



UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA

**Diseño de Sistema Fotovoltaico interconectado a Red,
para electrificar al Caserío Cueva Blanca del distrito de
Incahuasi**

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

Ingeniero Mecánico Electricista

AUTOR:

Sanchez Gallardo, Jose Gabriel (orcid.org/0000-0002-0573-296X)

ASESOR:

Dr. Salazar Mendoza, Anibal Jesus (orcid.org/0000-0003-4412-8789)

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

Generación, transmisión y distribución

LÍNEA DE ACCIÓN DE RESPONSABILIDAD SOCIAL UNIVERSITARIA:

Desarrollo económico, empleo y emprendimiento

CHICLAYO – PERÚ

2022

Dedicatoria

En primer lugar, a Dios, por darme las fuerzas para alcanzar mis metas, y guardarme en todo momento, también dedico este trabajo a mis padres por forjarme por el camino del bien, muchos de mis logros son gracias a su incondicional apoyo, incluyendo este que significa mucho para mí.

José Gabriel Sánchez Gallardo

Agradecimiento

A mi querida familia, por haberme apoyado en todo momento, por el ánimo constante, a mis padres por instruirme por el camino del bien y de la verdad, y en especial a mi querido padre que me ilumina desde el cielo.

A mis amigos y compañeros de trabajo por aportar y hacer que pueda concretar esta investigación.

A esta casa de estudios, por acogerme y brindarme calidad educativa, a mis profesores que me instruyeron a lo largo de mi formación y en especial a mis asesores por apoyarme en esta investigación.

José Gabriel Sánchez Gallardo

Índice de contenidos

Carátula.....	i
Dedicatoria	ii
Agradecimiento	iii
Índice de contenidos.....	iv
Índice de tablas	v
Índice de figuras	vi
Resumen.....	vii
Abstract	viii
I. INTRODUCCIÓN	1
II. MARCO TEÓRICO	4
III. METODOLOGÍA.....	13
3.1. Tipo y diseño de investigación	13
3.2. Variables y operacionalización	13
3.3. Población (criterio de selección), muestra, muestreo, unidad de análisis	14
3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	14
3.5. Procedimientos	14
3.6. Método de análisis de datos.....	15
3.7. Aspectos Éticos.....	16
IV. RESULTADOS	17
V. DISCUSIÓN.....	71
VI. CONCLUSIONES.....	75
VII. RECOMENDACIONES	77
REFERENCIAS.....	78
ANEXOS.....	83

Índice de tablas

Tabla 1. Población y viviendas Censada Caserio Cueva Blanca-Ferreñafe.	30
Tabla 2. Calculo de medición de radiación solar	31
Tabla 3. Datos del Centro poblado Cueva Blanca.....	31
Tabla 4. Cálculo de consumos de un domicilio	32
Tabla 5. Conclusiones de Proyección de Mercadillo Eléctrico del sector	33
Tabla 6. Demanda de energía y máxima demanda del centro poblado.	33
Tabla 7. Datos de la potencia diaria.	34
Tabla 8. Propiedades de concesión de potencia de un método ON-GRID.....	37
Tabla 9. Oferta y demanda eléctrica para los próximos 20 años en Excel.....	38
Tabla 10. Resistividad de Cables	47
Tabla 11. Porcentaje de bajada de voltaje permisible.	48
Tabla 12. Conductores	50
Tabla 13. Dimensiones de la torre según altura a instalar.....	55
Tabla 14. Datos obtenidos de la simulación de PVSYST.....	62
Tabla 15. Transposición General del SFVI.....	65
Tabla 16. Vida útil de los equipos.....	66
Tabla 17. Precio por sostenimiento y ejecución anual.	67
Tabla 18. Diseño de inversión en un flujo de caja.....	67
Tabla 19. VAN y TIR realizado en Excel.....	69
Tabla 20. Resultados de Indicadores obtenidos.....	70

Índice de figuras

Figura 1. Caserío Cueva Blanca-Incahuasi	17
Figura 2. Ubicación del Instalación Sistema Fotovoltaico caserío Cueva Blanca..	18
Figura 3. Zona Geográfica de estudio.	18
Figura 4. Zona específica del estudio Caserío Cueva Blanca.....	19
Figura 5. Coordenadas Geográficas departamento de Lambayeque.....	21
Figura 6. Mapa Interactivo de Lambayeque Latitud, Longitud y Altitud.	21
Figura 7. Irradiación Global Horizontal kWh/m ²	22
Figura 8 Diagrama de las trayectorias del sol en Región Lambayeque.	22
Figura 9. Radiación de Lambayeque por mes.....	23
Figura 10. Coordenadas Geográficas Incahuasi-Ferreñafe.	24
Figura 11. Irradiación Global horizontal kW/m ² , día, Incahuasi	25
Figura 12. Irradiación Global horizontal kW/m ² ,mes, Incahuasi.....	25
Figura 13. Diagramas de las trayectorias del sol en Incahuasi.....	26
Figura 14. Subestaciones y líneas de transmisión de alta tensión.....	27
Figura 15. Diagrama Unifilar Julio-2021.....	28
Figura 16. INEI Censo 2017.....	29
Figura 17. Diagrama de cargas.....	34
Figura 18. Croquis universal método ON-GRID o GRID TIE.....	36
Figura 19. Diagrama general de conexión en sitio.....	36
Figura 20. Selección de zona de central fotovoltaica.....	40
Figura 21. Datos atmosféricos de la Nasa para la zona seleccionada.....	41
Figura 22. Sistema Suministro de energía fotovoltaica.....	42
Figura 23. Inversor Victron Quattro 48/15000/200-100/100 230 V VE.Bus.....	44
Figura 24. Conexión eléctrica realizada en HelioScope.....	45
Figura 25. Tablero General del Sistema Diagrama Unifilar Potencia y Control.....	52
Figura 26. Torre auto soportado con mástil pararrayos.....	56
Figura 27. Deficiente conexión a tierra.....	59
Figura 28. Correcta conexión de tierra (perno partido).....	60
Figura 29. Ubicación Sistema Fotovoltaico.....	64

Resumen

El presente trabajo de investigación, se realizó en base a la problemática de la falta de suministro eléctrico del caserío Cueva Blanca, del distrito de Incahuasi, provincia de Ferreñafe, teniendo como objetivo general diseñar un sistema fotovoltaico interconectado a red, para la electrificación de dicho centro poblado.

El nivel actual de radiación solar local se determinó con base en el alcance de la data de entidades como SENAMHI y NASA para utilizar de manera efectiva la energía solar, siendo el valor promedio determinado fue de 4.88 kWh / m²,día.

El total de hogares que necesitan el fluido eléctrico son 58, se realizó un estudio para determinar el consumo diario de energía eléctrica con miras al año 2043, con una energía total de 103.8 kWh.

Se logró diseñar un sistema fotovoltaico para cubrir la máxima demanda proyectada al año 2040, siendo conformada por módulos o paneles solares de 500 Wp.

Por último, se realizó el análisis económico del proyecto cuyo costo de inversión total es de S/ 62029.92. Siendo este un proyecto de energía renovable con interconexión a red se considera una tasa de interés del 10% (promoción de la energía) y mayormente los sistemas fotovoltaicos tiene un costo de operación y mantenimiento (OPEX) del 2.5% del costo de APEX. El VAN es de S/59,432.16, una TIR de 23%.

Palabras clave: Sistema fotovoltaico, radiación solar, necesidad energética, electricidad.

Abstract

The present research work was carried out based on the problem of the lack of electricity supply in the , Cueva Blanca, villages, in the Incahuasi district, Ferreñafe province, with the general objective of designing a photovoltaic plant for the electrification of the aforementioned populated centers.

The current level of local solar radiation was determined based on the scope of data from entities such as SENAMHI and NASA to effectively use solar energy, the average value determined was 4.88 kWh / m², día.

The total number of homes that need electricity are 58, a study was carried out to determine the daily consumption of electricity with a view to the year 2043, with a total energy of 103.8 kWh.

It was possible to design a photovoltaic system to cover the maximum demand projected for the year 2040, being made up modules or panels of 500 Wp.

Finally, the economic analysis of the project was carried out, whose total investment cost is S/ 62029.92 Since this is a renewable energy project, an interest rate of 10% (energy promotion) is considered and mostly photovoltaic systems have an operation and maintenance cost (OPEX) of 2.5% of the APEX cost. The NPV is S/ 59,432.16, an IRR of 23%.

Keywords: Photovoltaic system, solar radiation, energy need, electricity.

I. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, el tema energético es una preocupación del mundo entero debido a la transición climática y al calentamiento global, existen muchas discusiones sobre el uso óptimo de las demandas naturales.

Hasta el momento, la obtención de electricidad mundial ha venido principalmente del uso de combustibles fósiles, que representan el 63,3%. En términos de generación de energía renovable, la principal fuente es la energía hidroeléctrica, que representa el 15,8%. Le sigue el aprovechamiento de potencia eólica y solar con un 5,3% y un 2,7% respectivamente. Según las estadísticas del sitio web "Our Data World", la tasa de crecimiento de instalación de energías renovables sigue en aumento. Aun así, dentro de la matriz energética mundial, la utilización de combustibles fósiles para potencia y transporte aún es un problema. (Ritchie & Roser, 2020).

En especial en Latinoamérica, donde el uso de combustibles fósiles juega un papel importante en el transporte y la generación eléctrica. En el año 2016 se registró que la producción de electricidad en el Perú llegó a 3 996 GWh, siendo el 42.2% de fuentes renovables en donde la energía hidráulica es la que más destaca con 1588 GWh, mientras que la energía solar fotovoltaica solo cuenta con 17 GWh. Esto solo indica que la poca inserción de las instalaciones renovables no convencionales (solar/eólica) dentro de la matriz peruana. Aunque esto se debe en gran medida al gran recurso de gas natural y a la capacidad de sobre generación instalada del país. (Beltrán Castañón, Tinajeros Salcedo, & Morante Trigos, 2016).

En los esfuerzos de promover las tecnologías limpias y el problema de electrificación rural, es que desde el año 2017 se ha provisto de electricidad a más de 200 mil familias utilizando sistemas fotovoltaicos en todo el Perú, gracias a la implementación del "Programa Masivo Fotovoltaico". Se espera que la segunda etapa beneficie a medio millón de peruanos que viven en zonas alejadas del país quienes se encuentran en condiciones de alta pobreza y donde la red eléctrica convencional no llega. (Andina, 2021).

Estos programas promovidos por el estado ayudan a aprovechar el potencial

renovable del Perú, el cual cuenta con un gran potencial solar debido a diversos factores, entre ellos, el formar parte del “cinturón solar del mundo” debido a la cercanía al Ecuador. Sin embargo, es necesario investigar para poder implementar de esta tecnología. El Banco Mundial y CONCYTEC están financiando un estudio liderado por el Dr. Jan Amaru Palomino Tofflinger de la PUCP, quien con su equipo realizó el estudio del impacto económico, medioambiental y social de los paneles solares, considerando cada zona del Perú, considerando también el mantenimiento y el desgaste que sufren los paneles. (Gestión, 2019).

Aquí surge la pregunta del por qué es tan baja la utilización de los sistemas fotovoltaicos con respecto de otros países, si el Perú cuenta con alto potencial solar. Estos podrían satisfacer al sector del Perú que no cuenta con acceso a la electricidad de las redes de energía convencional, como es el caso de muchas comunidades dentro del litoral nacional, especialmente en la selva y serranía. (El Comercio Perú., 2021).

Para centros poblados aislados de la red eléctrica, la implementación de una central solar sería capaz de brindar un suministro de energía de calidad con el apoyo de los bancos de baterías o grupos electrógenos. Asimismo, permitiría reducir la cargabilidad de la red eléctrica si fuera conectada a la red principal. En todo caso, esta central solar se analizaría como una micro red que, por definición, puede funcionar aislada o interconectada. En el caso de trabajar conectada, sería calificado a bajar el gasto de uso de energía (tarifa) y reducir la cargabilidad de las líneas de transmisión, permitiendo una mejor calidad de energía. (Valencia, 2018).

Según lo indicado en el párrafo anterior se expuso la incógnita de indagación: ¿En qué longitud la implementación de una central fotovoltaica permitirá el suministro de energía eléctrica a centros poblados aislados ubicados en Lambayeque? Basándonos en la pregunta se formula la siguiente hipótesis: La colocación de un céntrico fotovoltaica en la localidad de Ferreñafe es capaz de suministrar electricidad a centros poblados ubicados en Lambayeque.

Con respecto a la justificación del estudio, la investigación se justifica debido a que los resultados permiten analizar la factibilidad de implementar una central

energética no convencional renovable a los centros poblados sin energía eléctrica de Ferreñafe, y así mismo analizar el escenario de enlace del céntrico a la red de media tensión principal. Además, los resultados obtenidos servirán a próximas investigaciones relacionadas con el estudio de centrales solares para centros poblados rurales en otra parte del mundo y el escenario de interconexión, promoviendo las micro redes renovables en el país.

La reciente labor de averiguación tuvo como plan principal, Diseño de Sistema Fotovoltaico, interconectado a Red, para electrificar al Caserío Cueva Blanca del distrito de Incahuasi Provincia Ferreñafe Departamento de Lambayeque. La investigación a su vez se sostuvo en los siguientes objetivos específicos, los cuales son:

1. Evaluar el potencial del recurso solar en la zona del caserío Cueva Blanca para identificar la ubicación del Sistema Fotovoltaico.
2. Determinar la demanda eléctrica del caserío Cueva Blanca con el Sistema Fotovoltaico interconectada a red;
3. Selección y dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico con interconexión a red para evaluar la electricidad a generar.
4. Evaluar el Costo-Beneficio de implementar el Sistema fotovoltaico para estimar la factibilidad económica.

II. MARCO TEÓRICO

En este episodio de la investigación se estudian los precedentes de la averiguación sobre la implementación de centrales solares fotovoltaicas para electrificación rural, a su vez se expone la teoría relacionada al tema principal.

Como en el caso de (Bakundukize, Twizerimana, Bernadette, Pierre, & Theoneste, 2021) quienes estudiaron el diseño y modelado de una planta de energía fotovoltaica para la electrificación rural en Kayonza, Ruanda. Para esto emplearon el software HOMER, tomando como muestra a la aldea de Rwisirabo en el distrito de Kayonga, Ruanda. Obtuvieron que, la demanda energética de la aldea es de 551,718 kWh/día con una máxima demanda de 85,10 kW, con una variación de 9,99 kWh/día y 2 kW de energía y potencia, respectivamente. La central dimensionada estuvo conformada por un arreglo fotovoltaico de 220 kWp, 860 baterías BAE de 210 y 110 kW. Del análisis económico, se determinó un NPC (costo actual neto total) de 903,829 USD y un LCOE (costo nivelado de energía) de 0.2 USD/kWh. Concluyendo que, implementar una central solar en la zona de estudio podría disminuir los costos de electricidad y la interrupción del suministro eléctrico.

Por otro lado, (Karamov & Naumov, 2020) modelaron una planta de energía solar con respecto a los cambios en los parámetros ambientales, tomando como muestra al pueblo de Innayaly ubicado en la República de Yakutia, para una planta solar prevista para el año 2022. Esta planta tendría una capacidad de 40 kW. Se empleó los datos de un año meteorológico típico (radiación, temperatura, nubosidad, humedad) obtenido de la estación meteorológica más cercana, y el software de Radiación Solar desarrollado en el ESI SB RAS. Los resultados obtenidos de la simulación indicaron que, los parámetros obtenidos modelados son consistentes con datos reales obtenidos por el Centro Solar Australiano en la planta de energía en la ciudad de Alice Springs (comparación del modelo).

Mientras que, (Wang, Rhee, & Ahn, 2020) se centraron en evaluar un sistema de gestión de carga de plantas de energía solar aisladas (off-grid) aplicado a una zona rural de África, La muestra fueron más de 50 hogares de una zona rural de Tanzania. El sistema de gestión fue desarrollado para predecir la carga, empleando un algoritmo de optimización de la moza de fruta (FOA) y una maquinaria de

vectores de soporte (SVM). Se obtuvo que, el sistema diseñado es capaz de gestionar correctamente las cargas y predecirlas de manera efectiva, aunque resaltando que se tiene una cantidad pequeña de datos, por lo que se debe evaluar su estabilidad.

Mientras que, (Roche & Blanchard, 2018) diseñaron un centro de energía solar para proporcionar de iluminación y actividades generadoras de ingresos para comunidades rurales sin conexión a la red en Kenia. Su muestra consistió en la aldea Lemobo B en el condado de Nakuru en Kenia, ubicada en una región semiárida de Kenia con aproximadamente 247 hogares, una escuela primaria y un quiosco. Para el diseño y análisis de la central solar se empleó el software PVSyst. Se analizaron varias alternativas, obteniendo que para abastecer por completo la comunidad se necesita un arreglo fotovoltaico de aproximadamente de 285 kWp y 150 kWh de capacidad de baterías, seleccionando las baterías de LiFePO₄. Concluyendo que, el sistema es capaz de proveer un suministro de energía accesible, flexible y confiable.

Otra investigación enfocada a la electrificación rural con sistemas renovables fue la realizada por, (Khandelwal & Shrivastava, 2017) quienes realizaron un estudio de prefactibilidad para la aldea Khoti de Jhalawar, en Rajasthan, India. Emplearon el software PVGIS para obtener las referencias de irradiación del sector de análisis y realizar el dimensionamiento del sistema tanto en modalidad on-grid como off-grid. La aldea cuenta con una población de 815 personas, con un registro de 161 hogares con un consumo energético total de 3062.18 kWh/día; la radiación promedio de la aldea fue de 5.54 kWh/m²/día. Los resultados obtenidos indicaron que, para abastecer la carga de la aldea se requiere de una central fotovoltaica de 587.7 kWp, 3 inversores de 250 kW y un sistema de almacenamiento de 125 089.05 Ah (715 baterías).

Los sistemas solares fotovoltaicos pueden ser de dos tipos, los enlazados a la red y los apartados siendo estos últimos los más utilizados para la generación de energía nivel rural, es por eso que (Rúa Ramirez, Barrera Siabato, & Gómez Orduz, 2017) realizó un análisis económico, social, técnico y ambiental a los SFV aislados de las viviendas en la zona rural de Casanare, Colombia. Hizo uso de una metodología

del tipo aplicada de campo y a la vez descriptiva, estudió de las 206 viviendas que contaban con SFV incluidas en el trabajo, fueron el uso de cuestionarios, encuestas, observación directa, documentos gubernamentales y visitas a los hogares, todo eso empleando el software SPSS para el estudio de los datos recopilados. Las conclusiones obtenidas en la parte técnica fueron que era más económico invertir en la implementación de SFV en vez de usar la red del SIN. El aspecto socioeconómico señala que un gran porcentaje de la población no cuenta con servicios básicos como el agua (93% cuenta con pozo profundo) y desagüe (67.6% cuenta con inodoro a pozo séptico). En el análisis ambiental, se detalla que un SFV emite el 71.3% menos que los que emite la generación de energía del SIN. A su vez al ser un SFV de autoconsumo está cerca del área de consumo así que no requiere de tala de árboles para la instalación de redes de transmisión. El contenido a utilizar de esta investigación es análisis realizado a la población, para conocer sus necesidades y carencias.

En el trabajo de maestría presentado por (Agurto Sánchez, Cauti, León, Ortiz, & Sandoval, 2019) analizaron un concéntrico solar de 10 MW a manera de diseño piloto para un método eléctrico retirado en Iquitos. Se empleó el software Digsilent para analizar el sistema eléctrico de la comunidad, la cual contaba con una central térmica de 77 MW capaz de producir 309 556.50 MWh, así mismo se empleó el software Microsoft Excel para el análisis de la factibilidad de la central solar. Obteniendo que, la central es capaz de suministrar el 5% de la energía producida por la central térmica, representando un ahorro de 3 036 374.1 soles anuales. Para que el proyecto sea rentable en 10 años, se requiere de un precio económico de 83 USD/MWh.

En Ayacucho, los investigadores (Salvador Tixe & Mutschler, 2021) evaluaron una proposición tecnológica para la instalación de una central fotovoltaica de capacidad 4.5 kWp para la comunidad San Francisco de Raymina. Utilizaron el registro meteorológico de la estación HOBO Micro Station Data Logger H₂₁₋₀₀₂, la cual se encuentra instalada cerca a la comunidad, por el CER-UNI y ecuaciones de dimensionamiento para el diseño y análisis técnico-económico de la central. Obteniendo que, el promedio de consumo energético de las familias es de 12.5 kWh al mes, siendo el consumo total de la comunidad de 6409.40 kWh/año; la

producción de energía proyectada de la central es de 6 528.94 kWh por año, con el valor de LCOE de 0.130 USD/kWh.

Para el estudio de los sistemas fotovoltaicos es necesario conocer algunos aspectos básicos importantes analizados en las investigaciones anteriores, los cuales se detallarán a continuación. Como primer concepto está el sistema fotovoltaico solar, el cual es la agrupación de dispositivos eléctricos, mecanismos y electrónicos que utilizan la potencia del sol y la convierten en potencia eléctrica, la cuantía de conversión someterá de la irradiación solar, las horas del sol, la cantidad de paneles, orientación, entre otras.

Las centrales solares son sistemas fotovoltaicos a gran escala que permiten inyectar energía hacia la red eléctrica o en modo isla hacia una cierta cantidad de cargas. En este contexto, existen dos tipos de sistemas fotovoltaicos: los interconectados a la red (On Grid) y los aislados (Off Grid). En el caso de las centrales, aquella central que está conectada a la red principal de energía y juega un papel considerable en el sistema de potencia de la zona de conexión donde esta interconectada, y el caso de la central isla que está aislada de la red donde el control de voltaje y frecuencia está establecido por el inversor de potencia. (Huamán Mendoza, 2020).

Las centrales solares interconectadas son los que satisfacen una necesidad en la red eléctrica, disminuyendo la tarifa eléctrica de la zona de consumo (porque está más cerca) en modo de generación distribuida o permitiendo disminuir la necesidad de la energía de la red principal. Existe microgeneración (<5 kW), minigeneración (5 kW – 5 MW), generación de mitad escala (5 MW – 50 MW) y generación de gran escala (50 MW – 100 MW). Estos rangos se clasifican según el rango de operación para generación distribuida. (Potes & Proaño, 2020).

Por otro lado, las centrales solares aisladas cuentan con un sistema de almacenamiento que las diferencia de los conectados a la red, debido a que necesitan suministrar energía en los periodos donde el recurso energético es insuficiente, lo que se usa generalmente son baterías. Estos sistemas están conformados por paneles fotovoltaicos, baterías o acumuladores, controladores de carga y un inversor. (Barboza, 2019).

