

UNIVERSIDAD SAN PEDRO
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE ESTUDIOS DE
INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA



**Propuesta de sistema híbrido AC/DC fotovoltaico para AA.HH.
Lomas del Cono Norte – Chimbote 2021**

**Tesis para obtener el Título Profesional de Ingeniero Mecánico
Electricista**

Autor:

Vega Silva, Oscar Bryan

Asesor – Código ORCID Alva Julca, Ruber Código 0000-0002-6206-278X

CHIMBOTE – PERÚ

2023

ÍNDICE GENERAL

| | |
|----------------------------|------|
| ÍNDICE GENERAL | i |
| INDICE DE TABLAS | ii |
| ÍNDICE DE FIGURAS | iv |
| PALABRAS CLAVE | vi |
| CONSTANCIA TURNITIN | vii |
| TÍTULO | viii |
| RESUMEN | ix |
| ABSTRACT | x |
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| METODOLOGÍA | 11 |
| RESULTADOS | 13 |
| ANÁLISIS Y DISCUSIÓN | 34 |
| CONCLUSIONES | 34 |
| RECOMENDACIONES | 35 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 35 |
| ANEXOS | 40 |

INDICE DE TABLAS

| | | |
|-----------|--|----|
| Tabla 1. | Significado de conceptos y funcionamiento de variables de investigación. | 11 |
| Tabla 2. | Tasas sobre crecimiento poblacional a nivel de distrito de Chimbote | 43 |
| Tabla 3. | Previsión de población local. | 44 |
| Tabla 4. | Proyección de la vivienda de la localidad | 45 |
| Tabla 5. | Registros de energía y suministro subestaciones de distribución cercanas al proyecto. | 47 |
| Tabla 6. | Segmentación de consumos de energía – tarifa BT5B | 49 |
| Tabla 7. | Consumos promedios de energía en tarifa BT5B | 50 |
| Tabla 8. | Proyección de los consumos kWh-mes | 51 |
| Tabla 9. | Demanda de las cargas | 51 |
| Tabla 10. | Distribución de abonados en sistemas fotovoltaicos híbridos | 52 |
| Tabla 11. | Gasto por suscriptor – cada mes, sistema fotovoltaico híbrido kWh por mes | 52 |
| Tabla 12. | Gasto por suscriptor – por día, sistema fotovoltaico híbrido kWh por día | 53 |
| Tabla 13. | Ciclo 10 gasto por suscriptor – por día, sistema fotovoltaico híbrido kWh diario | 53 |
| Tabla 14. | Localización del Sistema de producción Fotovoltaica Híbrida AC/DC | 54 |
| Tabla 15. | Temperaturas en Chimbote | 54 |
| Tabla 16. | Irradiación mensual en Chimbote, superficie (S) a cero grados y 15° de inclinación, dirección norte (kWh/m2-diario). | 55 |
| Tabla 17. | Factores de pérdidas | 55 |
| Tabla 18. | Máxima Demanda de Potencia y Energía | 56 |
| Tabla 19. | Tramo conexión de los módulos solares al PV_Box | 56 |
| Tabla 20. | Tramo conexión del PV_Box al Inversor | 57 |
| Tabla 21. | Tramo conexión del Inversor al CDT | 57 |
| Tabla 22. | Tramo conexión del CDT al Transformador | 58 |
| Tabla 23. | Tramo conexión del Cluster al CDT | 58 |
| Tabla 24. | Tramo conexión de Baterías a Cluster | 59 |
| Tabla 25. | Resumen de selección de los conductores por tramos | 60 |
| Tabla 26. | Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico | 85 |

| | | |
|-----------|--|-----|
| Tabla 27. | Especificaciones técnicas del inversor de red trifásico | 88 |
| Tabla 28. | Especificaciones técnicas del centro de distribución y Transferencia (CDT) | 92 |
| Tabla 29. | Especificaciones técnicas del inversor bidireccional de baterías. | 96 |
| Tabla 30. | Especificaciones técnicas de baterías de alto rendimiento | 98 |
| Tabla 31. | Especificaciones técnicas de transformador elevador trifásico | 101 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1 Capacidad energética del astro rey y el requerimiento mundial..... | 2 |
| Figura 2. Planisferio de tiempo equiparable del astro rey en un año a grado mundial. | 4 |
| Figura 3. Angulo de declinación magnética en portal NOAA..... | 5 |
| Figura 4. Angulo de declinación magnética..... | 5 |
| Figura 5. Angulo azimut. | 6 |
| Figura 6. Orientación de panel solar. | 6 |
| Figura 7. Proyección de sombra de una superficie con dirección hacia línea ecuatorial..... | 7 |
| Figura 8. Distancia entre paneles. | 7 |
| Figura 9. Cantidad de módulos fotovoltaicos por cadena (String). | 8 |
| Figura 10. Sistema híbrido AC/DC fotovoltaico. | 8 |
| Figura 11 Reconocimiento y adquisición de información in situ del Proyecto. | 42 |
| Figura 12 . Planos Estratificados por ingreso per cápita del hogar – Chimbote. | 47 |
| Figura 13 Línea de tendencia Consumos promedios de energía en tarifa BT5B..... | 51 |
| Figura 14. Red de Distribución de RS_1/2 de Lomas del Cono Norte. | 62 |
| Figura 15. Red de Distribución de RS_2/2 de Lomas del Cono Norte. | 63 |
| Figura 16. Conexión de String de Módulos Fotovoltaico a PV_Box_SGFVH. | 64 |
| Figura 17. Conexión de PV_Box a Inversores_SGFVH..... | 65 |
| Figura 18. Diagrama Unifilar _SGFVH Lomas del Cono No | 66 |
| Figura 19. Conexionado de Baterías a Cluster_SGFVH..... | 67 |
| Figura 20. Distribución de Módulos Fotovoltaicos_SGFVH. | 68 |
| Figura 21. Conexión de String de MF al PV_Box_SGFVH..... | 69 |
| Figura 22. Conexión de PV_Box a Inversores_SGFVH..... | 70 |
| Figura 23. Conexionado de Inversores de Red_SGFVH. | 71 |
| Figura 24. Tendido de Cables de Inversores a CDT_SGFVH. | 72 |
| Figura 25. Detalle de Escalera Portacable Vista Isométrica_SGFVH. | 73 |
| Figura 26. Detalle de Escalera Portacable Vista Frontal_SGFVH. | 74 |
| Figura 27. Detalle de Escalera Portacable Vista Superior_SGFVH. | 75 |
| Figura 28. Detalle de Escalera Portacable Vista Frontal Detalle B_SGFVH. | 76 |

| | |
|---|-----|
| Figura 29.Detalle de Escalera Portacable Vista Frontal Detalle A y B_SGFVH. | 77 |
| Figura 30.Sistema PAT_Sistema de Generación Fotovoltaica 1/3_SGFVH. | 78 |
| Figura 31. Detalle Sistema PAT_Sistema de Generación Fotovoltaica 2/3_SGFVH. | 79 |
| Figura 32. Detalle Sistema PAT_Sistema de Generación Fotovoltaica 3/3_SGFVH. | 80 |
| Figura 33. Instalaciones Eléctricas Tomacorrientes_SGFVH. | 81 |
| Figura 34.Instalaciones Eléctricas Alumbrado_SGFVH. | 82 |
| Figura 35. Conexionado de Sala de Fuerza 1/2_SGFVH. | 83 |
| Figura 36. Conexionado de Sala de Fuerza 2/2_SGF. | 84 |
| Figura 37.Resumen general de presupuesto de obra. | 85 |
| Figura 38. Especificaciones técnicas del panel solar comercial. | 88 |
| Figura 39. Especificaciones técnicas del inversor de re trifásico comercial. | 92 |
| Figura 40. Especificaciones técnicas del centro de transformación y transferencia. .. | 96 |
| Figura 41 Especificaciones técnicas del inversor bidireccional de batería comercial | 98 |
| Figura 42. Especificaciones técnicas de baterías de alto rendimiento comercial. | 101 |
| Figura 43. Especificaciones técnicas del transformador elevador trifásico comercial. | 106 |

PALABRAS CLAVE

| | |
|------|------------|
| Tema | Hibrido PV |
|------|------------|

| | |
|--------------|----------------------|
| Especialidad | Sistema Fotovoltaico |
|--------------|----------------------|

KEYWORD

| | |
|-------|-----------|
| Theme | Hybrid PV |
|-------|-----------|

| | |
|-----------|----------------------|
| Specialty | Photovoltaic System. |
|-----------|----------------------|

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN- OCDE

| | |
|-------|----------------|
| Línea | Sector energía |
|-------|----------------|

| | |
|------|------------------------|
| Área | Ingeniería, Tecnología |
|------|------------------------|

| | |
|---------|---|
| Subárea | Ingeniería eléctrica, electrónica e informática |
|---------|---|

| | |
|------------|------------------------------------|
| Disciplina | Ingeniería eléctrica y electrónica |
|------------|------------------------------------|

CONSTANCIA TURNITIN



VICERRECTORADO DE INVESTIGACIÓN

CONSTANCIA DE ORIGINALIDAD

El que suscribe, Vicerrector de Investigación de la Universidad San Pedro:

HACE CONSTAR

Que, de la revisión del trabajo titulado "**Propuesta de sistema híbrido AC/DC fotovoltaico para AA.HH.Lomas del Cono Norte - Chimbote 2021**" del (a) estudiante: **VEGA SILVA OSCAR BRYAN**, identificado(a) con Código N° **1110100582**, se ha verificado un porcentaje de similitud del **11%**, el cual se encuentra dentro del parámetro establecido por la Universidad San Pedro mediante resolución de Consejo Universitario N° 5037-2019-USP/CU para la obtención de grados y títulos académicos de pre y posgrado, así como proyectos de investigación anual Docente.

Se expide la presente constancia para los fines pertinentes.

Chimbote, 08 de septiembre de 2023

UNIVERSIDAD SAN PEDRO
VICERRECTORADO DE INVESTIGACIÓN

Dr. JAVIER MARTÍNEZ CARRIÓN
VICERRECTOR



NOTA: Este documento carece de valor si no tiene adjunta el reporte del Software TURNITIN.

TÍTULO

Propuesta de sistema híbrido AC/DC fotovoltaico para AA.HH. Lomas del Cono
Norte – Chimbote 2021

RESUMEN

La finalidad fundamental de la indagación es concretizar una postulación de un sistema híbrido AC/DC fotovoltaico para AA.HH. Lomas del Cono Norte, para brindar energía eléctrica. La observación es de índole descriptivo, de estructura no experimental y transeccional explicativo. El diseño se hizo en función de la máxima demanda de 102.41 kW, energía nominal requerida 446.50 kWh-día y horas sol pico de 4.85 h. La central fotovoltaica

Consta de 384 módulos fotovoltaicos (MFV) de 400 W_p, 04 Inversores de Red de 50 kW de 380 Vac, 60 Hz, 01 Transformador de potencia de 175 kW. 0,380/13,2 kV, YNd5. 10 grupos de Inversores Bidireccionales de 24 kW nominal, con un total de 30 unidades de 8 kW, 640 baterías tipo Litio LiFePO₄ de 2,5 kW-h, 48 V con 80% DOD, 01 Sistema de distribución y Transferencia de 200 kW para el acoplamiento entre Inversores Bidireccionales y cargas. El TIR es 11.64%, payback trece años, 392.40 kilogramos de CO₂-e/año, importe graduado de la energía de S/.0.94/kWh (\$0.28/kWh) con equivalencia a seis años.

ABSTRACT

The fundamental purpose of the investigation is to concretize a postulation of a photovoltaic AC/DC hybrid system for AA.HH. Lomas del Cono Norte, to provide electricity. The observation is of a descriptive nature, of a non-experimental and explanatory transactional structure. The design was made based on the maximum demand of 102.41 kW, nominal energy required 446.50 kWh-day and peak sun hours of 4.85 h. photovoltaic power station

It consists of 384 photovoltaic modules (MFV) of 400 W_p, 04 Grid Inverters of 50 kW of 380 Vac, 60 Hz, 01 Power Transformer of 175 kW. 0.380/13.2kV, YNd5. 10 groups of Bidirectional Inverters of 24 kW nominal, with a total of 30 units of 8 kW, 640 Lithium LiFePO₄ batteries of 2.5 kW-h, 48 V with 80% DOD, 01 Distribution and Transfer System of 200 kW for the coupling between Bidirectional Inverters and loads. The IRR is 11.64%, payback thirteen years, 392.40 kilograms of CO₂-e/year, graduated amount of energy of S/.0.94/kWh (\$0.28/kWh) with equivalence for six years.

