces más caro, por lo que aun así resulta más rentable invertir en energías renovables.
- En relación con los párrafos anteriores, hay que destacar que el costo más influyente de un sistema fotovoltaico son sus baterías, cuyo precio es de 60,052.00 soles sin IGV que representa el 70% del costo de inversión. Asimismo, para el sistema convencional la Red Primaria de Media Tensión representa el 92% del costo de inversión.

CAPITULO VI

VI. RECOMENDACIONES

- Según las cartas solares (enlace en el anexo A) Para la inclinación óptima, que varía de 4 grados en octubre a 40 grados en junio, por eso resulta oportuno cambiar el ángulo de inclinación del sistema de los paneles solares si es posible, mínimo un número de cuatro veces al año.
- Mantener una inclinación óptima del panel solar mayor a unos 15 grados, para evitar que se acumule suciedad; de no ser posible esto, realizar una limpieza más seguida en el mes más crítico de año.
- Debe de considerarse que, de todos los componentes del sistema fotovoltaico de bombeo solar, las baterías y paneles son muy sensibles a deteriorarse, la vida útil de la batería dependerá del número de ciclos de carga y descarga que tenga, por ello es recomendable colocar pocas baterías de alta capacidad de almacenamiento en vez de numerosas baterías pequeñas de menor capacidad, para permitir que su vida útil sea aún mayor.
- Los controladores electrónicos MPPT permiten que los paneles solares trabajen a su máxima capacidad de potencia y conviene con respecto a usar las otras convencionales PWM que limitan la potencia.
- En la actualidad existen bombas solares, que permiten bombear agua sin que sea necesario entregar energía constante, ya que se ajustan a la cantidad de energía disponible en el día; ello permite que no sean necesarias tener baterías, esto implica un ahorro importante.

CAPITULO VII

VII. REFERENCIAS

- Alonso, J. A. (s.f.). *Manual de cálculo de sistemas fotovoltaicos aislados*. Recuperado el 27 de Noviembre de 2017, de SunFields: <https://www.sfe-solar.com/baterias-solares/manual-calculo/>
- Area Tecnologia. (s.f.). *Efecto Fotoelectrico*. Recuperado el 24 de Enero de 2018, de Tecnologia: <https://www.areatecnologia.com/electricidad/efecto-fotoelectrico.html>
- Bowden, S., & Honsberg, C. (s.f.). *Masa de aire*. Recuperado el 27 de Febrero de 2018, de PVEDUCATION.ORG: <https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/2-propiedades-de-la-luz-del-sol/masa-de-aire>
- Cerdán Cabrera, A. M. (2010). Diseño de un Sistema de Bombeo Solar – Eólico para Consumo de Agua en Cabañas Ecoturísticas en la Pitaya. IX Máster Propio Universitario en Energías Renovables, Arquitectura y Urbanismo la Ciudad Sostenible, Sevilla, España .
- Cruz Ornetta, V. (2012). Los Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica en el Peru. *Paradigmas*, 101-113.
- Díaz, J., & Ruiz, J. E. (2012). *Organización y Control del Mantenimiento de Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. (1ra ed.). España: Ediciones Paraninfo, S.A.
- Electrosol Energia S.L. (21 de Febrero de 2017). *¿Cuales son los años de vida de cada tipo de batería en una instalación solar?* Recuperado el 20 de Noviembre de 2017, de Damia Solar: https://www.damiasolar.com/actualidad/blog/articulos-sobre-la-energia-solar-y-sus-componentes/cuales-son-los-anyos-de-vida-de-cada-bateria-solar_1
- Estrada Gasca, C., & Arancibia Bul, C. (2010). Las Energia Renobables: La Energia Solar Y sus Aplicaciones. *Revista Digital Universitaria*, 1-27.

Fundación Wikimedia, Inc. (25 de Noviembre de 2007). *File:Standard deviation diagram micro.svg*. Recuperado el 26 de Marzo de 2018, de Wikimedia Commons:
https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Standard_deviation_diagram_micro.svg

Fundación Wikimedia, Inc. (11 de Febrero de 2007). *File:Translacion.png*. Recuperado el 20 de Abril de 2018, de Wikimedia Commons:
<https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Translacion.png>

Fundación W

Wikimedia, Inc. (17 de Enero de 2008). *File:Horas solares pico.png*. Recuperado el 06 de Agosto de 2018, de Wikimedia Commons:
https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Horas_solares_pico.png

Fundación Wikimedia, Inc. (07 de Diciembre de 2009). *File:Solstice and Equinox.svg*. Recuperado el 04 de Enero de 2018, de Wikimedia Commons:
https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Solstice_and_Equinox.svg

Fundación Wikimedia, Inc. (2016). *File:Solar spectrum es.svg*. Recuperado el 20 de Noviembre de 2018, de Wikimedia Commons:
https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Solar_spectrum_es.svg

Grupo T-Solar S.A. (24 de Septiembre de 2018). *Aprovechamiento de la energía solar*. Recuperado el 25 de Octubre de 2018, de T-Solar:
<https://www.tsolar.com/es/noticias/aprovechamiento-de-la-energia-solar.html>

Herrera, W. G. (2006). *Determinación de Parámetros que Influyen en el Bombeo Fotovoltaico, en dos Sistemas de Riego: Directo a Baja Presión y con Tanque Elevado*. Lima: Rodríguez Impresores.

Horn, M. J. (2006). Los retos energéticos del Perú. *perúeconómico*, 10-11.

Jerí, C. J. (31 de Julio de 2014). *Rentabilidad Social en Proyectos de Inversión Pública*.

Obtenido de Linked in: <https://www.linkedin.com/pulse/20140731153208-55318925-rentabilidad-social-en-proyectos-de-inversi%C3%B3n-p%C3%ABblica>

Labouret, A., & Villos, M. (2008). *Énergie Solaire Photovoltaïque. (4ta ed.)*. (A. M. Cenzano, Trans.). Madrid: A. Madrid Vicente, Ediciones & Mundi-Prensa Libros, S.A. (Trabajo original publicado en 2006).

- Mascaros, V. (2015). *Instalaciones Generadoras Fotovoltaicas. (1ra ed.)*. España: Ediciones Paraninfo, S.A.
- Méndez, J. M., Cuervo, R., & Formacion, B. V. (2012). *Energía Solar Fotovoltaica. (7ma ed.)*. Madrid: Fundación Confemetal.
- Morales, C. (s.f.). *Sombras y latitudes*. Recuperado el 13 de Julio de 2018, de Cesar Morales: <https://cesarmoralesescritor.com/2016/09/27/sombras-y-latitudes/>
- Real Academia de Ingeniería . (s.f.). *Irradiancia*. Recuperado el 05 de Noviembre de 2018, de Diccionario español de ingeniería: <http://diccionario.raing.es/es/lema/irradiancia-1>
- Real Academia Española. (2014). *Funcional*. Obtenido de Diccionario de la Lengua Española 23 ed.: <http://dle.rae.es/?id=IbRm8lG>
- Resolucion Ministerial N° 192 del Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento. (17 de Mayo de 2018). Norma Técnica de Diseño: Opciones Tecnológicas para Sistemas de Saneamiento en el Ámbito Rural. Lima, Perú. Obtenido de http://temis.vivienda.gob.pe/SIS_RESOLUCIONES/documentos.aspx
- SENAMHI. (2003). Atlas de la Energía Solar del Peru. *Electrificación Rural a base de Energía Fotovoltaica en el Perú*, 1-21.
- UO Solar Radiation Monitoring Laboratory. (2015). *Sun path chart program*. Recuperado el 20 de Noviembre de 2017, de University of Oregon Solar Radiation Monitoring Laboratory: <http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.php>
- Zhejiang Era Solar Technology co., Ltd. (s.f.). *Modulo Solar ESPSA 180-210*. Recuperado el 20 de Marzo de 2018, de Era Solar: http://www.erasolar.com.cn/archiv/Datasheet_ESPSA180_210.pdf

ANEXOS

ANEXO A: INCLINACIÓN DE PANELES SOLARES (CARTA SOLAR)

1. Realizado y Sacado de: <http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.php>

ANEXO B: COSTOS

1. Presupuestos sistema de bombeo eléctrico convencional
 - Análisis de costos unitarios
2. Presupuestos sistema de bombeo fotovoltaico
 - Análisis de costos unitarios
3. Costo inversión, mantenimiento y rentabilidad.
4. Cotizaciones.