Para el dimensionamiento de la central solar se necesita de conocer la energía solar y el diseño eléctrico. El primero consiste en analizar el potencial solar de la zona de estudio donde se requiere instalar la central, se necesita como mínimo un año de datos de radiación siendo una mayor cantidad de datos mucho mejor para el análisis. Esto concierne a también a definir el ángulo de inclinación óptimo, el cual depende en su mayoría de la latitud. (Hatziaargyriou, 2014); (Zakeri, Cross, Dodds, & Gisse, 2021)

En el caso del diseño eléctrico, la central requiere de una gran cantidad de paneles, distancia entre strings de paneles, equipos de protección, inversores y sistema de distribución. Todos estos componentes conforman el diseño eléctrico de una central solar fotovoltaica y es algo a tener en cuenta dentro del análisis de la eficiencia de la central, y de los indicadores económico. Entonces, se necesita conocer los componentes del SFV. (García Ruiz, 2018.).

Panel fotovoltaico: Los paneles fotovoltaicos o paneles fotovoltaicos generalmente se denominan paneles solares, son una disposición de módulos interconectados (en serie o en paralelo), que pueden ajustar el voltaje y la intensidad según la demanda requerida. Construidos frecuentemente con silicio. (Méndez, 2017).

Batería: Es un componente que te permite guardar la potencia generada por el panel solar cuando brilla el sol, para que puedas usarlo cuando no hay luz solar (por ejemplo, de noche o en un día nublado). (Marcelo, 2019).

Controlador de carga: Este elemento funciona de la siguiente forma, cuando el componente esté en el nivel máximo de carga, ajustará la potencia de la batería y cortará la alimentación del módulo; por el contrario, cuando la corriente supere el nivel mínimo, interrumpirá la alimentación de la red para minimizar el daño causado por el alto volumen de descarga. (Díaz, 2017).

Inversor: Transforma la intensidad continua dada en los indicadores fotovoltaicos en intensidad alterna, esta conversión va a depender de los requerimientos del sistema en cada instante del día. (Lossio, 2016).

Medidor Bidireccional: Es capaz de diferenciar entre la energía que suministran los paneles de la energía que entrega la red. Se encarga también de evitar que se

cuenta la energía de los paneles como energía consumida (Marcelo Beltrán, 2019).

En el análisis de mercado eléctrico, se obtiene la proyección de la demanda del caserío en base a los habitantes y el número de abonados, también es necesario conocer o calcular la tasa de desarrollo de habitantes y de los consumos. Se emplean las siguientes fórmulas para calcular las proyecciones:

$$P_{proyectada} = P_{inicial} * (1 + i)^n$$

$$NV_{proyectado} = NV_{inicial} * (1 + i)^n$$

$$IHV = \frac{P}{NV}$$

$$CE = \frac{NV_{electrificadas}}{NV_{totales}}$$

$$PE = CT * (1 + Pd)$$

$$E_{total} = CT + PE$$

$$MD = \frac{E_{total}}{FC * 8760}$$

Dónde:

- P: población
- NV: número de abonados
- IHV: índice de moradores por vivienda
- CE: coeficiente de electrificación (%).
- n: número de años.
- i: tasa de crecimiento.
- CT: dispendio total.

- Pd: porcentaje de extravió
- MD: máxima demanda
- FC: factor de carga.

Para el croquis de un método fotovoltaico, se necesita conocer la potencia del módulo que se utilizará, la energía del sistema a abastecer y la radiación de la zona de estudio este valor puede estar representado por la hora solar pico (HSP). Al iniciar el dimensionamiento del sistema se utilizarán las siguientes fórmulas. (Gonzales, Perez, Santos, & Gil, 2013); (Anuradha, 2020)

$$P_{pv(pico)} \geq \frac{E_{diaria}}{HSP_{min} \times PR}$$

$$\#módulos_{max} \geq \frac{P_{pv(pico)}}{P_{módulo PV}}$$

Donde:

- PR=Performance Ratio de la instalación – eficiencia del sistema
- PPV: potencia del sistema fotovoltaico.
- Pmódulo-PV: potencia del módulo fotovoltaico.
- Edemanda: consumo de energía demandado.
- HSP: hora solar pico.

Del mismo modo, es conveniente entender el concepto de energía distribuida, esta consiste en generar energía eléctrica en lugares cercanos al consumo de la misma a una menor escala. Según Ackermann, la generación distribuida es considerada desde los 1W a 300 MW, en donde la generación se sitúa cerca a la red de distribución. Entre las tecnologías utilizadas para que se dé la generación distribuida están: la cogeneración, la potencia solar, potencia eólica, potencia mini hidráulica y la potencia marina renovable. (López, 2018).

Un tema importante para el desarrollo de una generación distribuida o para el

autoconsumo a pequeña escala, es el marco legal en el Perú. En el 2006 se promulgó la Ley N° 28832, la cual abordaba el tema de la generación distribuida, esta ley consideraba la capacidad del usuario de vender la energía excedente de su producción. Otro documento que toma este tema es el Octavo Mandato Adicional Final de la Ley N°28832, la cual indica la venta de excedentes y solo se paga el costo incremental incurrido. El último documento que habla sobre la generación distribuida es el Decreto Legislativo N° 1221 del 2015. A la fecha estos documentos no son aplicables a la realidad peruana ya que, falta detallar los límites de la capacidad de producción y las condiciones técnico-comerciales. (Matos & Vargas, 2018).

Otro concepto importante es el abastecimiento de potencia eléctrica, siendo la capacidad de energía que puede entregar la central para agrandar los menesteres de los pobladores. Esta se mide en kWh (energía) y se obtiene de multiplicar la cantidad de cargas por el tiempo de funcionamiento. (Flores, 2018).

Otro valor relevante es la potencia eléctrica requerida máxima del sistema, medido en kW, y es la demanda máxima requerida en un instante específico. Este pico dentro de la curva de carga es importante porque el sistema debe ser capaz de suministrar esa carga en el momento que se necesita para agrandar los menesteres de la población. (Díaz A. , 2018).

Por lo tanto, el suministro de energía eléctrica depende del sistema eléctrico que se quiera alimentar, identificando sus necesidades en el periodo de un año y su posible crecimiento por el aumento de la población o la llegada de industrias a la zona. Los sistemas de energía se diseñan en base a esos dos parámetros: demanda de energía (kWh) y demanda máxima (kW). (Gamarra, 2019).

Por último, para poder realizar un estudio de viabilidad es necesario conocer los indicadores como el VAN, el TIR y el Payback. El VAN (Valor Actual Neto) mide la viabilidad de un proyecto, se computa con la adición de los valores de flujo de caja esperados. El TIR (Tasa Interna de Retorno) calcula que tan rentable es un proyecto, su valor va ligado al VAN. Y por último el Payback es el tiempo de amortización de un proyecto, es decir el tiempo en el que se recupera la inversión. (Abad & Flores, 2016).

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{G_i - C_i}{(1 - r)^i} - I_o$$

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{G_i - C_i}{(1 - TIR)^i} - I_o = 0$$

Dónde:

- ❖ VAN: valor actual neto.
- ❖ TIR: tasa interna de retorno.
- ❖ i: periodo, en este caso, el año.
- ❖ n: vida del proyecto (años).
- ❖ Gi: ganancias del periodo "i".
- ❖ Ci: costos del periodo "i".
- ❖ Io: inversión inicial.
- ❖ r: tasa de descuento

III. METODOLOGÍA

3.1. Tipo y Diseño de Investigación

El prototipo de averiguación fue adaptado debido que se determinó el diseño, simulación y análisis de posibilidad de la implementar de una central solar para electrificación rural. El nivel de investigación fue del tipo descriptivo ya que expuso los detalles que implica la implementación de la central; se evaluaron indicadores económicos como VAN, LCOE y TIR para comparar sistemas de generación y obtener el más factible.

Para el caso del diseño, es un no experimental – transversal, dado que, se analizaron en un determinado tiempo (ciclo de la vida de la micro red – 20 años) sin manipular las variables y solo simulándolo mediante softwares y algoritmos, obteniendo su configuración y sus parámetros, pero sin llegar a instalar el sistema.

Diseño de Sistema Fotovoltaico interconectado a Red, para electrificar al Caserío Cueva Blanca del distrito de Incahuasi.

3.2. Variables y Operacionalización

3.2.1. Variable Independiente

Diseño de Sistema Fotovoltaico interconectada a Red.

Se define como el sistema apto de transformar la potencia de la irradiación solar en potencia eléctrica interviniendo la consecuencia fotovoltaica.

3.2.2. Variable Dependiente

Electrificación del Caserío Cueva Blanca del Distrito de Incahuasi.

Se define como la energía consumida por un grupo de cargas en un periodo para una vivienda, una residencia, un conjunto de residencias o una o varias cargas industriales, ver Anexo No.1.

3.3. Población (criterio de selección), muestra, muestreo, unidad de análisis

3.3.1. Población

Centro poblado.

3.3.2. Muestra

Centro poblado de Cueva Blanca ubicada en el distrito de Incahuasi, Ferreñafe, Lambayeque.

3.3.3. Muestreo

El muestreo no posibilidad por comodidad del autor.

3.4. Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos

Las técnicas e instrumentos que fueron utilizados para el desarrollo de la investigación son los siguientes:

- **Análisis documental:** se realizó un análisis de los consumos y los perfiles de carga de los pobladores, y se determinó la radiación de la zona. Para el análisis de consumo se utilizaron fórmulas de estimación de demanda y para determinar la radiación se utilizó el programa informático PVsyst V6.8.8. Se utilizó el instrumento de recopilación instrumental.

3.5. Procedimientos

Los procedimientos a seguir para el crecimiento de la averiguación son los siguientes:

- ✓ **Recolección de datos:** se recolectaron los datos referentes al análisis documental, entre estos está la irradiación de la zona de estudio, la clasificación de la tarifa eléctrica y los costos de cada una.
- ✓ **Análisis de datos:** aquí se procedió a analizar los datos que fueron obtenidos en el paso anterior, de este modo se seleccionó el lugar de estudio, y se indica el potencial solar de la zona.

- ✓ **Estimación de la demanda de energía eléctrica:** se evaluó y determinó la máxima demanda eléctrica de 12.87 kWh/día de carga para el centro poblado de Cueva Blanca, los mismos que por sus características demográficas y de consumo recibe de manera equitativa el equivalente a 222 Wh/día de carga aproximadamente por cada vivienda, este centro poblado o caserío se ubica en Incahuasi, esto con el fin de estimar la potencia para el arreglo fotovoltaico de la central. Se realizó también una proyección de la demanda para 20 años.
- ✓ **Análisis del recurso solar:** se analizó la energía solar disponible en la zona.
- ✓ **Ubicación de la central:** se evaluó el área disponible para la implementación de la central, analizando los requerimientos del área para los paneles solares que conformarán el arreglo.
- ✓ **Diseño del sistema fotovoltaico:** aquí con los datos de irradiación de la zona y con la demanda máxima ya estimada se procedió a realizar el dimensionamiento de la central. Se utilizó el software de diseño y modelamiento PVSYST
- ✓ **Simulación del sistema fotovoltaico:** se procedió a simular el escenario planteado, utilizando el software para evaluar el rendimiento de la central proyectada.
- ✓ **Selección de elementos de transmisión y distribución:** se evaluó que elementos (Subestaciones, líneas de distribución y transmisión de energía) se utilizaron para llevar la energía generada en la central hacia su punto de consumo que serán los pobladores de Ferreñafe.
- ✓ **Determinar los indicadores económicos:** Con los valores de diseño y simulación obtenidos se calcularon los valores de LCOE, VAN, TIR.

3.6. Método de Análisis de Datos

Los resultados y datos obtenidos en esta investigación fueron ordenados

empleando tablas y gráficos para su mejor comprensión. El software empleado para el análisis será Microsoft Excel debido a que cuenta con la opción de emplear estadística descriptiva ideal para el desarrollo del proyecto, así como PVSYST y Helioscope para el croquis y evaluamiento del método fotovoltaico.

3.7. Aspectos Éticos

El presente documento es de autoría propia, los autores de los cuales se ha extraído información vital para la investigación han sido citados y referenciados correctamente, del mismo modo, se respetó la información expuesta en tablas y figuras.

IV. RESULTADOS

4.1. Evaluar el potencial del recurso solar en la Zona del caserío Cueva Blanca para identificar la ubicación del Sistema Fotovoltaico.

4.1.1. Ubicación Geográfica

El centro poblado beneficiado con este diseño del sistema fotovoltaica, es caserío Cueva Blanca, que corresponde al distrito de Incahuasi, provincia de Ferreñafe, la zona elegida para la central, está ubicada 2703 m.s.n.m., con una Latitud Sur de $6^{\circ} 13' 52.0''$ S y Longitud Oeste de $79^{\circ} 23' 13.0''$ W, específicamente.

La investigación estuvo dirigida un centro poblado ubicado en la provincia de Ferreñafe, específicamente en el distrito de Incahuasi, siendo esta, Cueva Blanca; estos se indican en la figura 1. Se evaluó la zona alrededor de la ciudad empleando Google Earth Pro, para analizar el relieve y la ubicación óptima para el sistema fotovoltaico. Las zonas de color verde son campos de cultivo por lo que se descartan, una de las opciones es la zona árida ubicada en la mismo caserío Cueva Blanca.

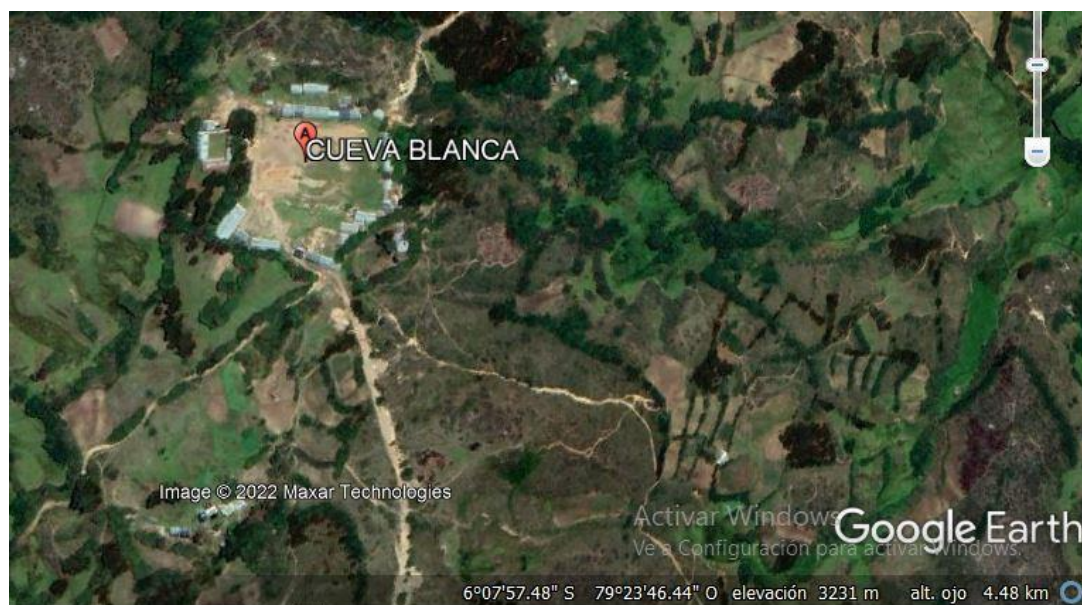


Figura 1. Caserío Cueva Blanca-Incahuasi

Fuente: Google Earth Pro



Figura 2. Ubicación de Instalación Sistema Fotovoltaico en Caserío Cueva Blanca

Fuente: Google Earth Pro

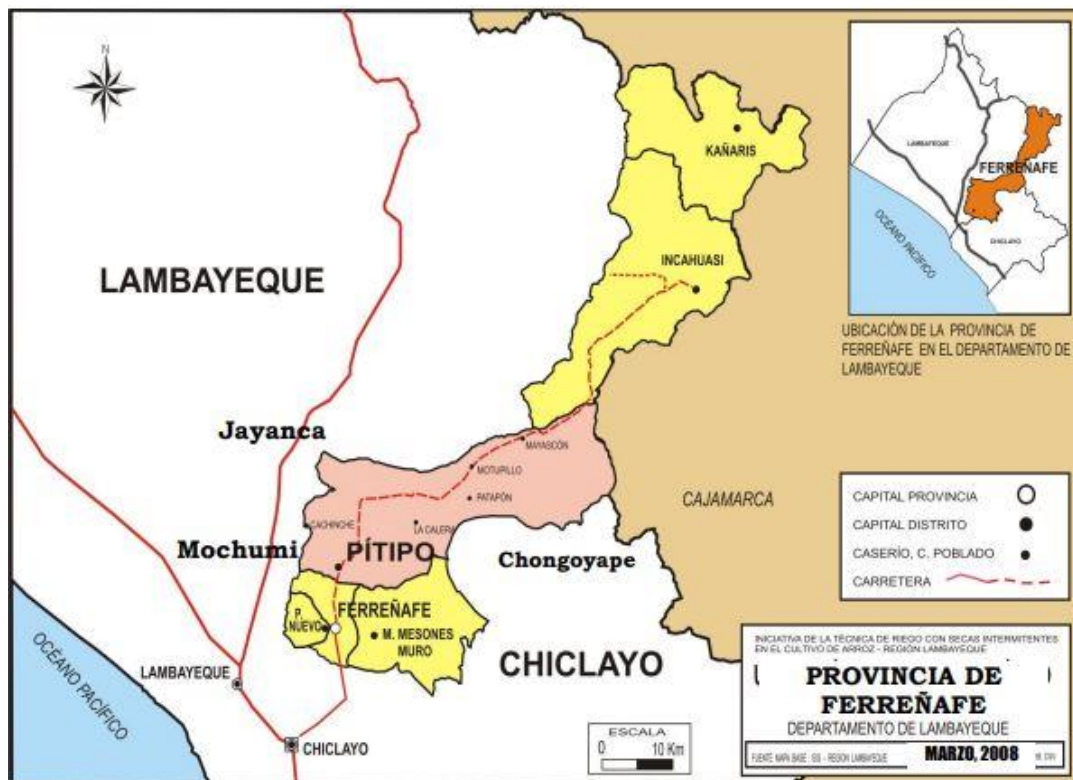


Figura 3. Zona Geográfica de estudio

Fuente: Google Maps

En la imagen se evidencia el lugar de cueva blanca, estando las otras dos comunidades adyacentes, esto se aprecia mejor con los datos obtenidos de la DGER (2021), donde se establece el centro poblado. Además esta se encuentra cerca del centro poblado de Pampa Grande el cual está siendo alimentado por la red de media tensión.



Figura 4. Zona específica del estudio Caserío Cueva Blanca

Fuente: Google Maps.

De acuerdo a lo expuesto en la Figura 4, identificamos que el Caserío Cueva Blanca se encuentra en una posición estratégica para instalar la central fotovoltaica que permita distribuir la energía hacia los pobladores de Cueva Blanca.

4.1.2. Determinar los niveles de radiación solar en la zona, utilizando datos de la NASA-SENAMHI

Decidir las nivelaciones de irradiación solar en el sector de dominio del croquis.

Protocolo de Calculo

En el pueblo Cueva Blanca del distrito de Incahuasi, provincia de Ferreñafe, departamento de Lambayeque empleando el sistema de información geográfica de la NASA-SENAMHI, se analizó el nivel de radiación de la zona de estudio, que es toda aquella que se encuentra entre o cerca a las comunidades, como se muestra en la figura siguiente, Lambayeque presenta una gran radiación, que va desde los 4.93 a 6.50 kWh/m², día.

Se constituyó la sucesiva técnica para el cálculo:

Se ha usado el Programa Informático para los métodos fotovoltaicos PVsyst V6.8.8.

Base de Datos:

Importación meteorología

-Meteonorm 7.2 –NASA -SSE -PVGIS TMY -NREL/NSRDB TMY

Se utilizó el fundamento datos Meteonorm 7.2 para decretar los niveles de irradiación solar.

-Meteorología mensual, Coordenadas geográficas y Mapa interactivo.

-Unidad de medida y signo visualizado para facilitar la lectura.

-Función para imprimir el valor medido.

-Elevada precisión y veloz realización de la magnitud.

-Elección de las entidades de medición en kWh/m², W/m².

-Interpretación directa sin menester de ordenación.

-Interpretación de la tasación máxima y minúscula.

-Selección de cambios mensual y día.

El cálculo se efectuó en 4 meses del periodo 2022, que son abril, mayo, junio y julio; pero con este origen de datos hacemos mensual, por día mientras total el año 2022.

La medición de la radiación solar se realiza en un día del mes seleccionado, desde las 9:00 horas hasta las 15:00 horas, donde se hace dos mediciones por cada hora, adquiriendo el resultado de ellas como lectura final.

También registrar mediciones de temperatura ambiente y humedad relativa.