INTRODUCCIÓN

Se revisó artículos comprobados y difundidos por Institute of Electrical and Electronics Engineers -IEEE en los últimos 5 años, como el trabajo de Fang, Ren, Ju, Zhang, & Yu (2019) en "The payback assessment of AC networks and hybrid AC/DC networks in the case of PV integrations," mencionan que los sistemas híbridos AC/DC son más eficientes y rentables que cada sistema AC y DC independiente. Winanti & Purwadi (2018) en "Study and Design of Distributed Hybrid PV-Generator-Battery System for Communal and Administrative Load at Sei Bening Village, Sajingan Besar, Indonesia" señalan que el sistema híbrido fotovoltaico tiene un menor costo que la electrificación convencional en Indonesia. Hutapea & Purwadi (2017) en "Design of hybrid PV-generator-battery system for two kind of loads at Aha Village, Morotai Island, North Maluku," indica que los sistemas fotovoltaicos híbridos se utilizan principalmente en áreas aisladas o alejadas de la red eléctrica. Gao, Wang, Yang, Kou, & Sun, (2020) Research and Simulation of Hybrid AC/DC Microgrid, indican que el sistema híbrido FV es de operación estable. Mahmud & Nejadpak, (2019) en "Distributed Cooperative Control of Hybrid AC/DC Microgrid" realizan el control simulado de la microred híbrida AC/DC mediante un perfil de frecuencia, resultados similares indicaron Du, Zhang, Sun, & Ma (2019) en su trabajo "Power Management Strategy of AC-DC Hybrid Microgrid in Island Mode" y Karimi, Oraee, Golsorkhi, & Guerrero (2017) "Decentralized Method for Load Sharing and Power Management in a PV/Battery Hybrid Source Islanded Microgrid". Liu, Du, & Yan (2016) en "The optimal sizing for AC/DC hybrid stand-alone microgrid based on energy dispatch strategy", indican que la generación híbrida AC/DC mejora la economía de funcionamiento de la microred. Hofer, Svetozarevic, & Schlueter (2017) en "Hybrid AC/DC building microgrid for solar PV and battery storage integration" señalan que los sistemas híbridos AC/DC combinan las ventajas de ambos sistemas, utilizaron inversores marca Fronius en su prototipo de microred. Subrata, y otros (2021) en

“Design and Analysis of an AC Coupled Photovoltaic System for an Off-grid Community in Chittagong Hill Tracts”, propone un sistema 18 kWp PV, 2 inversores on grid de 6 kW, un inversor off grid de 6 kW y un banco de baterías de 19.2 kWh.

El cimiento de información teórica de utilizar la potencia fotovoltaica consiste en que el astro rey dispone una energía de 23 000 TW y la necesidad de energía del planeta es considerado en 16 TW, conforme a Cloete (referenciado por PV3x, 2019).

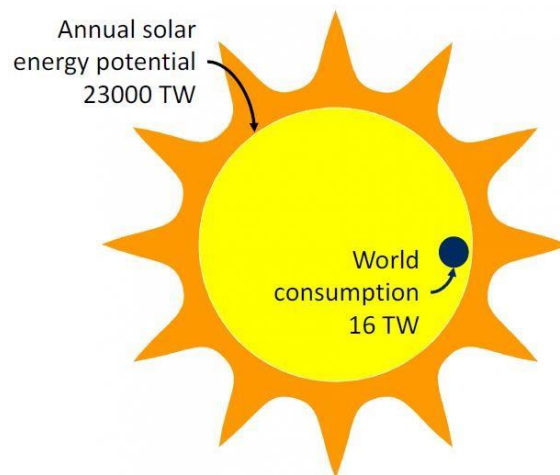


Figura 1. Capacidad energética del astro rey y el requerimiento mundial.

Fuente: PV3x (2019)

PV3x (2019), señala que: “La ciencia del modelo fotovoltaico más habitual se cimenta en celdas... de silicio diáfano... son sólidos... encuadrados con aluminio y vidrio... En el presente, los modelos sustentados en c-si están sometiendo la demanda, producto de su valor relativamente inferior y excelente rendimiento”.

A cerca de la irradiación PV3x (2019) expresa:

...si pretendemos generar igual cantidad de energía para dos procedimientos fotovoltaicos, el primero en los Países Bajos, en la que la irradiación prácticamente llega a 1100 kWh/m² en cada año, y una segunda en Abu Dhabi, en la que encontramos aproximadamente 2200 kWh/m² cada año, posteriormente la cantidad de modelos

fotovoltaicos en los Países Bajos tendría que ser aproximadamente el doble de los modelos fotovoltaicos de Abu Dhabi.

Las conceptualizaciones de irradiación, radiación solar, escenario patrón de medida, capacidad pico, temperatura de procedimiento nominal de la celda (TONC) se ha logrado alcanzar del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA,2011):

Radiación del sol... Energía generada por el Sol en presentación de ondas electromagnéticas. Irradiancia... Concentración de potencia incidente sobre una determinada área... en kW/m^2 . Irradiación... Energía afectante en una determinada área por unidad de área y a la extensión de un determinado ciclo de tiempo... en kWh/m^2 . Condiciones Estándar de Medida (CEM) [Standard Test Conditions o STC] Circunstancias de irradiancia y temperatura en la unidad solar, empleadas universalmente para particularizar módulos, células, y alternadores solares y conceptualizados de la manera siguiente: – Irradiancia solar: 1000 W/m^2 – Distribución espectral: AM 1,5 G – Temperatura de célula: $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Potencia pico... Poder máximo de la consola fotovoltaica en CEM. TONC... Temperatura de procedimiento estándar de la célula [Normal Operating Cell Temperature o NOCT], conceptualizada como la temperatura que logra las unidades solares cuando se expone al módulo a una irradiancia de 800 W/m^2 con suministro espectral AM 1,5 G, en el ambiente la temperatura es de $20 \text{ }^\circ\text{C}$ y el viento tiene una velocidad de 1 m/s .

A cerca de Irradiación SENAMHI señala:

A un grado anual, la region de mas grande potenciaidad de energía solar del estado peruano se ubica fundamentalmente en el area costa sur...en el cual determina de $6,0$ a $6,5 \text{ kWh/m}^2$. De igual modo en otras areas en las que se verifica gran dispocion de energía solar cada dia, entre $5,5$ a $6,0 \text{ kWh/m}^2$ viene a ser la costa norte...y una considerable parte de la zona sierra encima de los $2\ 500 \text{ msnm}$, resultando en norma de trascendencia en relacion a su area o extensión superficial: la sierra norte, la sierra central y la sierra sur. La region

de menudos valores de energía solar... es la selva, en la que se presentan cantidades entre 4,5 a 5,0 kWh/m². (SENAMHI, 2003, p.21)

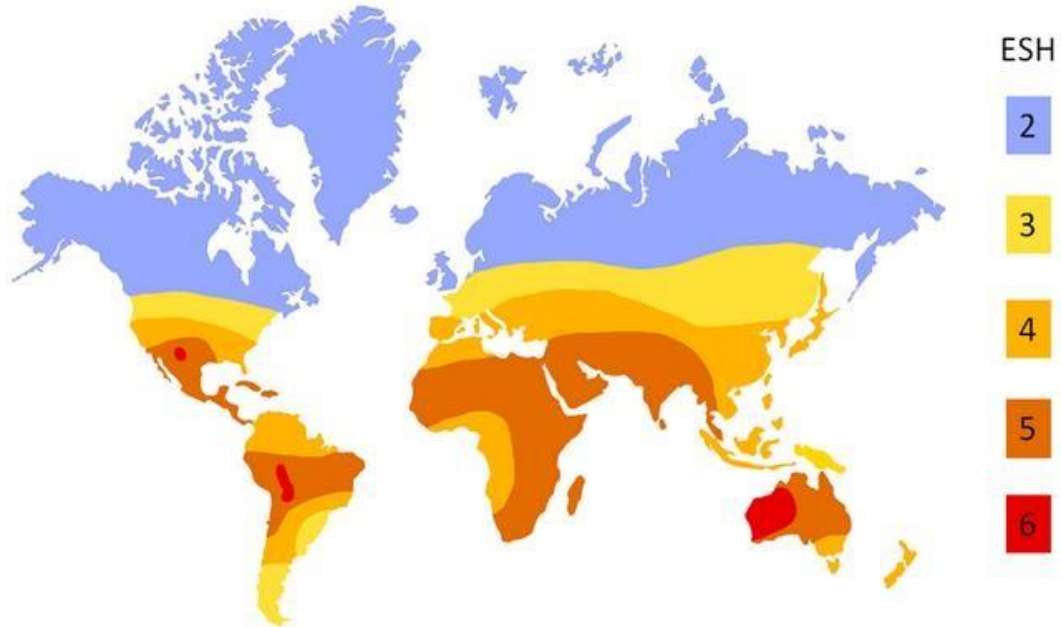


Figura 2. Planisferio de tiempo equiparable del astro rey en un año a grado mundial.

Fuente: PV3x (2019)

El ángulo acimut ó azimut, indica en una la brújula de donde proviene la energía solar, en la mitad norte de la superficie terrestre indica en dirección al sur 180° y en la mitad sur de la superficie terrestre señala en dirección al norte 0° (pveducation, 2021). Técnicamente cuando hacemos referencia a orientación de los módulos nos referimos al ángulo acimut por lo que en Perú (hemisferio sur) los paneles se ubicación señalando hacia el norte (línea ecuatorial), además las fuerzas magnéticas del núcleo de la tierra pueden variar la aguja de la brújula, lo que conlleva a error de más de 10° grados, por lo que este valor se puede compensar teniendo en cuenta los valores de declinación magnética indicado por NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration, Agency USA), en caso de instalar una planta en la costa peruana se debe compesar dos (2°) hacia el oeste tal como se advierte en la ilustracion (Novumsolar, 2021):

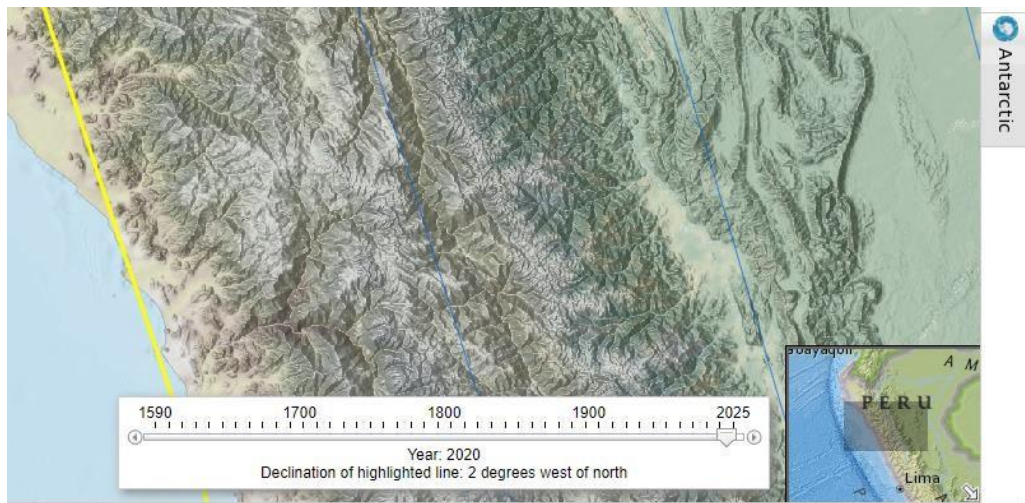


Figura 3. Angulo de declinación magnética en portal NOAA.

Fuente: NOAA, 2021

Para determinar la inclinación óptima del módulo se realiza con la siguiente fórmula estadística: $\beta_{opt} = 3.7 + 0.69x|Latitud|$, la latitud es el espacio angular medida a partir de la línea ecuatorial siendo para el hemisferio norte de 0 a 90° y en hemisferio sur (Perú) de 0 a -90°, la longitud es el espacio angular cuantificada desde el Meridiano 0 o Greenwich, el ángulo β_{opt} se aproxima a la latitud de la zona, al seleccionar el ángulo de declive se debe tomar en cuenta la inclinación comercial de las estructuras (Novumsolar, 2021): Angulo de declinación magnética.

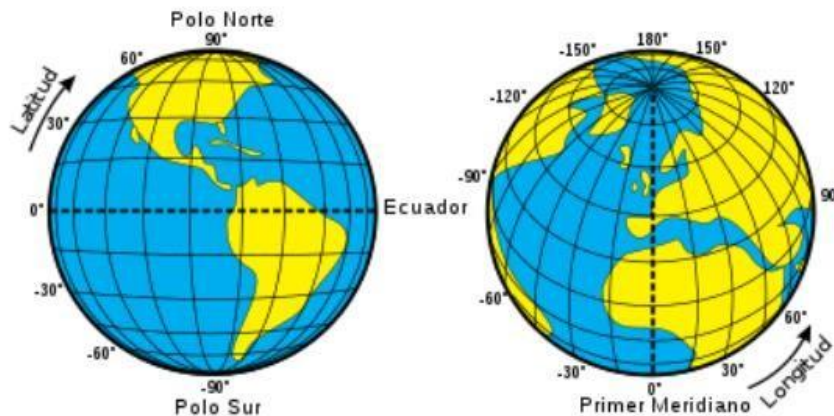


Figura 4. Angulo de declinación magnética.

Fuente: NOVUMSOLAR, 2021

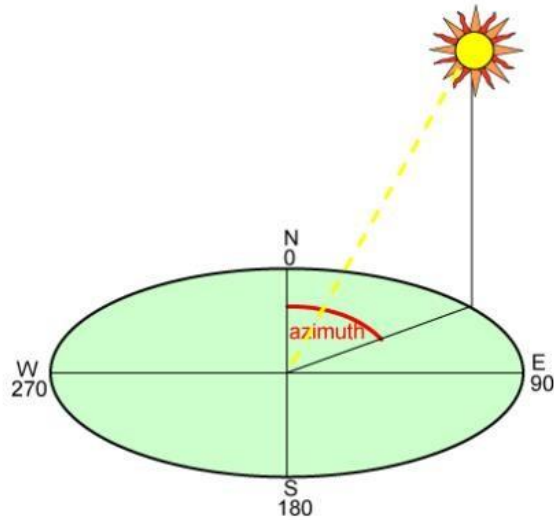


Figura 5. Ángulo azimut.