ANEXO C: DATOS DE RADIACIÓN SOLAR HORARIA

1. Datos radiación solar (SENAMHI,2018).
2. Análisis de datos y resumen de radiación solar

ANEXO D: PLANOS

1. Sistema de bombeo fotovoltaico
 - Distribución en planta de los paneles solares
 - Plano hidráulico
 - Diagrama unifilar
 - Estructura, orientación e inclinación de paneles
2. Sistema de bombeo eléctrico convencional
 - Ubicación y trazo de la red de media tensión
 - Derivación de la red primaria
 - Llegada a la estación de bombeo
 - Detalles
3. Plano de conducción (Planta -Perfil)

ANEXOS

Programa de gráficos de trayectoria solar

Este programa crea gráficos de trayectoria solar en coordenadas cartesianas para: (1) fechas "típicas" de cada mes (es decir, días que reciben aproximadamente la cantidad media de radiación solar durante un día en el mes dado); (2) fechas espaciadas alrededor de 30 días, de un solsticio al siguiente; o (3) una sola fecha que especifique. Puede seleccionar si las horas se trazan utilizando la hora estándar local o la hora solar. Además, hay varias opciones disponibles que le permiten modificar la apariencia del gráfico. Los gráficos resultantes se muestran en la ventana de su navegador web y están destinados a ser impresos. Actualmente hay dos formatos disponibles: PDF (Adobe) y PNG (un formato de gráficos internacional estándar página web de [gráficos de trayectoria del sol polar](#) . Para obtener más información, visite nuestra página web [sobre el uso de mapas solares](#) .

Paso 1: especificar la ubicación

Utilice estos valores:

Latitud (grados decimales)

Longitud (grados decimales)

[Importante: la latitud sur y la longitud oeste se dan en grados *negativos* . Los minutos y segundos deben convertirse a grados decimales; por ejemplo, 30 min. = 0,5 grados]

Busque la ubicación con:

Código postal de 5 dígitos de EE. UU.

Paso 2: especifique la zona horaria

Zona horaria

Paso 3: elija los datos que se trazarán

Trazar fechas con 30 o 31 días de diferencia, entre solsticios, de diciembre a junio

Trazar fechas con 30 o 31 días de diferencia, entre solsticios, de junio a diciembre

Trazar fechas con radiación solar promedio de diciembre a junio
 Trazar fechas con radiación solar promedio de junio a diciembre
 Trace solo esta fecha (AAAA-MM-DD):
 Trazar las horas en la hora solar local
 Trazar las horas en la hora estándar local

Paso 4: configurar los parámetros del formato del gráfico

Extienda el eje de acimut de 0 ° a 360 °
 Recortar el eje de acimut para ajustar los datos trazados
 Extienda el eje de elevación a 90 °
 Recortar el eje de elevación para ajustar los datos trazados
 Mostrar horas en estilo AM / PM
 Mostrar horarios en estilo internacional

Curvas de trayectoria de sol de color
 Establecer el estilo de las curvas de la trayectoria del sol en
 Hacer curvas de trayectoria solar píxeles de ancho
 Curvas de hora de color
 Establecer el estilo de las curvas de hora en
 Hacer curvas de hora píxeles de ancho
 Etiqueta de carta de colores

Paso 5: especifique las opciones de etiquetado

Ingrese texto opcional, como el nombre de la ubicación, para mostrarlo en la etiqueta de la carta. Los parámetros como la latitud se mostrarán automáticamente.

Línea 1
 Línea 2

Coloque la etiqueta en la esquina superior izquierda
 Coloque la etiqueta en la esquina superior derecha
 Coloque la etiqueta en el centro inferior

Paso 6: elija el formato de archivo para el gráfico

- PDF (formato de datos portátil). Recomendamos este formato, siempre que tenga [Adobe Acrobat Reader](#) instalado en su computadora. Los archivos PDF se pueden cambiar de tamaño fácilmente para adaptarse a cualquier tamaño de página de la impresora.
- PNG (Gráficos de red portátiles). Este formato puede resultarle útil, especialmente si tiene Netscape Navigator versión 4.xo posterior, para Microsoft Windows. Sin embargo, este formato no se puede cambiar de tamaño sin utilizar un editor de gráficos. Sugerencia: si el archivo no se imprime en una sola hoja de papel, verifique la configuración de la impresora y la configuración de la página del navegador (márgenes). También es posible importar el archivo PNG a un documento y cambiar el tamaño de la imagen en el documento antes de imprimir la página.

Paso 7: ingrese el código de verificación

Ingrese el número 3076 en el cuadro a continuación:

Código:

Paso 8: haga clic en el botón "Crear gráfico"

Diseño de Red Eléctrica de Media Tensión

Se ha verificado que, en la zona del diseño no existe alguna Red Eléctrica de Media Tensión, para lo cual se realizó un recorrido total de la zona, de tal manera que la Red eléctrica de Media Tensión más cercana a la ubicación de la caseta debombado del diseño, se encuentra a una distancia de 1.184 km. del lugar del diseño.

Se verificó que la Red eléctrica de Media Tensión más cercana a la zona del diseño es de una tensión de 22.9 kV; de tal manera que esta Red eléctrica cumple con la tensión requerida para el sistema.

Se determinó como unto de Factibilidad (punto de diseño), el punto que se ubica en las siguientes coordenadas UTM:

Este : 0527884

Norte: 9466511

Para calcular la caída de tensión, se determinan diversos parámetros, como la longitud total del recorrido de la Red de eléctrica ver Figura 15, así como los valores de la resistencia y reactancia.

Calculo de caída de tensión

• Calculo de Resistencia

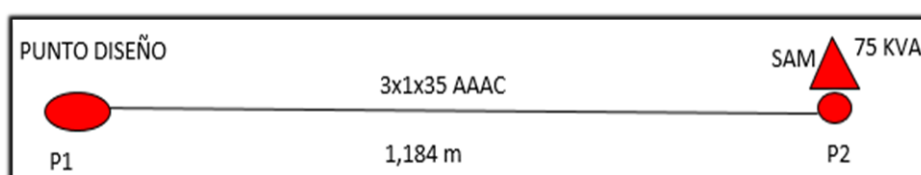


Figura 15: Diagrama de Red de Media Tensión proyectada.
Fuente: Diseño Propio

Calculo de la resistencia

La resistencia de los conductores a la temperatura de operación de 75°C, se calcula mediante la Ecuación 23:

$$R_{75^{\circ}C} = R_{20^{\circ}C} [1 + \alpha(t_2 - t_1)]$$

Se selecciona el calibre de conductor eléctrico AAAC 35mm², de la Tabla 10 y de Anexo 11, se obtienen los datos del conductor eléctrico.

Tabla 9:

Valores del conductor AAAC 35mm²

t_2	t_1	α	$R_{20^{\circ}}$
75°C	20°C	0.0036	0.979

Fuente: Diseño Propio

$\alpha = 0.0036$ (para conductor de aluminio)
 $t_2 = 75^{\circ}C$

$$t_1 = 20^\circ C$$

$$R_{20^\circ} = 0.979 \text{ ohm/km}$$

Reemplazando valores se tiene:

$$R_{75^\circ C} = (0.979 \text{ Ohm}) * [1 + 0.00036(75^\circ C - 20^\circ C)]$$

$$R_{75^\circ C} = 1.1173 \text{ Ohm/km}$$

Con los resultados obtenidos, se construye la siguiente tabla:

Tabla 10:

Valores para conductor eléctrico AAAC.

Sección Nominal (mm ²)	Diámetro nominal (mm)	Resistencia a 20°C (ohm/km)	Resistencia a 75° C (ohm/km)
25	6.40	1.370	1.640
35	7.60	0.979	1.173

Fuente: <http://www.ceper.com.pe/pdf/40/cuerda-de-aleacion-de-aluminio-aaac.pdf> Cálculo de la reactancia

De acuerdo a la configuración de la línea se obtiene la siguiente figura:

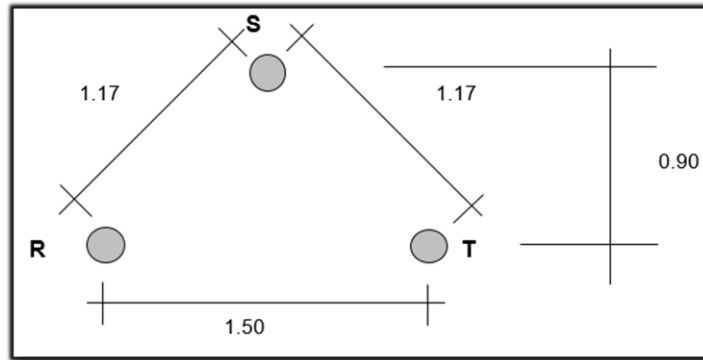


Figura 16: Configuración de la Red de Media Tensión

Fuente: Diseño Propio

La reactancia inductiva está dada por la Ecuación 24.

$$X_{3\phi} = 0.377 \left[0.05 + 0.40605 * \text{Log}\left(\frac{DMG_{3\phi}}{r_e}\right) \right] \quad (\text{Ohm/Km})$$

Siendo:

- $DMG_{3\phi}$ = Distancia media geométrica trifásica (m), está dada por la Ecuación 25.

$$DMG_{3\phi} = \sqrt[3]{D_{RS} * D_{RT} * D_{ST}}$$

- r_e = Radio equivalente del conductor (m), está dada por la Ecuación 26.

$$r_e = \sqrt{\frac{S}{\pi}} * 10^{-3}$$

S = Sección del conductor (mm^2)

De la configuración del conductor eléctrico, de la figura 19, se obtiene los siguientes datos:

$$D_{RS} = 1.17 \text{ m.}$$

$$D_{RT} = 1.50 \text{ m.}$$

$$D_{ST} = 1.17 \text{ m.}$$

Reemplazando los valores, se obtiene la distancia mediageométrica ($DMG_{3\phi}$):

$$DMG_{3\phi} = \sqrt[3]{1.17m * 1.50m * 1.17m}$$

$$DMG_{3\phi} = 1.2710 \text{ m.}$$

Reemplazando los valores, se obtiene el radio equivalente del conductor (r_e):

$$r_e = \sqrt{\frac{35}{\pi}} * 10^{-3}$$

$$r_e = 0.0035 \text{ m.}$$

Reemplazando los valores, se obtiene la reactancia inductiva ($X_{3\phi}$):

$$X_{3\phi} = 0.377 [0.05 + 0.4605 * \text{Log}(\frac{1.2710m}{0.0033m})]$$

$$X_{3\phi} = 0.4669 \text{ Ohm/km.}$$

Con los resultados obtenidos, se obtiene la siguiente tabla para los conductores:

Tabla 11:

Valores obtenidos de r_e y $X_{3\phi}$

Sección mm ²	r_e (m)	X3 (Ohm/Km)
35	0.0033	0.4669

Fuente: Diseño Propio

Cálculo de la corriente

La corriente, se determina mediante la Ecuación 21:

$$I = \frac{N}{\sqrt{3} \cdot V} \quad (\text{A})$$

Donde:

N: Potencia Aparente (kVA) = 75 kVA. V: Tensión Nominal (kV) = 22.9 kV.