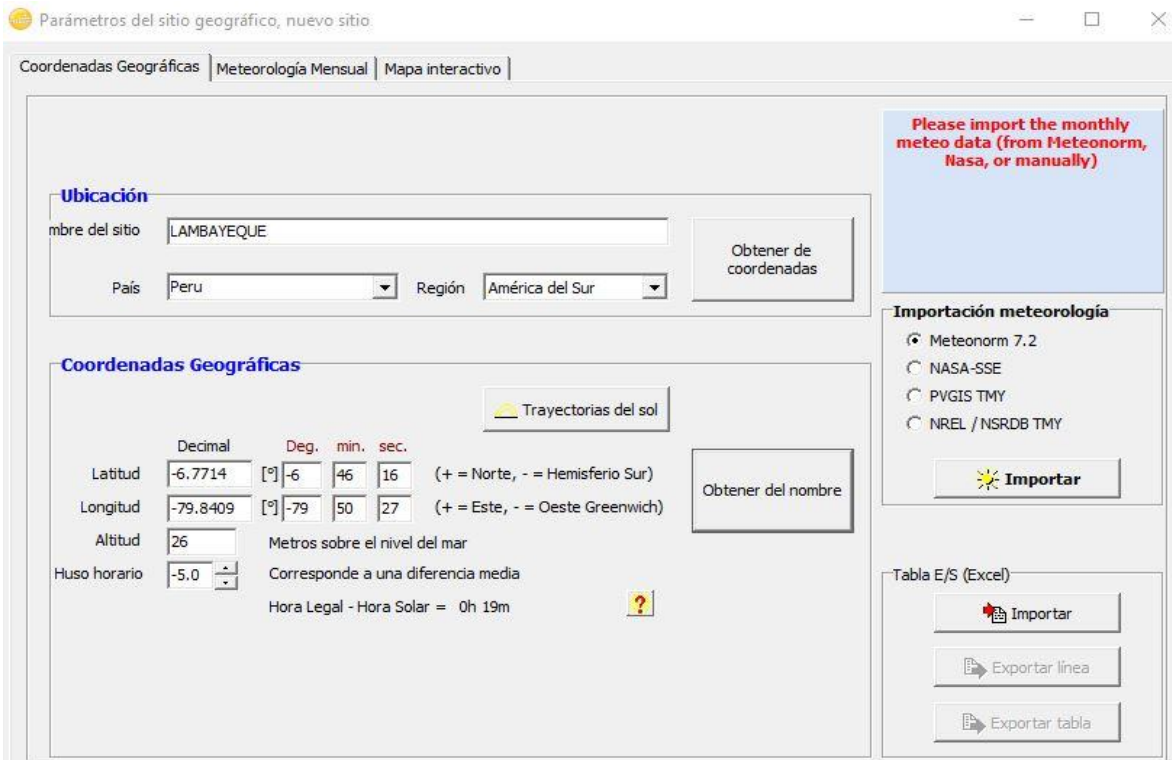


Figura 5. Coordenadas Geográficas departamento de Lambayeque

Fuente: Programa Informático PVsyst V6.8.8 – Meteonorm 7.2

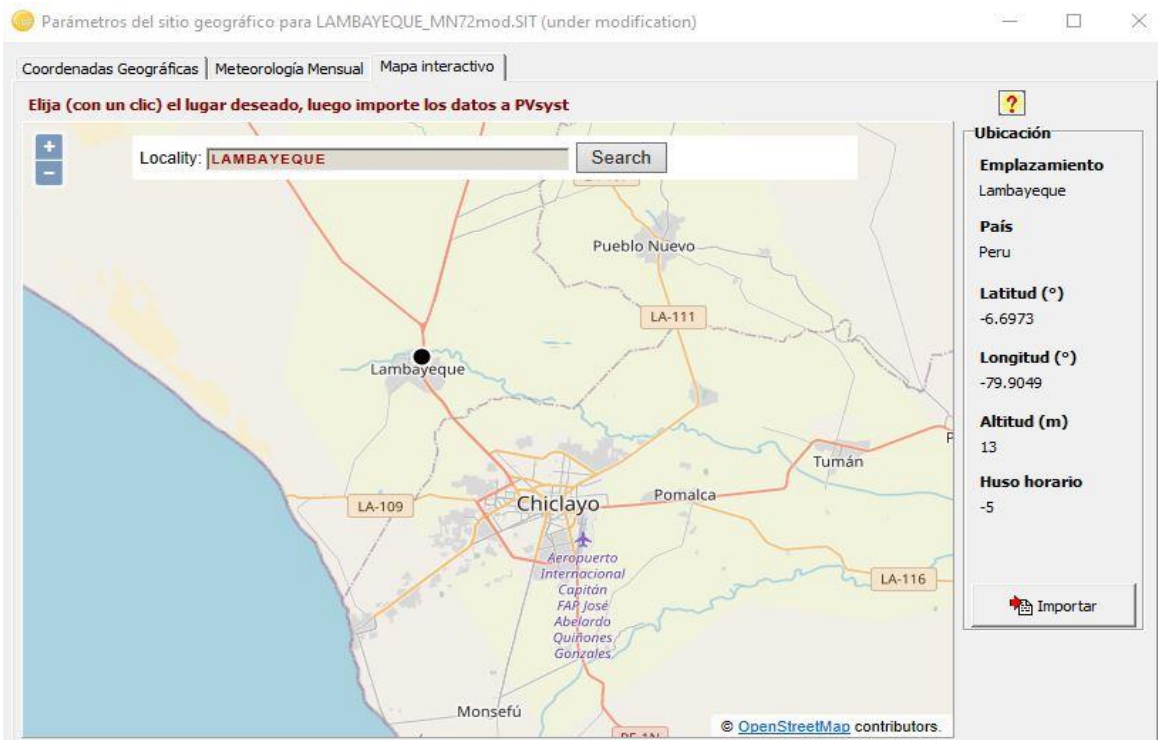


Figura 6. Mapa Interactivo departamento Lambayeque, Latitud, Longitud y Altitud

Fuente: Programa Informático PVsyst V6.8.8 – Meteonorm 7.2

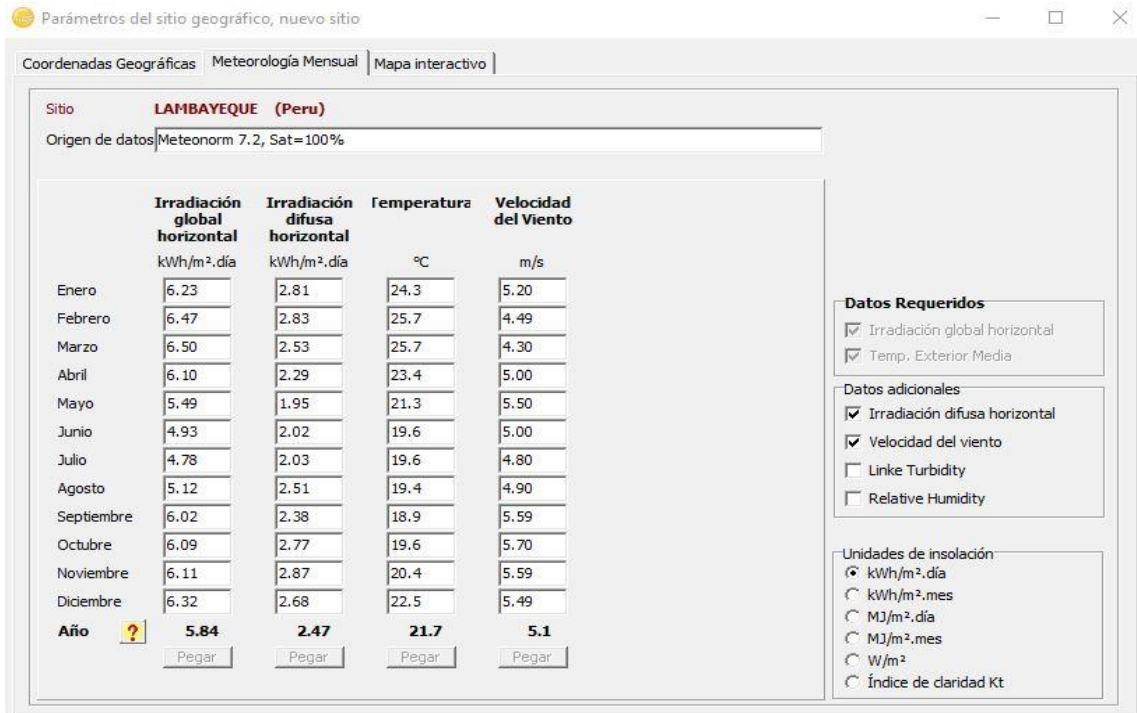


Figura 7. Irradiación Global Horizontal kWh/m², día. Transcurso del año en Lambayeque

Fuente: Programa Informático PVsyst V6.8.8 – Meteonorm 7.2

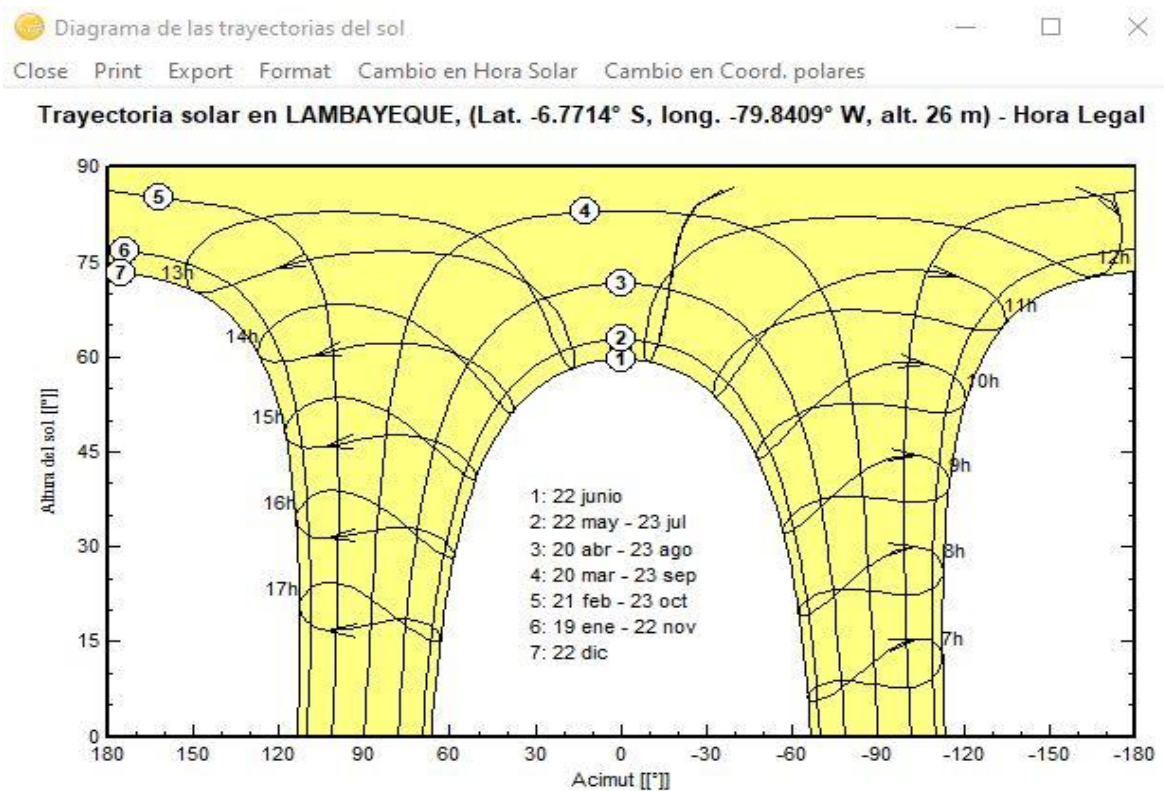


Figura 8. Diagrama de las trayectorias del sol en Región Lambayeque

Fuente: Programa Informático PVsyst V6.8.8

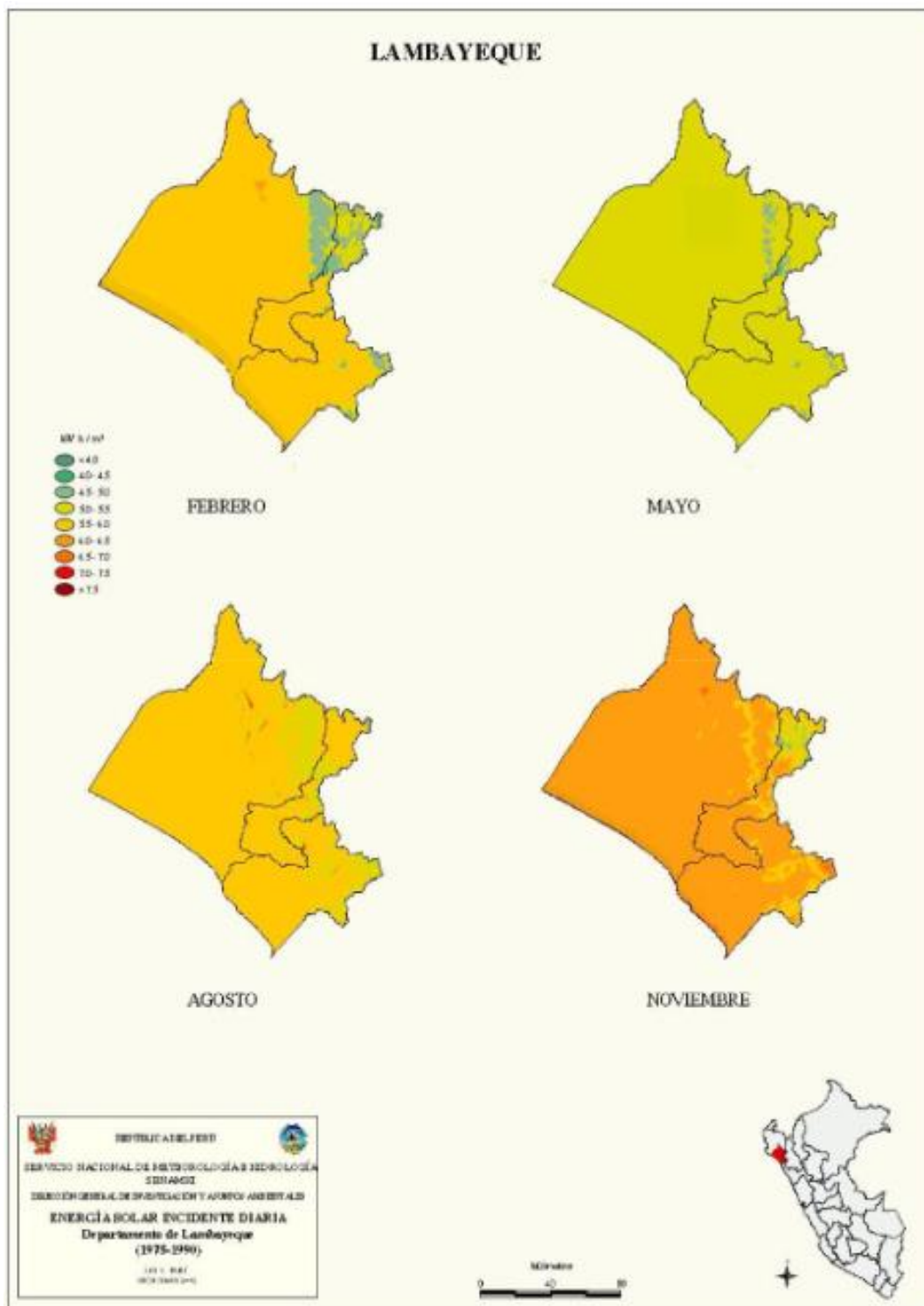


Figura 9. Radiación de Lambayeque por mes.

Fuente: SENAMHI

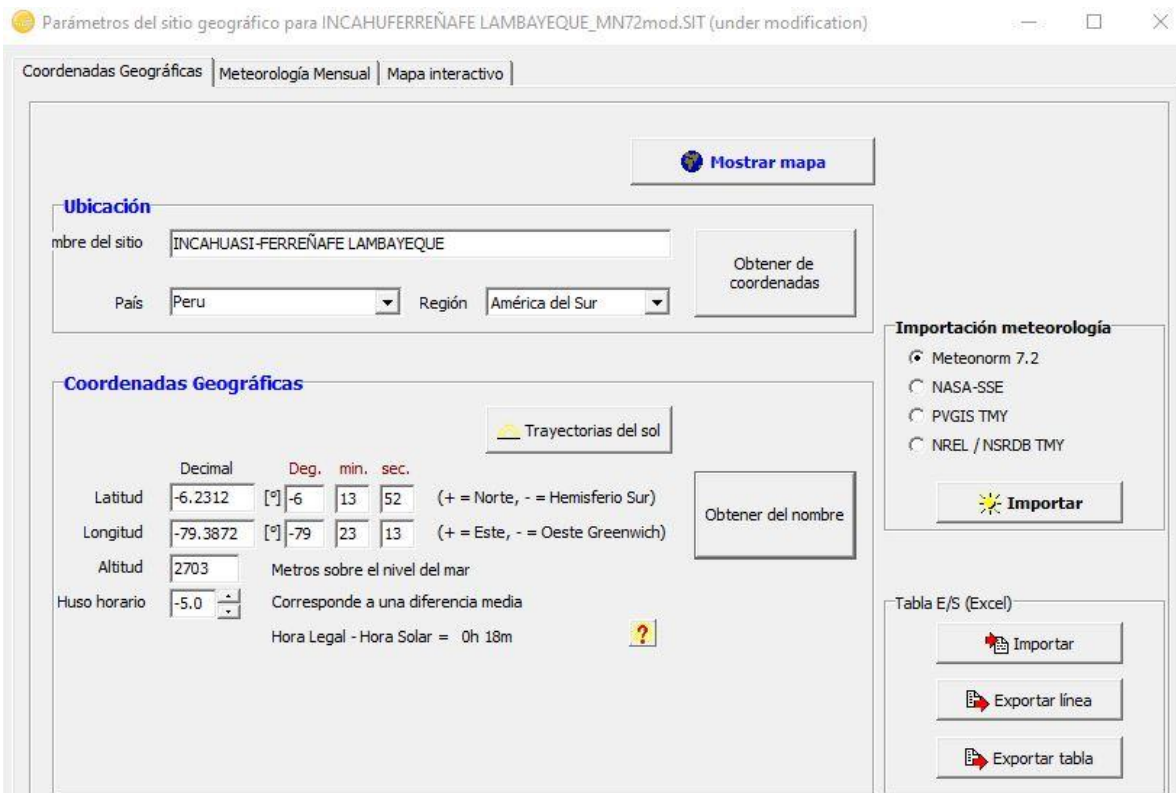


Figura 10. Coordenadas Geográficas Incahuasi-Ferreñafe

Fuente: Programa Informático PVsyst V6.8.8 – Meteonorm 7.2

4.1.3. Análisis de las mediciones

Lo que se realizó las mediciones, se puede observar que entre 10:00 y las 15:00 horas tiene las elevadas tasaciones de irradiación solar, sobrepasando los 6.37 kWh/m², donde se realiza una calificación de los rasantes entre las 10:00 y 15:00 horas de las comprobaciones efectuadas en los periodos del año que son setiembre y octubre tienen bastante radiación solar.

Se ve que dichas tasaciones de horas hay aledaños de los 6.46 kWh/m², inclusive a las 14:00 las tasaciones son elevadas; realizada con estos cálculos se certifica que los paneles indicadores obtienen la demanda de energía para la atracción de energética solar y convertida en potencia eléctrica de intensidad continua para los indicadores paneles solares.

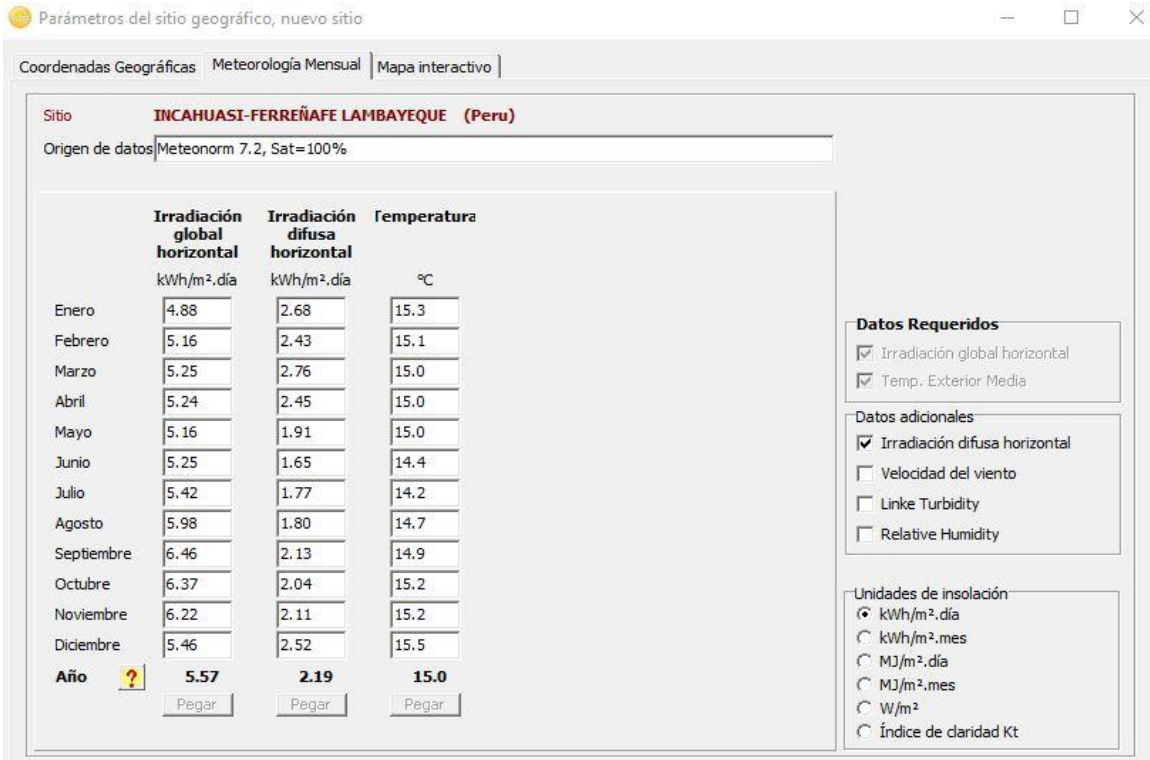


Figura 11. Radiación Global horizontal kW/m², día. En el año de Incahuasi-Ferreñafe.

Fuente: Programa Informático PVsyst V6.8.8

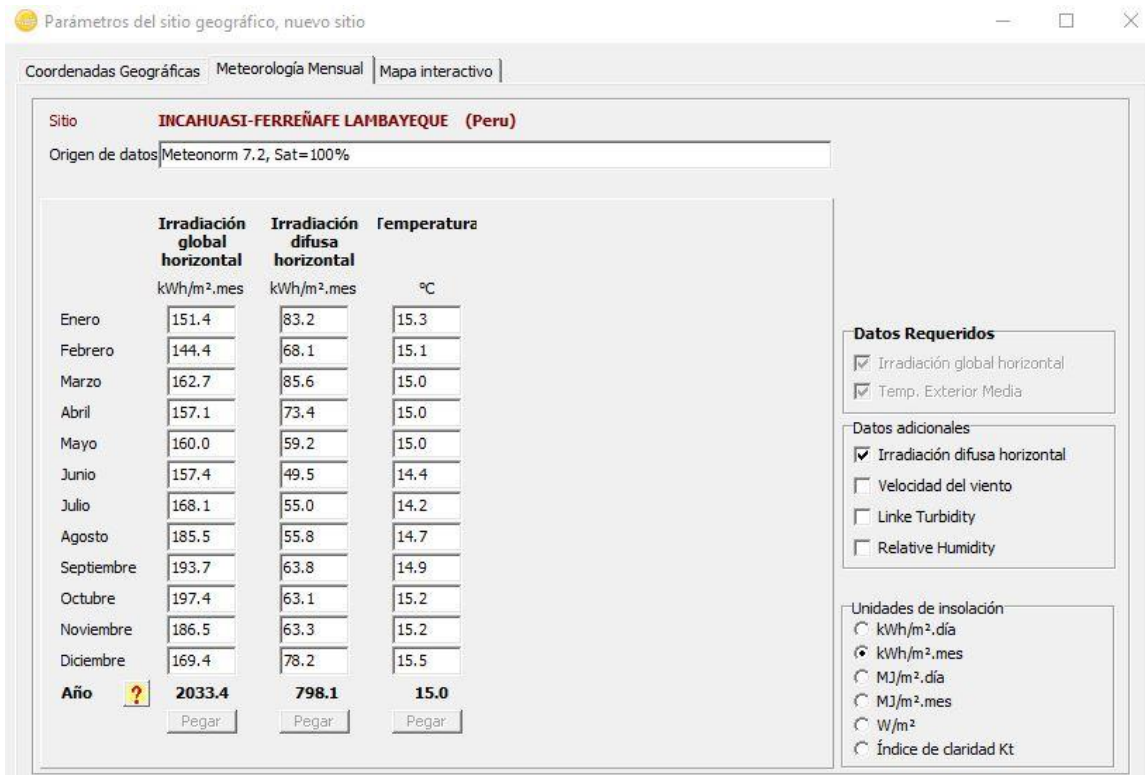


Figura 12. Radiación Global horizontal kW/m², mes. En el año de Incahuasi

Fuente: Programa Informático PVsyst V6.8.8

En Lambayeque, por la zona de Incahuasi, la radiación tiende a estar entre los 4.88 a 6.46 kW/m²/día de irradiación, obteniendo así una media anual de 5.57 kW/m²/día.