Fuente: PVEDUCTAION, 2021

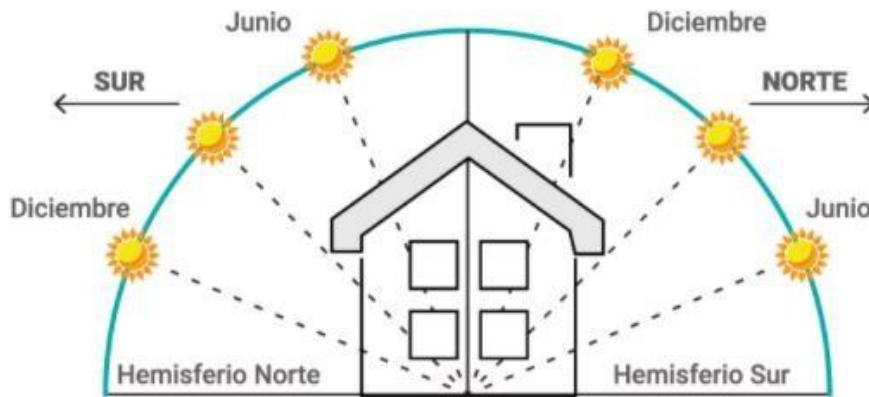


Figura 6. Orientación de panel solar.

Fuente: NOVUMSOLAR 2021

Para la estimación del espacio por entre consolas fotovoltaicos se tiene como variable el ángulo ϵ que viene a ser el ángulo que de la repercusión de la sombra de la superficie y el sol $\epsilon = 67^\circ - \text{latitud}$, esta ecuación está relacionado con el declive del eje de nuestro planeta de 23.5° (The MPV Solar Reference, 2022).

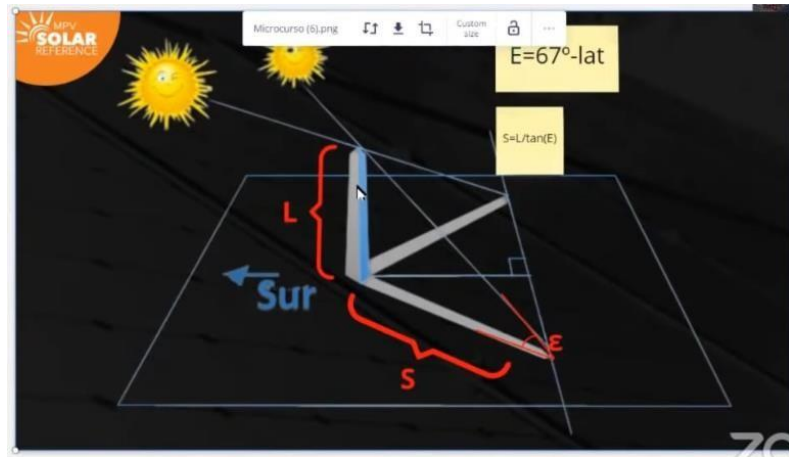


Figura 7. Proyección de sombra de una superficie con dirección hacia línea ecuatorial.

Fuente: The MPV Solar Reference, 2022

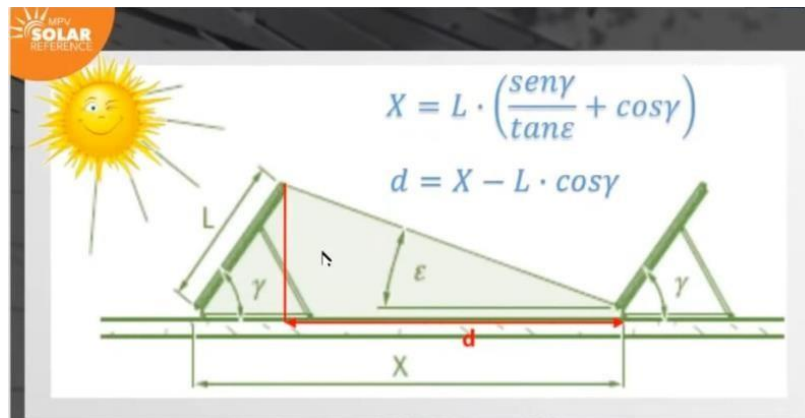


Figura 8. Distancia entre paneles.

Fuente: The MPV Solar Reference, 2022

La distancia entre paneles fotovoltaicos está dada por $X = L \cdot \left(\frac{\sin \gamma}{\tan \epsilon} + \cos \gamma \right)$

$\tan \epsilon$

$d = X - L \cos \gamma$, se recomienda que la distancia “d” entre paneles fotovoltaicos se ha mínimo de 1 m, para realizar su instalación y mantenimiento eficientemente (The MPV Solar Reference, 2022).

Cantidad de módulos fotovoltaicos por cadena (String), se determina según IEC

$$62548\&62738: \frac{V_{startup}}{V_o \cdot (1 + (t' - 25) \cdot K_v)} \leq N \leq \frac{V_{dcmax}}{V_o \cdot (1 + (t - 25) \cdot K_v)}, \text{ donde}$$

V_{dcmax} es la max. tensión en CC permitida por el modulo o inversor (V),

V_o es tensión de circuito abierto del modulo (V), t es temperatura mínima del módulo, según la temperatura ambiente histórica mínima, K_v es coeficiente de temperatura del módulo, $V_{startup}$ es tensión de arranque del inversor (V), t' es temperatura máxima de modulo a la temp. Ambiente anual máxima, N es la cantidad de patrones interconectados en serie (EFERGIA, 2022).



Figura 9. Cantidad de módulos fotovoltaicos por cadena (String).

Fuente: EFERGIA, 2022

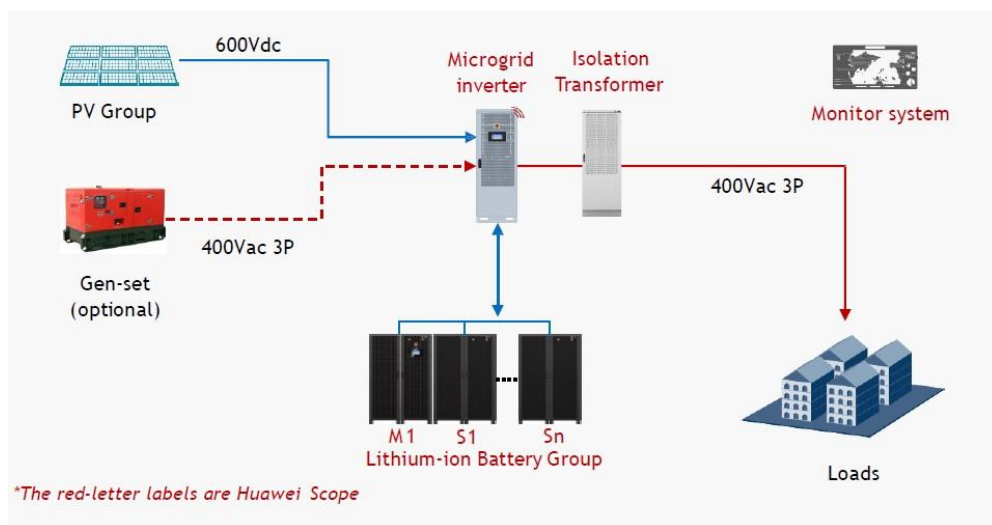


Figura 10. Sistema híbrido AC/DC fotovoltaico.

Ventaja del acoplamiento CA y CC, es que realizar el acoplamiento AC es más eficiente porque alimenta directamente las cargas AC (durante las horas de sol) el acoplamiento CC es más eficiente para cargas las baterías (para alimentar cargas durante la noche) (Fronius Solar Energy, 2021).

La vigente indagación se justifica socialmente puesto que su implementación propiciará a los ciudadanos del AA.HH. Lomas de Cono Norte contar con servicio eléctrico, contribuyendo con la mejora económica de la zona e impedirá las emisiones de los llamados gases del calentamiento global o de efecto invernadero. La contribución científica del presente estudio es el de generar una investigación nueva de Propuesta de estructura híbrida AC/DC fotovoltaica.

Del historial del tema de estudio o indagación se demuestra que a un grado nacional la exploración de la estructura híbrida AC/DC fotovoltaica es incipiente. La tarifa eléctrica peruana tiene un alto costo en América del sur, rebasada solo por Uruguay, como lo señala el encargado administrativo técnico de la Comisión de Energía de la Sociedad Nacional de Industrias (referido por Medina, 2018): “En el estado peruano, el valor de la energía es 16.1 centavos (de dólar) el kilovatio por hora; para el país chileno es 12.6 centavos el kilovatio por hora y en el estado colombiano es 14 centavos”. Debido a que nuestro país está situado en forma contigua a la denominada línea ecuatorial que dispone de una elevada radiación solar que expone la estructura híbrida AC/DC fotovoltaica.

En la actualidad el AA.HH. Lomas del Cono Norte no cuenta con servicio de electricidad, por lo que se propone la subsecuente incógnita de investigación: ¿Será factible un sistema híbrido AC/DC fotovoltaico para AA.HH. Lomas del Cono Norte – Chimbote 2021?

Tabla 1. Significado de conceptos y funcionamiento de variables de investigación.

| Variable | Definición conceptual | Definición Operacional | Dimensión | Indicador | Técnica | Instrumentos |
|------------------------------------|---|--|---------------------------|---|---|--|
| Sistema híbrido AC/DC fotovoltaico | Sistema híbrido AC/DC fotovoltaico. Sistema: configuración mixta, donde en el acoplamiento DC, una parte de los paneles fotovoltaicos se utiliza para cargar baterías, y el resto de paneles se conecta a un inversor de red para un acoplamiento AC (Candial, 2015). | Realizar el diseño de acoplamiento AC/DC del sistema híbrido fotovoltaico. | Energía nominal requerida | Energía por día (kWh/día) | Compilación y análisis de datos secundarios | Instrumento 1 – estudio de mercado: energía nominal y máxima demanda Instrumento 2 - Registro de irradiación e irradiancia Instrumento 3 - Especificaciones técnicas de equipos y selección. |
| | | | Máxima Demanda | Potencia (kW) | | |
| | | | Irradiación | Potencia unitaria incidente (kW/m ² x día) | | |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 1.

Significado de conceptos y funcionamiento de variables de investigación.

| Variable | Definición conceptual | Definición Operacional | Dimensión | Indicador | Técnica | Instrumentos |
|------------------------------------|---|--|---------------------------|---|---|--|
| Sistema híbrido AC/DC fotovoltaico | Sistema híbrido AC/DC fotovoltaico. Sistema: configuración mixta, donde en el acoplamiento DC, una parte de los paneles fotovoltaicos se utiliza para cargar baterías, y el resto de paneles se conecta a un inversor de red para un acoplamiento AC (Candial, 2015). | Realizar el diseño de acoplamiento AC/DC del sistema híbrido fotovoltaico. | Energía nominal requerida | Energía por día (kWh/día) | Compilacion y análisis de datos secundarios | Instrumento 1 – estudio de mercado: energía nominal y máxima demanda |
| | | | Máxima Demanda | Potencia (kW) | | Instrumento 2 - Registro de irradiación e irradiancia |
| | | | Irradiación | Potencia unitaria incidente (kW/m ² x día) | | Instrumento 3 - Especificaciones técnicas de equipos y selección. |

Fuente: Elaboración propia

El Objetivo General del estudio es realizar una propuesta de una estructura híbrida AC/DC fotovoltaica en el AA.HH. Lomas del Cono Norte.

En los objetivos específicos del estudio tenemos: Determinar la energía nominal y máxima demanda requerida en base a una investigación de mercado, Estimar Irradiación mínimo incidente en el módulo fotovoltaico, Dimensionar el sistema híbrido AC/DC fotovoltaico.

METODOLOGÍA

La indagación es de un planteamiento cuantitativo de recorrido o “tipo” descriptivo, boceto de indagación no experimental del prototipo transeccional con descripción, los que se encuentran cimentados en normas de la electricidad, luminotecnia y leyes nacionales técnicas y además también normas internacionales.

La población y muestra vienen a ser la propia y está compuesta por el área del AA.HH. Lomas de Cono Norte – Chimbote 2021. Es propio de un muestreo no probabilístico por correlación.

La estructura del diseño de estudio transeccional con descripción:

M1 → O1

En el que:

M1: Propuesta de un sistema híbrido AC/DC fotovoltaico

O1: Observaciones sobre Factibilidad.

El procedimiento empleado en la investigación es la compilación y análisis de información secundaria o de igual forma denominada análisis documental tal como lo señala Hernández, Méndez, & Mendoza: “Se sustenta en datos accesibles y acopiados... procedentes de surtidores oficiales... Dependencias gubernamentales... instituciones privadas... instituciones no gubernamentales... instituciones internacionales” (pp. 53,56, 2014). Entre los instrumentos producidos con este método tenemos: primer instrumento - Estudio de mercado: energía nominal y máxima demanda, segundo Instrumento - Registro de irradiación, Tercer Instrumento – Especificaciones técnicas de equipos

El procesamiento de datos se realizó en Microsoft Excel 2019 para estimaciones fotovoltaicas, económicas. La evaluación se efectuó a través de tablas, esquemas, de energía nominal requerida, demanda máxima de potencia, selección de equipos y la valorización de las costas asociadas.

El desenvolvimiento del tratamiento de información para lograr los objetivos de la indagación o estudio abarco lo siguiente:

- A. Se evaluó y exploró los datos bibliográficos de estructura de sistema híbrido AC/DC fotovoltaico.
- B. Se consigue la energía nominal demandada por el AAHH. en base a una investigación de mercado, utilizando como indicadores información INEI (2021), Hidrandina (2021).
- C. Para calcular el tiempo en horas equiparable de sol u hora solar pico (HSP) promedio incidente en los patrones fotovoltaicos se alcanza con datos de la NASA (2019) expuestos en la tabla 03 y se determina el mes de inferior radiación solar (Julio) para llevar a cabo las estimaciones o cálculos de dimensionamiento de la estructura fotovoltaica.
- D. La perspectiva de la estructura fotovoltaica en aplicación de la necesidad de iluminación, estableciendo la cantidad de módulos fotovoltaicos (A) con la formula siguiente:

$$A = \frac{D * 10^3}{P * HSP * Pr}$$

En la que: D es el requerimiento de energía en kWh, HSP viene a ser las horas sol pico (h) y P es el poder de la celda fotovoltaica (Wp), Pr es la concausa global de perdidas, estimado en relación de los rendimientos de los instrumentales de la estructura fotovoltaica.