De la Figura 15, se tienen los siguientes valores:

$P_1 = 0 \text{ kVA}$: Potencia en el punto 1 o punto de diseño.

$P_2 = 75 \text{ kVA}$: Potencia en el punto 2 o punto de subestación.

$P' = 75 \text{ kVA}$: Sumatoria de potencia en el punto 1 o punto de diseño.

$P' = 75 \text{ kVA}$: Sumatoria de potencia en el punto 2 o punto de sub estación.

V= 22.9 kV: tensión en los puntos P1 y P2.

Reemplazando valores en la Ecuación 21, obtiene:

- Cálculo de corriente en el punto 1.

$$I_1 = \frac{P'_1}{\sqrt{3} * V} = \frac{75 \text{ KVA}}{\sqrt{3} * 22.9 \text{ KV}}$$

$$I_1 = 1.89 \text{ A.}$$

- Cálculo de corriente en el punto 2.

$$I_2 = \frac{P'_2}{\sqrt{3} * V} = \frac{75 \text{ KVA}}{\sqrt{3} * 22.9 \text{ KV}}$$

$$I_2 = 1.89 \text{ A.}$$

Cálculo del factor de caída de tensión

El factor de caída de tensión, se determina mediante la Ecuación 27:

$$\Delta V = \sqrt{3} * Z * I * L \quad (V).$$

Donde:

Z : Impedancia de la línea (Ohm/km).

I : Corriente (A).

L : Longitud de la línea (km).

De Figura 15, se tienen los siguientes valores:

$$L_1 = 0.001 \text{ km}$$

$$L_2 = 1.184 \text{ km}$$

La impedancia (Z), se determina mediante la Ecuación 28:

$$Z = (R * \text{Cos}\phi + X_{3\phi} * \text{Sen}\phi)$$

Donde:

$$\phi = 90^\circ$$

$$R \text{ a } 75^\circ\text{C} = 1.117$$

$$X_{3\phi} = \text{Reactancia inductiva Ohm/km.}$$

Reemplazando valores en la Ecuación 28 de la Impedancia(Z), se obtiene:

$$Z = (1.117 \frac{\text{Ohm}}{\text{km}} * 0.9 + 0.4669 \text{ Ohm/km} * 0.43589)$$

$$Z = 1.2560 \text{ Ohm/km}$$

Reemplazando los valores en la Ecuación 29 del Factor deCaída de Tensión, se obtiene:

$$FCT = \sqrt{3} * Z$$

$$FCT = \sqrt{3} * (1.2565 \text{ Ohm/Km}) FCT: 2.1763 \text{ V/(A x km)}.$$

Se calcula la caída de tensión en el Punto P1 (punto de diseño), reemplazando los valores en la Ecuación 27, se obtiene:

$$\Delta V_1 = \sqrt{3} * Z * I_1 * L_1$$

$$\Delta V_1 = \sqrt{3} * 1.256 \frac{\text{Ohm}}{\text{km}} * 1.89 \text{ A} * 0.001 \text{ km}$$

$$\Delta V_1 = 0.004 V$$

Se calcula la Caída de tensión en Punto P2 (punto de Subestación), reemplazando los valores en la Ecuación 27, se obtiene:

$$\Delta V_2 = \sqrt{3} * Z * I_2 * L_2$$

$$\Delta V_2 = \sqrt{3} * 1.256 \frac{\text{Ohm}}{\text{km}} * 1.89 A * 1.184 \text{ km}$$

$$\Delta V_2 = 4.852 V$$

Se calcula el Porcentaje de Caída de Tensión en los puntos P1 y P2

Para el diseño, se ha asumido una caída de tensión ($\% \Delta V_1$) en el punto de diseño (punto P1) de 3%.

$$\% \Delta V_2 = (4.872 V * 100) / 22,900 V = 0.0213 \%$$

Por lo que la sumatoria de la caída de tensión es:

$$3.0\% + 0.0213\% = 3.0213\%$$

A continuación, se muestra la Tabla 12, de los resultados obtenidos para el conductor eléctrico de 35mm² de sección:

Tabla 12:

Resultados obtenidos de cálculos realizados

Sección (mm ²)	DMG (m)	Re (m)	R a 75°C (Ohm/Km)	X3Ø (Ohm/Km)	SenØ	CosØ	FCT (V/(AxKm))
35	1.2710	0.0033	1.156	0.4669	0.43589	0.9	2.1296

Fuente: Diseño Propio

Cálculo mecánico de los conductores

Para determinar los conductores eléctricos, se tiene en cuenta las siguientes hipótesis:

HIPOTESIS: (Según CNE Suministro – Zona A)

Hipótesis I: Condición de solo Viento

Temperatura = 10°C Veloc.
Viento = 26 m/s Coef.
Seguridad = 3

Hipótesis II: Condición de solo Hielo

Temperatura = 0°C Veloc.
Viento = 0 m/s
Grosor de hielo = No hay

Hipótesis II: Condición de Hielo y Viento

Temperatura = 5°C
Grosor de hielo = No hay
Veloc. Viento = 14 m/s

Calculos:

Esfuerzo admisible en la hipótesis I (T1)

El esfuerzo admisible esta dado por la Ecuación 31:

$$T_i = \frac{Q}{S * CS}$$

Donde:

Q: Carga de rotura del conductor de Anexo 11 = 11,060 N.S: Sección del Conductor = 35 mm².

$$\text{C.S: Coeficiente de Seguridad} = 3$$

Reemplazando Datos, Obtenemos:

$$T_1 = \frac{11,060 \text{ N}}{35\text{mm}^2 * 3} = 105.33 \text{ N/mm}^2$$

Carga unitaria resultante del conductor (P_r)

De Hipótesis I, la carga unitaria resultante del conductor está dada por la Ecuación 33:

$$P_v = K * V^2 * S_f * D_{ext}$$

Reemplazando datos, se tiene:

$$P_{v1} = 0.613 * (26)^2 * (1) * (0.00757)$$

$$P_{v1} = 3.137 \text{ N/m}$$

$S_f = 1$ factor de forma para superficies cilíndricas.

$K = 0.613$ Para elevación hasta 3,000 msnm

De Anexo 11, $P_c = 0.095 \text{ kg/m} = 95 \text{ kg/km} = 0.93195 \text{ N/m}$

$$P_{r1} = \sqrt{P_c^2 + P_{v1}^2}$$

$$P_{r1} = 3.284 \text{ N/m}$$

Cálculo del vano básico

El vano básico, se calcula mediante la Ecuación 30.

$$V_B = \sqrt{\frac{(L^3 + L^3 + L^3 + \dots + L^3)}{1 + 2 + 3 + \dots + n}} \cdot \frac{1}{(L_1 + L_2 + L_3 + \dots + L_n)}$$

$$V_B = 93.21 \text{ m}$$

Esfuerzos en las Hipótesis II y III:

El esfuerzo admisible (T_2), según la Ecuación 33:

$$T_2^2 * [T_2 + E * \alpha * (t_2 - t_1) + \frac{E}{24} * (\frac{d * P_{r1}}{T_1 * S})^2 - T_1] = \frac{E}{24} * (\frac{d * P_{r2}}{S})^2$$

Calculando:

Para la Hipótesis I:

$$T_1 = 105.33 \text{ N/mm}^2$$

$$P_{r1} = 3.284 \text{ N/m}$$

Mediante la Ecuación 38, se calcula la flecha f_1

$$f_1 = \frac{P_{r1} d^2}{8 * T_1 * S}$$

$$f_1 = \frac{3.284 \text{ N/m} * (93.1 \text{ m})^2}{8 * 105.33 \text{ N/mm}^2 * 35 \text{ mm}^2}$$

$$f_1 = 0.965 \text{ m}$$

Para la Hipótesis II

$$P_{r2} = 0.00$$

Mediante la Ecuación 32, se calcula P_{r2} :

$$P_{r2} = \sqrt{P_c^2 + P_v^2}$$

$$P_{r2} = 0.932 \text{ N/m}$$

Mediante la Ecuación 35, se calcula el valor de R :

$$R = E * \alpha * (t_2 - t_1) + \frac{E}{24} \left(\frac{d * P_{r1}}{T_1 * S} \right)^2$$

$$E = \text{Coeficiente de elasticidad} = 57,000 \text{ N/mm}^2$$

$$\alpha = \text{Coeficiente de dilatación} = 2.3 \times 10^{-5} / ^\circ\text{C}$$

$$t_1 = 0 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$t_2 = 10 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Reemplazando valores, se tiene:

$$R = 57,000 \text{ N/mm}^2 * \frac{2.3 \times 10^{-5}}{^\circ\text{C}} * (0^\circ\text{C} - 10^\circ\text{C}) + \frac{57,000 \text{ N/mm}^2}{24} * \left(\frac{93.1 \text{ m} * 3.284 \text{ N/mm}}{105.33 \text{ N/mm}^2 * 35 \text{ mm}} \right)^2$$

$$R = 3.225 \text{ N/mm}^2$$

Mediante la Ecuación 36, se calcula el valor de M :

$$M = T_1 - R$$

$$M = 105.33 (\text{N/mm}^2) - 3.225 (\text{N/mm}^2)$$

$$M = 102.105 \text{ N/mm}^2$$

Mediante la Ecuación 37, se calcula el valor de N :

$$N = \frac{E}{24} \left(\frac{d * P_{r2}}{T_1 S} \right)^2$$

$$N = * \frac{57,000 \text{ N/mm}^2}{24} * \left(\frac{93.1 \text{ m} * 0.932 \text{ N/mm}^2}{35 \text{ mm}^2} \right)$$

$$N = 14,696.84 \text{ N}^3/\text{mm}^6$$

Reemplazando los valores, en la Ecuación 38, queda:

$$T_2^2 * [T_2 - M] = N$$

$$T_2^2 * [T_2 - 102.105] = 14,596.84$$

$$T_2 = 103.473 \text{ N/mm}^2$$

Mediante la Ecuación 39, se calcula la flecha f_2 :

$$f_1 = \frac{P_{r2} d^2}{8 * T_2 * S}$$

$$f_2 = \frac{0.932 \text{ N/m} * (93.1 \text{ m})^2}{8 * 103.473 \text{ N/m} * 35 \text{ mm}^2}$$

$$f_2 = 0.28 \text{ m}$$

Tabla 13:*Resultados de Hipótesis planteadas*

VANOS		d (m)	44	69	93.1	119	144	
HIPOTESIS I	Pv1 (N/m)		3.149	3.149	3.149	3.149	3.149	
	Pr1 (N/m)		3.284	3.284	3.284	3.284	3.284	
	T1							
	t1 = 10 °C	(N/mm ²)	105.333	105.333	105.333	105.333	105.333	
	f1 (m)		0.216	0.530	0.965	1.577	2.309	
HIPOTESIS II	Pv2 (N/m)		0	0	0	0	0	
	Pr2 (N/m)		0.932	0.932	0.932	0.932	0.932	
	R		-9.462	-4.138	3.224	13.577	25.968	
	M		114.795	109.471	102.109	91.756	79.365	
	N		3260.354	8017.843	14596.840	23848.072	34920.812	
	T2							
	t2 = 0 °C	(N/mm ²)	115.041	110.132	103.473	94.431	84.281	
f2 (m)		0.06	0.14	0.28	0.50	0.90		
HIPOTESIS III	Pv3 (N/m)		0.913	0.913	0.913	0.913	0.913	
	Pr3 (N/m)		1.305	1.305	1.305	1.305	1.305	
	R		-2.907	2.417	9.779	20.132	32.523	
	M		108.240	102.916	95.554	85.201	72.810	
	N		6392.25	15719.79	28618.57	46756.55	68465.776	
	T3							
	t3 = 5 °C	(N/mm ²)	108.780	104.359	98.504	90.864	82.797	
	f3 (m)		0.08	0.21	0.41	0.73	1.17	
	t3 = 20 °C	Pv3 (N/m)		0.913	0.913	0.913	0.913	0.913
		Pr3 (N/m)		1.305	1.305	1.305	1.305	1.305
R			16.758	22.082	29.444	39.797	52.188	
M			88.575	83.251	75.889	65.536	53.145	
N			6392.25	15719.79	28618.57	46756.55	68465.78	
T3								
(N/mm ²)		89.375	85.406	80.325	74.061	67.966		
f3 (m)		0.10	0.26	0.50	0.89	1.42		
t3 = 30 °C	Pv3 (N/m)		0.913	0.913	0.913	0.913	0.913	
	Pr3 (N/m)		1.305	1.305	1.305	1.305	1.305	
	R		29.868	35.192	42.554	52.907	65.298	
	M		75.465	70.141	62.779	52.426	40.035	
	N		6392.25	15719.79	28618.57	46756.55	68465.78	
	T3							
	(N/mm ²)	76.556	73.084	68.821	63.883	59.424		
f3 (m)		0.12	0.30	0.59	1.03	1.63		

Fuente: Diseño Propio

Cálculo mecánico de estructuras

Altura en donde esta aplicada la fuerza del viento(Z)

Mediante la Ecuación 40, se obtiene:

$$Z = \left(\frac{h}{3}\right) * \left(\frac{D_e + 2 * D_v}{D_e + D_v}\right)$$

Donde:

H : Altura del poste (m).

h : Altura del poste expuesta al viento (m)

D_e : Diámetro del poste en el punto de empotramiento(m)

D_v : Diámetro del poste en la punta (m)(h_t)

: Altura de empotramiento

Se calcula la altura de empotramiento (h_t), mediante la Ecuación 41, se obtiene:

$$h_t = 0.1 * H + 0.3m$$

Asumimos un poste de 13m de altura ($H=13m$)

Reemplazando datos tenemos:

$$h_t = 0.1 * 13 + 0.3m$$

$$= 1.60 m$$

- Se calcula la altura del poste expuesta al viento (h)

Mediante la ecuación 42, se obtiene:

$$h = H - h_t$$

$$h = 13.0m - 1.60m$$

$$h = 11.40m$$

Se calcula el diámetro del poste en el punto de empotramiento (D_e)

Mediante la Ecuación 43, se obtiene:

$$D_e = D_b - \left(\frac{D_b - D_v}{D_e + D_b} \right) * h_t$$

$$D_e = 375mm - \left(\frac{375mm - 180mm}{11,400mm + 1,600mm} \right) * 1,600mm$$

$$D_e = 351mm$$

- Se calcula la altura de aplicación de la fuerza del viento (Z).

Mediante la Ecuación 40, se determina.

$$Z = \left(\frac{11,400mm}{3} \right) * \left(\frac{351mm + 2 * (180mm)}{351mm + 180mm} \right)$$

$$Z = 5.09m$$

- Se calcula el área del poste expuesta al viento (A_{PV})

Mediante la Ecuación 44, se obtiene:

$$A_{PV} = h * \left(\frac{D_e + D_v}{2} \right)$$

$$A_{PV} = 3.03m^2$$

Carga producida por el viento sobre el poste (F_{VP})

Mediante la Ecuación 45, se obtiene:

$$F_{VP} = P_V * h * \left(\frac{D_e + D_v}{2} \right) = K * V^2 * S_f * h * \left(\frac{D_e + D_v}{2} \right)$$

$$F_{VP} = K * V^2 * S_f * A_{PV} = P_V * A_{PV}$$

- Se calcula la presión debida al viento (P_V).

Mediante la Ecuación 46, se determina:

$$P_V = K * V^2 * S_f$$

Dónde:

V : Velocidad del viento: 26 m/s

S_f : Factor de forma = 1 para cilindros

K : Constante de presión (Según C.N.E. – Suministro2011)

K : 0,613 para las elevaciones hasta 3 000 m.s.n.m.

P_V : Carga en Newton

P_V : Carga en Kg (0,102 factor de Transf. de Newtona Kg)

$$P_V = 0.613 * (19.4 m/s)^2 * (1)$$

$$P_V = 414.38 \frac{N}{m^2}$$

Se calcula la carga producida por el viento en el poste (F_{VP}).

Mediante la Ecuación 47, se obtiene:

$$F_{VP} = P_V * A_{PV}$$

$$F_{VP} = 414.38 \text{ N/m}^2 * 3.033 \text{ m}^2$$

$$F_{VP} = 1,255.57 \text{ N} = 127.99 \text{ Kg}$$

- A continuación se muestra un ejemplo de cálculo de las cargas de los conductores para un vano básico de 93.1m y un ángulo de 10°.

Se calcula la Fuerza debido a los conductores sobre el poste (F_C).

Mediante la Ecuación 48, se obtiene:

$$F_C = F_{VC} + T_C$$

Se calcula la tracción de conductores (T_C). Mediante la Ecuación 49, se obtiene:

$$T_C = 2 * \sigma * S * \text{sen}(\alpha/2)$$

σ : Esfuerzo máximo admisible = 105.33 N/mm².