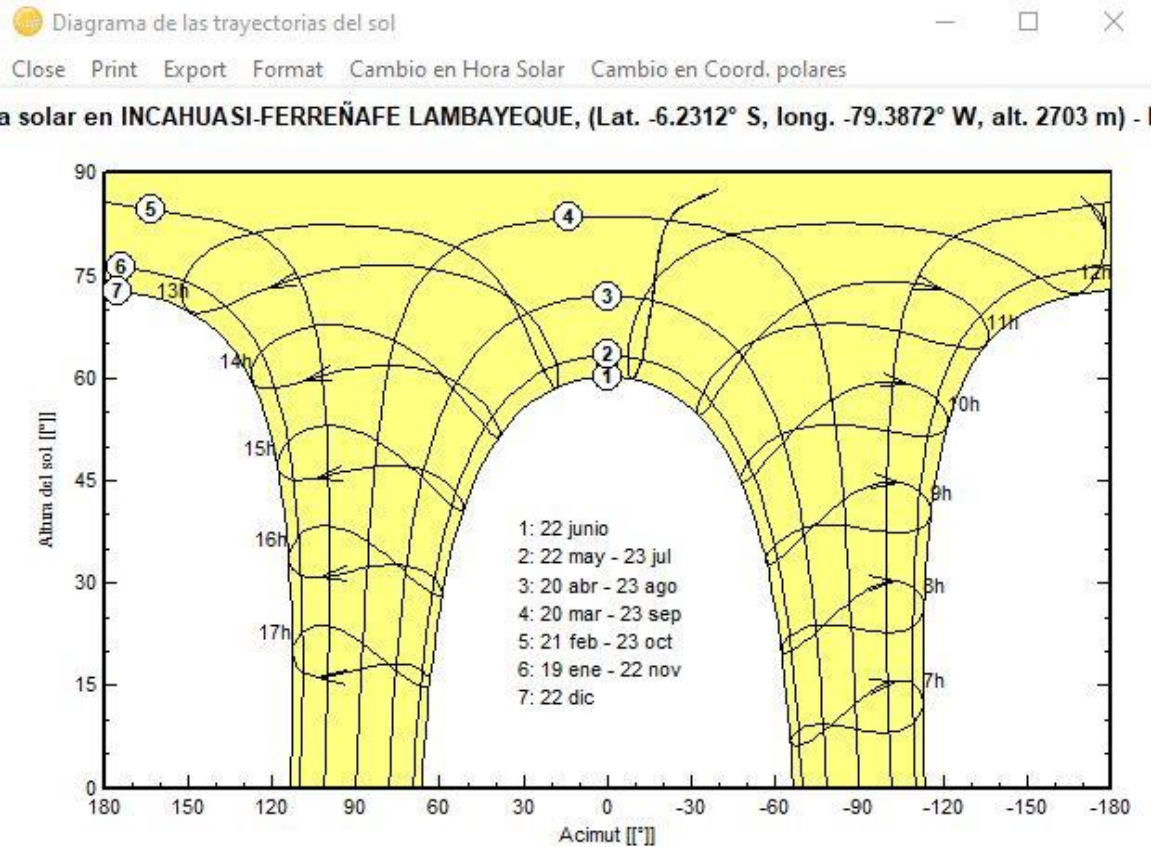


Figura 13. Diagramas de las trayectorias del sol en Incahuasi

Fuente: Programa Informático PVsyst V6.8.8

4.1.4. Conexión de la central a la red

Otro factor importante es conocer los puntos de acoplamiento de la central a la red eléctrica interconectada. OSINERMING nos indica los puntos de conexión, esto se puede apreciar en la figura 2, donde los puntos y líneas rojos representan sistema de transmisión a 60 kV, y los puntos y líneas azules representan el sistema de transmisión a 220 kV. Cabe resaltar, que las líneas están ubicadas en las provincias de Lambayeque (norte) y de Chiclayo (sur). Además, el círculo marcado de celeste indica la zona donde se realizará el estudio, usando esto para poder determinar la subestación más próxima.



Figura 14. Subestaciones y líneas de transmisión de alta tensión

Fuente: OSINERMING, 2021

Otra fuente es el diagrama unifilar del COES (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado) que nos presenta el nombre de las subestaciones que conforman el departamento de Lambayeque. Este diagrama se presenta en la figura 15, actualizado en Julio del presente año.

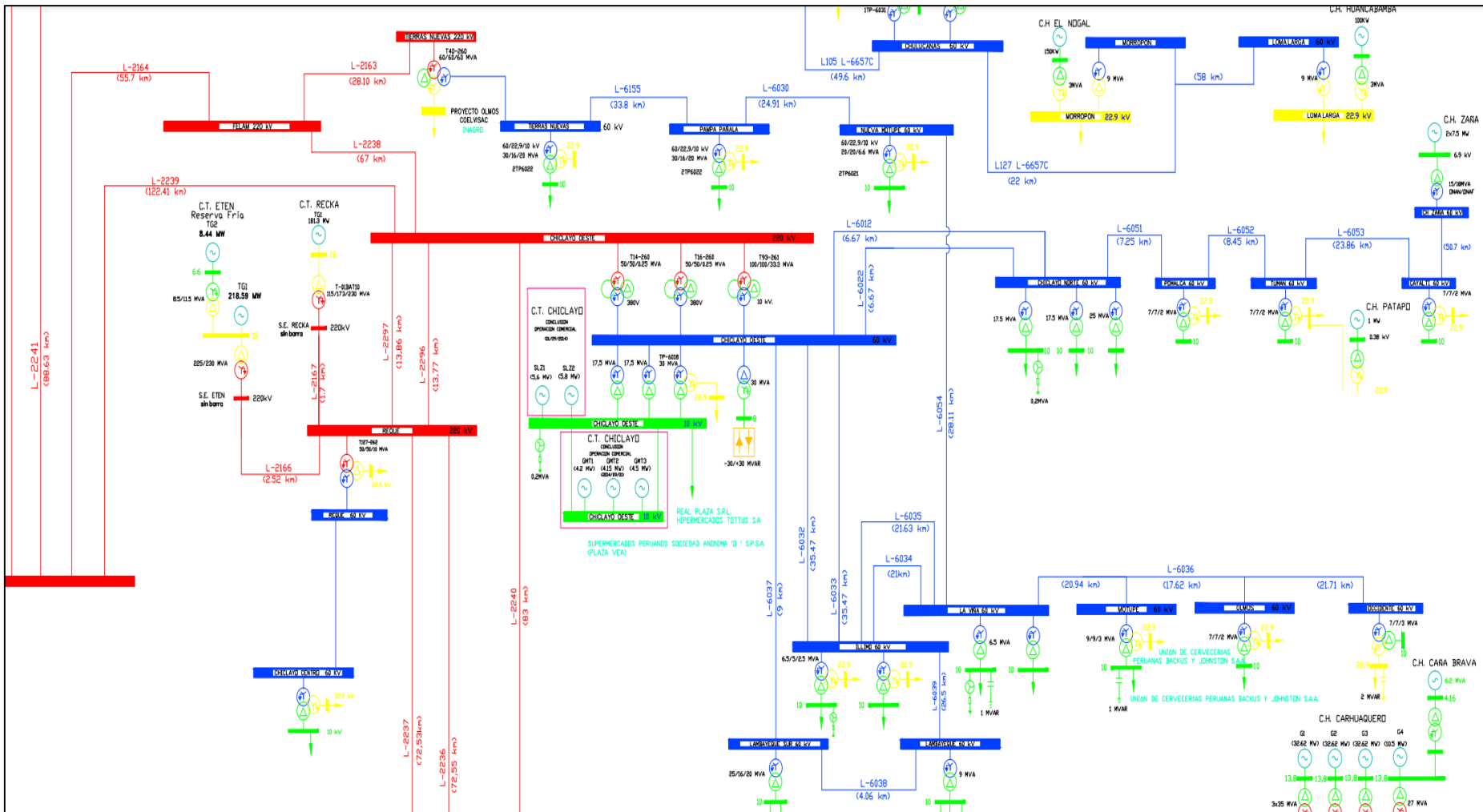


Figura 15. Diagrama Unifilar Julio – 2021.

Fuente: COES, 2021.

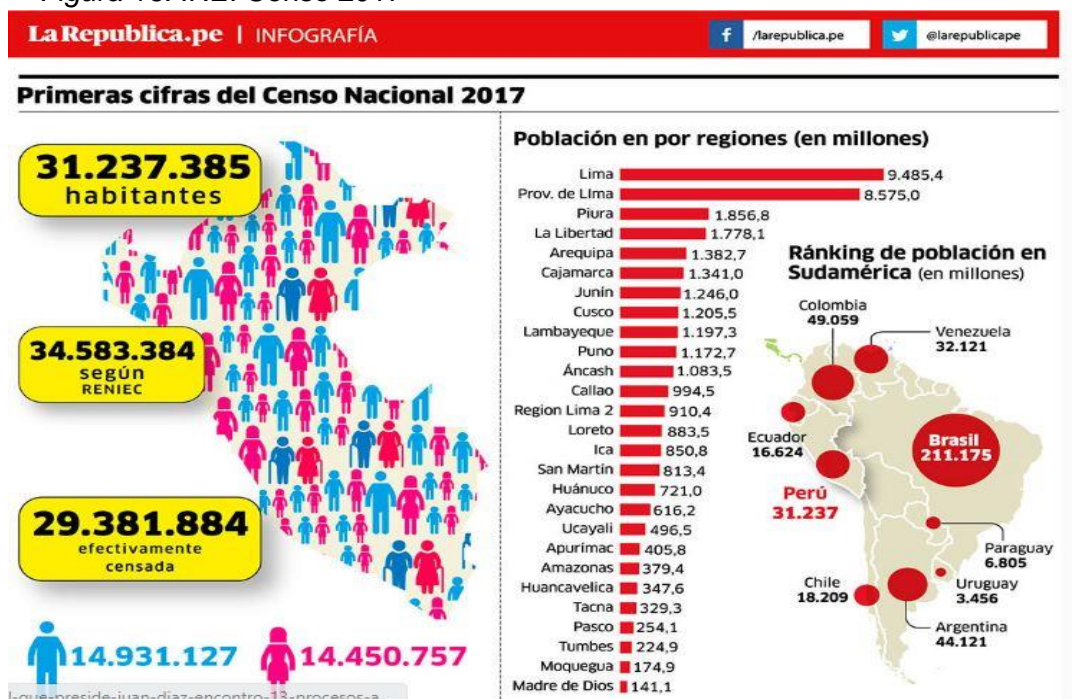
Las líneas de y subestaciones de 220 kV están de rojo, mientras que las líneas y Subestaciones de 60 kV están de color azul. El contraste con el mapa de OSINERMIG, se presentan el nombre de las líneas y la barra de media tensión (10 kV) de color verde. Siendo la subestación de S.E. Occidente la encargada de dar electricidad al centro poblado de Incahuasi, como se muestra en la figura arriba.

4.2. Determinar la demanda Eléctrica del caserío Cueva Blanca, con el sistema Fotovoltaico interconectado a Red

4.2.1. Población Censada en Caserío Cueva Blanca

Dentro de los datos obtenidos del DGER se obtuvo que el centro poblado de Cueva Blanca cuenta con 58 viviendas, cabe resaltar sus Parámetros del sitio geográfico para INCAHUASI del año 2022; las coordenadas del centro poblado es: Latitud -6.2312, Longitud -79.3872, Altitud 2703 msnm, para Cueva Blanca. Según el censo del INEI realizado 2017, la población total de Cueva Blanca es de 238 personas en un total de 58 viviendas particulares, dado que, los datos de INEI son más confiables, se analizará la zona con respecto a esos datos (tabla 1 y 3).

Figura 16. INEI Censo 2017



Fuente: <https://undiario.pe/2018/06/28/inei-dio-a-conocer-resultados-de-cuestionado-censo-2017>

Tabla 1. Población y viviendas Censadas Caserío Cueva Blanca-Ferreñafe

INEI 2020-DEPARTAMENTO DE LAMBAYEQUE-FERREÑAFE-INCAHUASI (Caserío Cueva Blanca)									
CÓDIGO	CENTROS POBLADOS	REGIÓN NATURAL (según piso altitudinal)	ALTITUD (m s.n.m.)	POBLACIÓN CENSADA			VIVIENDAS PARTICULARES		
				Total	Hombre	Mujer	Total	Ocupadas 1/	Desocupadas
0091	LAQUIPAMPA	Yunga marítima	905	285	151	134	117	105	
0093	EL LIMON	Chala	417	9	5	4	3	3	
0095	PUCHACA ALTO	Chala	425	97	50	47	48	46	
0097	PUCHACA BAJO	Chala	325	140	63	77	59	52	
0098	EL PALTO	Chala	306	55	29	26	20	20	
0099	LA CALERA	Chala	244	23	12	11	13	13	
0100	HUACA RAJADA	Chala	203	2	1	1	4	3	
0101	PETER	Yunga marítima	1 556	66	36	30	33	26	
0103	NARANJO PAMPA	Yunga marítima	2 278	44	27	17	9	9	
0104	CONDORSAMANAN	Yunga marítima	2 188	22	8	14	14	14	
0105	CUEVA BLANCA	Quechua	3 304	238	110	128	58	58	
0107	CRUZ PAMPA	Yunga marítima	2 289	34	20	14	22	22	
0108	COTORRUME	Yunga marítima	1 650	45	14	31	13	11	
0109	LUCHAJPAMPA	Quechua	2 722	69	30	39	19	19	
0110	LINLIPAMAPA	Quechua	2 769	17	6	11	21	15	
0114	UYURPAMPA	Quechua	2 869	71	30	41	40	32	
0115	COYUNA ALTA	Quechua	3 040	112	50	62	33	33	
0116	INCAHUASI	Quechua	3 071	103	43	60	47	47	

Fuente: <https://www.google.com/search?q=inei+censo+2020+lambayeque&source>

4.2.2. El sistema propuesto en el Distrito Incahuasi

El diseño fotovoltaico expresado a colocar en el “Caserío Cueva Blanca del Distrito de Incahuasi” para la concepción de potencia eléctrica, se evaluó fundamentando la irradiación solar del sector, la suprema petición y el dispendio de energía, lo cual se ha de determinado el beneficio del diseño haciendo una estimación tecnológica, capitalista y financiera.

4.2.3. Cálculos y resultados de radiación solar y consumo del caserío Cueva Blanca

De los datos obtenidos de proyectos relacionados a la electrificación rural en Incahuasi y datos brindados por la municipalidad, se obtuvo que en promedio las viviendas familiares (domésticas) consumen 13.28 kWh-mes de energía en promedio, las viviendas comerciales consumen 25 kWh-mes, y los establecimientos de usos generales en promedio 30.5 kWh – mes. La central solar tiene una vida útil de 20 años, por lo que se proyectan los datos de consumo del centro poblado para 20 años.

Tabla 2. *Calculo de medición de radiación solar*

IRRADIACIÓN SOLAR INCAHUASI													
Equilibrio mes normal de la irradiación directa (kwh/m2/día)													
latitud -	enero	febr.	mar	abril	mayo	junio	julio	agost	sept	oct	nov	dic	anual media
6.2312													
longitud- 79.3872	4.88	5.16	5.25	5.24	5.16	5.25	5.42	5.98	6.46	6.37	6.22	5.46	5.46
Promedio de 20 años													

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3. *Datos del Centro poblado Cueva Blanca*

Indicador	Valor	Fuente
Año-0	2017	
Población	238	
Viviendas	58	INEI
Tasa de desarrollo %	12%	
Índice Moradores /viviendas	4.10	
Extravió de Energía %	9%	
Elemento de Carga	20%	Servicios Públicos de Energía
Área Típica	5	
KALP [kWh/usuario-mes]	6.3	Normatividad de Alumbrado Público
PPL [W]	50	

Fuente: Elaboración propia.

Siendo el valor de “PPL” el potencial nominal promedio de lámpara para Alumbrado Público (AP), “KALP” es el factor de alumbrado público dado por la normatividad para el sector típico 5. Aplicando las ecuaciones (1), (2), (3), (4), (5), (6) y (7). Las conclusiones de los cálculos se exhiben en la tabla, proyectados hasta dentro de 20 años, considerando el año actual (2021) y que el proceso de regulación, instalación y puesta en marcha del sistema duré aproximadamente 20 años, se establece hasta el año 2040.

$$P_{proyectada} = P_{inicial} * (1 + i)^n \quad (1)$$

$$NV_{proyectado} = NV_{inicial} * (1 + i)^n \quad (2)$$

$$IHV = \frac{P}{NV} \quad (3)$$

$$CE = \frac{NV_{electrificadas}}{NV_{totales}} \quad (4)$$

$$PE = CT * (1 + Pd) \quad (5)$$

$$E_{total} = CT + PE \quad (6)$$

$$MD = \frac{E_{total}}{FC * 8760} \quad (7)$$

Donde:

- ❖ P: población
- ❖ NV: número de abonados
- ❖ IHV: índice de moradores por domicilio
- ❖ CE: coeficiente de electrificación (%).
- ❖ n: cantidad de años.
- ❖ i: tasa de desarrollo.
- ❖ CT: dispendio total.
- ❖ Pd: porcentaje de extravió
- ❖ MD: máxima demanda
- ❖ FC: factor de carga.

Tabla 4. *Cálculo de consumos de un domicilio*

Detalle	Unidad	Potencia (W)	Potencia Total (W)	Utilización diaria (h)	Energía (Wh-día)	Energía (kWh-mes)
Televisor	1	47.6	47.6	1	47.6	1.43
Radio	1	14.4	14.4	1	14.4	0.43
Iluminación interior	3	7.5	22.5	4	90.0	2.70
Cargador de celular	1	5.0	5.0	1	5.0	0.15
Equipo de Computo	1	65.0	65.0	1	65.0	1.95
TOTAL	7	139.5	154.5	8	222.0	6.66

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5. Conclusiones de Proyección de Mercadillo Eléctrico del sector.

COMUNIDAD	CUEVA BLANCA	
AÑO	2017	2040
Población Total	238	289
índice de Habitantes por vivienda	5	5
Abonados Totales	58	68
Coeficiente de electrificación	100%	100%

Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que el consumo eléctrico al día de cada vivienda es de 0.22 kWh/día, dando por las 58 viviendas sale un total de 12.87 kWh/día, más el 14.16 % de tolerancia es 2.12 kWh, llegando un total 15.00 kWh/día, donde requerimos un método fotovoltaico interconectado a la red de 15 kW. Esto se representa mejor en la siguiente tabla, donde agrupa el resultado más importante de la tabla anterior:

Tabla 6. Demanda de energía y máxima demanda del centro poblado.

COMUNIDAD	ENERGIA (MWh)	POTENCIA (kW)
Cueva Blanca	0.01287	12.87
TOTAL	0.01287	12.87

Fuente: Elaboración propia.

Dado que, el sistema fotovoltaico brinda la mayor cantidad de energía durante las horas del día, es necesario analizar el diagrama de cargas del centro poblado, para establecer las curvas de oferta (solar) y demanda (consumos), esto también sirve para dimensionar el sistema de interconectado con la red.

Ahora, es preciso obtener el diagrama de cargas, del análisis de los informes se obtuvo el siguiente diagrama de carga de la comunidad, la cual se presenta en la siguiente figura:



Figura 17. Diagrama de cargas.

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede notar, existen dos picos, uno al medio día justo al medio día y otro pico mucho mayor en la noche, a las 7 pm o 19 horas. Esto se debe tener en cuenta en el croquis del sistema fotovoltaico con el fin de obtener el sistema con mayor rendimiento posible.

Los datos que sirvieron para realizar el diagrama de la figura 17 están presente en la siguiente tabla:

4.2.4. Datos de la potencia

Tabla 7. Datos de la potencia diaria.

HORA	POTENCIA (kW)	POTENCIA-Ajustada (kW)
0	1.15	1.47
1	0.90	1.20
2	0.40	0.70
3	0.44	0.74
4	0.42	0.72
5	0.45	0.76
6	1.13	1.52
7	0.60	0.92
8	0.66	0.99
9	0.83	1.17
10	0.92	1.27
11	1.79	2.23
12	2.73	3.26
13	1.43	1.83
14	0.79	1.13
15	0.92	1.27
16	0.93	1.28
17	1.86	2.31

18	5.43	6.23
19	8.44	9.54
20	5.90	6.75
21	4.63	5.35
22	2.56	3.08
23	1.53	1.94
E-diaria	46.84	57.66
P-máx.	8.44	9.54
P-máx. diurna	2.73	3.26

Fuente: elaboración propia

Se ha coloreado de anaranjado a la mayor potencia registrada en todo el día, en este caso, el 8.44 kW con una energía total de 46.84 kWh. El pico diurno o máxima potencia registrada en horas del día ha sido de 2.73 kW. Estos datos representan el promedio de energía en un año, por ese motivo y dado que el sistema es interconectado a la red, se recomienda añadir una variación que va a depender de las costumbres de la población con respecto al uso de energía. En este caso, se analizó tomando una variación anual en el consumo del 10%, por eso, los datos de la tercera columna representan los datos con un incremento del 10%, y se realizó el dimensionamiento tomando esos datos como el peor día en el que se necesita energía. Entonces, la energía requerida para un día es de 57.66 kWh, con una máxima demanda diaria de 9.54 kW y una máxima demanda diurna diaria 3.26 kW.

4.2.5. Oferta y Demanda Eléctrica en el Sistema Fotovoltaico con interconexión a red.

Las técnicas solares fotovoltaicos ON-GRID o Grid Tie, son métodos de sincronización recta con una red habido (red de abastecimiento de fuerza a la carga), habitualmente dirigida por una compañía prestadora de oficios públicos de electricidad. Los métodos Grid Tie dan la baja recta del abastecimiento vigente en la carga, asimismo accediendo la adjudicación de sobrantes de potencia a la red de abastecimiento, esta intención hace de que estos métodos se encarguen implementar métodos de ordenación de energía para eludir los sobrantes o la puesta de medidores bidireccionales, lo cual dan la administración de la potencia ingresante como dispendio y la prominente como sobrantes. En la imagen siguiente

se permite notar la composición universal de un método solar fotovoltaico ON-GRID o Grid Tie.

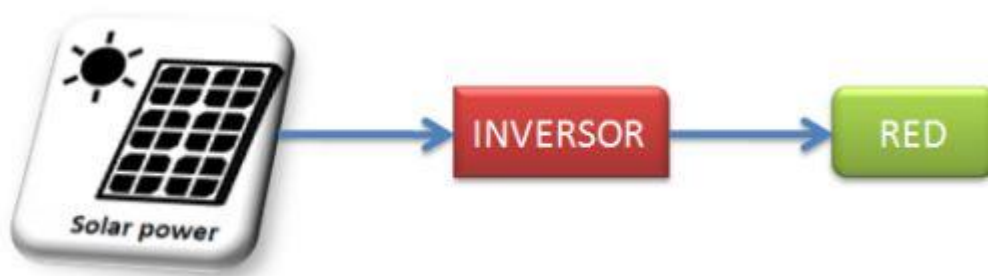


Figura 18. Croquis universal método ON-GRID o GRID TIE

Fuente: <https://www.google.com/search?q=on-grid+off-grid+diferencias&rlz=1C1SQJL>

Estos métodos dan traslado de energía recta, donde quiere manifestar que la potencia elaborada por el sector fotovoltaico se transmite con extravíos minúsculos a la Red. En el montaje de métodos empalmados a red, de introducción a red u ONGRID, se obligan tener en cómputo que el enlace se obliga hacer al lado del dispendio poseyendo en cómputo el grafico enseñado en la imagen abajo.