RESULTADOS

DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA HÍBRIDA AC/DC

1. ASPECTOS GENERALES.

El Sistema de Generación Fotovoltaica Híbrida (SGFVH) comprende los siguientes equipos principales: paneles solares, inversores de red, inversores bidireccionales y baterías para cubrir la demanda eléctrica de la estructura híbrida AC/DC fotovoltaica diseñada expresamente para el AA.HH. Lomas del Cono Norte-Chimbote.

El poder disponible en la central fotovoltaica híbrida AC/DC viene a ser 153.6 kW_p, la misma que convierte la energía del sol en eléctrica de corriente continua, esta energía es transformada a corriente alterna por medio de un grupo de inversores de red (50 kW) los cuales, por medio de un transformador, inyectan energía producida por los paneles a Red Primaria al AA.HH. Lomas del Cono Norte. Para garantizar la formación y estabilidad de la red eléctrica se cuentan con grupos de inversores bidireccionales, que permiten cargar o descargar bancos de baterías, para poder cubrir la demanda del AA. HH. Lomas del Cono Norte.

1.1 OBJETIVO DEL ESTUDIO.

La meta de esta investigación es de conceder energía eléctrica en forma permanente y confiable para el AAHH Lomas del Cono Norte ubicado en el distrito de Chimbote, provincia Santa, departamento Ancash, mediante una ejecución del Sistema que es una Generación Fotovoltaica Híbrida (SGFVH), la transmisión se realizará con Redes Primarias de 13,2 kV Trifásicas partiendo del punto de producción proyectado, al entorno de las Redes Secundarias 380/220 V Trifásicas.

1.2 INTRODUCCIÓN.

1.2.1 Demanda de potencia y energía.

La estructura de producción Fotovoltaica Híbrida AC/DC tendrá que satisfacer la necesidad diaria en la extensión del proyecto (446.50 kWh/día), de igual modo tendrá que resistir la potencia de demanda máxima (102.41 kW).

1.2.2 Descripción a la tecnología a utilizar.

El sistema comprende dos secciones, la primigenia aludida netamente a la producción y la siguiente alude al procedimiento o método de red y almacenamiento de energía. La ciencia empleada en la producción será la transformación de energía solar a energía eléctrica, esta conversión tiene su fundamento en el suceso físico llamado efecto fotoeléctrico.

En el momento en que la energía del sol recae en los paneles solares, esta es modificada en energía eléctrica de flujo continuo, para su utilización en la malla eléctrica esta debe ser cambiada en flujo alterno, cosa que se obtiene con la asistencia de los inversores de malla que posee como acceso la energía procedente de las estructuras fotovoltaicas y a través de electrónica de fuerza la cambian en flujo alterno de tensión baja; para aprovechar la energía en la red eléctrica se hace uso de sub estaciones elevadores de tensión para que la energía sea inyectada a la red primaria. Se debe remarcar que la transfusión de energía debido a los inversores de malla se generan ya que estos utilizan como indicador una malla eléctrica determinada y a través de fluctuaciones en la tensión y frecuencia reglan la cuantía de fuerza a inducir a la malla, haciendo posible así inducir el 100% de la energía producida si así lo solicita la necesidad o proporcionando parcialmente la energía producida en la coyuntura que la necesidad sea baja y que asimismo el banco de baterías se halle totalmente cargado.

Tal como se ha indicado los inversores de malla requieren la existencia de una malla eléctrica de indicador, esta se logra por medio de inversores bidireccionales que determinan los patrones de frecuencia y tensión de la

malla así por ejemplo si es necesario cargar el banco de baterías y existe disponibilidad de energía de generación, aprovechan esta energía y la almacenan en los bancos de baterías. Por otra parte, si en determinado momento la potencia producida por la central fotovoltaica es insuficiente o en hora de la noche, los inversores bidireccionales sacan la energía almacenada en los bancos de baterías y ponen a disposición de la demanda.

1.3 ESPECIFICACIÓN DE LOS COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN.

1.3.1 Unidades fotovoltaicas.

Se constituye en la incorporación total de muchos componentes tal como: células fotovoltaicas, ensambles de unión, protecciones, dieléctricos y estructura de sostén.

La concatenación eléctrica de las unidades fotovoltaicas generara las propiedades eléctricas del módulo fotovoltaico y vienen a ser en estos habitáculos que se genera el cambio de la energía solar a energía eléctrica.

Conforme con su composición interna del material se organizan en:

- Monocristalino, por efecto de que la celda se encuentra compuesta como un único cristal. Expone eficiencia buena, sin embargo, requiere un costo elevado de generación por su alto grado de complejidad de su sistema de producción.
- Multicristalino, compuesto por muchas unidades o monocristales de gran medida guiados aleatoriamente, exponen una eficiencia mucho menor que las unidades monocristalinas, sin embargo su costo es mucho menor.
- Policristalino, compuesto por monocristales de tamaño menor que los multicristalinos, exponen una eficiencia muy buena y la inversión de producción es considerablemente bajo.

Las unidades fotovoltaicas utilizadas en la instalación Solar son singulares para su utilización en estructuras de energía a amplia escala y

exponen propiedades eléctricas distintas a los que son utilizados en estructuras aisladas o sistemas rurales; este atributo particular hace posible que el producto no permita ser fácilmente comercializable, en consecuencia, se merma la posibilidad de propósito de hurto de módulos.

1.3.2 Organización de sostén para módulos fotovoltaicos.

La organización metálica en la que se ubicaran los modelos fotovoltaicos se instaure para soportar mínimo dos líneas de paneles. El uso de una eficiente estructura posibilita las actividades de mantenimiento e instalación, reduciendo grandemente la extensión del cableado, reduce peligros de corrosión y optimiza la armonía de la instalación en su conjunto.

El armazón seleccionado debe ser de postes de acero galvanizado en caliente, cuyo producto es muy tolerante a la corrosión y con una excelente relación precio-calidad (mucho más eficiente que el acero inoxidable e inclusive mucho más barato) y rieles de aleación de aluminio. Las esenciales propiedades de los armazones son: tienen que tolerar fuerza de los vientos de 100 a 120 Km/h, se colocara a las unidades a una altura por encima de 1,9 m de la superficie, necesariamente tiene que estar eléctricamente conectada a una puesta a tierra, y garantizará un eficiente contacto eléctrico en relación entre el marco de la unidad y la tierra para lograr la seguridad de los colaboradores ante la posibilidad de que el generador pierda aislamiento. Los componentes para la sujeción y tornillos deberán ser de acero inoxidable.

1.3.3 Inversores de malla o red.

Los inversores de malla o red son los responsables de efectuar la transformación DC/AC para hacer posible conectar los paneles fotovoltaicos a la malla eléctrica. Consisten en un sintetizador que genera una onda pulsante a partir de un voltaje CC, activando un conjunto de interruptores que proporcionan una señal de salida lo más sinusoidal posible. Luego, esta onda se filtra para eliminar tantos armónicos como sea posible. Los filtros utilizados consumen una gran corriente, lo que afecta negativamente al funcionamiento del inversor.

Un modo de disminuir la cantidad de armónicos es abreviar ondas con múltiples pulsos, lo que permite reducir significativamente la cantidad de armónicos adyacentes. La señal de salida de la red se sincronizará con la red en fase, frecuencia y amplitud.

El requisito básico de los inversores es un alto rendimiento para cualquier valor de la señal de entrada, ya que la potencia generada dependerá de la radiación que reciban los módulos y hará que ésta varíe significativamente a lo largo del día. Por lo tanto, el inversor debe tener un bajo consumo de corriente en reposo y poder adaptarse bien a la carga que debe suministrar para poder operar con alta eficiencia la mayor parte del tiempo.

1.3.4 Inversor Bidireccional.

Al ser una malla aislada y conectada al enlace AC, el inversor bidireccional se encarga de crear una malla estable conservando los valores de tensión y frecuencia del sistema. Para mayor estabilidad, un inversor bidireccional carga o descarga la batería según sea necesario.

Durante el proceso de carga de la batería, el inversor bidireccional utiliza el exceso de energía del sistema de generación de energía fotovoltaica, almacena el exceso de energía sin afectar la demanda y puede utilizar esta energía almacenada cuando la demanda aumenta y la fuente de energía genera electricidad. No hay manera de anularlo de la noche a la mañana cuando acepta la demanda agregada.

1.3.5 Banco de baterías.

Para acumular la energía producida en el SGFVH se contará de pilas o baterías de Litio LiFePO_4 , ya que no requieren supervisión humana constante, solo se debe utilizar baterías de ciclo profundo en sistemas de energía renovable.

Dada al modularidad de las estructuras, se establecerá un cumulo de baterías para cada equipo de inversores bidireccionales.

Los acumuladores de fosfato de hierro y litio (LiFePO₄) son las más eficientes de las baterías de iones de litio. Por lo tanto, las baterías ofrecen el mayor potencial para la energía renovable. La desventaja es que son más caros y más inestables, por lo que requieren un regulador de voltaje y temperatura para la batería. Por lo tanto, las baterías de iones de litio requieren un controlador BMS (Battery Management System).

1.3.6 Transformador elevador de Aislamiento.

Se instalará un Transformador Elevador en la Central de Generación de 175 kVA - 0.380/13,2 kV, del AA.HH. Lomas del Cono Norte-Chimbote.

1.4 INSTALACIÓN.

1.4.1 Ubicación.

El Sistema de Generación Fotovoltaica Híbrida (SGFVH) se encuentra ubicado en el AA. HH. Lomas del Cono Norte en el Distrito de Chimbote, Provincia del Santa, Departamento Ancash, véase Anexo 2-Tabla 14.

1.4.2 Circunstancias climatológicas.

Las circunstancias climatológicas son atributos de la costa peruana con máximas temperaturas que alcanzan los 28 °C, con una precipitación anual media de 3284 mm En el cuadro posterior se expone las máximas y mínimas temperaturas de un año, véase Anexo 2 – Tabla 15.

Con alusión para la irradiación del área se recogerán los datos, proporcionados por la Nasa, según la fuente: <http://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer>. A pesar de que se tiene los datos globales de irradiancia del Atlas Global de Energía, se escoge aquellos datos de la Nasa y lo esencial es que aquellos datos escogidos ostentan valores mensuales típicos lo cual posibilitan un mejor dimensionamiento en relación a los datos globales. En el

Anexo 2 –Tabla 16, se puede observar la data de la irradiación mensual en el plano horizontal y de 15° de inclinación de los paneles solares.

1.4.3 Bloques Modulares de 50 kW para producción.

Aunque existen muchos bancos de transformadores diferentes que convierten energía de CC a CA, se elige el banco de transformadores más grande porque reduce el costo de instalación y el costo total de conversión por unidad. centro. bajo esta condición las centrales fotovoltaicas contarán con 4 inversores de 50 kW en total.

1.4.4 Bloques Modulares de 24 kW en Inversores Bidireccionales.

Para el establecimiento de red se tiene 10 bloques modulares que consiente una energía de 240 kW. Cada bloque de inversores bidireccionales tendrá un acumulado de 64 pilas de cada una de 48 V y 2.5 kWh, con un arreglo de 64 baterías en paralelo (1 master y 3 esclavos) y haciendo un total de 160 kWh por banco, obteniendo una capacidad en la central de 1,6 Mwh y 640 baterías.

1.4.5 Transformador elevador de potencia.

Los conjuntos de 04 inversores de red estarán conectados a un transformador elevador de potencia de 0,38/13,2 kVA de 175 kVA.

1.4.6 Centro de reparto y Transmisión.

Para garantizar la sincronización del proceso de carga y descarga de baterías, se establecerá un centro de distribución y transmisión de electricidad, que permitirá la conexión de bancos de inversores bidireccionales, generación solar y la red eléctrica.

2. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.

En esta parte se presentan las estimaciones sustentadoras con relación a la generación de energía y estructura electromecánica.

2.1 Investigación energética.

Una dimensión fundamental de una instalación solar es conocer el estado de la energía solar en la zona. Aunque es posible estimar la energía que llega a una determinada zona sólo por su ubicación exacta, ésta está relacionada con las órbitas fijas del sol y la tierra, por lo que hay que tener en cuenta que la conversión de la radiación solar tiene una componente aleatoria. el clima de la zona. En tales condiciones, es necesario comprender el comportamiento de la radiación solar midiendo directamente la radiación en el área del proyecto.

2.1.1 Fuente solar.

Para la estimación de producción de energía se tiene en consideración los indicadores de irradiancia de la localidad de Chimbote, los mismos que se exponen en Anexo 2 – Tabla 16, sin embargo, se debe tener en cuenta que, para un mejor aprovechamiento de la radiación, los paneles se instalarán con un ángulo de inclinación de 15° por lo que este valor se tiene que corregir con respecto a la inclinación de los arreglos.

La orientación del sistema solar será hacia el norte y se mantiene la distancia entre filas para evitar sombras entre los paneles y así reducir la producción eléctrica.