S: Sección del conductor, en mm²

α : 10°

$$T_C = 2 * 105.33 \text{ N/mm}^2 * 35 \text{ mm}^2 * \text{sen}(\alpha/2)$$

$$T_C = 642.61 \text{ N} = 65.5 \text{ kg}$$

Fuerza debido a los conductores sobre el poste (F_C)

$$F_C = F_{VC} + T_C$$

Mediante la Ecuación 50, se obtiene:

$$F_{VC} = P_v * L * \frac{\phi_{ext}}{1,000} * \text{Cos} \left(\frac{\alpha}{2} \right)$$

Donde:

P_v : Presión del viento (kg/m²)

L : Vano básico del proyecto (m)

\varnothing_{ext} : Diámetro del conductor (m)

α : Angulo de la línea ($^{\circ}$) = 10°

Luego:

Reemplazando los valores en la Ecuación, se obtiene:

$$F_{vc} = 414.38 \frac{N}{m^2} * 93.1m * 0.0076m * \cos(10^{\circ})$$

$$F_{vc} = 292.08 N = 29.77 kg$$

- Entonces:

Reemplazando los valores en la Ecuación, se obtiene:

$$F_c = F_{vc} + T_c$$

$$F_c = 292.08 N + 642.6 N$$

$$F_c = 934.6 N = 95.27 kg$$

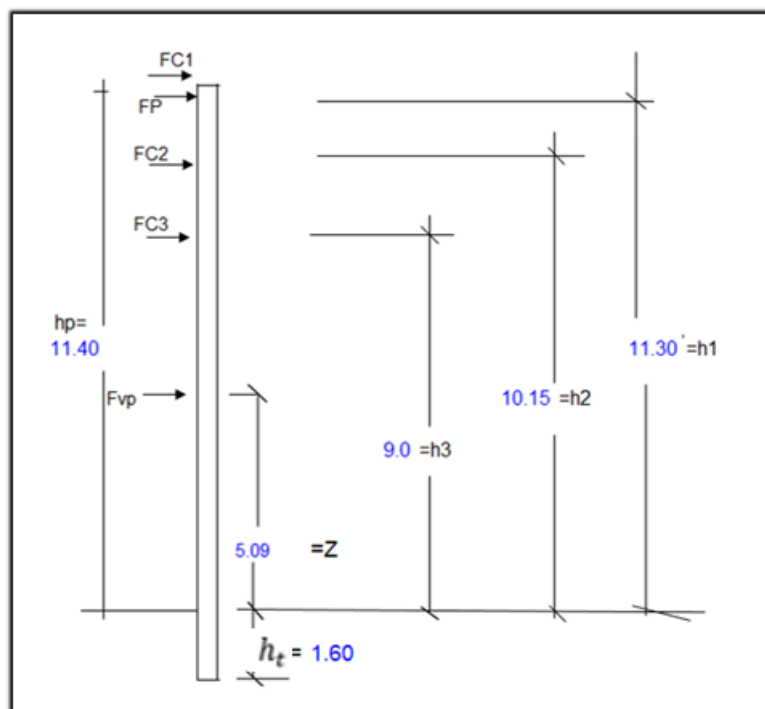


Figura 10: Cálculo mecánico de estructuras – diagrama de distribución de fuerzas.

Fuente: Diseño propio

Tabla 14:

Calculo mecánico de estructuras, con conductor de aleación dealuminio AAAC 35 mm²

A	CONDUCTORES SUPERIORES A.T.			RESULTADOS				
	Tc	Fvc	FC	FC3*h3	FC2*h2	FC1*h1	Mt	Fp
°				M3	M2	M1		(KG)
0	0.00	29.91	29.91	269.16	303.55	337.95	1,561.60	136.98
5	32.78	29.88	62.66	563.96	636.02	708.08	2,559.00	224.47
10	65.51	29.79	95.30	857.69	967.28	1,076.87	3,552.77	311.65
15	98.10	29.65	127.75	1,149.78	1,296.69	1,443.61	4,541.02	398.33
20	130.51	29.45	159.96	1,439.68	1,623.64	1,807.60	5,521.86	484.37
25	162.67	29.20	191.87	1,726.85	1,947.50	2,168.15	6,493.43	569.60
30	194.53	28.89	223.41	2,010.72	2,267.65	2,524.57	7,453.88	653.85
37	238.48	28.36	266.84	2,401.60	2,708.47	3,015.34	8,776.34	769.85
40	257.06	28.10	285.16	2,566.46	2,894.40	3,222.33	9,334.12	818.78
45	287.62	27.63	315.25	2,837.26	3,199.80	3,562.34	10,250.34	899.15
50	317.64	27.10	344.74	3,102.66	3,499.12	3,895.57	11,148.28	977.92
55	347.05	26.53	373.57	3,362.16	3,791.77	4,221.38	12,026.24	1,054.93
60	375.80	25.90	401.70	3,615.26	4,077.21	4,539.15	12,882.55	1,130.05
65	403.83	25.22	429.05	3,861.47	4,354.88	4,848.29	13,715.57	1,203.12
70	431.09	24.50	455.59	4,100.33	4,624.26	5,148.20	14,523.73	1,274.01
75	457.54	23.73	481.27	4,331.39	4,884.85	5,438.30	15,305.47	1,342.59
80	483.11	22.91	506.02	4,554.20	5,136.13	5,718.06	16,059.32	1,408.71
85	507.77	22.05	529.82	4,768.35	5,377.64	5,986.93	16,783.84	1,472.27
90	531.45	21.15	552.60	4,973.42	5,608.91	6,244.40	17,477.65	1,533.13
180	751.59	0.00	751.59	6,764.31	7,628.64	8,492.97	23,536.85	2,064.64

Fuente: Diseño Propio

❖ Cálculo de retenidas

El cable de retenida tiene las siguientes características

- Material : Acero galvanizado
- Número de hilos 7
- Diámetro del conductor (mm) : 10 mm (3/8"Ø)
- Carga de rotura (kg) : 4,900 kg
- Factor de seguridad 2

Se determina mediante la Ecuación 50 y Figura 12:

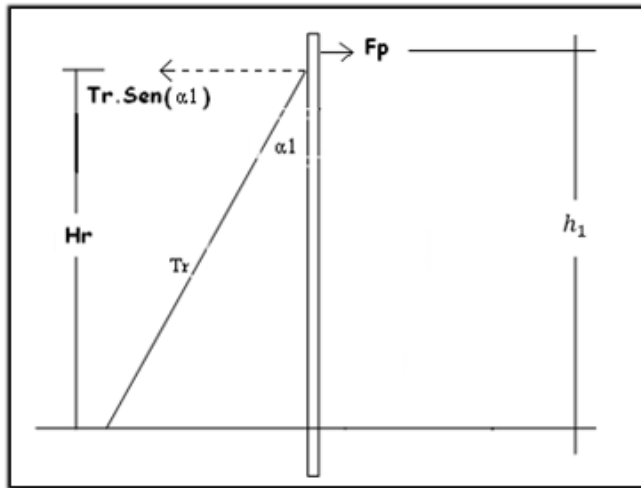


Figura 11: Diagrama de tendido de retenida inclinada

Fuente: Diseño Propio

$\sum M = 0$ (Condición de equilibrio) Mediante

la Ecuación 51. Se determina:

$$T_r * \text{sen}\alpha * H_r = F_p * h_1 \text{ (Condición de equilibrio)}$$

Donde:

T: Tiro de trabajo de la retenida.

α : ángulo entre retenida y poste = 37°

H_r : Altura donde se aplica el tiro de retenida = 11.10 m

F_p : Fuerza en la punta según Tablas 14 y 15

h_e : Fuerza a la que esta aplicada la fuerza en la punta
=11.30m.

Se toma como ejemplo el cálculo para una fuerza en lapunta con un ángulo de 25° .

Para un ángulo de 25° , se tiene:

$$F_p = 569.60 \text{ kg}$$

Mediante la Ecuación 52, se determina

$$T_r = \frac{F_p * h_1}{\text{sen} \alpha * H_r}$$

Entonces resolviendo la ecuación tenemos:

$$T_r = \frac{569.6 \text{ kg} * 11.30 \text{ m}}{\text{sen } 37^\circ * 11.10 \text{ m}}$$

$$T_r = 963.52 \text{ kg}$$

El tiro de trabajo de la retenida que se necesita es 963.52 kg. Entonces para este tipo de ángulo de 25° se seleccionará una retenida del tipo de trabajo simple de las siguientes características:

Material : Acero galvanizado grado H.S
 Diámetro : 10 mm de Ø
 Número de hilos 7
 Carga mínima a la rotura : 4,900 kg. Coeficiente de seguridad 2

Como vemos la carga de rotura mínima de la retenida es de 4,900 kg, con lo que se garantiza un coeficiente de seguridad mayor a 2, como se demuestra a continuación.

Mediante la Ecuación 53, se obtiene:

$$C.S = \frac{963.52 \text{ kg} * 2}{4,900 \text{ kg}} > 2$$

En la Tabla 15, se muestran los valores obtenidos para distintos ángulos. Estos valores nos ayudan a definir las estructuras que necesitan retenidas.