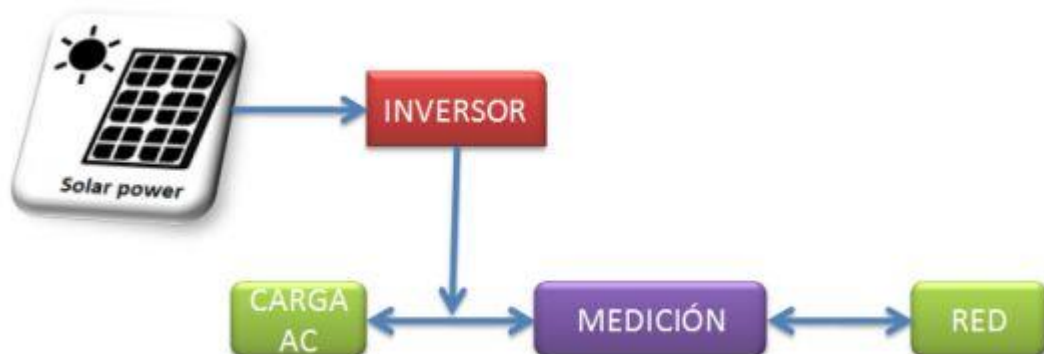


Figura 19. Diagrama general de conexión en sitio

Fuente: <https://www.google.com/search?q=on-grid+off-grid+diferencias&rlz=1C1SQJL>

Se puede observar el movimiento de energía pertinente al método, en el cual la potencia instalada por el método solar fotovoltaico se va en dirección al punto de elevado uso; en los métodos solares fotovoltaicos ON-GRID se obtienen las próximas examinaciones con afinidad a las propiedades energéticas, poseyendo en recuenta que el requerimiento hace mención a la potencia utilizada por la carga AC y la Potencia dada hace mención a la elaborada por el método solar fotovoltaico.

Tabla 8. *Propiedades de concesión de potencia de un método ON-GRID*

CARACTERÍSTICA ENERGÉTICA	ESTADO
Demanda > Entregada	La energía producida por el sistema FV es totalmente consumida por la Carga AC, pero presenta consumo de la RED.
Demanda < Entregada	La energía producida por el sistema FV presenta excedentes, los cuales pueden ser entregados a la RED.
Demanda = Entregada	La energía producida por el sistema FV es consumida en su totalidad por la carga AC, si presenta excedentes ni consumo de la RED.

Fuente: elaboración propia

Para el cómputo de los métodos solares fotovoltaicos ON-GRID o Grid Tie, se posee en cómputos las nociones de estudios de la potencia apreciada de adquisición, en el cual se permite obtener una reserva deficiente o íntegro, en concordancia a las cláusulas propuestas. A reanudación, se sugieren dos sucesos para explicar más claro la metodología de cómputo de métodos on Grid.

La demanda y la oferta de la energía eléctrica

La petición tiene que ver con los usuarios apetecen tener. Requerir significa estar presto a comprar, donde que adquirir es hacer realmente la transacción. La petición refleja un propósito, mientras que la compra establece una acción.

En cuanto a la oferta tiene que ver con las conclusiones en que las compañías anhelan producir y expender sus potencias eléctricas. Al igual el suceso de la demanda, al diferenciar a través de demandar y comprar, ahora obligamos requerir la semejanza entre ofrecer y vender. Ofrecer es tener el propósito o estar preparado a vender, entretanto que vender es crear ciertamente. La oferta agrupa la intensidad de venta de los fabricantes.

Tabla 9. Oferta y demanda eléctrica para los próximos 20 años en Excel

AÑO	POBLACIÓN	DEMANDA ESTIMA	OFERTA	DEFICIT
2021	238.000	52.36	15	37.36
2022	241.570	53.15	15	38.15
2023	245.194	53.94	15	38.94
2024	248.871	54.75	15	39.75
2025	252.605	55.57	15	40.57
2026	256.394	56.41	15	41.41
2027	260.239	57.25	15	42.25
2028	264.143	58.11	15	43.11
2029	268.105	58.98	15	43.98
2030	272.127	59.87	15	44.87
2031	276.209	60.77	15	45.77
2032	280.352	61.68	15	46.68
2033	284.557	62.60	15	47.60
2034	288.825	63.54	15	48.54
2035	293.158	64.49	15	49.49
2036	297.555	65.46	15	50.46
2037	302.019	66.44	15	51.44
2038	306.549	67.44	15	52.44
2039	311.147	68.45	15	53.45
2040	315.814	69.48	15	54.48

POBLACIÓN	238
TASA DE CRECIMIENTO POBLACIÓN	2%
CONSUMO PROMEDIO	0.22 kWh/día
Capacidad de energía Eléctrica:	15 kWh/día
Unidad de medida :	kWh/día

Población Actual:	238 habitantes
Capacidad energía eléctrica:	15 kWh/día
Tasa de crecimiento de la población (Aproximada):	2%
Consumo promedio:	0.22 kWh/día

Demanda para los próximos 20 años	
CASERIO CUEVA BLANCA-DISTRITO INCAHUASI-FERREÑAFE	

Fuente: elaboración propia (Microsoft Excel Proyecciones y Análisis Estadísticos)

4.3. Selección y dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico con interconexión a red para evaluar la electricidad a generar.

El diseño del sistema solar fotovoltaica planificada, se situará en el ámbito plana del Caserío Cueva Blanca. El alternador fotovoltaico permanece constituido por 01 generador fotovoltaico, contara de 30 indicadores Mono cristalinos marca MONO PERC VERTEX 505 W modelo TSM-DE 18M, y su energía supremo general del generador es de 1500 V DC (IEC). Los paneles fotovoltaicos se podrán encima de apoyos de metal fijos pero se les dará la amplitud de calibrar su declive manual por los profesionales encomendados de la colocación entre dos ubicaciones distintos de acuerdo al periodo del año en la que esté trabajando el alternador.

La colocación energética del diseño será solo una que va de los indicadores solares incluso el trazo de enlace a la red de baja tensión. El alternador fotovoltaico va puesto 3 ramificaciones en paralelo y cada ramificación poseerá de 10 indicadores colocados en serie, en la última de cada ramificación se pondrán fusibles y diodos de interrupción para la seguridad y luego las dos ramificaciones se juntaran en el cajón de enlace del alternador fotovoltaico lo cual distribuirán los cables al inversor .Este equipo inversor sustituto de la transformación de la intensidad continua producida por el generador fotovoltaico a intensidad alterna que se tendrá después a la red, se pondrá en un departamento de comprobación energético situado en un lugar adecuado próximo del generador, se ha conseguido que el inversor sea eficaz y cumple con la reglas y las categorías de funcionamiento correcto de los indicadores solares, como la condición de voltajes de ingreso al inversor, el voltaje elevado de ingreso, la intensidad supremo, etc. Para la seguridad de los equipamientos de la colocación como de los individuos encargados de su sostenimiento y funcionamiento, se seguirá las reglas de la electricidad de baja tensión actual, con la puesta de un interruptor diferencial y un interruptor universal manualmente en el enlace a la red de bajo voltaje, se seguirá asimismo los requerimientos de enlace de la compañía consignatario de la zona ENSA, ejemplo: la puesta de fusibles al ingreso de la red.

Se seguirá asimismo las normas universales para la seguridad de montajes eléctricas que se ven en el Estatuto Electrotécnico de Baja 80 Voltaje. Modelo: la puesta de fusibles, interruptor, seccionador, varistor, etc. en varias partes de la colocación solar. Por lo actual, se pedirá la aprobación de puesta por la empresa

de ENSA para el enlace de la fábrica solar fotovoltaica a la red de diminuto voltaje e colocar la energía producida por lo idéntico a dicha red.

4.3.1. Situación e Irradiación solar del sector

Se procede a seleccionar los componentes y la ubicación de la zona de la instalación. Como se quiere evitar pérdidas por transmisión, se ubica la instalación lo más cerca posible al caserío Cueva Blanca en un relieve óptimo para la instalación.

La figura inferior indica la zona seleccionada, que es la marcada con color rojo, por condiciones como el relieve de la zona, está dentro del caserío y está cerca a la comunidad Pampa grande la cual se encuentra interconectada. Las coordenadas de este lugar según Google Maps es -6.1132, -79.381, esto nos servirá para poder obtener los datos de radiación anual.

Figura 20. Selección de zona de central fotovoltaica



Fuente: Elaboración propia.

Mediante el uso de la plataforma web de la NASA, se obtuvo los siguientes valores:


Sitio INCAHUASI-FERREÑAFE LAMBAYEQUE (Peru)			
Origen de datos: <input type="text" value="Meteonorm 7.2, Sat=100%"/>			
	Irradiación global horizontal	Irradiación difusa horizontal	Temperatura
	kWh/m ² .día	kWh/m ² .día	°C
Enero	4.88	2.68	15.3
Febrero	5.16	2.43	15.1
Marzo	5.25	2.76	15.0
Abril	5.24	2.45	15.0
Mayo	5.16	1.91	15.0
Junio	5.25	1.65	14.4
Julio	5.42	1.77	14.2
Agosto	5.98	1.80	14.7
Septiembre	6.46	2.13	14.9
Octubre	6.37	2.04	15.2
Noviembre	6.22	2.11	15.2
Diciembre	5.46	2.52	15.5
Año 	5.57	2.19	15.0
	<input type="button" value="Pegar"/>	<input type="button" value="Pegar"/>	<input type="button" value="Pegar"/>

Figura 21. Datos atmosféricos de la Nasa para la zona seleccionada.

Fuente: NASA.

4.3.2. Diseño de la Central Fotovoltaica

Lo siguiente, se dará el croquis unifilar general del sistema de suministro de energía fotovoltaica.

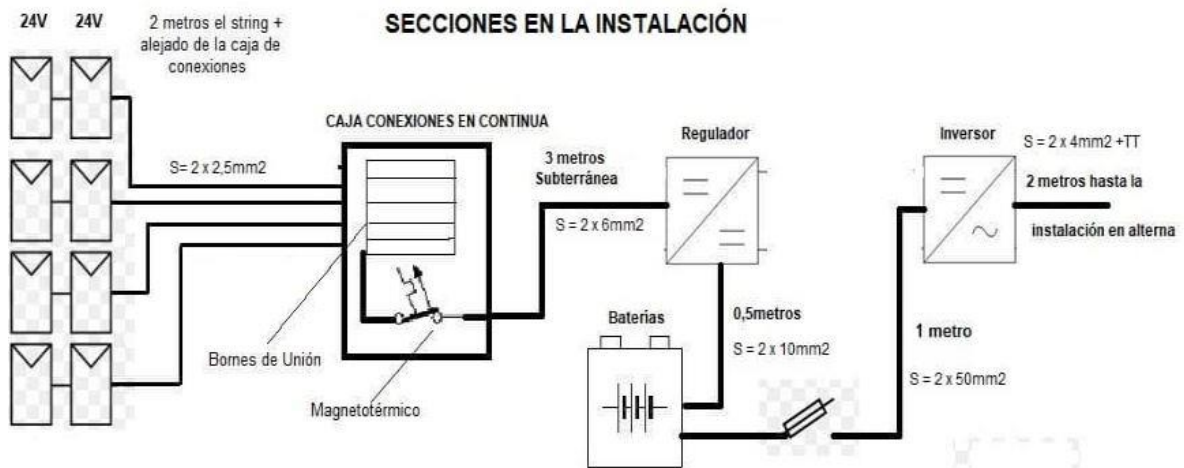


Figura 22. Sistema Suministro de energía fotovoltaica

Fuente: <https://www.areatecnologia.com/electricidad/cables-fotovoltaica.html>

4.3.3. Características y especificaciones técnicas del panel fotovoltaico

El mes con menor radiación es enero, lo que es coherente porque en ese mes cae el solsticio de invierno (21 de enero) que es el día con menor radiación en todo el año para el hemisferio Sur. Con los antecedentes de radiación se empieza a computar el número de módulos que se necesitan para la central, empleando la ecuación 8 y 9:

$$P_{pv(pico)} \geq \frac{E_{diaria}}{HSP_{min} \times PR}$$

$$P_{pv(pico)} \geq \frac{57.665}{4.88 \times 0.8}$$

$$P_{pv(pico)} \geq 14.77 \text{ kWp}$$

Ahora el número de módulos fotovoltaicos, como se va a realizar una central se recomienda seleccionar un módulo de gran potencia y accesible, en este caso, el módulo de 500 Wp. Entonces, el número de módulo es:

$$\#módulos_{max} \geq \frac{14.77}{0.5}$$

$$\#módulos_{max} \geq 29.54 = 30$$

La cantidad de módulos es un total de 30, dado que debe ser par, pero se debe de corroborar con el inversor a seleccionar para el proyecto y con la simulación, como el sistema va a funcionar interconectado a red.

4.3.4. Selección de inversor

El sistema obtenido de la simulación no difiere mucho del obtenido por los cálculos. Ahora, se necesita calcular el número de módulo para inversor. Dentro de las marcas de inversores para sistemas off grid a nivel mundial las más conocidas son SMA y VICTRON ENERGY. Sin embargo, de las dos mencionadas, la que mayor confianza a generado en redes aisladas y hasta en instalaciones para vehículos renovables (barcos, aviones) es VICTRON QUATTRO, por eso se empleará esa marca para dimensionar el sistema. Como es una central, el regulador utilizado será de la modelo SmartSolar MPPT 450/100 Tr VE Can con el inversor-cargador VICTRON QUATTRO 48/15000/200-100/100 230V VE.Bus, el cual entrega una potencia de 15 kVA.

Entonces, en base las fichas técnicas podemos obtener que el controlador de carga SMARTSOLAR MPPT RS es capaz de soportar 18A por entrada MPPT, teniendo dos entradas MPPT, y puede soportar 450V, conforme a los cálculos obtenidos se establece un total máximo de 30 módulos por controlador. En los que tenemos dos Strings (uno de 15 módulos y otro igual de 15) conectados en paralelo. Entonces, para calcular el número de controlador se tiene que dividir la cantidad de módulos que se requiere entre la cantidad de módulos que puede soportar cada regulador, obteniendo:

$$\#controladores\ de\ carga = \frac{\#módulos_total}{\#módulo_controlador}$$

$$controladores\ de\ carga = \frac{30}{15}$$

$$controladores\ de\ carga = 2$$

Además, se obtiene el siguiente diagrama eléctrico. Donde se muestra la conexión entre módulos y regulador. Como se mencionó anteriormente, se contará con dos string, uno de 15 y otro igual de 15, los cuales se conectará por un cable de 10 AWG hacia una caja de desconexión, la cual permitirá

colocar los sistemas de protección como los fusibles. Los cables siguen hasta llegar a la entrada de controlador de carga, el cual ira hacia el inversor monofásico.



Figura 23. Inversor Victron Quattro 48/15000/200-100/100 230V VE.Bus

Fuente: <https://www.solartopstore.com/products/victron-quattro-48-15000-200-100-100>

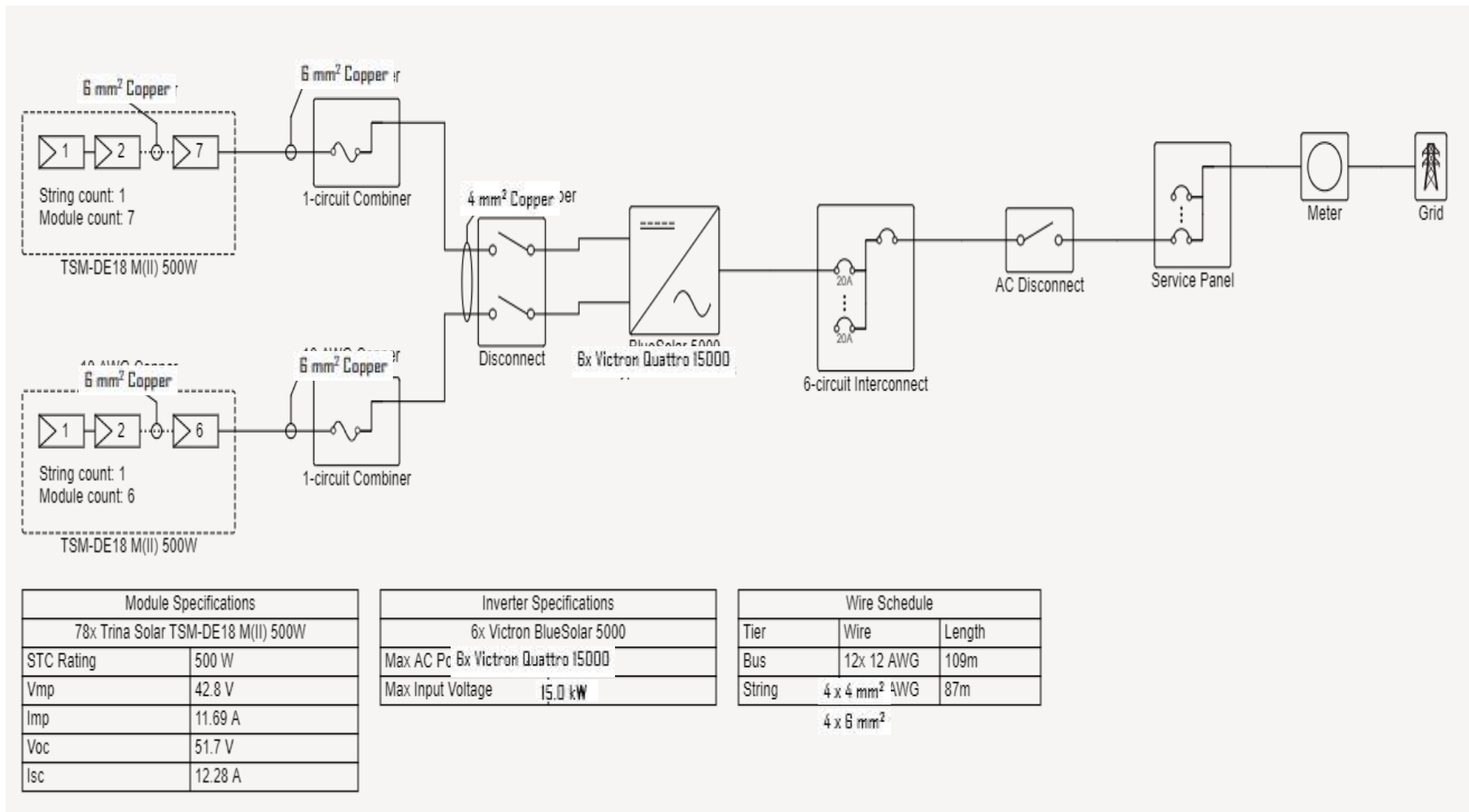


Figura 24. Conexión eléctrica realizada en Helioscope

Fuente: Base Helio Scope

4.3.5. Cableado-Conductores DC

Para la magnitud de los cables se debe calcular la corriente cuspide que fluirá por el conductor, y determinar la sección del cable que sea calificado de aguantar dicha corriente.

También, para tener en cuenta que la caída de voltaje admisible en cada uno de los circuitos este dentro de los parámetros requeridos, se debe considerar la distancia de los tramos para los conductores de CC.

4.3.5.1. Cálculo por capacidad de corriente (amperaje)

Para los conductores DC el amperaje de la corriente debe ser mayor a igual a la corriente de cortocircuito del string. Como se tiene que el string es de 12.28 A, el amperaje del conductor es de 12.28 A.

La temperatura de la longitud del cable, obrando a completa carga y en sistema estable, no compromete dominar en ningún instante el temperamento elevado aceptable retribuido de los elementos que se usan para el hermetismo del conductor. Este temperamento se define en las normas exclusivas de los conductores y habitúa ser de 70°C para conductores con protección termoplásticos y de 90°C para conductores con protecciones termoestables.

4.3.5.2. Caídas de tensión en los conductores de CC.

El movimiento de la intensidad a través de los cables, motiva un extravío de energía trasladada por el conductor, y una bajada de voltaje o disimilitud entre los voltajes en el inicio y final del conductor de entrega. Esta bajada de voltaje debe ser menor a las fronteras señalados por el código en cada sitio del montaje, con el objetivo de seguridad el trabajo de los receptores sustentados por el conductor.

Para métodos fotovoltaicos la bajada de voltaje en el circuito DC debe restringirse a 1% y en suceso final no debe rebasar el 3%. La regla dada para la deducción de la sección del cable en DC es:

$$S = 2 \cdot \rho \cdot \frac{PL}{U_{dc} * \Delta U_{dc}}$$

Donde:

- S: Sección trazada depende el principio de la bajada de voltaje elevada permisible en mm².
- ρ: Resistividad del cable a temperatura de prestación presidida para

el cable ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)

- P: Potencia activa prevista para la línea, en W.
- L: Distancia de la línea en m.
- ΔU_{dc} : Bajada de voltaje máxima aceptable en voltios.
- U_{dc} : Voltaje nominal de la línea.

La resistividad del cable a temperatura de trabajo presentada para el cable se puede adquirir del sucesivo catálogo

Tabla 10. Resistividad de Cables

MATERIAL	ρ 20°	σ 20°	TERMOPLASTICOS (PVC, poliolefinas Z1 o similares)		TERMOESTABLES (tipo XLPE, EPR, poliolefinas Z, silicona)	
			ρ 70°	σ 70°	ρ 90°	σ 90°
Cobre	0.018	56	0.021	48	0.023	44
Aluminio	0.029	35	0.033	30	0.036	28

Fuente: Manual de Electricidad, 2017.

En caso del sistema DC la caída de tensión adecuada para sistemas fotovoltaicos debe ser menor a 1% y, en ocurrencia final, no obliga elevar el 3%. Se tiene la siguiente tabla:

Tabla 11. *Porcentaje de bajada de voltaje permisible.*

DISTANCIA	MÁX BAJADA DE VOLTAJE ADMISIBLE	MÁX BAJADA DE VOLTAJE RECOMENDABLE
Generador - Regulador	3%	1.5%
Regulador – Inversor	1%	0.5%
Regulador – Consumos C.C.	3%	1.5%
Inversor – Consumos A.C.	3%	1.5%

Fuente: Manual de Electricidad, 2017.

Entonces, se procede a calcular la sección del conductor teniendo en cuenta que el string con la distancia más larga entre el arreglo solar y el controlador es de 35 metros:

$$S = 2 \cdot 0.018 \cdot \frac{(7 * 500) * 30}{(7 * 51.7)^2 * (1\%)} = 3.37 \text{mm}^2$$

Siendo que el conductor debe ser superior a 3.37 mm².