2.1.2 Pérdidas por temperatura.

Los modelos solares exponen unas disipaciones de energía del nivel de 0,4 a 0,5 % por cada grado de incremento en relación a la temperatura estándar de 25°C. (El porcentaje varía ligeramente para cada tecnología). La temperatura de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos depende de factores ambientales como la radiación, la temperatura ambiente, la velocidad del viento y la ubicación del módulo o la ventilación trasera. Esto significa, por

ejemplo, que el mismo sistema solar en un lugar más cálido produciría menos energía que en un clima más frío con la misma radiación solar.

2.1.3 Disipación de energía nominal.

Se debe tener en consideración la diferencia de potencia de los módulos respecto al valor nominal indicado en la placa de características del módulo. Para centrales eléctricas se seleccionarán módulos que tengan una variación positiva respecto a la potencia nominal de la tarjeta, es decir La diferencia está entre el 0% y el 5%

2.1.4 Pérdidas por conexionado.

Estas son las pérdidas que se producen al conectar módulos con diferentes valores de potencia. Si los módulos están conectados en serie, el panel de alimentación inferior limitará la corriente que fluye a través de la serie porque no permitirá más corriente de la que puede suministrar. Cuando se conecta en paralelo, el módulo de menor potencia limita la tensión máxima del grupo.

Las disminuciones por conexionado se localizan de manera común en el nivel del 1% al 4%. En nuestro caso se asume 2%.

2.1.5 Pérdidas por sombreado.

Se ha realizado los cálculos necesarios a fin de evitar los sombreados entre paneles, sin embargo, para efectos de diseño se consideran un 5% de disminución por sombreado.

2.1.6 Disminución por polvo y suciedad.

Dependiendo del lugar de instalación, normalmente se puede considerar una reducción de hasta el 4% en zonas con altos niveles de contaminación.

Dado que la Planta Solar estará alejada del casco urbano y el alto tránsito de vehículos, se considera un 2% de reducción debido a efectos de suciedad en los módulos.

2.1.7 Pérdidas relativas al inversor.

Actualmente, el rendimiento de los inversores mejora continuamente, incluso cuando no están funcionando a potencia nominal. Para las plantas de energía solar, se seleccionarán inversores con una eficiencia del 98% para diferentes áreas de generación de energía.

2.1.8 Pérdidas relativas al cableado.

Dado que los requisitos energéticos tienen en cuenta las pérdidas de la red, se tienen en cuenta las pérdidas asociadas al cableado de las partes CC y CA, de modo que al diseñar el cableado no se tienen en cuenta más del 5% de las pérdidas.

En el Anexo 2 – Tabla 17 se muestra el resumen de los factores implicados en las pérdidas desde la generación hasta la salida de la instalación.

2.2 Cálculo de la organización de generación fotovoltaica.

2.2.1 Estimación del Mercado Eléctrico.

La estimación de Mercado Eléctrico tiene por meta ponderar la demanda de energía eléctrica y potencia del AA.HH. Lomas del Cono Norte-Chimbote que permite conceptualizar la estimación eléctrica y el nivel de dimensión del Sistema de Generación Fotovoltaica Híbrida AC/DC para un horizonte de 20 años.

Considerando las características particularidades singulares como ubicación geográfica, tipo de vida, concentración y crecimiento de la población, se efectúa el examen específico de su capacidad de desarrollo y su demanda en el futuro de potencia y energía para su ulterior electrificación.

Se realizaron los cálculos justificativos para dimensionar la mayor necesidad de energía y potencia que se reflejan en nuestro Anexo 2 – Tabla 18.

2.2.2 Cálculo de Equipamiento.

2.2.2.1 Dimensionamiento de paneles fotovoltaicos

- **Determinación del factor de rendimiento global.** Ecuación (1):

$$R = (1 - k_b - k_c - k_v) \left(1 - \frac{k_a \cdot N}{P_d}\right) \quad (1)$$

$$R = (1 - 0.05 - 0.05 - 0.15) \left(1 - \frac{0.005 \times 1}{0.6}\right)$$

$$R = 0.743$$

Donde:

R: Factor de rendimiento global

K_b: Coeficiente de pérdidas por rendimiento en las baterías (0.05) si no se precisan descargas fuertes, 0.1 para casos muy desfavorable.

K_c: Coeficiente de pérdidas en el inversor (0.05 para inversores senoidales, 0.1 para inversores de onda cuadrada, según fabricante 95%.

K_v: Coeficiente de pérdidas varias (efecto joule, caídas de tensión, etc.) valor predeterminado 0.15.

K_a: Coeficiente de auto descarga de las baterías, valor recomendado 0.005.

N: Número de días de autonomía, se está considerando 1 día.

P_d: Profundidad de descarga de las baterías, según fabricante 0.6.

- **Cálculo de la energía necesaria.** Ecuación (2):

$$E = \frac{E_t}{R} \quad (2)$$

$$E = \frac{446,500}{0.743}$$

$$E = 600,942 \text{ Wh/día}$$

Donde:

E : Energía necesaria (Wh/día).

E_t : Energía teórico (Wh/día).

R : Factor de rendimiento global.

- **Cálculo de las horas solares pico (HSP).**

Para calcular las horas solares pico, debemos tomar el valor de la radiación del mes más desfavorable (junio), con un ángulo de inclinación de

$$\beta = 15^\circ \quad (4,85 \text{ Wh/m}^2/\text{día}). \text{ Ecuación (3)}$$

$$HSP = \frac{G}{I_{CEM}} \quad (3)$$

$$HSP = \frac{4,850 \text{ Wh/m}^2}{1000 \text{ W/m}^2}$$

$$HSP = 4.85 \text{ h}$$

Donde:

G : Irradiación solar media (Wh/m²).

I_{CEM} : Potencia de radiación incidente, en W/m²), para las condiciones estándar de medida (CEM), siendo su valor 1000 W/m².

- **Cálculo del número de paneles solares.**

Utilizaremos la siguiente ecuación para la determinación de paneles solares.

Ecuación (4)

$$N_T \geq \frac{E}{\eta \cdot HSP \cdot P_{panel}} \quad (4)$$

$$N_T \geq \frac{660,942}{0.9 \times 4.85 \times 400}$$

$$N_T \geq 378.54 \approx 384 \text{ Paneles fotovoltaicos}$$

Donde:

N_T : Número total de paneles solares.

E : Energía total media diaria (Wh/día).

η : Rendimiento del panel solar, considerar 0.9.

HSP : Horas solares pico.

P_{panel} : Potencia del panel solar a considerar, para nuestro caso 400W.

- **Cálculo de la potencia de Inversores de Red.**

Empleando la ecuación (5) calculamos la potencia de los inversores de red.

$$P_{IR} = N_{pstring} * N_{string} * N_{pvbox} * P_m \quad (5)$$

$$P_{IR} = 16 * 3 * 2 * 400$$

$$P_{IR} = 38,400 \text{ w} \approx 50 \text{ kW}$$

Donde:

P_{IR} : Potencia del inversor de red (w)

$N_{pstring}$: Numero de módulos por serie.

N_{string} : Número de cadenas.

N_{pvbox} : Número de cajas de conexiones

P_m : Potencia del módulo fotovoltaico.

- **Cálculo de números de Inversores de Red.**

Utilizando la ecuación (6) calculamos el número de inversores de red:

$$N_{IR} \geq \frac{P_m * N_p}{P_{IR}} \quad (6)$$

$$N_{IR} \geq \frac{400 * 384}{38,400}$$

$$N_{IR} = 4$$

Donde:

P_m : Potencia del módulo fotovoltaico (w).

N_p : Numero de paneles fotovoltaicos.

P_{IR} : Potencia del inversor de red (w)

- **Cálculo del cumulo de Baterías.**

Determinación de la potencia del acumulado de baterías. Ecuación (7):

$$C_T = \frac{E \times N_D}{V_s \times P_{Dmáx}} \quad (7)$$

$$C_T = \frac{660,942 \times 1.5}{48 \times 0.8}$$

$$C_T = 25.82 \text{ kWh}$$

Donde:

C_T : Capacidad mínima del banco de baterías (Ah).

E : Energía necesaria (Wh/día).

N_D : Número de días de autonomía (1,5 a 5 días)

V_s : Número de paneles en paralelo

$P_{Dm\acute{a}x}$: Profundidad de descarga de la batería Ion Litio (80%)

Tomando como referencia una batería de Litio LiFePO₄ cuya capacidad es de 2,56 kWh, 48 V 100%, pero operando con una descarga del 80% la capacidad es de 2,048 kWh, 48 V según ficha técnica. Ecuación (8)

$$N_{BT} = \frac{C_T}{C_B} \quad (8)$$

$$N_{BT} = \frac{25.82}{0.042}$$

$$N_{BT} = 614.76 \approx 640 \text{ baterías}$$

Las 640 unidades de baterías tipo Litio LiFePO₄ de 2.56 kWh, 48 V, los cuales son instaladas en diez (10) bancos (1 master y 3 esclavos, siendo 64 baterías por cada banco), con tensión nominal de 48 Vdc y 6000 ciclos - 80% DOD.

- **Cálculo de la potencia del Inversor Bidireccional.**

Resolviendo según la ecuación (9)

$$P_{cluster} \geq \frac{P}{N_{\text{banco de baterías}}} \quad (9)$$

$$P_{cluster} \geq \frac{102.41}{10}$$

$$P_{cluster} \geq 10.24 \approx 24 \text{ kW}$$

$$P_{IB} \geq \frac{P_{cluster}}{3}$$

$$P_{IB} \geq \frac{10.24}{3}$$

$$P_{IB} \geq 3.41 \approx 8 \text{ kW}$$

Donde:

$P_{cluster}$: Potencia del cluster (kW)

P : Máxima demanda de potencia (kW)

P_{IB} : Potencia del inversor bidireccional (kW)

Cada acumulado de almacenamiento o batería tendrá con un Cluster de 24 kW, y cada Cluster se encontrara compuesto con tres inversores bidireccionales de 8 kW cada inversor, debido que

será una línea trifásica.

- **Cálculo del número de Inversores Bidireccionales.**

Resolviendo según la ecuación (10)

$$N_{cluster} = N_{baterías}$$

$$N_{IB} = 3 * N_{baterías} \quad (10)$$

$$N_{IB} = 3 * 10$$

$$N_{IB} = 30$$

Donde:

N_{IB} : Número de inversores bidireccional

- **Cálculo Sección de Conductor entre el String y PV_Box.**

La estimación de este sector ha quedado establecido en aplicación de la capacidad máxima de flujo o corriente y el diferencial de tensión entre el String y la caja de paralelaje (PV_Box). Para el diferencial de tensión se estima una cantidad máxima de 1%. El sector mínimo en aplicación de la más alta caída de voltaje consentida se logra evaluar con la fórmula que a continuación tenemos:

$$S \geq \frac{2 \times L \times \rho \times I}{\nabla V}$$

En la cual:

L : Longitud en metros.

ρ : Resistividad del cobre (Ω .mm)

I : Corriente de la cadena (A)

∇V : Caída de tensión (V)

Para la estimación se tiene en cuenta el recorrido con mayor distancia que llega a la caja de conexión (13,6 m). El Flujo de corriente que se toma es la corriente de cortocircuito de las estaciones fotovoltaicas que será de $I_{sc} = 10,61$ A y la caída de voltaje será el 0,25% de la tensión en circuito abierto del String. Considerando que cada String contará con 16 módulos fotovoltaicos de $V_{oc} = 52,07$ V conectados en serie, se considerará una máxima caída de tensión de 2,08 V (0,25% de $833,12 V_{oc}$). Con dichos parámetros el sector mínimo del cable es de 4 mm^2 .

Para este estudio se escogerá cable de cobre como conductor con un determinado aislamiento de PVC, tipo solar de 4 mm^2 y conectores multicontactos dado a que los paneles como características mínimas se proporcionan con esta dimensión de conductor. Ver Anexo 2 – Tabla 19.

- **Cálculo Sección de Conductor entre Array e Inversor.**

Al igual que el caso anterior se establece el fragmento o sección de los conductores desde los PV_Box hasta los inversores. Al igual como en el punto anterior se calculará la sección mínima para los tramos teniendo que la corriente de salida de los PV_Box es de 31,83 A y la tensión de 833,12 V. Con los parámetros antes establecidos se tendrá que la sección mínima para una distancia entre PV_Box e Inversor es de 4 mm², por lo que seleccionará el mismo tipo de cable usado para la conexión String PV_Box; cable tipo solar de 4 mm². La sección del conductor seleccionado cumple con los requerimientos de capacidad de corriente que transporta (31,83 A). Ver Anexo 2 - 20.

- **Cálculo Interruptor Termomagnético de Protección de String.**

Para el acertado proceso y seguridad del establecimiento se instalará interruptores termomagnéticos de protección en cada String. Para determinar la capacidad nominal del interruptor termomagnético se tendrá la corriente pico que soporta la cadena, Además cada fabricante de panel recomienda una capacidad de interruptor termomagnético para la protección del mismo, para la potencia del panel se recomienda un interruptor termomagnético de 20 A.

- **Cálculo Interruptor Termomagnético de Protección de Array.**

Para el caso de la protección y seccionador de los arreglos de la matriz de cadenas se tendrá en cuenta la corriente nominal de salida de los PV_Box, en este caso la protección e interruptor será de 40 A.

- **Cálculo Sección de Conductor entre Inversor al Centro de Transformación.**

Se determina la sección de los conductores desde el inversor hasta el centro de transformación. Al igual como en el punto anterior se calculará la sección mínima para los tramos teniendo que la corriente de salida del

Inversor es de 63,66 A y la tensión de 833,12 V. Véase Anexo 2 – Tabla 21.