Tabla 15:

Cálculo mecánico de estructuras

Conductor de aleación de aluminio 35 mm², vano básico

93.1 m.

α °	RETENIDAS				
	Fp (KG)	ANGULO TRAC. RET.(KG) (T)	37 FS	TIRO. ROT. ACERO TRACCION CON FS	4900KG N° RETENIDA
0	136.98	231.72	2	463.43	NO
5	224.47	379.71	2	759.43	NO
10	311.65	527.17	2	1054.35	NO
15	398.33	673.81	2	1347.63	NO
20	484.37	819.36	2	1638.71	1
25	569.60	963.52	2	1927.04	1
30	653.85	1,106.04	2	2212.07	1
37	769.85	1,302.27	2	2604.54	1
40	818.78	1,385.04	2	2770.07	1
45	899.15	1,520.99	2	3041.98	1
50	977.92	1,654.23	2	3308.46	1
55	1,054.93	1,784.50	2	3569.01	1
60	1,130.05	1,911.57	2	3823.13	1
65	1,203.12	2,035.17	2	4070.35	1
70	1,274.01	2,155.09	2	4310.18	1
75	1,342.59	2,271.09	2	4542.18	1
80	1,408.71	2,382.95	2	4765.90	1
85	1,472.27	2,490.46	2	4980.91	2
90	1,533.13	2,593.41	2	5186.81	2

Fuente: Diseño Propio

Tabla 16:

Planilla de metrados de Red de Media Tensión (parte I)

ESTRUCTURA		POSTE C.A.C		RETENIDA		PUESTA A TIERRA		TUBO FoGo4" Ø x 6.4m	CONDUCTOR DE ALUMINIO AAAC (35 mm ²)	ARMADO						
		13/300	13/400	INCLINADA	VERTICAL	VARILLA	ESPIRAL			PD	PMI	PRT	PS1-3	PR2T	SAM-01	
PD	P1								30	1						
P1	P2		1	1		2		2	95		1					
P2	P3	1					1		95				1			
P3	P4	1					1		95				1			
P4	P5		1	2		1			95.8					1		
P5	P6	1					1		96				1			
P6	P7	1					1		96				1			
P7	P8	1					1		96				1			
P8	P9		1	2		1			96			1				
P9	P10	1					1		96				1			
P10	P11	1					1		96				1			
P11	P12		1	1		1			85					1		
P12	P13	1					1		85				1			
P13			1	1		2		2							1	
TOTAL PARCIAL X 3 LINEAS		8	5	7	0	7	8	4	1156.8	1	1	1	8	2	1	
5%											3470.4					
											173.52					
TOTAL		8	5	7	0	7	8	4	3643.92	1	1	1	8	2	1	

Fuente: Diseño propio

Tabla 17:

Planilla de metrados de Red de Media Tensión (parte2)

ITEM	DESCRIPCION	UNID	METRADO	PD	PMI	PRT	PS1-3	PR2T	SAB-01	SIMPLE	VERTICAL	VARILLA	ESPIRAL
				1	1	1	8	2	1	7	0	7	8
1	SUMINISTRO DE MATERIALES												
1.01	ACCESORIOS DE POSTES Y CRUCETAS												
1.01.01	POSTE DE C.A.C P/AT 13/300/165/360	Unid	8.00										
1.01.02	POSTE DE C.A.C P/AT 13/400/155/360	Unid	5.00										
1.01.03	CRUCETA DE CAV TIPO SIMETRICA PARTIDA DE 1.50M	Unid	1.00	1									
1.01.04	CRUCETA DE CAV TIPO ASIMETRICA DE 1.50M	Unid	1.00		1								
1.01.05	CRUCETA DE CAV TIPO SIMETRICA DE 1.5 M	Unid	13.00			1	1	2					
1.01.06	MEDIA LOZA CAV 1.10M/750 (SOPORTE DE TRANSFORMADOR)	Unid	2.00		1				1				
1.01.07	MEDIA PALOMILLA DE CAV 1.10 /100	Unid	1.00						1				
1.01.08	PERNO Fo.Go. MAQUINADO 16MM x 254 MM C/TUERCA, CONTRATUERCA	Unid	6.00			2		2					
1.01.09	PERNO FoGo MAQUINADO 16MM x 406 MM C/TUERCA, CONTRATUERCA	Unid	18.00	1	3	1	1	1	3				
1.01.10	ARANDELA CUADRADA PLANA DE AoGo DE 57x57x5 MM	Unid	52.00	4	4	4	2	8	8				
1.01.11	PLANCHA DOBLADA DE COBRE TIPO "J"	Unid	62.00	3	7	4	3	8	8				
1.01.12	CONECTOR Cu TIPO SPLIT BOLD	Unid	38.00	2	3	3	2	5	4				
1.01.13	PERILLA DE CONCRETO	Unid	13.00		1	1	1	1	1				

1.02 ***AISLADORES POLIMERICOS TIPO PIN Y ACCESORIOS*** -

1.02.01	AISLADOR POLIMERICO TIPO PIN 27KV LF = 750 MM (INC ACCESORIOS DE FIJACION)	Unid	37.00	1	1	3	4	3
1.02.02	VARILLA DE ARMAR DE AI AI P/CONDUCTOR 35MM2	Unid	37.00	1	1	3	4	3
1.02.03	ALAMBRE DE AMARRE AI PARA CONDUCTOR 35 MM2	M	37.00	1	1	3	4	3

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	METRADO	PD	PMI	PRT	PS1-3	PR2T	SAB-01	SIMPLE	VERTICAL	VARILLA	ESPIRAL
1.02.04	ESPIGA RECTA PARA AISLADOR POLIMERICO TIPO PIN PARA CRUCETA	Unidad	26.00		1			2	3	3			
1.02.05	ESPIGA PUNTA DE POSTE	Unidad	12.00			1	1	1	1				
1.03	AISLADORES POLIMERICOS TIPO SUSPENSION Y ACCESORIOS												
1.03.01	AISLADOR POLIMERICO TIPO SUSPENSION 27 KV LF=750 MM (INC ACCESORIOS DE FIJACION)	Unidad	27.00		3	3	6		6	3			
1.03.02	GRAPA TIPO PISTOLA ALEACION ALUMINIO 2 PERNOS 16-70 MM2	Unidad	27.00		3	3	6		6	3			
1.03.03	CINTA DE ARMAR DE AL- AL P/ CONDUCTOR 35 MM2	Unidad	32.40		3.6	3.6	7.2		7.2	3.6			
1.03.04	PERNO OJO DE AoGo 16MM diam x 254 MM LONG INC TUERCA Y CONTRATUERCA	Unidad	10.00			1	1		4				
1.03.05	PERNO OJO DE AoGo 16MM diam x 305MM LONG INC TUERCA Y CONTRATUERCA	Unidad	14.00		3	2	2		2	3			
1.03.06	ARANDELA CUADRADA CURVA DE AoGo DE 57x 57 X5mm	Unidad	76.00		6	8	6	2	14	12			
1.03.07	GRILLETE LIRA	Unidad	27.00		3	3	6		6	3			
1.03.08	TUERCA OJO DE AoGo 16 MM diam.	Unidad	6.00			3	3						
1.04	CONDUCTORES Y CABLES												
1.04.01	CONDUCTOR DE Cu, DESNUDO , 7 HILOS 25 MM 2, TEMPLE DURO	M	33.00			24				9			
1.04.02	CONECTOR CUÑA TIPO AMPAC PARA 50/35MM2	Unidad	6.00		6								
1.04.03	CONECTOR CUÑA TIPO AMPAC PARA 35/35MM2 AL/AL	Unidad	36.00			6		12	6				

ANALISIS DE COSTOS

Para elaborar el presupuesto de la caseta de bombeo, es necesario tener en cuenta los siguientes costos:

- Costos de diseño
- Costos de Suministro de materiales
- Costo de Montaje electromecánico
- Costos Imprevistos

Tabla 32:

Costo del proyecto

ITEM	DESCRIPCION	COSTO S/.
A	SUMISTRO DE EJECUCION	
Componente 1	EQUIPAMIENTO Y TABLEROS ELECTRICOS DE POTENCIA Y CONTROL	240,189.20
Componente 2	RED MEDIA TENSION	97,997.62
Componente 3	CONSTRUCCION PARTE CIVIL	140,000.00
	COSTO DE EJECUCION	478,186.82

B	COSTO DE DISEÑO (5% DE A)	23,909.34
C	COSTO DE IMPREVISTOS (5% DE A)	23,909.34
D	SUPERVISION DE EJECUCION (5% A)	23,909.34

SUB TOTAL	549,914.84
GASTOS GENERALES 10%	54,991.48
SUB TOTAL	604,906.33
IGV 18%	108,883.14

TOTAL GENERAL	658,797.98
----------------------	-------------------

Fuente: Diseño Propio

DESAGREGADO DE COSTO DEL PROYECTO

Costo de Componente N 01, Equipamiento y Tableros Eléctricos de Potencia y Control