4.3.6. Conductores AC

Para el dimensionamiento del calibre apropiado de los conductores en corriente alterna se consideraron criterios importantes como:

4.3.6.1. Cálculo por capacidad de corriente

Se tomaron en cuenta las siguientes ecuaciones según el circuito a trabajar:

Para circuitos monofásicos

$$I_n = \frac{W}{V_{f-n} \times FP}$$

Para circuitos trifásicos

$$I_n = \frac{W}{\sqrt{3} \times V_{f-f} \times FP}$$

Lo cual:

- ✓ I_n = Intensidad nominal [A]
- ✓ W = Energía eléctrica general del método [W]
- ✓ V_{f-f} = Tensión entre fases [V]
- ✓ V_{f-n} = Tensión fase a neutro [V]

✓ FP = Factor de potencia

La potencia del inversor debe ser superior a 1,2 veces de la potencia puesta de los indicadores solares que requiere la población en el año 20.

4.3.6.2. Cálculo por bajada de voltaje

Una vez escogido el cable por capacidad de intensidad debe ver que efectué con la máxima bajada de voltaje admitida, que es <5% en este caso, para corriente alterna.

Se usan las sucesivas ecuaciones, sometiendo del circuito que se acorde:

Para circuitos monofásicos

$$S = c \cdot 2 \cdot \rho \cdot \frac{PL}{U_{dc} * \Delta U_{dc}}$$

Para circuitos trifásicos

$$S = c \cdot \sqrt{3} \cdot \rho \cdot \frac{PL}{U_{dc} * \Delta U_{dc}}$$

Dónde:

- ❖ P: Potencia (W).
- ❖ ΔU_{dc} : Caída de tensión (V).
- ❖ U_{dc} : Tensión (V).
- ❖ L: Longitud del circuito (m).
- ❖ C: Aumento de la resistencia en alterna (se permite tomar $c=1.02$).

Finalmente, si el cable escogido por capacidad de intensidad no realiza con la bajada de voltaje necesitada, se obliga volver realizar el cómputo por bajada de voltaje; pero actual con un cable de una sección transversal elevada hasta que realice con la bajada de voltaje necesitada.

En base a lo descrito y los datos obtenidos de la tabla 3, 4 y 5 se presenta el siguiente cálculo:

$$S = 1.02 \cdot \sqrt{3} \cdot 0.018 \cdot \frac{(45 \times 1000) * 50}{380^2 * 5\%} = 9.9 \text{ mm}^2$$

La distancia al transformador es de 50 metros. El conductor debe ser mayor a 9.9 mm^2 .

Los conductores seleccionados son:

Tabla 12. Conductores

STRING A INVERSOR	
Tipo de conductor:	Cable fotovoltaico H1Z2Z1-K
Sección:	6 mm ² - 12 AWG
Cuantía por circuito:	2 por string. Rojo y Negro
Voltaje de Operación	1.5kV
Aislamiento de los cables	Polietileno reticulado (XLPE) antillama. Libre de halógeno.
Capacidad de corriente en aire a 30°C	55 A
INVERSOR A TABLERO AC	
Tipo de conductor:	LSOH-80
Sección:	70 mm ²
Cantidad por circuito:	3-Trifásico (Rojo-R, Negro-S y Azul-T) y Neutro (Blanco)
Tensión de Operación	0.45/0.75 kV
Aislamiento de los conductores:	Termoplástico libre de halógeno (HFFR)
Cantidad de circuitos:	1
Capacidad de corriente en aire a 30°C	253 A
Capacidad de corriente en ducto a 30°C	165 A

Fuente: Manual de Electricidad, 2017, Fichas Técnicas.

Se escogió trabajar con el conductor LSOH-80 porque es un cable cero halógenos fabricados en base a las NORMAS TÉCNICAS PERUANAS, se sujetan en normas internacionales como las IEC y la EN. Las reclamaciones de confianza se consolidan en los ensayos de no propagación de la flama, emisión de humos y diminuta emisión de gases tóxicos. Se reclama de modo imperativo el uso de conductores tipo LSOH, Baja emisión de humos y gases tóxicos. Estos conductores eléctricos, hoy en día nombrados CERO HALOGENOS o LSOH por sus siglas en inglés (LowSmoke - Zero Halogen) necesario a que no abarcan los halógenos Fluor, Cloro, Bromo, Yodo, componentes que crean ácidos tóxicos y humos oscuros mientras la ignición. Los conductores Cero Halógenos obtienen propiedades de no propagación a la flama, con emisión de gases que no dificultan la visión y al igual periodo que no produzcan emisión de humos tóxicos en sucesos de acontecimientos y se ajustan absolutamente a las peticiones de seguridad personal,

debido a que colaboren a un ámbito seguro, así como a la custodia de componentes y equipamientos en ocasión de incendio.

4.3.7. Parámetros eléctricos para preferencia del cable

Factor de Bajada de Voltaje

Para circuitos monofásicos: $K = 2 (r^2 \cos a + X^2 \sin a)$
 $K = 2 (0,930 \cos 0,000021 + 0,114 \sin 0,000021)$

$$K = 1.86$$

4.3.8. Bajada de Voltaje

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

Lo cual:

K = Factor de bajada de voltaje

I = Intensidad que recorre el circuito en A
L = Distancia del tramo en m

$$\Delta V = 1.86 \times 162.56 \times 60 \times 10^{-3}$$

$$\Delta V = 9.14 \% = 18 \text{ V}$$

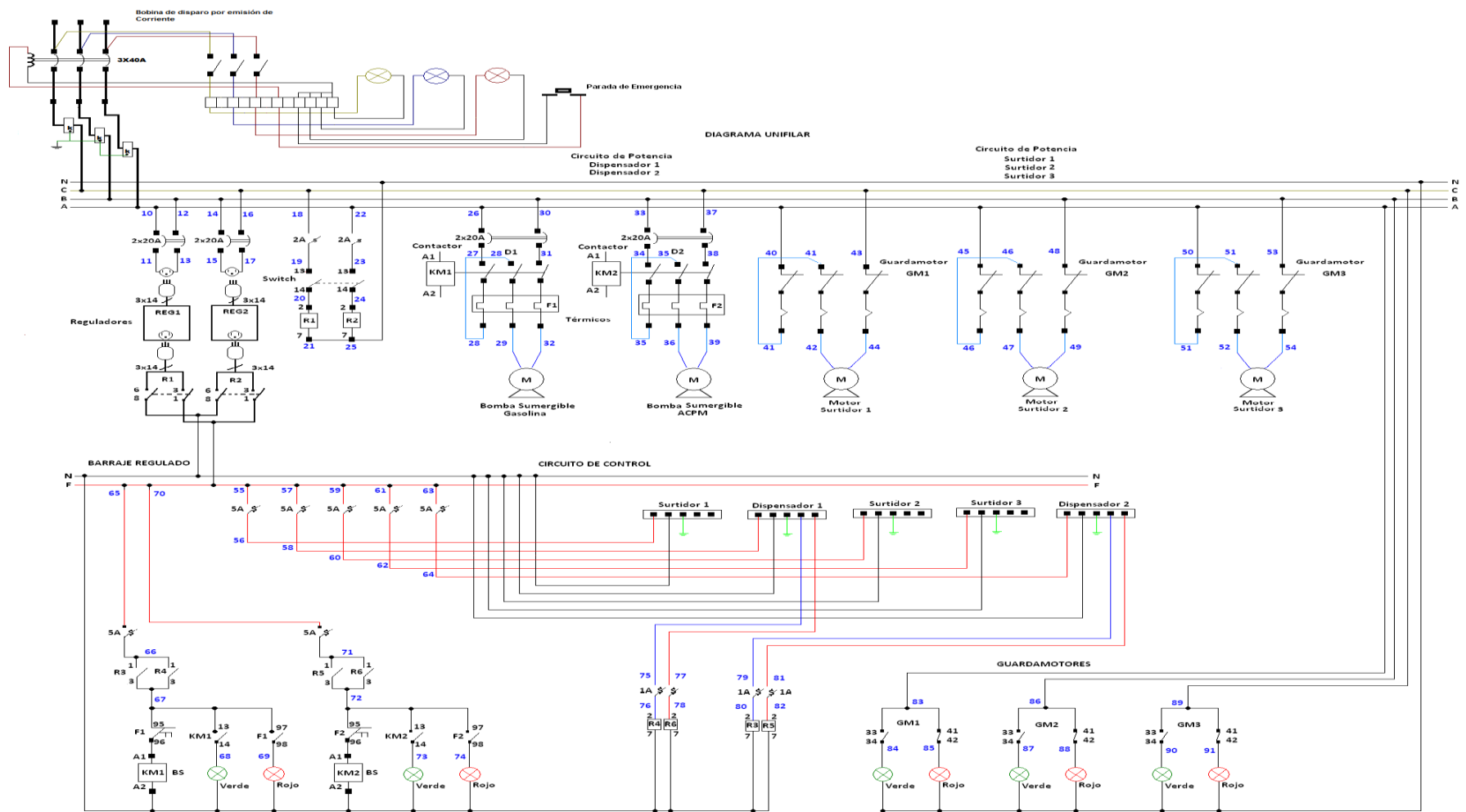


Figura 25. Tablero General del Sistema Diagrama Unifilar de potencia y control

Fuente: COES, 2021

4.3.9. Protecciones

4.3.9.1. Protecciones DC

Como criterio de dimensionamiento, se menciona la seguridad como punto importante en el diseño del sistema solar, por lo que se deben dimensionar las protecciones acordes a las normas establecidas en la NEC, tanto para proteger al cliente como a los equipos eléctricos.

Cada fuente de energía (arreglo solar e inversor) debe tener la posibilidad de aislarse del sistema por medio de un sistema de protección de sobre corriente y un sistema de desconexión que sea capaz de interrumpir la corriente máxima generada por los equipos.

4.3.10. Fusibles

Los fusibles son el amparo de strings más usada originan desactivar el circuito en suceso de avería.

- Obligación tener en concepto evidentes cláusulas primordiales (efectuar con EN 60269).
- Obligación tener una particularidad de estallido apropiada para preservar circuitos fotovoltaicos (gPV).
- Obligación establecerse en seccionadores con fusible determinados aptos de enfriar la energía que se supera en las deficientes situaciones de trabajo.
- Esta conclusión no elude plenamente el tránsito de intensidades inversas en los tipos, que por consecuente deben dominar tolerar evaluaciones al menos dos o tres veces I_{sc} (lo general de los tipos dispuestos en el mercadillo es coincidente con estos cálculos).
- Se debe tener en cuenta el siguiente criterio de dimensionamiento:

$$I_N = \frac{I_D}{k_t} \times 1.25^2 = \frac{12.28}{1} 1.25^2 = 19.19 \cong 20 A$$

Donde

- ✓ I_D : Intensidad de croquis, en nuestro suceso la I_{sc}
- ✓ I_N : Intensidad nominal del componente de protección.

- ✓ k_t : Coeficiente de temperatura (1 para temperatura promedio de 30 C).

Los inversores frecuentan enumerar con seguridad interior oposición sobrecorriente, pero la suma de fusibles a los strings supera la seguridad compensada y eluden que las seguridades interiores del inversor trabajen si se disparan, algo que posee la elaboración de potencia y necesitaría la participación de empleado especialista. Los fusibles deben contar con portafusible. En este caso, el valor comercial del fusible es de 15A.

4.3.11. Componente Protector obstáculo Sobre voltajes SPD

Los métodos fotovoltaicos, que suelen localizar en lugares peligrosos y, en las traducciones de elevada energía, en sectores grandes que están sometidos a la función atmosférica y logran producir perjudicados por sobre voltajes adquiridas por rayos. Para obviar incógnitas, es preferible colocar protectores oposiciones de sobre voltajes (SPD) en cada polaridad en dirección a tierra en las cajas de enlace una vez se evaluó los peligros posiblemente de aprobación con las normas EN 62305-2.

La impedancia de estos componentes altera en actividad del voltaje adaptada: en expectativa, su impedancia es demasiado elevado y se baja en ocasión de sobre voltaje liberando la corriente afiliada en torno a tierra. Es adecuado optar la especie apropiada de SPD con accesos de descarga que se adapten a las tasas de voltaje de trabajo del circuito. El hallarse de eficacia del equipamiento debe verse continuamente de modo local y en forma remoto si es obligación, utilizando artículos dotados con toques de señal remota.

Dado que, que la distancia entre la generación FV y el inversor es menor a 10m., no es necesario la instalación del SPD para el sistema fotovoltaico de este proyecto.

4.3.12. Captador Pararrayos

Debido a la gran extensión superficial de las instalaciones fotovoltaicas y a

su exposición a la intemperie, existe el riesgo de que reciban descargas atmosféricas, como los rayos. Es preciso diferenciar entre los efectos producidos por los denominados impactos directos de un rayo y los producidos por los indirectos (inductivo y capacitivo). La necesidad de protección pararrayos depende de las especificaciones de la normativa pertinente, por una parte y de la propia aplicación por la otra.

Las instalaciones montadas sobre el suelo como el sistema que estamos diseñando, también constituyen posibles blancos para los rayos, ya que las series de módulos que las componen ocupan una superficie muy extensa; en este caso, para impedir los impactos de rayos directos, se instalar un sistema de protección pararrayos externo en altura un parrayos, con torre auto soportado.

Tabla 13. Dimensiones de la torre según altura a instalar.

Referencia	Altura desde el suelo (m)*	Dimensiones	Dimensiones de la cimentación (m)	Material	Peso (kg)
AT-050C	14	0,73 x 0,73 x 8,5 m + 1½" x 5,5 m	0,9 x 0,9 x 1,85	Acero galvanizado	300
AT-051C	16	0,8 x 0,8 x 10,5 m + 1½" x 5,5 m	0,95 x 0,95 x 1,95	Acero galvanizado	390
AT-052C	18	0,87 x 0,87 x 12,5 m + 1½" x 5,5 m	1,02 x 1,02 x 2	Acero galvanizado	460
AT-053C	20	0,95 x 0,95 x 14,5 m + 1½" x 5,5 m	1,1 x 1,1 x 2	Acero galvanizado	560
AT-054C	22	1 x 1 x 16,5 m + 1½" x 5,5 m	1,15 x 1,15 x 2,05	Acero galvanizado	630
AT-055C	24	1,1 x 1,1 x 18,5 m + 1½" x 5,5 m	1,25 x 1,25 x 2,05	Acero galvanizado	725
AT-056C	26	1,15 x 1,15 x 20,5 m + 1½" x 5,5 m	1,3 x 1,3 x 2,1	Acero galvanizado	800

Fuente: PARARRAYOS Y ACCESORIOS at3w.com 42

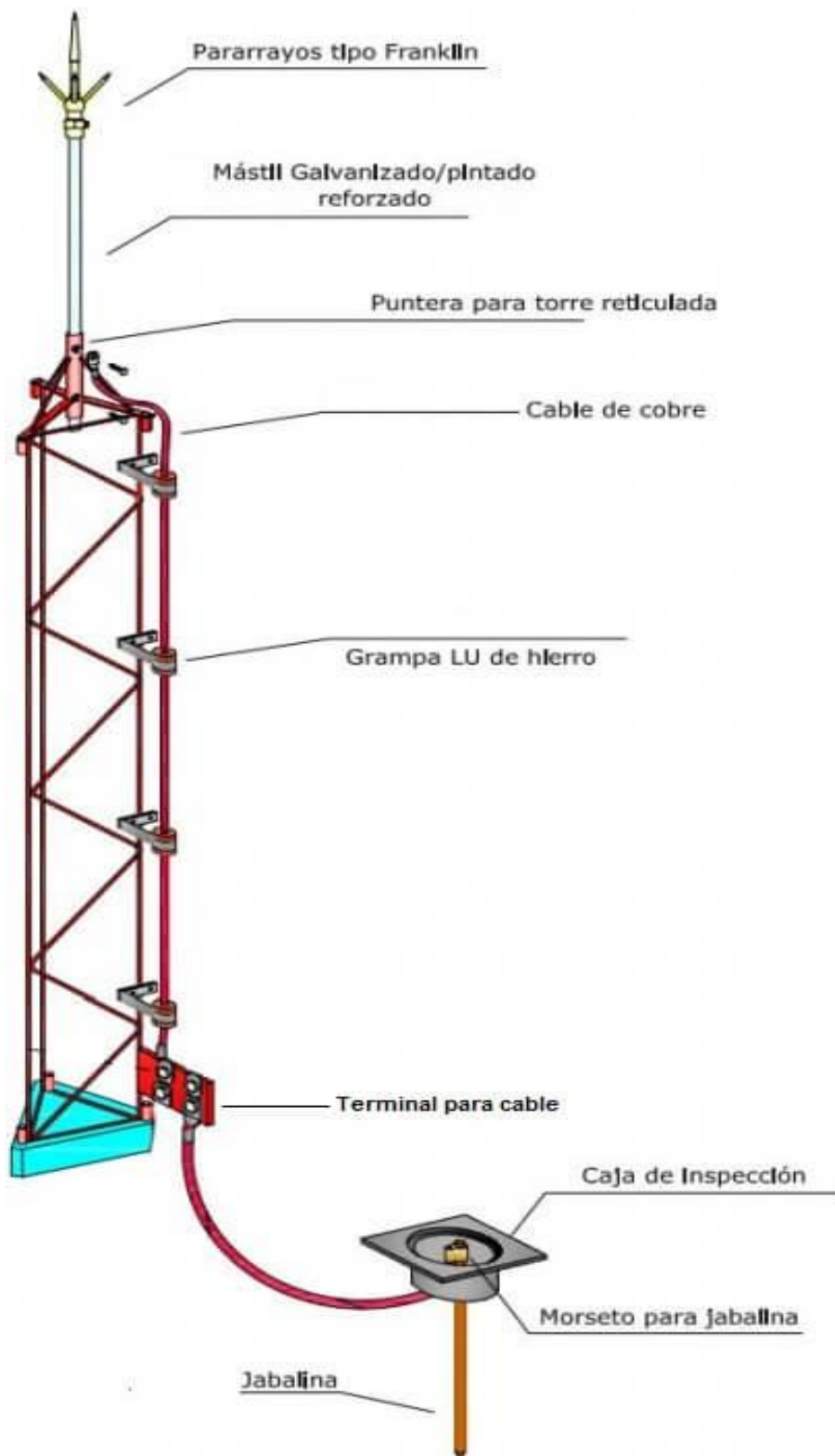


Figura26. Torre auto soportado con mástil pararrayos.

Fuente: Pararrayos-Pcenter Perú SAC

Altura de hasta 26 m. Diámetro del mástil de 1½". Principalmente adecuado el lugar en que no están admitidos las labores de soldadura. La elevación total del piso comprende la torre y el mástil de 6 m que se abastece. El montaje en primer punto se debe hacer una excavación para el cimiento (las dimensiones de esta excavación acatan de la elevación de la torre). El primer trozo esta embebido en la excavación y se debe permanecer hasta que fragüe el hormigón. La capa encima del hormigón conciso un diminuto pendiente para eludir la juntada de líquido. El saldo de la torre, se montara por partes o tramos de 3 mts. , con personal especialista.

El pararrayo a instalar es de Marca Franklin de tipo Tetrapuntal de 5/8", con aisladores de backelita y que cubre 1 km, a la redonda.

4.3.12.1. Protecciones AC

Para el cálculo de protecciones en AC se debe realizar igualmente el cálculo de corrientes máximas para poder aplicarle el factor de continuidad (1.25). Sin embargo, a diferencia de la corriente máxima de un string FV, se define como corriente máxima del inversor, como la corriente máxima nominal de salida especificada en las fichas técnicas de éste, y no es necesario multiplicarlo por el factor de condiciones externas, ya que es un equipo electrónico, en el cual la corriente máxima de salida está limitada por la electrónica de potencia y no se ve afectado por condiciones climatológicas externas.

4.3.13. Interruptores Termomagnéticos

Se colocarán 2 Interruptores Termomagnéticos. Uno en el tablero fotovoltaico AC a la salida del inversor. Y luego se colocará un interruptor en la interconexión en el Tablero General del proyecto. Ambos tendrán la misma corriente nominal.

$$I_N \geq 1.25 * I_D$$

$$I_N \leq I_C$$

Donde:

- I_N : Corriente nominal del interruptor
- I_D : Corriente de diseño
- I_C : Capacidad de corriente del conductor asociado

$$I_N \geq 1.25 * 68.4A$$

$$I_N \geq 85.5 A$$

El valor de capacidad del interruptor será el valor inmediato comercial, el cual es de 90 A.

4.3.14. Protecciones de Control

Para el control y monitoreo del sistema se instalará 1 Smart Meter por cada sistema, los cuales son alimentados por un circuito trifásicos. Para proteger los dispositivos se fusibles con portafusibles de 6 A, según recomienda el manual.

4.3.15. Posición a tierra de la colocación fotovoltaica instalada a red

La puesta a tierra en los sistemas eléctricos de suministro y utilización es fundamental para la protección de las personas que manipulan el sistema, el equipo y la instalación contra descargas eléctricas críticas. El sistema de puesta a tierra permite el flujo de corrientes de falla hacia tierra evitando sobrecargas en los equipos y una posible afectación a la continuidad del servicio.

El método de colocación a tierra de la técnica fotovoltaico irá conectado a la puesta a tierra en una loma o colina. A esta puesta a tierra se deben conectar todos los componentes del sistema fotovoltaico, entre ellas: módulos, estructuras e inversores.

Para la posición a tierra de los tipos y la armazón se implementará una conexión de enlace equipotencial y posteriormente se conectará este enlace a la puesta a tierra. Se deben seguir las siguientes consideraciones:

- Todos los módulos fotovoltaicos del sistema, las partes metálicas expuestas, las estructuras de módulos fotovoltaicos, el inversor, las carcasas de los equipos eléctricos y cualquier parte expuesta que pueda ser conductora en caso de falla deben ser conectados mediante el conductor de enlace equipotencial y puestos a tierra de protección.
- El sencillo montaje de los cuadros de los tipos a un armazón puesta en el pavimento no se da como una colocación a tierra eficazmente.
- El enlace equipotencial debe conectar todas las partes indicadas anteriormente mediante el conductor de enlace equipotencial. Deben usarse

terminales y uniones apropiados para unir los armarios y el equipo al conductor de enlace equipotencial y al conductor de puesta a tierra para garantizar la continuidad y la capacidad suficiente de la corriente de falla. Cada punto de unión es crítico: la falla de cualquier punto puede hacer que el método de postura a tierra del equipo, así como los dispositivos de protección contra sobrecorriente o protección contra falla a tierra no sean efectivos. El modo de conectar el conductor equipotencial es indicando más adelante.

- Los prototipos fotovoltaicos disponen en el marco de un orificio específico para su puesta a tierra, generalmente señalado mediante el símbolo de tierra (\perp). La conexión del conductor de seguridad a tierra en diferente agujero no es aconsejable debido a la protección de aluminio anodizado.
- Se recomienda utilizar un terminal de conexión de un material con baja resistencia eléctrica, en la mayoría de los casos debe utilizarse acero inoxidable siempre y cuando no produzca problemas de corrosión con el material del marco del módulo.
- Es recomendable que el conductor de protección a tierra no se atornille directamente al marco de los módulos de modo que se pueda quitar un módulo (por avería, mantenimiento, etc.) sin interrumpir la conexión a tierra del resto de la instalación.