- **Cálculo Sección de Conductor entre CDT al Transformador.**

Se determina la sección de los conductores desde el Centro de Transformación al Transformador. Véase Anexo 2 – Tabla 22.

- **Cálculo Sección de Conductor entre Cluster al CDT.**

Se determina la sección de los conductores desde los Cluster al centro de Transformación. Véase Anexo 2 – Tabla 23

- **Cálculo Sección de Conductor entre Baterías a Cluster.**

Se determina la sección de los conductores desde las Baterías al Cluster Véase Anexo 2 – Tabla 24

- **Cálculo del Sistema Puesta a Tierra.**

La esencial característica del sistema de instalación a tierra es reducir el daño a personas y equipos en el área del Sistema de Generación Fotovoltaica Híbrida (SGFVH). Para lo cual se realiza mediciones de resistividades de terreno con el método Wenner reconocido internacionalmente para el diseño de puesta a tierra. El método consiste en clavar 04 electrodos sonda a una determinada profundidad y distancia correspondiente con la misma distancia. Se alimenta una corriente I a través de los electrodos finales mientras se mide la diferencia de potencial V entre los electrodos intermedios.

El valor de esta resistencia para la estructura de generación Fotovoltaica Híbrido (SGFVH) será mínimo 5Ω , además se debe tener en cuenta un estudio de riesgo de impacto por descargas atmosféricas. Para la cual existe diferentes métodos, pero se recomienda usar la Comparación de Frecuencia Esperada y Riesgo Admisible. Ver Anexo 2 – Figura 29-30-31.

Presupuesto de obra.

El costo total del Sistema de Generación Fotovoltaica del proyecto “Propuesta de sistema híbrido AC/DC fotovoltaico para AA.HH. Lomas del Cono Norte – Chimbote 2021 es de S./ 4’669,487.18 incluido IGV, el mismo que está compuesto por la obtención de suministro que complementan, así como los montajes electromecánicos, el traslado de materiales, gastos generales, utilidades y IGV, tal como se indica en el Anexo 2 – Figura 36

JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

El presente exploración o estudio detenta como finalidad aportar conocimientos sobre el uso de las energías renovables y así proponer un sistema híbrido como innovación tecnológica en el futuro con divisiones fotovoltaicas solares amalgamado con otro surtidor de energía tal como la energía de la fuerza de los vientos o eólica, los alternadores diésel, reducidas centrales hidráulicas, o alguna otro generador de energía, formando una microred de manera que abarcan parte del requerimiento o necesidad energética a través de utilizar los insumos renovables de una determinada zona.

En nuestro Perú, según el decreto Ley N°1221 (2015), que aún está en desarrollo a cargo del Ministerio de Energía y Minería define actualmente la generación distribuida como una oportunidad para que los usuarios de la red con instalaciones de energía renovable no tradicionales produzcan su propia energía o aporten el excedente a la red,, es una gran oportunidad en el futuro de este proyecto de tesis de aplicación para generar energía eléctrica en media tensión (MT) con centrales fotovoltaicas Híbridas (CFVH), interconectada directamente a la red de distribución para autoabastecimiento o venta comercial.

Es fundamental mirar más allá de los obstáculos financieros para observar muchos beneficios sociales, económicos y tecnológicos que darían a la sociedad un paso en la dirección correcta hacia la competitividad global, hacia la independencia energética.

Estas propuestas se exponen como una oportunidad para impulsar el desarrollo reduciendo nuestra huella de carbono, reduciendo los costes de producción y promoviendo nuevas tecnologías a través de la investigación universitaria.

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN

Se realizó la propuesta de sistema híbrido AC/DC fotovoltaico para AA.HH. Lomas de Cono Norte – Chimbote 2021 como Winanti & Purwadi (2018) que en su investigación concluyen que los sistemas híbridos AC/DC son más eficientes y rentables que cada sistema AC y DC independiente, señalando que el sistema híbrido fotovoltaico tiene un menor costo que la electrificación convencional en Indonesia. Hofer, Svetozarevic, & Schloeter (2017) en "Hybrid AC/DC building microgrid for solar PV and battery storage integration", utilizaron inversores marca Fronius en su prototipo de microrred. Subrata, y otros (2021) en "Design and Analysis of an AC Coupled Photovoltaic System for an Off-grid Community in Chittagong Hill Tracts", propone un sistema 18 kWp PV, 2 inversores on grid de 6 kW, un inversor off grid de 6 kW y un banco de baterías de 19.2 kWh.

CONCLUSIONES

Los sistemas solares tienen importantes ventajas sobre las fuentes de energía tradicionales. Son más fiables y evitan errores costosos. El fabricante garantiza que pueden producir energía durante 25 años y pueden seguir produciendo electricidad pasado ese tiempo. Los sistemas solares solo requieren inspecciones periódicas y mantenimiento ocasional, el precio de esto es que se pueden agregar módulos solares gradualmente para aumentar la corriente disponible y la energía producida en comparación con los sistemas tradicionales, el aumento de la radiación a grandes altitudes hace más rentable el uso de la energía fotovoltaica. porque está optimizado para la producción de energía. Los sistemas solares también tienen sus desventajas, como el costo inicial, por lo que es necesario evaluarlos económicamente y compararlos con las alternativas existentes, otra desventaja es el almacenamiento de energía, los sistemas solares utilizan baterías, lo que aumenta el tamaño, costo y complejidad del sistema.

En nuestro caso se llegó a realizar un dimensionamiento fotovoltaico híbrido (SGFVH) para el AA.HH. Lomas del Cono Norte-Chimbote, lo cual se hizo un estudio de Mercado Eléctrico obteniendo la Máxima Demanda de flujo de Energía de 446.50 kWh por día y una Mayor demanda en Potencia de 102.41 kW, con una mínima radiación de 4.85 kWh por metro cuadrado por día, proporcionado por la fuente: <http://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer>. Obteniéndose como resultado un Sistema de Generación Fotovoltaica Híbrida de 153,6 kW_p con potencia de corriente alterna con salida (Potencia del inversor total) de 200 kW. Y la selección de equipos modulares como: módulos solares, inversores de red, inversores bidireccionales, baterías, etc. que conforman el sistema FV. Se puede ver en los Anexos.

RECOMENDACIONES

La investigación será de mucha utilidad como cimiento para el desarrollo de próximos estudios sobre sistema híbrido AC/DC fotovoltaico y tener las siguientes recomendaciones en el momento de realizar el cálculo de las dimensiones de una estructura de generación Fotovoltaica Híbrida (SGFVH):

- No se permite realizar modificaciones en la instalación, ya que sus dimensiones son las adecuadas para el fin para el que fue creada originalmente.
- Realizar investigaciones de potencial técnico y económico en diferentes regiones del país y promover ampliamente el uso de la tecnología de células solares.
- Para facilitar los trabajos de mantenimiento preventivo, se recomienda implementar procedimientos de medición e inspección en puntos críticos del sistema solar.
- En el dimensionamiento de los equipos y/o para los componentes del sistema fotovoltaico, se recomienda considerar el equipo directo como superior al equipo calculado del subsistema, y también se menciona que los componentes utilizados deben ser los más comerciables en el mercado fotovoltaico para su reemplazo fácil.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Autosolar. (6 de Junio de 2019). *Autosolar*. Recuperado el 6 de Junio de 2019, de <https://autosolar.pe/paneles-solares-de-red/panel-solar-era-solar-270w-policristalino>
- Candial. (2015). *Análisis de un sistema fotovoltaico híbrido doméstico*. Madrid. https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/23575/TFG_Ismael_Candial_Benavente_2015.pdf?sequence=1&isAllowed=y: Universidad Carlos III de Madrid.
- Du, Zhang, Sun, & Ma. (2019). "Power Management Strategy of AC-DC Hybrid Microgrid in Island Mode". *2019 Chinese Control And Decision Conference* (págs. 2900-2905). doi: 10.1109/CCDC.2019.8833467.
- Fang, Ren, Ju, Zhang, & Yu. (2019). "The payback assessment of AC networks and hybrid AC/DC networks in the case of PV integrations". *IEEE International Conference of Intelligent Applied Systems on Engineering (ICIASE)* (págs. 78-81). doi: 10.1109/ICIASE45644.2019.9074026.
- Fondo Nacional del Ambiente - Perú. (2004). *El Mecanismo de Desarrollo Limpio*. Lima. Recuperado de <http://fonamperu.org.pe/wp-content/uploads/2016/08/guiamdlfonam.pdf>: CONAM.
- Fronius Solar Energy. (18 de Julio de 2021). *Programa especial de webinars 20: Fronius + Victron Energy (ES)*. Obtenido de [Video]. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=u7PVbU6Lj2U&list=PL85Y7bmxzjhgP0wnlNfY13uyWiwYFs9Pc>
- Gao, Wang, Yang, Kou, & Sun. (2020). Research and Simulation of Hybrid AC/DC Microgrid. *2020 4th International Conference on HVDC (HVDC)* (págs. 1276-1280). doi: 10.1109/HVDC50696.2020.9292793.
- Hernández, S., Méndez, S., & Mendoza, P. (11 de Junio de 2014). *Recursos en línea de Metodología de la investigación (6a. ed.)*. Recuperado el 10 de Diciembre de 2018, de McGRAW-HILL. Recuperado de

<http://highered.mheducation.com/sites/dl/free/1456223968/1016239/CAPITULO07.pdf>

- HIDRANDINA. (2019). *INFORME FINAL DEFINITIVO*.
https://portalgfe.osinergmin.gob.pe/VAD2019-2023/05-Estudios_VAD_Definitivos/Hidrandina/000540_Tram_004761_Hidrandina_Respuestas%20a%20las%20Observaciones.pdf: HIDRANDINA.
- Hofer, Svetozarevic, & Schlueter. (2017). Hybrid AC/DC building microgrid for solar PV and battery storage integration. *2017 IEEE Second International Conference on DC Microgrids (ICDCM)* (págs. 188-191). doi: 10.1109/ICDCM.2017.8001042.
- Hutapea, & Purwadi. (2017). Design of hybrid PV-generator-battery system for two kind of loads at Aha Village, Morotai Island, North Maluku. *"Design of hybrid PV-generator-battery system for two kind of loads at Aha Village, Morotai Island, North Maluku"* (págs. 127-131). doi: 10.1109/ICCEREC.2017.8226672.
- IDEA. (2011). *Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red*. Madrid: IDEA. Recuperado de http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf.
- INEI. (2016). *Perú: Principales Indicadores Departamentales 2009-2016*. Lima: INEI. https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1768/.
- INEI. (2017). *Crecimiento y distribución de la población total 2017*. Lima: INEI. https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1530/libro.pdf.
- INEI. (2020). *Perú: Proyecciones de Población, Según Departamento, Provincia y Distrito, 2018-2020*. Lima: INEI. https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1715/libro.pdf.

- INEI. (2020). *Planos Estratificados por ingreso a nivel de manzana de las Grandes Ciudades*. Lima: INEI. https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1747/libro.pdf.
- INEI. (17 de Julio de 2021). *censos 2017*. Obtenido de <https://censos2017.inei.gob.pe/pubinei/index.asp>
- Karimi, Oraee, Golsorkhi, & Guerrero. (2017). "Decentralized Method for Load Sharing and Power Management in a PV/Battery Hybrid Source Islanded Microgrid" . *IEEE Transactions on Power Electronics* (págs. 3525-3535). doi: 10.1109/TPEL.2016.2582837.
- Liu, Du, & Yan. (2016). "The optimal sizing for AC/DC hybrid stand-alone microgrid based on energy dispatch strategy". *IEEE International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE)* (págs. 415-419). doi: 10.1109/ICPRE.2016.7871243.
- Mahmud, & Nejadpak. (2019). "Distributed Cooperative Control of Hybrid AC/DC Microgrid". *IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference* (págs. 2950-2955). doi: 10.1109/PVSC40753.2019.8981184.
- NASA. (10 de Marzo de 2019). *NASA Prediction of Worldwide Energy Resource (POWER)* . Recuperado el 10 de Marzo de 2019, de <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- PV3x. (15 de Enero de 2019). *Solar Energy: Photovoltaic (PV) Systems*. Recuperado el 1 de Julio de 2019, de https://courses.edx.org/courses/course-v1:DelftX+PV3x+1T_2018/course/
- SENAMHI. (2003). *Atlas de Energía Solar del Perú*. Lima: Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas. Recuperado de http://dger.minem.gob.pe/atlassolar/ATLAS_SOLAR.pdf.
- SER-CAP. (18 de Julio de 2020). *Webinar GRATIS: VICTRON ENERGY: "Porfolio de Equipos y Soluciones Off Grid. Últimos Desarrollos"*. Obtenido de [Video]. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=Gy4owOOhgeU&t=5302s>

- Subrata, Kwan, Marma, Hasan, Ahmed, Nessa, . . . Saha. (2021). Design and Analysis of an AC Coupled Photovoltaic System for an Off-grid Community in Chittagong Hill Tracts. *2021 6th International Conference on Renewable Energy: Generation and Applications (ICREGA)* (págs. 39-43). doi: 10.1109/ICREGA50506.2021.9388295.
- Winanti, & Purwadi. (2018). Study and Design of Distributed Hybrid PV-Generator-Battery System for Communal and Administrative Loadat Sei Bening Village, Sajingan Besar, Indonesia. *2nd International Conference on Green Energy and Applications (ICGEA)* (págs. 129-133). doi: 10.1109/ICGEA.2018.8356300.