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	METRADEO	PRECIO UNITARIO S/.	PRECIO PARCIAL S/.	PRECIO PARCIAL S/.
1.00	SUMINISTRO DE MATERIALES Y EQUIPOS					180,189.20
1.01	Campana Ø 16" x Ø 18", de hierro acerado soldable	UN	2.00	1,050.00	2,100.00	
1.02	Válvula Check de Pie con canastilla de 16" Ø (400mm) con lengüeta de bronce	D	2.00	650.00	1,300.00	
		UN				
		D				
1.03	Tubería de Ø 16" cedula 40	M	24.00	890.00	21,360.00	
1.04	Codo 90° Ø 16", cedula 40	UND	2.00	930.00	1,860.00	
1.05	Unión excéntrica Ø 10" x Ø 8", punta para soldar	UND	2.00	1,200.00	2,400.00	
1.06	Tubería de Ø 10" cedula 40	M	17.00	830.00	14,110.00	
1.07	Unión Dresser Tipo 38 Ø 10"	UND	2.00	770.00	1,540.00	
1.08	Válvula Duplo Check vertical Ø 10"	UND	2.00	625.00	1,250.00	
1.09	Válvula Mariposa Ø 10"	UND	2.00	740.00	1,480.00	
1.10	Tee Ø 10" x Ø 10", cedula 40	UND	2.00	1,200.00	2,400.00	
1.11	Brida de Ø 10", cedula 40	UND	13.00	162.00	2,106.00	
1.12	Brida de Ø 16", cedula 40	UND	10.00	195.00	1,950.00	
1.13	Tubería de F°G° Ø 1"	M	16.00	15.00	240.00	
1.14	Manómetro Ø 3" de 0 - 15 psi	UND	2.00	110.00	220.00	
1.15	Motor Eléctrico de 50 HP, 440v, 3Ø, 60 Hz, 4 polos	UND	2.00	16,500.00	33,000.00	
1.16	Bomba Centrífuga Horizontal de Flujo Mixto Ø 16" x Ø 10", Caudal 135 Lt/s a 5.6m	UND	2.00	28,000.00	56,000.00	
1.17	Acoplamiento Flexible E-10	UN	2.00	960.00	1,920.00	
1.18	Placa Base de Acero Estructural. Viga "U" de 4" para motor de 50HP/ Bomba de Ø 10" x Ø 10"	D	2.00	3,250.00	6,500.00	
		UN				
		D				
1.19	Válvula de Bola Ø 1"	UND	2.00	90.00	180.00	
1.20	Bomba para cebado de 1 HP		1.00	650.00	650.00	
1.21	Dado de concreto para bomba y motor de 50 HP		2.00	650.00	1,300.00	
1.22	Dado de concreto para Bomba Autocebante	UND	1.00	140.00	140.00	
1.23	Codo Ø 10" 45° , cedula 40	UND	1.00	1,050.00	1,050.00	
1.24	Codo Ø 10" 90° , cedula 40	UND	1.00	890.00	890.00	
1.25	Rompe Aguas.	UND	2.00	130.00	260.00	
1.26	Codo de F.G. de 1" Ø, punta roscada	UND	2.00	12.00	24.00	
1.27	Perno Pasante para Válvula Duplo Check Completo 10" Ø	UN	16.00	7.80	124.80	
		D				
1.28	Perno Pasante para Válvula Mariposa de 10 Ø Completo	UN	16.00	7.80	124.80	
		D				

1.29	Tapa Bridada Ciega de 10" Ø	UND	1.00	180.00	180.00
1.30	Tee de 1" Ø F. Galvanizada Rosca	UND	1.00	12.00	12.00
1.31	Uinón Universal de 1" Ø, F°G°	UND	6.00	12.00	72.00
1.32	Tablero para electrobombas	CJT	1.00	15,500.00	15,500.00

ITEM	DESCRIPCION	UNID	METRADO	PRECIO UNITARIO S/.	PRECIO PARCIALS/.	PRECIO PARCIALS/.
1.33	Tablero para bomba autocebante		1.00	720.00	720.00	
1.34	Perno de Acero para brida de 10" Ø (3/4" Ø x 3 1/2) Huacha / Tuerca	UND	104.00	7.50	780.00	
1.35	Perno de Acero de para brida 16" Ø (1" Ø x 4") Huacha / Tuerca	UND	100.00	8.50	850.00	
1.36	Perno para anclaje GRADO 8, 1" X 8"	UND	16.00	6.00	96.00	
1.37	Empaques de 10" Ø x 1/8" Gebe / Lona	UND	13.00	28.00	364.00	
1.38	Empaque de 16" Ø x 1/8" Gebe / Lona	UND	10.00	28.00	280.00	
1.39	Soporte tipo H de Tubo 4" Ø para soporte de Tubo de 16" y 10"Ø	UND	3.00	540.00	1,620.00	
1.40	Soporte tipo H de Tubo 2" Ø para soporte de Tubo de 1" Ø	UND	2.00	280.00	560.00	
1.41	Dado para Soporte de H de 4" Ø	UND	3.00	330.00	990.00	
1.42	Dado para Soporte de H de 2" Ø	UND	2.00	120.00	240.00	
1.43	Tablero de PVC para electrobomba autocebante	CJT	1.00	230.00	230.00	
1.44	Puesta a tierra tipo varilla (Inc. Accesorios de fijación)	CJT	3.00	340.00	1,020.00	
1.45	Conductor THW N° 12	m	24.00	0.90	21.60	
1.46	Tubo de PVC de 3/4" Ø	m	30.00	1.00	30.00	
1.47	Codo de PVC de 3/4" Ø	UND	4.00	1.00	4.00	
1.48	Tablero para iluminación interiores de PVC (completo)	UND	1.00	140.00	140.00	
2.00	MONTAJE ELECTROMECHANICO					60,000.00
2.01	MONTAJE ELCTROMECHANICO	GLB	1.00	55,000.00	55,000.00	
2.02	TRANSPORTE	GLB	1.00	5,000.00	5,000.00	
	COSTO TOTAL S/.					240,189.20

Fuente: Diseño Propio

Tabla 34:

Costo de Componente N° 02: Red de Media Tensión

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	METRADO	PRECIO UNITARIO S/.	PRECIO PARCIAL S/.	PRECIO PARCIAL S/.
1.00	SUMINISTRO DE MATERIALES					64,589.70
1.01	ACCESORIOS DE POSTES Y CRUCETAS					
1.01.01	POSTE DE C.A.C P/AT 13/300/165/360	Unid	8.00	1,150.00	9,200.00	
1.01.02	POSTE DE C.A.C P/AT 13/400/155/360	Unid	5.00	1,250.00	6,250.00	
1.01.03	CRUCETA DE CAV TIPO SIMETRICA PARTIDA DE 1.50M	Unid	1.00	110.00	110.00	
1.01.04	CRUCETA DE CAV TIPO ASIMETRICA DE 1.50M	Unid	1.00	105.00	105.00	
1.01.05	CRUCETA DE CAV TIPO SIMETRICA DE 1.5 M	Unid	13.00	115.00	1,495.00	
1.01.06	MEDIA LOZA CAV 1.10M/750 (SOPORTE DE TRANSFORMADOR)	Unid	2.00	130.00	260.00	
1.01.07	MEDIA PALOMILLA DE CAV 1.10 /100	Unid	1.00	120.00	120.00	
1.01.08	PERNO Fo.Go. MAQUINADO 16MM x 254 MM C/TUERCA, CONTRATUERCA	Unid	6.00	10.00	60.00	
1.01.09	PERNO FoGo MAQUINADO 16MM x 406 MM C/TUERCA, CONTRATUERCA	Unid	18.00	12.00	216.00	
1.01.10	ARANDELA CUADRADA PLANA DE AoGo DE 57x57x5 MM	Unid	52.00	1.50	78.00	
1.01.11	PLANCHA DOBLADA DE COBRE TIPO "J"	Unid	62.00	7.00	434.00	
1.01.12	CONECTOR Cu TIPO SPLIT BOLD	Unid	38.00	3.00	114.00	
1.01.13	PERILLA DE CONCRETO	Unid	13.00		-	
1.02	AISLADORES POLIMERICOS TIPO PIN Y ACCESORIOS					
1.02.01	AISLADOR POLIMERICO TIPO PIN 27KV LF=750 MM (INC ACCESORIOS DE FIJACION)	Unid	37.00	120.00	4,440.00	
1.02.02	VARILLA DE ARMAR DE AL P/CONDUCTOR 35MM2	Unid	37.00	7.00	259.00	
1.02.03	ALAMBRE DE AMARRE AL PARA CONDUCTOR 35 MM2	M	37.00	2.00	74.00	
1.02.04	ESPIGA RECTA PARA AISLADOR POLIMERICO TIPO PIN PARA CRUCETA	Unid	26.00	12.00	312.00	
1.02.05	ESPIGA PUNTA DE POSTE	Unid	12.00	16.00	192.00	
1.03	AISLADORES POLIMERICOS TIPO SUSPENSION Y ACCESORIOS					
1.03.01	AISLADOR POLIMERICO TIPO SUSPENSION 27 KV LF=750 MM (INC ACCESORIOS DE FIJACION)	Unid	27.00	85.00	2,295.00	
1.03.02	GRAPA TIPO PISTOLA ALEACION ALUMINIO 2 PERNOS 16-70 MM2	Unid	27.00	20.00	540.00	
1.03.03	CINTA DE ARMAR DE AL- AL P/ CONDUCTOR 35 MM2	Unid	32.40	3.00	97.20	
1.03.04	PERNO OJO DE AoGo 16MM diam x 254 MM LONG INC TUERCA Y CONTRATUERCA	Unid	10.00	10.00	100.00	
1.03.05	PERNO OJO DE AoGo 16MM diam x 305MM LONG INC TUERCA Y CONTRATUERCA	Unid	14.00	12.00	168.00	
1.03.06	ARANDELA CUADRADA CURVA DE AoGo DE 57x 57 X5mm	Unid	76.00	1.50	114.00	
1.03.07	GRILLETE LIRA	Unid	27.00	8.00	216.00	
1.03.08	TUERCA OJO DE AoGo 16 MM diam	Unid	6.00	7.00	42.00	
1.04	CONDUCTORES Y CABLES					
1.04.01			2,580.00			