Figura 27. Deficiente conexión a tierra.

Fuente: PARARRAYOS Y ACCESORIOS at3w.com 42

- El método recomendado para la conexión de módulos es utilizar un conector externo y unirlo al orificio de conexión a tierra marcado en el marco del módulo utilizando un tornillo de rosca de acero inoxidable. Normalmente, se debe conectar el conductor de enlace equipotencial (de cobre generalmente)

a cada terminal de conexión a tierra del módulo y a las terminales conectadas a las estructuras de soporte metálicas, y se continúa con el resto del sistema de conexión a tierra del equipo. La figura siguiente muestra conexiones correctas. Es recomendable que el conector externo a utilizar cuente con certificación UL-467.



Figura 28. Correcta conexión de tierra (perno partido)

Fuente: PARARRAYOS Y ACCESORIOS at3w.com 42

- El inversor, los reguladores y otros dispositivos dentro del sistema fotovoltaico también deben ser conectados utilizando los lugares específicos para la conexión del enlace equipotencial y la conexión de puesto a tierra.
- Las estructuras del sistema fotovoltaico deben conectarse al guía equipotencial y al guía de seguridad a tierra.
- El conductor de puesta a tierra del sistema fotovoltaico debe ser protegido bajo tubo con la de tipo tornillo de máquina que se acoplan con no menos de dos roscas sección requerida según el diseño.
- El conductor de tierra equipotencial EGC, será un conductor de cobre LSOH-80 para puesta a tierra de 6 mm².
- El sitio de puesta a tierra debe ser accesible en lo posible.
- La unión del conductor de unión principal al terminal de puesta a tierra puede hacerse mediante métodos que incluyen conectores de presión, barras de terminales, soldaduras exotérmicas, sujetadores o se aseguran con una tuerca, tornillos de máquina que forman roscas que se acoplan con no menos de dos roscas, conexiones parte de un conjunto listado y otros medios, recomendándose soldadura exotérmica.

- Los cables de seguridad deben instalarse al sitio de puesta a tierra del montaje, a la vez se instalara al electrodo universal de tierra (principal de prototipo pica o jabalina) mediante del cable de enlace.

4.3.16. Utilizando Baterías, concepto si fuese aislado el Proyecto

El mes con menor radiación es enero, lo que es coherente porque en ese mes cae el solsticio de invierno, que es el día con menor radiación en todo el año para el hemisferio Sur. Con los datos de radiación se procede a calcular el número de módulos que se necesitan para la central, empleando la ecuación.

$$P_{pv(pico)} \geq \frac{E_{diaria}}{HSP_{min} \times PR}$$

$$P_{pv(pico)} \geq \frac{119.13}{4.47 \times 0.8}$$

$$P_{pv(pico)} \geq 33.32kWp$$

Ahora el número de módulos fotovoltaicos, como se va a realizar una central se recomienda seleccionar un módulo de gran potencia y accesible, en este caso, el módulo de 500 Wp de la Trina. Entonces, el número de módulo es:

$$\#módulos_{max} \geq \frac{33.32}{0.5}$$

$$\#módulos_{max} \geq 66.6$$

La cantidad de módulos es un total de 68, dado que debe ser par, pero se debe de corroborar con el inversor a seleccionar para el proyecto y con la simulación. Como el sistema va a funcionar en modo aislado, se tiene que calcular el número de baterías necesarias para poder almacenar la energía y poder abastecer en las horas de la noche. Para calcular la capacidad de las baterías se realiza el siguiente cálculo:

$$Capacidad Ah = \frac{E_{diaria} \times DA}{DOD(\%) \times \eta \times V_{SIST}}$$

Donde, DA son los días de autonomía del sistema, en este caso es 1 día, DOD% es la profundidad de descarga de la batería y η es la eficiencia. Como se seleccionarán baterías de litio, estas poseen una profundidad de descarga de 90%.

Al ser una central, la barra DC de trabajo es de 48V, por lo que el sistema funciona a ese voltaje, con esos datos, se procede a obtener la capacidad:

$$Capacidad\ Ah = \frac{119.13 \times 1000 \times 1}{90\% \times 90\% \times 48}$$

$$Capacidad\ Ah = 3064\ Ah$$

Al tener la capacidad del sistema de baterías, se procede a calcular la cantidad de baterías que se requiere, y eso se obtiene de dividir la capacidad del sistema entre la capacidad de la batería. La batería Pylontech es la seleccionada porque es de litio (lo que es recomendable para sistemas fotovoltaico por su número de ciclos y la capacidad para cargar y descargarse diariamente), la cual trabaja a un voltaje de 48V y tiene una potencia de 3.5 kWh, lo que equivale a una capacidad de 73 Ah. Entonces el número de baterías es:

$$\#baterías = \frac{Capacidad\ Ah}{Capacidad_{BAT}}$$

$$\#baterías = \frac{3064}{73}$$

$$\#baterías = 42$$

El banco de baterías determinado es de 72. Pero este debe ser corroborado por la simulación. En este caso, se empleó el software PVSYST, porque considera la velocidad del viento, la humedad relativa, la nubosidad y otros parámetros meteorológicos para calcular el número de baterías y módulos del sistema con mayor detalle y precisión, obteniéndose lo siguiente:

Tabla 14. Datos obtenidos de la simulación de PVSYST.

VARIABLE	VALOR
Potencia pico del SFV	32.4 kWp
Capacidad del Banco de Baterías	2980 Ah

Fuente: Elaborado propia en base a PVSYS

El sistema obtenido de la simulación no difiere mucho del obtenido por los cálculos. Ahora, se necesita calcular el número de módulo para inversor. Dentro de las marcas de inversores para sistemas off grid a nivel mundial las más conocidas

son SMA y VICTRON ENERGY. Sin embargo, de las dos mencionadas, la que mayor confianza a generado en redes aisladas y hasta en instalaciones para vehículos renovables (barcos, aviones) es VICTRON, por eso se empleará esa marca para dimensionar el sistema. Como es una central, el regulador utilizado será de la modelo Smart Solar MPPT 450/100 Tr VE Can con el inversor-cargador VICTRON QUATTRO 48/15000 que es capaz de entregar una potencia de 15 kVA.

Entonces, en base las fichas técnicas podemos obtener que el controlador de carga SMARTSOLAR MPPT RS es capaz de soportar 18A por entrada MPPT, teniendo dos entradas MPPT, y puede soportar 450V, conforme a los cálculos obtenidos se establece un total máximo de 13 módulos por controlador. En los que tenemos dos strings (uno de 6 módulos y otro de 7 paralelos) conectados en paralelo. Entonces, para calcular el número de controlador se tiene que dividir la cantidad de módulos que se requiere entre la cantidad de módulos que puede soportar cada regulador, obteniendo:

$$\#controladores\ de\ carga = \frac{\#módulos_total}{\#módulo_controlador}$$

$$controladores\ de\ carga = \frac{68}{13}$$

$$controladores\ de\ carga = 5.2 \cong 6$$

Como se obtuvo un total de 6 controladores, se recalcula el número de módulos totales, que serían 78 módulos fotovoltaicos por lo que el arreglo fotovoltaico es de 39 kWp. En el caso de los inversores, se requieren de 3 inversores porque el sistema es trifásico y un total de 42 baterías.

Las baterías se corroboran mediante un análisis de la energía requerida cada día mediante una interacción de datos, que se han colocado en el Según ese análisis, con 42 baterías se tiene un sistema competente sin ninguna falla, siendo el día 16 de agosto del 2042 a las 6 am el día que presenta la menor carga en la batería con un valor de 10.57 kWh.

El sistema dibujado mediante el software web Helioscope se vería de la siguiente manera, en la que se tiene cuatro grupos de estructura, las dos primeras de la izquierda se de 20 módulos cada uno, igual que el grupo superior de la derecha, mientras que la restante tiene 18 módulos, completando el total de 78

módulos.

En conclusión para la instalación Aislada, saldría los costos muy elevados, ya que las baterías tienen precios muy caros, lo cual la población Cueva Blanca, no estaría apto en la economía para dicho Diseño.

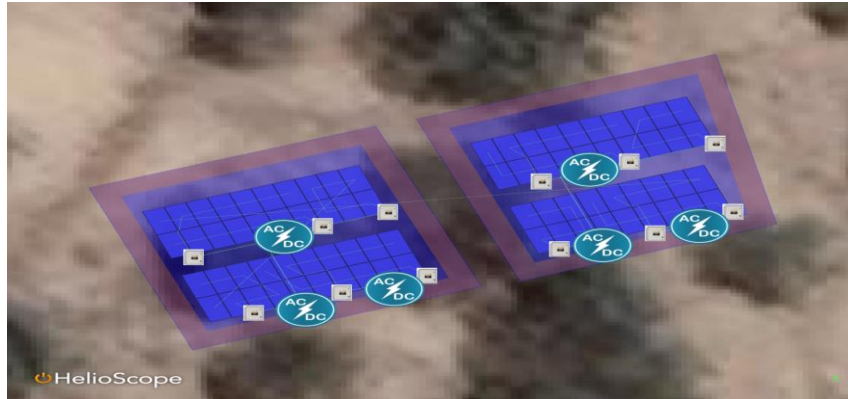


Figura 29. Ubicación Sistema Fotovoltaico

Fuente: Helio Scope

4.4. Evaluar el Costo-Beneficio de implementar el Sistema Fotovoltaico, para estimar la factibilidad Económica.

En la siguiente se procedió a hacer el estudio económico – financiero del diseño. Por lo tanto el análisis financiero accederá ver la facilidad inversionista del diseño dado para el “pueblo Cueva Blanca”. Lo cual se hará utilizando de paneles que permiten valorar el montaje del Método Fotovoltaico; los paneles que se utilizó son el Valor Actual Neto (VAN), el cual nos enseñara en el actual la valorización de los flujos de dinero del fondo usando una Tasa de Descuento; la Tasa Interna de Retorno (TIR) es diferente señal que se utilizó, donde simboliza el beneficio porcentual del diseño. Para realizar la utilización de estas señales, lo primero se continuará a dar los distintos entradas y salidas monetarias del diseño.

4.4.1. Presupuesto de la instalación

En este caso, se realizó considerando la alternativa de este sistema con interconectado a red, que es la opción más mejor para alimentar al centro poblado Cueva Blanca. La siguiente tabla indica los precios de los componentes y equipos que se utilizaran para construir o diseñar el sistema fotovoltaico interconectado a red, obteniendo lo siguiente:

Tabla 15. Transposición General del SFVI

CANT	UND	DETALLE DEL ELEMENTO	PRECIO (S/)	PRECIO TOTAL (S/)
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS				
14	UND	Panel solar Mono-Perc media celda, 500 Wp (TRINA-DE18M (II))	S/ 1500.00	S/21000.00
32	mts	Estructura de soporte de acero inoxidable	S/ 45.00	S/1344.00
UNIDAD DE CONTROL Y POTENCIA				
02	und	Inversor interconectado Victron Quattro 48/15000/200-100/100	S/ 10060.00	S/20120.00
INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y PUESTA A TIERRA				
PROTECCIONES				
		Fusibles,interruptor,descargadores	S/ 950.00	S/950.00
CABLES				
400	mts	Cable awg-10 x cada 100 metros	S/285.00	S/1140.00
200	mts	Cable awg-14 x cada 100 metros	S/125.00	S/250.00
150	mts	Tubo pvc pavco-diámetro 20mm- 3mts	S/4.50	S/225.00
PUESTA A TIERRA				
01	UND	Método puesta a tierra	S/595.00	S/595.00
TOTAL DE EQUIPAMIENTOS				S/45624.00
FOCOS LED				S/1000.00
MUDANZA				S/350.00
MANO DE TRABAJO-18%				S/8212.32
GASTOS COMPLETOS-5%				S/2281.20
BENEFICIO-10%				S/4562.40
FINANCIACION TOTAL				S/62029.92

Fuente: Elaboración propia

Entonces, el costo de capital o inversión para el proyecto es de S/ 62,029.00. Para proyectos de energía renovable se considera una tasa de interés del 4% (promoción de la energía) y mayormente los sistemas fotovoltaicos tienen un costo de operación y mantenimiento (OPEX) del 2.5% del costo de APEX. Con todos los datos dados, se continúa a realizar el flujo de caja.

4.4.2. Flujo de caja proyectado

Este flujo permitirá los ingresos y egresos netos que tiene el diseño durante los periodos de funcionamiento, en un futuro de 20 años.

Estructura del flujo de caja

Los componentes del flujo de caja son la inversión inicial, los varios ingresos y egresos que dan el periodo de operación del diseño.

4.4.3. Ingresos y egresos proyectados

Los ingresos que el diseño obtendrá se sacarán de los apoyos obtenidos al abandonar de usar focos fluorescentes en el aspecto de energía luz; lo cual que los egresos a sostener es la porción anual por la adquisición del banco, donde se verá con una tasa de interés máxima, la devaluación de los aparatos según su vida utilización y el trabajo y sostenimiento del método fotovoltaico.

Tabla 16. Vida útil de los equipos

VIDA UTIL DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA EN CASERIO CUEVA BLANCA					
	MODULOS	INVERSOR	CABLES	PUESTA A TIERRA	PROTECCIONES
VIDA UTIL (AÑOS)	20	20	20	15	20
PRECIO	21000.00	20120.00	-	-	-
DEPRECIACIÓN	819.00	784.68	-	-	-

Fuente: elaboración propia

La siguiente tabla 17 da a conocer los valores por sostenimiento y trabajo anual del Método Fotovoltaico enlazado a red.

Tabla 17. Precio por sostenimiento y ejecución anual

PRECIOS POR SOSTENIMIENTO Y EJECUCION ANUAL			COSTOS POR MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN ANUAL
Gasto anual de instalación-s/ en Caserío Cueva Blanca	Módulos PANEL SOLAR	Inversor	
	40	20	55

Fuente: elaboración propia

Presentamos un resumen de los flujos de cajas, con una tasa de interés al año de 10.50 %.

Egresos

Las salidas mensuales del croquis son por los importes de conservación.

Flujo de caja

Se propone una transposición en 20 años el movimiento de caja del diseño. La inversión inicial es de 62,030.00 Soles.

Tabla 18. Diseño de inversión en un flujo de caja

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Flujo de Ingresos		15,507.50	15,507.50	15,507.50	15,507.50	15,507.50
Flujo de Egresos	62,030.00	1,240.60	1,240.60	1,240.60	1,240.60	1,240.60
Flujo de Efectivo NETO	-62,030.00	14,266.90	14,266.90	14,266.90	14,266.90	14,266.90

	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Flujo de Ingresos	15,507.50	15,507.50	15,507.50	15,507.50	15,507.50

Flujo de Egresos	1,240.60	1,240.60	1,240.60	1,240.60	1,240.60
Flujo de Efectivo NETO	14,266.90	14,266.90	14,266.90	14,266.90	14,266.90

	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
Flujo de Ingresos	15,507.50	15,507.50	15,507.50	15,507.50	15,507.50
Flujo de Egresos	1,240.60	1,240.60	1,240.60	1,240.60	1,240.60
Flujo de Efectivo NETO	14,266.90	14,266.90	14,266.90	14,266.90	14,266.90

	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Flujo de Ingresos	15,507.50	15,507.50	15,507.50	15,507.50	15,507.50
Flujo de Egresos	1,240.60	1,240.60	1,240.60	1,240.60	1,240.60
Flujo de Efectivo NETO	14,266.90	14,266.90	14,266.90	14,266.90	14,266.90

Fuente: elaboración propia

4.4.4. Valor actual neto

El principio a una tasa de interés colectivo para un periodo de 20 años, se evaluara el proyecto con una tasa del 10%, el enunciado nos admite evaluar el Valor Actual Neto es:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

V_t representa los flujos de caja en cada periodo t .

I_0 es el valor del desembolso inicial de la inversión.

n es el número de periodos considerado.

k es el tipo de interés.

4.4.5 Tasa interna de retorno

La TIR se emplea como uno de los métodos para resolver sobre la aprobación o reprobación de un programa de cambio, donde es el indicativo de rentabilidad de esta, el enunciado para evaluar la Tasa Interna de Retorno es:

$$TIR = \sum_{T=0}^n \frac{Fn}{(1+i)^n} = 0$$

Para captar algo superior el cálculo de la TIR, hay que saber los términos VAN (Valor Actual Neto), que evalúa los movimientos de caja (ingresos menos gastos netos) deduciendo la tasa de interés que se mandó haber conseguido, disminuir la financiación preliminar.

Al quitar la tasa de interés se puede conseguir de otro cambio de inferior trance, toda ganancia superior a cero es a merced de los proyectistas o diseñadores referente de la financiación de inferior trance. Donde, si el VAN es superior a 0, vale invertir en el programa, el cual se consigue una ganancia superior.

Tabla 19. VAN Y TIR REALIZADO EN EXCEL

Inversión Inicial =		62,030.00		-62,030.00							
Flujo de Ingresos		A		Flujo de Egresos		B		Flujo de Efectivo Neto		A-B	
AÑO	VALOR	AÑO	VALOR	AÑO	VALOR	AÑO	VALOR	VAN		59,432.1622334234	
1	15,507.50	1	1,240.60	1	14,266.90						
2	15,507.50	2	1,240.60	2	14,266.90						
3	15,507.50	3	1,240.60	3	14,266.90						
4	15,507.50	4	1,240.60	4	14,266.90			TIR		23%	
5	15,507.50	5	1,240.60	5	14,266.90						
6	15,507.50	6	1,240.60	6	14,266.90						
7	15,507.50	7	1,240.60	7	14,266.90						
8	15,507.50	8	1,240.60	8	14,266.90			I=		10%	
9	15,507.50	9	1,240.60	9	14,266.90						
10	15,507.50	10	1,240.60	10	14,266.90						
11	15,507.50			11	1,240.60			11	14,266.90		
12	15,507.50			12	1,240.60			12	14,266.90		
13	15,507.50			13	1,240.60			13	14,266.90		
14	15,507.50			14	1,240.60			14	14,266.90		
15	15,507.50			15	1,240.60			15	14,266.90		
16	15,507.50			16	1,240.60			16	14,266.90		
17	15,507.50			17	1,240.60			17	14,266.90		
18	15,507.50			18	1,240.60			18	14,266.90		
19	15,507.50			19	1,240.60			19	14,266.90		
20	15,507.50			20	1,240.60			20	14,266.90		

Fuente: elaboración propia (Microsoft Excel Análisis estadísticos)

Tabla 20. *Resultado de Indicadores obtenidos*

ANÁLISIS ECONÓMICO	
INDICADOR	VALOR
LCOE	10%
VAN	59,432.16
TIR	23%

Fuente: elaboración propia

Se obtuvo un valor actual neto VAN de S/59,432.00, tasa interna de retorno TIR de 23% y costo nivelado de energía por kWh. Esto significa que el proyecto es rentable porque obtuvo un VAN positivo, un TIR superior a la tasa de interés. El caso del LCOE es el costo que cuesta generar 1 kWh de energía

V. DISCUSIÓN

Se realizó una evaluación para estimar el potencial del recurso solar de la zona, dentro de la provincia de Ferreñafe, cabe mencionar que dicha provincia se encuentra dentro del Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), para el periodo 2014 -2023.

Para analizar el relieve y ubicación geográfica óptima para el sistema fotovoltaico, se evaluaron las zonas aledañas de la provincia de Ferreñafe, empleando el programa Google Earth, determinando las coordenadas UTM del centro poblado siendo estas: 15361.4883 X y 9321324.324 Y para Cueva Blanca. Autores como Salvador y Horn (2021), también utilizaron este programa para determinar el lugar donde se instalará la planta fotovoltaica.

Según Karamov y Naumov (2020), para modelar una planta de energía solar en el pueblo de Innayaly, de la república de Yakutia, emplearon los datos de todo un año típico, obteniendo valores de radiación, temperatura, nubosidad y humedad; los cuales fueron proporcionados de la estación meteorológica del Centro Solar Australiano, de la ciudad de Alice Springs, de la misma para esta investigación se consultó la información geográfica de la NASA, para analizar el nivel de radiación del caserío de Cueva Blanca, y al día.

Por otro lado, Khandelwal y Shrivastava (2017), emplearon el software PVGIS para obtener los datos de irradiación del sector de análisis y realizar el dimensionamiento Señor de la Humildad. Para efectos de obtener los valores promedios de irradiación solar de los C.P, se realizaron mediciones de campo y se registraron tal y como lo muestra la tabla 2, el nivel de radiación de estas zonas oscila entre los 4 a 6.5 kWh/m² de irradiación del sistema fotovoltaico.

Ramírez, Barrera y Gómez (2017), realizaron un análisis económico, social, técnico y ambiental a los SFV aislados de las viviendas en la zona rural de Casanare, Colombia. Hizo uso de una metodología del tipo aplicada de campo y a la vez descriptiva, estudió de las 206 viviendas que contaban con un subsidio familiar de vivienda, utilizando cuestionarios encuestas, visitas a hogares y documentos gubernamentales; con la intención de determinar la demanda de energía en lugar,

para la propuesta de instalar una central fotovoltaica.

Para determinar la demanda de energía de las localidades se tiene que contabilizar cuantas familias residen en dichas zonas, para la estimación de este dato, utilizando la técnica de análisis documental se consultaron dos fuentes, la Dirección General de Electrificación Rural (DGER) del 2016, donde el centro poblado de Cueva Blanca cuenta con 85 viviendas, por otro lado el Instituto Nacional de Estadística e Informática, según el último censo realizado en el 2017, la población total de Cueva Blanca es de 238 personas en un total de 58 viviendas particulares, con esta última fuente se analizó la demanda de energía de cada centro poblado, cabe mencionar que se visitó la municipalidad del distrito de Incahuasi a fin de obtener datos del número de viviendas de las zonas donde tendrán suministro eléctrico de la central fotovoltaica, la municipalidad maneja la data del INEI. Estos datos fueron descritos en las tablas 1 y 3, cada tabla para un centro poblado, donde se tomaron en cuenta los siguientes indicadores / criterios: Cantidad de población, número de viviendas, tasa de crecimiento, habitantes por vivienda, pérdida de energía, factor de carga y sector típico, estos tres últimos según la normativa de servicios públicos de energía.

Determinada la cantidad de viviendas de los C.P Cueva Blanca se determinó la máxima demanda de energía siendo esta 12.87 kWh, con una potencia instalada de 15.00 kW. En la tabla 5, se pudo observar que la cantidad de energía proviene de la comunidad de Cueva Blanca, así como el mayor pico. También se establecieron las curvas de oferta solar y la demanda de energía o consumo de energía, para una mejor interpretación de estos valores se realizó con gráficas, donde se visualiza el diagrama de carga de dicha comunidad.

Para Khandelwal (2017), en su estudio de prefactibilidad enfocada a la electrificación rural mediante sistema para la aldea Khoti en la India, determinó el consumo energético para una población de 815 personas, siendo este 3062.18 kWh, la central fotovoltaica de 587.7 kWp, necesitó de un sistema de almacenamiento de 715 baterías de 125 089 Ah. El banco de respaldo o almacenamiento de energía, es muy importante en toda central fotovoltaica con la finalidad con la finalidad de obtener un sistema con el mayor rendimiento posible.