ANEXOS

ANEXO 1. Instrumento 1 - Estudio de mercado: energía nominal y máxima demanda

REGISTRO FOTOGRÁFICO DE LA ZONA DEL PROYECTO

“Propuesta de sistema híbrido AC/DC fotovoltaico para AA.HH. Lomas del Cono Norte
– Chimbote 2021







Figura 11. Reconocimiento y adquisición de información in situ del Proyecto.
Fuente: Elaboración propia

La zona de estudio carece de información histórica en consumo de energía eléctrica o referente a proyectos anteriores dado que el uso de energía está limitado a su fuente primaria como son el uso de pilas o pequeñas baterías para el uso de linternas, lámparas, radios televisores; por lo que la proyección de demanda se ha estimado en base a comparación de consumo de subestaciones de distribución cercanas al proyecto, cuya información se ha recopilado de la empresa Concesionaria Hidrandina S.A. Se observa el crecimiento de la población en los últimos 5 años, por lo que el promedio se realizó a partir del año 2016 para tener un TC positivo.

Tabla 2.

Tasas **sobre** crecimiento poblacional a nivel de distrito de Chimbote.

| Periodo | Año | Población | TC |
|----------------------|------|-----------|--------|
| 1 | 2009 | 221 582 | |
| 2 | 2010 | 220 624 | -0.43% |
| 3 | 2011 | 219 612 | -0.46% |
| 4 | 2012 | 218 542 | -0.49% |
| 5 | 2013 | 217 394 | -0.53% |
| 6 | 2014 | 216 154 | -0.57% |
| 7 | 2015 | 214 804 | -0.62% |
| 8 | 2016 | 214 894 | 0.04% |
| 9 | 2017 | 213 872 | -0.48% |
| 10 | 2018 | 215 834 | 0.92% |
| 11 | 2019 | 216 601 | 0.36% |
| 12 | 2020 | 216 776 | 0.08% |
| Promedio 2018 - 2020 | | | 0.18% |

Fuente: Adaptado de INEI (2016), INEI (2017).

Nota. - Se observa el crecimiento de la población en los 5 últimos años, por lo que el promedio se realizó a partir del año 2016 para tener un TC positivo.

Tabla 3.
Previsión de población local.

| Viviendas | Habitantes por vivienda | N° Habitantes |
|-----------|-------------------------|------------------|
| 436 | 4 | 1 744 |
| N° | Año | Cant. Habitantes |
| 0 | 2021 | 1 744 |
| 1 | 2022 | 1 748 |
| 2 | 2023 | 1 751 |
| 3 | 2024 | 1 754 |
| 4 | 2025 | 1 757 |
| 5 | 2026 | 1 761 |
| 6 | 2027 | 1 764 |
| 7 | 2028 | 1 767 |
| 8 | 2029 | 1 770 |
| 9 | 2030 | 1 774 |
| 10 | 2031 | 1 777 |
| 11 | 2032 | 1 780 |
| 12 | 2033 | 1 783 |
| 13 | 2034 | 1 787 |
| 14 | 2035 | 1 790 |
| 15 | 2036 | 1 793 |
| 16 | 2037 | 1 797 |
| 17 | 2038 | 1 800 |
| 18 | 2039 | 1 803 |
| 19 | 2040 | 1 806 |
| 20 | 2041 | 1 810 |

Fuente: Adaptado de INEI (2021).

Nota.- De la fueten INEI (2021) se obtiene que el Centro Poblado: Chimbote tiene 49 290 viviendas y poblacion 179 909, por lo que hace 4 habitantes por vivienda.

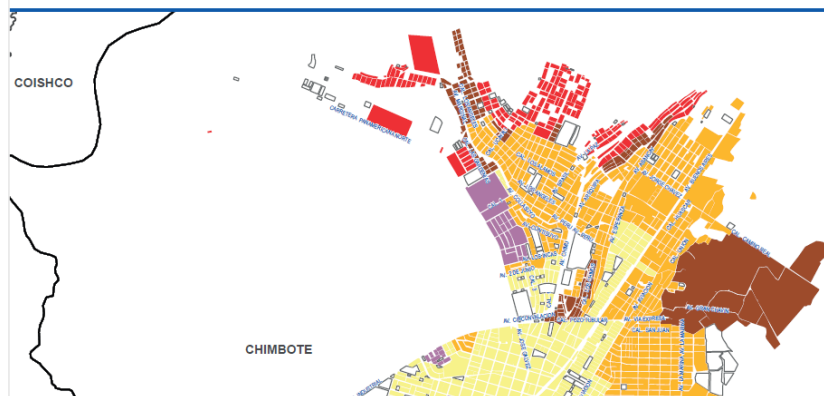
Tabla 4.
Proyección de la vivienda de la localidad.

| N° | Año | N° Viviendas |
|----|------|--------------|
| 0 | 2021 | 436 |
| 1 | 2022 | 437 |
| 2 | 2023 | 438 |
| 3 | 2024 | 439 |
| 4 | 2025 | 439 |
| 5 | 2026 | 440 |
| 6 | 2027 | 441 |
| 7 | 2028 | 442 |
| 8 | 2029 | 443 |
| 9 | 2030 | 444 |
| 10 | 2031 | 444 |
| 11 | 2032 | 445 |
| 12 | 2033 | 446 |
| 13 | 2034 | 447 |
| 14 | 2035 | 448 |
| 15 | 2036 | 448 |
| 16 | 2037 | 449 |
| 17 | 2038 | 450 |
| 18 | 2039 | 451 |
| 19 | 2040 | 452 |
| 20 | 2041 | 453 |

Proyección de las viviendas en el distrito de Chimbote, según INEI (2021).

DISTRITO CHIMBOTE

PLANO ESTRATIFICADO REGIONAL A NIVEL DE MANZANA POR INGRESO PER CÁPITA DEL HOGAR



POBLACIÓN Y MANZANAS (PORCENTAJE)

| ESTRATO | INGRESO PER CÁPITA POR HOGARES (Soles)* | PERSONAS % | HOGARES % | MANZANAS % |
|--------------|---|---------------|--------------|---------------|
| Alto | 1,340.89 a más | 4.5 | 5.2 | 5.3 |
| Medio alto | 1,025.40 - 1,340.88 | 38.7 | 39.5 | 31.8 |
| Medio | 804.55 - 1,025.39 | 42.2 | 39.7 | 41.1 |
| Medio bajo | 646.80 - 804.54 | 8.5 | 8.4 | 10.9 |
| Bajo | 646.79 a menos | 6.1 | 7.3 | 10.8 |
| TOTAL | | 100.0 | 100.0 | 100.0 |

Figura 12. Planos Estratificados por ingreso per cápita del hogar – Chimbote.
Fuente: (INEI, 2020)

Tabla 5.

Registros de energía y suministro subestaciones de distribución cercanas al proyecto.

| SED | Año | Mes | Energía Total kWh | Cantidad Suministros Definitivos | Consumos promedio kWh/mes |
|--------|------|-----|-------------------|----------------------------------|---------------------------|
| CH0624 | 2021 | 1 | 12,773.00 | 146.00 | 87 |
| CH2362 | 2021 | 1 | 2,140.00 | 21.00 | 101.90 |
| CH2363 | 2021 | 1 | 10,893.00 | 42.00 | 259 |
| CH0624 | 2021 | 2 | 11,946.00 | 146.00 | 82 |
| CH2362 | 2021 | 2 | 1,804.00 | 21.00 | 86 |
| CH2363 | 2021 | 2 | 12,589.00 | 42.00 | 300 |
| CH0624 | 2021 | 3 | 13,176.00 | 147.00 | 90 |
| CH2362 | 2021 | 3 | 2,033.00 | 21.00 | 97 |
| CH2363 | 2021 | 3 | 14,229.00 | 42.00 | 339 |
| CH0624 | 2021 | 4 | 12,366.00 | 147.00 | 84 |
| CH2362 | 2021 | 4 | 2,366.00 | 21.00 | 113 |
| CH2363 | 2021 | 4 | 12,294.00 | 42.00 | 293 |
| CH0624 | 2021 | 5 | 12,570.00 | 147.00 | 86 |
| CH2362 | 2021 | 5 | 1,984.00 | 21.00 | 94 |
| CH2363 | 2021 | 5 | 11,065.00 | 42.00 | 263 |
| CH0624 | 2020 | 1 | 12,666.00 | 144.00 | 88 |
| CH2362 | 2020 | 1 | 2,127.00 | 21.00 | 101.3 |
| CH2363 | 2020 | 1 | 9,329.00 | 41.00 | 228 |
| CH0624 | 2020 | 2 | 12,304.00 | 144.00 | 85 |
| CH2362 | 2020 | 2 | 2,014.00 | 21.00 | 96 |
| CH2363 | 2020 | 2 | 10,271.00 | 41.00 | 251 |
| CH0624 | 2020 | 3 | 12,480.00 | 145.00 | 86 |
| CH2362 | 2020 | 3 | 2,082.00 | 21.00 | 99 |
| CH2363 | 2020 | 3 | 15,603.00 | 42.00 | 372 |
| CH0624 | 2020 | 4 | 12,480.00 | 145.00 | 86 |
| CH2362 | 2020 | 4 | 2,059.00 | 21.00 | 98 |
| CH2363 | 2020 | 4 | 15,603.00 | 42.00 | 372 |
| CH0624 | 2020 | 5 | 11,814.00 | 145.00 | 81 |
| CH2362 | 2020 | 5 | 1,961.00 | 21.00 | 93 |
| CH2363 | 2020 | 5 | 12,223.00 | 42.00 | 291 |
| CH0624 | 2020 | 6 | 12,634.00 | 145.00 | 87 |
| CH2362 | 2020 | 6 | 1,995.00 | 21.00 | 95 |
| CH2363 | 2020 | 6 | 10,564.00 | 42.00 | 252 |
| CH0624 | 2020 | 7 | 13,224.00 | 145.00 | 91 |
| CH2362 | 2020 | 7 | 2,161.00 | 21.00 | 102.9 |
| CH2363 | 2020 | 7 | 11,503.00 | 42.00 | 274 |
| CH0624 | 2020 | 8 | 12,038.00 | 145.00 | 83 |
| CH2362 | 2020 | 8 | 2,065.00 | 21.00 | 98 |

| | | | | | |
|--------|------|----|-----------|--------|-----|
| CH2363 | 2020 | 8 | 11,478.00 | 42.00 | 273 |
| CH0624 | 2020 | 9 | 14,338.00 | 146.00 | 98 |
| CH2362 | 2020 | 9 | 2,795.00 | 21.00 | 133 |
| CH2363 | 2020 | 9 | 11,599.00 | 42.00 | 276 |
| CH0624 | 2020 | 10 | 12,455.00 | 146.00 | 85 |
| CH2362 | 2020 | 10 | 2,107.00 | 21.00 | 100 |
| CH2363 | 2020 | 10 | 11,667.00 | 42.00 | 278 |
| CH0624 | 2020 | 11 | 11,674.00 | 146.00 | 80 |
| CH2362 | 2020 | 11 | 1,988.00 | 21.00 | 95 |
| CH2363 | 2020 | 11 | 12,065.00 | 42.00 | 287 |
| CH0624 | 2020 | 12 | 12,233.00 | 146.00 | 84 |
| CH2362 | 2020 | 12 | 2,317.00 | 21.00 | 110 |
| CH2363 | 2020 | 12 | 12,238.00 | 42.00 | 291 |
| CH0624 | 2019 | 7 | 10,083.00 | 144.00 | 70 |
| CH2362 | 2019 | 7 | 2,564.00 | 21.00 | 122 |
| CH2363 | 2019 | 7 | 7,068.00 | 41.00 | 172 |
| CH0624 | 2019 | 8 | 10,126.00 | 144.00 | 70 |
| CH2362 | 2019 | 8 | 1,977.00 | 21.00 | 94 |
| CH2363 | 2019 | 8 | 7,065.00 | 41.00 | 172 |
| CH0624 | 2019 | 9 | 11,694.00 | 144.00 | 81 |
| CH2362 | 2019 | 9 | 1,992.00 | 21.00 | 95 |
| CH2363 | 2019 | 9 | 7,858.00 | 41.00 | 192 |
| CH0624 | 2019 | 10 | 12,080.00 | 144.00 | 84 |
| CH2362 | 2019 | 10 | 1,889.00 | 21.00 | 90 |
| CH2363 | 2019 | 10 | 8,581.00 | 41.00 | 209 |
| CH0624 | 2019 | 11 | 10,778.00 | 144.00 | 75 |
| CH2362 | 2019 | 11 | 2,025.00 | 21.00 | 96 |
| CH2363 | 2019 | 11 | 8,216.00 | 41.00 | 200 |
| CH0624 | 2019 | 12 | 13,371.00 | 144.00 | 93 |
| CH2362 | 2019 | 12 | 2,155.00 | 21.00 | 103 |
| CH2363 | 2019 | 12 | 9,898.00 | 41.00 | 241 |

Fuente: Empresa Concesionaria Hidrandina S.A.