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	METRADO	PRECIO	PRECIO	PRECIO
				UNITARIO S/.	PARCIAL S/.	PARCIAL S/.
1.08.04	FUSIBLE DE EXPULSION TIPO "K" 27 KV 10 KA DE 6" PARARAYO PORCELANA 24KV , TIPO AUTOVALVULA OXIDO METALICO	Unid	6.00	8.00	48.00	
1.08.05		Unid	6.00	380.00	2,280.00	
1.08.06	CINTA BAND-IT Ao INOXIDABLE 3/4" x 30.5m x 0.76 MM	ROL	14.00	4.00	56.00	
1.08.07	HEBILLA Ao INOXIDABLE PARA FLEJE 3/4"	Unid	14.00	3.00	42.00	
1.08.08	TUBO DE F°G° DE 4"	Unid	2.00	140.00	280.00	
1.08.09	PLATINA PARA SUJECION DE TRANSFORMADOR Y/O TRAFORMIX	Unid	8.00	7.00	56.00	
1.05	TABLERO DE MEDICION Y DISTRIBUCIÓN					
1.09.01	TABLERO DE MEDICION MEDIA TENSION C/MEDIDOR ELECTRONICO AIRQL PLUS+	Unid	1.00	3,800.00	3,800.00	
2.00	<u>MONTAJE ELECTROMECAÁNICO</u>					33,407.92
2.01	MONTAJE DE POSTE DE CAC P/A T 13/300/165/360(INC ACARREO, EXCAVACIÓN CIMENTACION Y SOLADO).	Unid	8.00	250.00	2,000.00	
2.02	MONTAJE DE POSTE DE CAC P/A T 13/400/165/360(INC ACARREO, EXCAVACIÓN CIMENTACION Y SOLADO).	Unid	5.00	250.00	1,250.00	
2.03	MONTAJE DE ARMADO EN PD	Unid	1.00	150.00	150.00	
2.04	MONTAJE DE ARMADO PMI	Unid	1.00	170.00	170.00	
2.05	MONTAJE DE ARMADO PS1-3	Unid	12.00	130.00	1,560.00	
2.06	MONTAJE DE ARMADO PR2T	Unid	5.00	145.00	725.00	
2.07	MONTAJE DE ARMADO PRT	Unid	6.00	148.00	888.00	
2.08	MONTAJE DE TRANSFORMADOR	Unid	2.00	650.00	1,300.00	
2.09	MONTAJE DE TRAFOMIX)	Unid	1.00	650.00	650.00	
2.10	MONTAJE DE TABLERO DE DISTRIBUCIÓN	Unid	2.00	260.00	520.00	
2.11	TENDIDO DE CONDUCTOR DE AL TIPO AAAC 35 MM2	M	6,438.60	2.20	14,164.92	
2.12	MONTAJE DE PUESTA A TIERRA TIPO VARILLA	Unid		135.00		
2.13	MONTAJE DE PUESTA A TIERRA TIPO ESPIRAL	Unid	13.00	90.00	1,170.00	
2.14	MONTAJE DE RETENIDA SIMPLE	Unid	14.00	145.00	2,030.00	
2.15	MONTAJE DE RETENIDA VERTICAL	Unid	4.00	170.00	680.00	
2.16	PRUEBAS ELECTRICAS DE REDES EN MEDIA TENSION	GLB	1.00	450.00	450.00	
2.17	CORTE POR EMPALME EN MEDIA TENSION (01 HORA APROXIMADAMENTE)	GLB	1.00	2,500.00	2,500.00	
2.18	TRANSPORTE	GLB	1.00	3,200.00	3,200.00	
	COSTO TOTAL S/.					

Selección de la bomba, ficha técnica (GRUNDFOS) SP7-Bombas sumergibles 4"/6 MS402/MS4000, 2.20KW, esta ficha se usó de

SP 7: BOMBAS SUMERGIBLES DE 4"/6" EN ACERO INOXIDABLE AISI 304

Temperatura del líquido: Máx. +40 °C
 Grado de protección: IP 68 (excepto versión *** y 3 x 230 V: IP58)
 Otras versiones: Versión N en acero inoxidable AISI 316
 Versión R en acero inoxidable AISI 904L
 MEI: ≥ 0,56



PRECIO POR UNIDAD COMPLETA: BOMBA + MOTOR + CABLE DE MOTOR

Bombas trifásicas con motores de 4" (MS402/MS4000) aptas para cable de alimentación con clavija (no es necesaria conexión de cable)

MPG16

Conexión	Diám. Bomba	Diám. Mot	P [kW]	I _n [A]		Cable [m]	Modelo	Código 1x230V		Código 3x230V		Código 3x400V	
				1x230V	3x400V			Precio	Precio	Precio	Precio		
Rp 1½	4"	4"	0,55	5,8	2,2	1,7	SP 7-3**	98 69 91 49	629,00	98 69 91 59	629,00	98 69 91 78	629,00
			0,75	7,5	2,3	1,7	SP 7-5**	98 69 91 50	747,00	98 69 91 60	747,00	98 69 91 69	747,00
			1,10	7,3	3,4	1,7	SP 7-8**	98 69 91 51	908,00	98 69 91 61	908,00	98 69 91 79	908,00
			1,50	10,2	4,2	1,7	SP 7-12**	98 69 91 52	1.128,00	98 69 91 62	1.128,00	98 69 91 80	1.128,00
			2,20	14,0	5,5	1,7	SP 7-17**	98 69 91 53	1.675,00	98 69 91 63	1.428,00	98 69 91 81	1.428,00
	6"	6"	3,00		7,9	1,7	SP 7-23			98 69 91 64	1.957,00	98 69 91 82	1.957,00
			4,00		9,6	1,7	SP 7-27***			98 69 91 65	2.227,00	98 69 91 83	2.227,00
			4,00		9,6	1,7	SP 7-31***			98 69 91 66	2.392,00	98 69 91 84	2.392,00
			5,50		13,0	1,7	SP 7-37			98 69 91 67	2.748,00	98 69 91 96	2.748,00
			5,50		13,0	1,7	SP 7-42			98 69 91 68	2.954,00	98 69 91 97	2.954,00
			7,50		18,8	2,5	SP 7-51					98 69 91 98	3.838,00
			7,50		18,8	2,5	SP 7-59					98 69 91 99	6.290,00
			5,50		13,4	5,0	SP 7-37			98 69 91 70	3.410,00	98 69 92 07	3.410,00
			5,50		13,4	5,0	SP 7-42			98 69 91 71	3.616,00	98 69 92 08	3.616,00
			7,50		17,2	5,0	SP 7-51			98 69 91 72	4.009,00	98 69 92 09	4.009,00
R2	6"	6"	7,50		17,2	5,0	SP 7-59			98 69 91 73	6.461,00	98 69 92 10	6.461,00
			9,20		21,0	5,0	SP 7-71			98 69 91 74	7.724,00	98 69 92 11	7.686,00
			11,00		25,0	5,0	SP 7-86			98 69 91 75	9.100,00	98 69 92 12	9.006,00
			13,00		29,0	5,0	SP 7-100			98 69 91 76	8.123,00	98 69 92 13	10.248,00

**Motor monofásico CSCR o CSIR

Motores monofásicos que se vayan a conectar a una unidad de arranque (consulte los accesorios SP)

Bomba sumergible seleccionada.

**Franklin Electric**

Latinoamérica

[Inicio](#) [Productos ▾](#) [Más ▾](#) [Contacto](#)



I&I Sumergible

Bombas Sumergibles

- Serie SR**
- Serie Radial
- Serie SSI
- Serie FS

Bombas Turbina Sumergibles

- Serie STS 5"
- Serie STS 6"
- Serie STS 8"
- Serie STS 9"

Motores Sumergibles



Serie SR

La Serie SR está diseñadas específicamente para aplicaciones municipales e industriales. Proporciona hasta 80% de eficiencia, y es la bomba con más eficiencia en el mercado en su tipo.

Aplicaciones

- Obras hidráulicas municipales
- Aumento de presión y distribución de agua
- Irrigación y sistemas de riego
- Plantas de tratamiento de agua, filtración y ósmosis inversa
- Enfriamiento y procesos industriales
- Industria minera, drenaje y desagüe
- Industria en general
- Fuentes