En la tabla 7, representa el promedio de potencia de energía diario, se han registrado los valores de potencia (kW), de todo un día, donde en horario nocturno se percibe la mayor potencia registrada 222 Wh, con una energía total de 6.66 kW.

Sánchez (2019), diseño una central solar con una capacidad de 10MW, para Iquitos, donde su sistema eléctrico propuesto es aislado, para este trabajo de investigación, se diseñó la central fotovoltaica con sistema aislado, como recomendación de un especialista, se añadió una variación del 10% del consumo, que será utilizada en eventos propios de las costumbres de cada comunidad.

La zona elegida, para instalar la central fotovoltaica, está cerca a los caseríos, con el valor de la demanda de energía se efectuaron los cálculos, siendo 30 módulos fotovoltaicos.

Un componente importante en la central fotovoltaica es el sistema interconectado a red, gracias a este sistema se garantiza una estabilidad de la red de distribución y transmisión, permitiendo un uso más eficiente de la generación existente, este componente hace viable económicamente la energía a partir de fuentes renovables, ya que los costos de electricidad son altos, en las horas punta.

Para poder comprobar el sistema de almacenamiento, se empleó el software PVSYST, el cual considera los siguientes parámetros, como: velocidad del viento, la humedad relativa, la nubosidad y otros parámetros meteorológicos, en la tabla 8, se registraron los resultados de la simulación, con una potencia pico del SFV de 32.4 kWp. Roche y Blanchard (2018), emplearon el software PVSyst, para el diseño y análisis de la central solar.

Para esta central fotovoltaica, el regulador utilizado será de la modelo SmartSolar MPPT 450/100 Tr VE Can, con el inversor-cargador VICTRON QUATTRO 48/15000 que es capaz de entregar una potencia de 15 kVA.

Para la representación gráfica del sistema fotovoltaico, se empleó software web Helioscope, en la figura 10, se aprecia la distribución de los módulos, en la que se tiene dos grupos de estructura, las dos de 15 módulos cada uno, completando el total de 30 módulos.

Para el dimensionamiento apropiado de los conductores de corriente directa del sistema, se consideraron criterios relevantes como la ampacidad, se determinó la capacidad de corriente del conductor o ampacidad, siendo esta 12.28 A, para determinar la sección del conductor se tuvo en cuenta la distancia entre el arreglo solar y el controlador, según cálculos efectuados para una distancia de 35 metros, el calibre del conductor eléctrico es de 4.0 mm².

La caída de tensión máxima permitida para corriente alterna, es <5%. En cuanto a las protecciones del sistema de corriente directa, los fusibles de 15 A, deberán ser instalados en seccionadores, capaces de disparar en las peores condiciones de operación. Por otro lado, para evitar problemas por actividad atmosférica y sobretensiones generadas por rayos, se instalarán benefactores oposición sobre voltajes (SPD) en cada polaridad hacia tierra en los cajones de unión una vez se ya han calculado los peligros normalmente de conforme con las normas EN 62305-2.

VI. CONCLUSIONES

1. A través del estudio de la radiación mensual en Incahuasi se pudo determinar que la mínima radiación captada fue de 4.47 kWh/m²/día y la más alta registrada fue de 5.86 kWh/m²/día, además, se pudo comprobar que la radiación solar anual media en Incahuasi fue de 5.35 kWh/m²/día lo que evidencia un factor positivo para la instalación de la planta fotovoltaica ya que los valores mínimos de radiación aceptados para este tipo de instalaciones son de 3.0 y 4.0 kWh/m²/día.

Se realizó una medición de la zona de estudio y se comparó con la base de datos de NREL (National Renewable Energy Laboratory – EE. UU), donde, la desviación estándar de los datos es de 11.64 entre el valor predicho y el valor observado, lo que significa un error de ± 11.64 de irradiancia.

2. Según la base de datos de INEI del año 2017 se estima la presencia de 230 viviendas en los centros poblados de Cueva Blanca (58) además, como se ha mencionado goza de una posición geográfica estratégica para la instalación de la planta de energía fotovoltaica para suministrar energía a los centros poblados de Cueva Blanca, además se ha podido comprobar que estos hogares investigados cuentan con los siguientes dispositivos: televisor, radio, iluminación interior como focos, cargadores de celulares y equipos de cómputo.

Según el programa Google Maps, se determinó el lugar donde se instalará la central fotovoltaica, siendo sus coordenadas: -6.1132, -79.381, situándose cerca al caserío Cueva Blanca.

3. Según los cálculos efectuados, se determinaron los componentes para central fotovoltaica, con un total de 2 controladores, se recalcula el número de módulos totales, que serían 30 módulos fotovoltaicos por lo que el arreglo fotovoltaico es de 15kWp. En el caso de los inversores, se requieren de 2 inversores el sistema. El calibre del conductor eléctrico es de 4.0 mm², se instalarán seguros contra sobre voltajes (SPD) por polaridad hacia tierra en los cajones de enlaces. No se consideró la instalación del pararrayos para el

sistema fotovoltaico de este proyecto.

4. En cuanto al análisis económico del proyecto, tuvo un costo de inversión total de S/ 62029.92. Siendo este un proyecto de energía renovable se considera una tasa de interés del 4% (promoción de la energía) y mayormente los sistemas fotovoltaicos tiene un costo de operación y mantenimiento (OPEX) del 2.5% del costo de APEX. Con todas las referencias dadas, se continúa a realizar el flujo de caja.

El VAN es de S/ 59,432.16, una TIR de 23% y costo nivelado de energía, lo que significa que el proyecto es viable, teniendo un valor actual neto positivo, una tasa de interna de retorno superior a la tasa de interés.

VII. RECOMENDACIONES

1. Se recomienda a la municipalidad de Incahuasi, proponer los resultados de la presente investigación como un expediente de inversión público.
2. Se recomienda a las autoridades competentes, a realizar estudios cada año sobre el crecimiento poblaciones en lugares donde no hay servicio eléctrico.
3. Se recomienda realizar un análisis a futuro, para detallar el aumento de demanda del caserío Cueva Blanca, ya que los pobladores optarán por tener en sus hogares tecnología lo que conlleva a una nueva demanda. Si se diera este caso se reemplazarían los reguladores dependiendo de la nueva potencia requerida.
4. Se recomienda capacitar a los moradores del caserío en temas de mantenimiento y operación de la central fotovoltaica, a fin de reducir los costos.
5. Se recomienda a las entidades gubernamentales apoyar a este tipo de proyectos, para mejorar la calidad de vida de los pobladores de la serranía de Lambayeque, y desde luego contribuyendo al uso de energía limpia.
6. Se incentiva a los estudiantes a la investigación de nuevos avances tecnológicos para el desarrollo de sistemas de generación de energía eléctrica no convencionales.

REFERENCIAS

1. Abad, M., & Flores, M. (2016). Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico autónomo para reducir el consumo de combustible en la plataforma de descarga de la pesquera Exalmar-Chimbote Perú. Chimbote.: Tesis de grado.Universidad Nacional del Santa. Recuperado el 29 de septiembre de 2021, de <http://repositorio.uns.edu.pe/handle/UNS/2637>.
2. Agurto Sánchez, E., Cauti, H., León, A., Ortiz, E., & Sandoval, M. (2019). Analisis del ingreso de una central de generación eléctrica de 10 MW con fuente renovables no convencionales como proyecto piloto para el sistema eléctrico aislado de Iquitos. Lima: Universidad ESAN. Recuperado el 29 de septiembre de 2021, de <https://repositorio.esan.edu.pe//handle/20.500.12640/1511>.
3. Andina. (2021). Paneles solares generarán energía eléctrica a 100,000 familias rurales. Agencia Peruana de Noticias Andina. Obtenido de <https://andina.pe/agencia/noticia-paneles-solares-generaran-energia-electrica-a-100000-familias-rurales-832100.aspx>.
4. Anuradha, T. (2020). Advances in Smart Grid Power System. Network,Control and Security. Recuperado el 29 de septiembre de 2021, de <https://www.elsevier.com/books/advances-in-%20smart-grid-power-system/tomar/978-0-12-824337-4>.
5. Bakundukize, A., Twizerimana, M., Bernadette, D., Pierre, B., & Theoneste, N. (2021). Design and Modelling of PV Power Plant for Rural Electrification in Kayonza, Rwanda. Journal of Energy Research and Reviews. doi:10.9734/jenrr/2021/v7i430197.
6. Barboza, C. (2019). Análisis para la dotación de energía fotovoltaica para autoconsumo de la Institución Educativa Cristo Rey Chiclayo. Lambayeque.: Universidad Pedro Ruiz Gallo. Recuperado el 29 de septiembre de 2021, de <http://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/8026>.
7. Beltran Castañon, N., Tinajeros Salcedo, M., & Morante Trigoso, F. (2016).

Análisis Económico de un Sistema Fotovoltaico conectado a la red en Arequipa. Arequipa: XXIII Simposio Peruano de Energía Solar y del Ambiente.

8. Díaz, A. (2018). Dimensionamiento de una minicentral solar fotovoltaica aislada para el suministro de energía eléctrica al centro poblado Guarrago ubicado en el distrito de Súcota, provincia de Cutervo, departamento de Cajamarca. Lambayeque.: Universidad Pedro Ruiz Gallo. Recuperado el 29 de septiembre de 2021, de <http://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/2502>.
9. Díaz, M. (2017). Diseño de un sistema fotovoltaico para suministrar energía eléctrica al caserío Laquipampa Bajo Incahuasi, 2017. Chiclayo: Tesis de grado. Universidad Cesar Vallejo. Recuperado el 29 de septiembre de 2021, de <https://repositorio.ucv.edu.pe/handle/20.500.12692/17253>.
10. El Comercio Perú. (2021). Organizaciones ambientales presentan proyecto para promover el uso de energías renovables en el Perú. Lima: El Comercio Perú. Obtenido de <https://elcomercio.pe/lima/sucesos/organizaciones-ambientales-presentan-proyecto-para-promover-el-uso-de-energias-renovables-en-el-peru-noticia/>.
11. Flores, R. (2018). Diseño de un Sistema fotovoltaico para el suministro de Energía Eléctrica a la localidad de Paruque Bajo-Sector La Tuna, Distrito de Julcán. Trujillo.: Tesis de grado. Universidad Cesar Vallejo. Recuperado el 29 de septiembre de 2021, de <https://repositorio.ucv.edu.pe/handle/20.500.12692/25299>.
12. Gamarra, G. (2019). Dimensionamiento de un sistema híbrido eólico fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica del centro poblado Siete Techos ubicado en el Distrito de Reque-Chiclayo-Lambayeque. CIME-UNPRG. Recuperado el 22 de septiembre de 2021, de <https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/4538>.
13. García Ruiz, H. (2018.). Dimensionamiento de un sistema energético autosuficiente para un usuario residencial urbano. Piura.: Tesis de

- Grado.Universidad de Piura. Recuperado el 29. de septiembre. de 2021., de <https://pirhua.udep.edu.pe/handle/11042/3504>.
14. Gestión. (2019). Concytec y Banco Mundial financian estudio de tecnologías para climas en Perú. PERÚ.Gestión. Obtenido de <https://gestion.pe/peru/concytec-y-banco-mundial-financian-estudio-de-tecnologias-fotovoltaicas-para-climas-en-peru-noticia/>.
 15. Gonzales, J., Perez, R., Santos, A., & Gil, M.-A. (2013). Centrales de Energías Renovables. Pretince Hall. Obtenido de <https://www.amazon.com/-/es/Jose-Antonio-Carta-Gonzales/dp/B00LEXDMRK>.
 16. Hatziargyriou, N. (2014). Microgrids:Architectures and Control. Wiley-IEEE,1. Recuperado el 11 de abril de 2021, de <https://ieeexplore.ieee.org/book/6685216>.
 17. Huamán Mendoza, G. (2020). Diseño de un sistema fotovoltaico on grid de autoconsumo e inyección 0 conectado a la red eléctrica del centro de salud Haqira,Apurimac 2020. Lima.: Universidad Tecnológica del Perú. Recuperado el 29 de septiembre de 2021, de <http://repositorio.utp.edu.pe/handle/20.500.12867/3797>.
 18. Karamov, D., & Naumov, I. (2020). Modeling a Solar Power Plant with Regard to Changes in Environmental Parameters. Power Technology and Engineering. doi:10.1007/s10749-020-01249-0.
 19. Khandelwal, A., & Shrivastava, V. (2017). Design and assessment of solar photovoltaic system for a village of Rajasthan. International Conference on Circuit,Power and Coputinf Technologies (ICCPCT). Obtenido de <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8074274>.
 20. López, E. (2018). Generación distribuida:tecnologías de generación y sistemas de almacenamiento de energía. Sevilla.: Tesis de grado.Universidad de Sevilla. Recuperado el 29 de septiembre de 2021, de <https://idus.us.es/handle/11441/85419>.

21. Lossio, G. (2016). Diseño de un Sistema Solar Fotovoltaico Aislado para Suministrar de Energía Eléctrica al Caserío Señor de la Humildad Distrito de Incahuasi-Lambayeque. Chiclayo.: Tesis de Grado.Universidad César Vallejo. Recuperado el 29 de septiembre de 2021, de <https://repositorio.ucv.edu.pe/handle/20.500.12692/17265>.
22. Marcelo, B. (2019). Propuesta de implementación de un sistema fotovoltaico para reducir costos de energía en la caseta de bombeo de agua potable de la Universidad Nacional de Piura. Piura.: Tesis de Grado.Universidad Cesar Vallejo. Recuperado el 29 de septiembre de 2021, de <https://repositorio.ucv.edu.pe/handle/20.500.12692/49710>.
23. Marcelo, B. (2019). Propuesta de implementación de un sistema fotovoltaico para reducir costos de energía en la caseta de bombeo de agua potable de la Universidad Nacional de Piura. Piura.: Tesis de grado.Universidad César Vallejo. Recuperado el 29 de septiembre de 2021, de <https://repositorio.ucv.edu.pe/handle/20.500.12692/49710>.
24. Matos, O., & Vargas, G. (2018). La Generación Distribuida como forma de acceder al autoconsumo eléctrico a pequeña escala. Revista Peruana de Energía No.7. Obtenido de <http://www.santivanez.com.pe/rpdenergía7/>.
25. Méndez, M. (2017). Diseño de un sistema fotovoltaico estándar para alimentación con energía eléctrica a viviendas en el Distrito de Sanagoran-Sánchez Carrión-2017. Trujillo.: Universidad Cesar Vallejo. Recuperado el 29 de septiembre de 2021, de <https://repositorio.ucv.edu.pe/handle/20.500.12692/23056>.
26. Potes, P., & Proaño, X. (2020). Design of a Photovoltaic System Connected to the Grid in the Engineering Faculty Facilities of the Technical University of Cotopaxi. (Vols. 16,no.2). Revista Energía.
27. Ritchie, H., & Roser, M. (2020). Energy.Our World in Data. En línea. Obtenido de <https://ourworldindata.org/electricity-mix>
28. Roche, O., & Blanchard, R. (2018). Design of a solar energy centre for

- providing lighting and income-generating activities for off-grid rural communities in Kenya. (Vol. 118). *Renewable Energy*. doi:10.1016/j.renene.2017.11.053.
29. Rúa Ramirez, E., Barrera Siabato, A., & Gómez Orduz, M. (2017). Analisis técnico,socioeconómico y ambiental de la electrificación con energía solar fotovoltaica aislada para vivienda rural en Hato Corozal,Cazanare. (Vols. 8,no.1.). Colombia: *Revista de Investigación Agraria y Ambiental*. doi:10.22490/21456453.1853.
30. Salvador Tixe, C., & Mutschler, M. (2021). Propuesta tecnologica para la implementación de una planta fotovoltaica de 4.5 kwp para la comunidad rural altoandina San Francisco de Raymina. (Vols. 31,no.1.). Ayacucho-Perú.: *TECNIA*. doi:10.21754/tecnia.v21i1.1104.
31. Valencia, V. (2018). Localización y tamaño óptimo de generación distribuida mediante la reducción de la cargabilidad en redes de distribución. En línea. Recuperado el 29 de septiembre de 2021, de <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/15003>.
32. Wang, X., Rhee, H., & Ahn, S.-H. (2020). Off-Grid Power Plant Load Management System Applied in a Rural Area of Africa. (Vols. 10,no.12.). *Applied Sciences*. doi:10.3390/app10124171.
33. Zakeri, B., Cross, S., Dodds, P., & Gisse, G. (2021). Policy options for enhancing economic profitability of residential solar photovoltaic with battery energy storage. (Vol. 290.). *Applied Energy*. doi:10.1016/j.apenergy.2021.116697.

ANEXOS

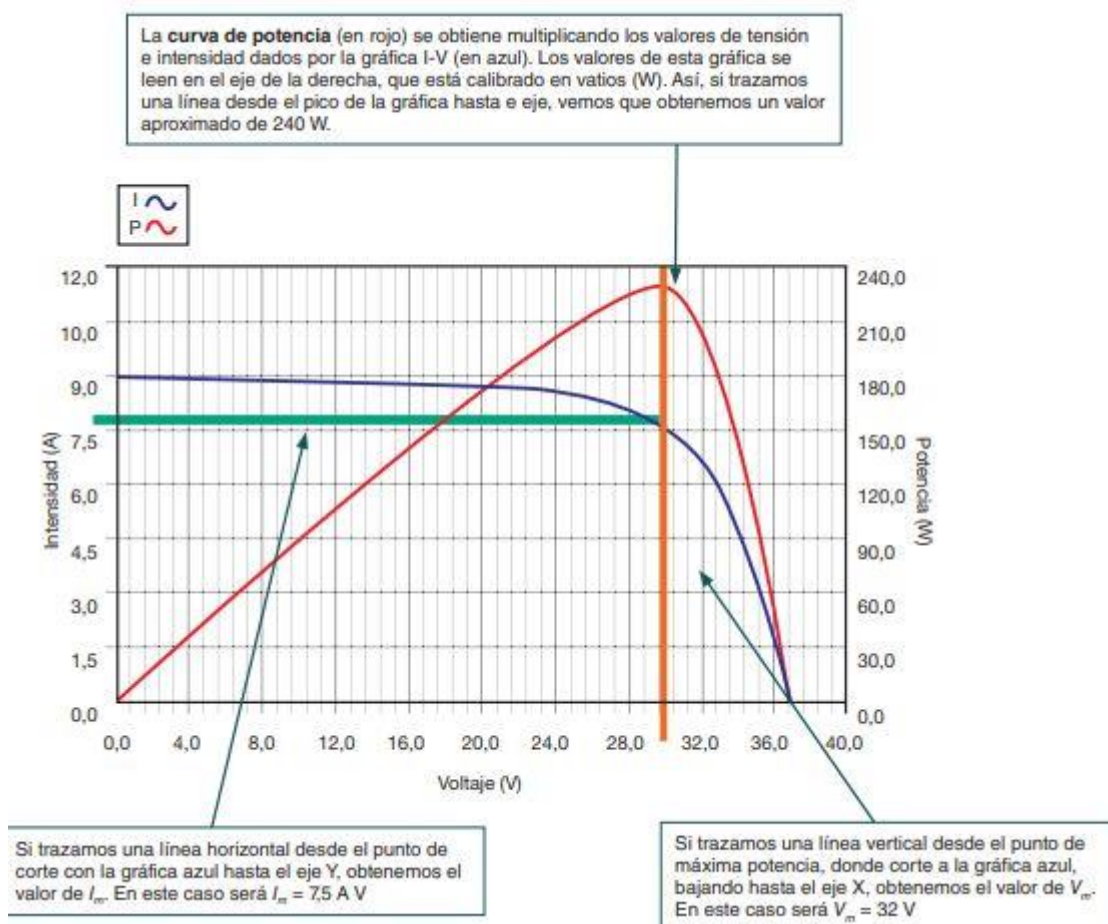
Anexo 1. Variables Independiente y Dependiente

Variable	Definición Conceptual	Definición Operacional	Dimensión	Indicadores	Escala de Medición
Variable Independiente	Diseño de Sistema Fotovoltaico interconectado a Red.	Se define como un conjunto de dispositivos que utilizan la energía del sol y la convierten en energía eléctrica, la cantidad de conversión dependerá de la irradiación solar, las horas del sol, la cantidad de paneles o de la orientación.	Energía Solar	Ángulo de inclinación optima	Razón
				Radiación solar	Razón
			Diseño Eléctrico	Numero de paneles solares del sistema fotovoltaico	Razón
				Numero de baterías del sistema fotovoltaico	Razón
				Numero de inversores de voltaje del sistema fotovoltaico	Razón
Variable Dependiente	Electrificación del Caserío Cueva Blanca del distrito de Incahuasi.	Se define como el conjunto de elementos que alimentan de energía eléctrica segura y de calidad hasta el punto de consumo (Flores Rodríguez 2018).	Es la energía eléctrica que será distribuida por medio de líneas de transmisión y consumida finalmente por la población.	Suministro de energía eléctrica	Razón
				Potencia eléctrica requerida (kW)	

Anexo 2. Diferencia de paneles solares según su tecnología

Células	Silicio	Rendimiento laboratorio	Rendimiento directo	Características	Fabricación
	Monocrystalino	24 %	15 - 18 %	Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí (Czochralski).	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
	Policristalino	19 - 20 %	12 - 14 %	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	Igual que el del monocrystalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización.
	Amorfo	16 %	< 10 %	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico.

Anexo 3. Curvas de potencias de los paneles solares



Anexo 4. Panel solar Trina solar a utilizar en el diseño





UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

Declaratoria de Autenticidad del Asesor

Yo, SALAZAR MENDOZA ANIBAL JESUS, docente de la FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA de la escuela profesional de INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA de la UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO SAC - CHICLAYO, asesor de Tesis titulada: "Diseño de Sistema Fotovoltaico interconectado a Red, para electrificar al Caserío Cueva Blanca del distrito de Incahuasi", cuyo autor es SANCHEZ GALLARDO JOSE GABRIEL, constato que la investigación tiene un índice de similitud de 11.00%, verificable en el reporte de originalidad del programa Turnitin, el cual ha sido realizado sin filtros, ni exclusiones.

He revisado dicho reporte y concluyo que cada una de las coincidencias detectadas no constituyen plagio. A mi leal saber y entender la Tesis cumple con todas las normas para el uso de citas y referencias establecidas por la Universidad César Vallejo.

En tal sentido, asumo la responsabilidad que corresponda ante cualquier falsedad, ocultamiento u omisión tanto de los documentos como de información aportada, por lo cual me someto a lo dispuesto en las normas académicas vigentes de la Universidad César Vallejo.

CHICLAYO, 22 de Julio del 2022

Apellidos y Nombres del Asesor:	Firma
SALAZAR MENDOZA ANIBAL JESUS DNI: 16720249 ORCID: 0000-0003-4412-8789	Firmado electrónicamente por: AJSALAZARM el 22- 07-2022 20:20:41

Código documento Trilce: TRI - 0361937