Tabla 6.
Segmentación de consumos de energía – tarifa BT5B.

| Ítem | Rango sector | Sector consumo kWh/mes | Porcentaje Sector | Rango sector Acum. | Porcentaje sector Acum. |
|-------------------------|--------------------|------------------------|-------------------|--------------------|-------------------------|
| 1 | [0-80> | 80 | 4.35% | [0-80> | 4.35% |
| 2 | [80-90> | 90 | 24.64% | [0-90> | 28.99% |
| <u>3</u> | <u>[90-100></u> | <u>100</u> | <u>24.64%</u> | <u>[0-100></u> | <u>53.62%</u> |
| 4 | [100-110> | 110 | 7.25% | [0-110> | 60.87% |
| 5 | [110-120> | 120 | 2.90% | [0-120> | 63.77% |
| 6 | [120-130> | 130 | 1.45% | [0-130> | 65.22% |
| 7 | [130-140> | 140 | 1.45% | [0-140> | 66.67% |
| 8 | [170-180> | 180 | 2.90% | [0-180> | 69.57% |
| 9 | [190-200> | 200 | 1.45% | [0-200> | 71.01% |
| 10 | [200-210> | 210 | 2.90% | [0-210> | 73.91% |
| 11 | [220-230> | 230 | 1.45% | [0-230> | 75.36% |
| 12 | [240-250> | 250 | 1.45% | [0-250> | 76.81% |
| 13 | [250-260> | 260 | 4.35% | [0-260> | 81.16% |
| 14 | [260-270> | 270 | 1.45% | [0-270> | 82.61% |
| 15 | [270-280> | 280 | 5.80% | [0-280> | 88.41% |
| 16 | [280-290> | 290 | 1.45% | [0-290> | 89.86% |
| 17 | [290-300> | 300 | 4.35% | [0-300> | 94.20% |
| 18 | [300-310> | 310 | 1.45% | [0-310> | 95.65% |
| 19 | [330-340> | 340 | 1.45% | [0-340> | 97.10% |
| 20 | [370-380> | 380 | 2.90% | [0-380> | 100% |
| Total Porcentaje Sector | | | 100% | | |

Fuente: Empresa Concesionaria Hidrandina S.A.

Nota. - Los niveles de ingresos económicos de la zona del proyecto obtenida de INEI, agrupa los niveles económicos en bajo, medio bajo y medio, obteniendo 56.80%, este porcentaje acumulado que se aproxima a 53.62% se porcentaje de sector acumulado con un rango [0-100>

Tabla 7.
Consumos promedios de energía en tarifa BT5B.

| consumos [0-110> kWh-mes | | | |
|--------------------------|-------|-------|-------|
| Año | 2019 | 2020 | 2021 |
| Promedio | 84.85 | 90.01 | 88.22 |

Fuente: Empresa Concesionaria Hidrandina S.A.

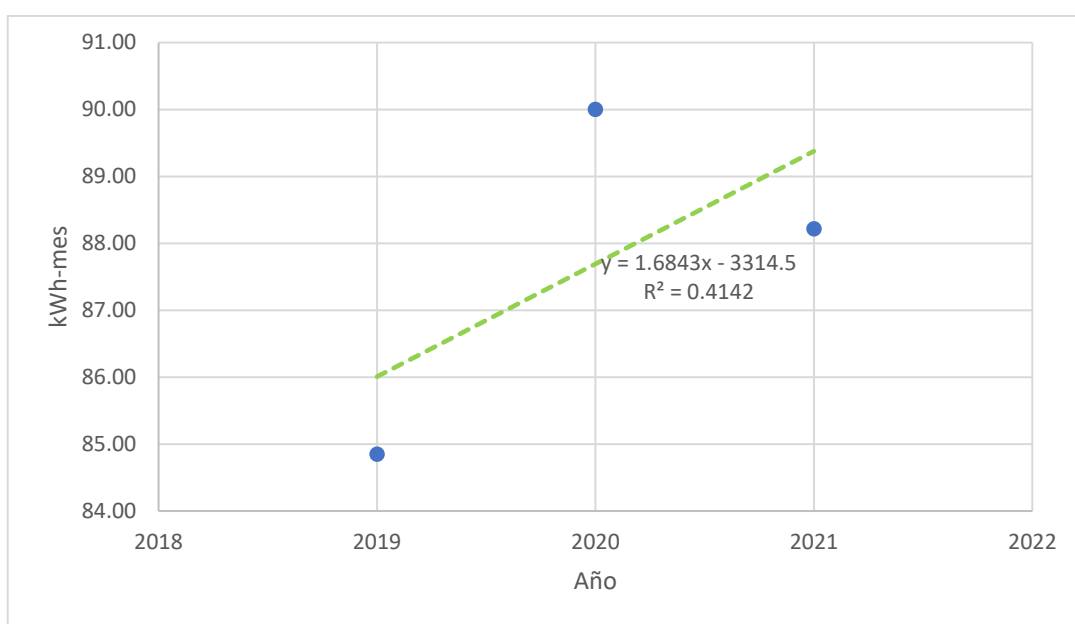


Figura 13. Línea de tendencia Consumos promedios de energía en tarifa BT5B
Fuente: Elaboración propia.

Tabla 8.
Proyección de los consumos kWh-mes.

| Año | Históricos | | | Proyectado | | | |
|----------|------------|-------|-------|---------------|----------------|----------------|----------------|
| | 2019 | 2020 | 2021 | Año 5 2026 | Año 10 2031 | Año 15 2036 | Año 20 2041 |
| Promedio | 84.85 | 90.01 | 88.22 | 97.89 | 106.31 | 114.73 | 123.16 |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 9.
Demanda de las cargas.

| Item | Descripción | Calificación Eléctrica (kW) | Factor de simultaneidad | Demanda de las cargas kW |
|------|-----------------------|-----------------------------|-------------------------|--------------------------|
| 1 | Viviendas | 0.8 | 0.5 | 0.4 |
| 2 | Locales públicos | 3.5 | 1 | 3.5 |
| 3 | Institución Educativa | 3.5 | 1 | 3.5 |
| 4 | Alumbrado público | 0.05 | 1 | 0.05 |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 10.
Distribución de abonados en sistemas fotovoltaicos híbridos.

| Locales Públicos (Tipo I) | | | Institución Educativa (Tipo II) |
|---------------------------|---------|---------------|---------------------------------|
| Comercio | Iglesia | Local Comunal | |
| 20 | 1 | 1 | 1 |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 11.**Gasto por suscriptor – cada mes, sistema fotovoltaico híbrido kWh-mes.**

| Periodo | Año | C.U. Domiciliario kWh-mes | C. U. tipo I kWh-mes | C. U. Tipo II kWh-mes | C. U. Alumbrado público kWh-mes |
|---------|------|------------------------------|-------------------------|--------------------------|------------------------------------|
| 0 | 2021 | 88.22 | 385.96 | 385.96 | 18 |
| 1 | 2022 | 91.15 | 398.80 | 398.80 | 18 |
| 2 | 2023 | 92.84 | 406.17 | 406.17 | 18 |
| 3 | 2024 | 94.52 | 413.54 | 413.54 | 18 |
| 4 | 2025 | 96.21 | 420.91 | 420.91 | 18 |
| 5 | 2026 | 97.89 | 428.28 | 428.28 | 18 |
| 6 | 2027 | 99.58 | 435.65 | 435.65 | 18 |
| 7 | 2028 | 101.26 | 443.01 | 443.01 | 18 |
| 8 | 2029 | 102.94 | 450.38 | 450.38 | 18 |
| 9 | 2030 | 104.63 | 457.75 | 457.75 | 18 |
| 10 | 2031 | 106.31 | 465.12 | 465.12 | 18 |
| 11 | 2032 | 108.00 | 472.49 | 472.49 | 18 |
| 12 | 2033 | 109.68 | 479.86 | 479.86 | 18 |
| 13 | 2034 | 111.37 | 487.23 | 487.23 | 18 |
| 14 | 2035 | 113.05 | 494.60 | 494.60 | 18 |
| 15 | 2036 | 114.73 | 501.96 | 501.96 | 18 |
| 16 | 2037 | 116.42 | 509.33 | 509.33 | 18 |
| 17 | 2038 | 118.10 | 516.70 | 516.70 | 18 |
| 18 | 2039 | 119.79 | 524.07 | 524.07 | 18 |
| 19 | 2040 | 121.47 | 531.44 | 531.44 | 18 |
| 20 | 2041 | 123.16 | 538.81 | 538.81 | 18 |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 12.**Gasto por suscriptor – por día, sistema fotovoltaico híbrido kWh por día .**

| Periodo | Año | C.U.Domiciliario kWh-día | C. U. tipo I kWh-día | C. U. Tipo II kWh-día | C. U. Alumbrado público kWh-día |
|---------|------|-----------------------------|-------------------------|--------------------------|---------------------------------------|
| 0 | 2021 | 2.94 | 12.87 | 12.87 | 0.6 |
| 1 | 2022 | 3.04 | 13.29 | 13.29 | 0.6 |
| 2 | 2023 | 3.09 | 13.54 | 13.54 | 0.6 |
| 3 | 2024 | 3.15 | 13.78 | 13.78 | 0.6 |
| 4 | 2025 | 3.21 | 14.03 | 14.03 | 0.6 |
| 5 | 2026 | 3.26 | 14.28 | 14.28 | 0.6 |
| 6 | 2027 | 3.32 | 14.52 | 14.52 | 0.6 |
| 7 | 2028 | 3.38 | 14.77 | 14.77 | 0.6 |
| 8 | 2029 | 3.43 | 15.01 | 15.01 | 0.6 |
| 9 | 2030 | 3.49 | 15.26 | 15.26 | 0.6 |
| 10 | 2031 | 3.54 | 15.50 | 15.50 | 0.6 |
| 11 | 2032 | 3.60 | 15.75 | 15.75 | 0.6 |
| 12 | 2033 | 3.66 | 16.00 | 16.00 | 0.6 |
| 13 | 2034 | 3.71 | 16.24 | 16.24 | 0.6 |
| 14 | 2035 | 3.77 | 16.49 | 16.49 | 0.6 |
| 15 | 2036 | 3.82 | 16.73 | 16.73 | 0.6 |
| 16 | 2037 | 3.88 | 16.98 | 16.98 | 0.6 |
| 17 | 2038 | 3.94 | 17.22 | 17.22 | 0.6 |
| 18 | 2039 | 3.99 | 17.47 | 17.47 | 0.6 |
| 19 | 2040 | 4.05 | 17.71 | 17.71 | 0.6 |
| 20 | 2041 | 4.11 | 17.96 | 17.96 | 0.6 |

*Fuente: Elaboración propia.***Tabla 13.****Ciclo 10 gasto por suscriptor – por día, sistema fotovoltaico híbrido kWh-diario.**

| Descripción | Cargas | Consumo kWh-día | Demanda Unitaria kW |
|---------------------|--------|-----------------|------------------------|
| Abonados domésticos | 453 | 3.54 | 0.4 |
| Abonados tipo I | 22 | 15.50 | 3.5 |
| Abonados tipo II | 1 | 15.50 | 3.5 |
| Alumbrados públicos | 152 | 0.60 | 0.05 |

Fuente: Elaboración propia.

ANEXO 2. Instrumento 2 - Registro de irradiación e irradiancia.

Tabla 14.

Localización del Sistema de producción Fotovoltaica Híbrida AC/DC.

| PUNTO | ALTITUD | COORDENADAS UTM ZONA 17 L | |
|---|---------|---------------------------|--------|
| | | N | E |
| AA.HH. LOMAS DEL CONO NORTE-CHIMBOTE | 12 m | 8999770 | 763086 |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 15.

Temperaturas en Chimbote.

| MES | T° Máx. | T° Mín. |
|------------|---------|---------|
| Enero | 26.7 | 16.6 |
| Febrero | 27.6 | 17.6 |
| Marzo | 27.5 | 17.8 |
| Abril | 25.6 | 16.5 |
| Mayo | 23 | 15.1 |
| Junio | 22.6 | 13.8 |
| Julio | 21.9 | 13.5 |
| Agosto | 21.4 | 13.6 |
| Septiembre | 21.7 | 13.1 |
| Octubre | 22.4 | 13.4 |
| Noviembre | 23.7 | 13.9 |
| Diciembre | 25.1 | 15.3 |

Fuente: <http://power.larc.nasa.gov>

Tabla 16.

Luminosidad por mes en Chimbote, superficie (S) a cero° y 15° de inclinación, dirección norte (kWh/m2/día).

| Inclinación | S0° | S15° |
|-------------|------|------|
| Ene | 6.15 | 6.25 |
| Feb | 6.02 | 6.05 |
| Mar | 5.88 | 5.82 |
| Abr | 5.65 | 5.49 |
| May | 4.96 | 4.98 |
| Jun | 4.89 | 4.85 |
| Jul | 4.92 | 4.95 |
| Ago | 4.06 | 4.99 |
| Set | 4.75 | 4.68 |
| Oct | 5.51 | 5.50 |
| Nov | 5.94 | 6.00 |
| Dic | 6.07 | 6.18 |
| Promedio | 5.20 | 5.15 |
| Máximo | 6.15 | 6.25 |
| Mínimo | 3.80 | 4.85 |

Fuente: <http://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer>.

Tabla 17.

Factores de pérdidas.

| PÉRDIDAS DC | | | | | PÉRDIDAS AC | | |
|-------------|----------------------------|----------|---------|-------------|-------------|----------|-------------|
| Potencia | Temp. | Suciedad | sombras | Conexionado | Cableado DC | Inversor | Cableado AC |
| 0% | 0,442%(T _c -25) | 2.5% | 6% | 2% | 4% | 2% | 4% |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 18.

Máxima Demanda de Potencia y Energía.

| | SUB ESTACIÓN N°01 | SUB ESTACIÓN N°02 | TOTAL |
|---------------|-------------------|-------------------|--------|
| POTENCIA (kW) | 68.34 | 34.07 | 102.41 |
| ENERGÍA (kWh) | 297.96 | 148.54 | 446.50 |

*Fuente: Elaboración propia.***Tabla 19.**

Tramo conexión de los módulos solares al PV_Box.

| SELECCIÓN DE CALIBRE POR CAÍDA DE TENSIÓN | | |
|---|----------|---------------------------------|
| Material del conductor | Cobre | |
| Resistividad | 0,019 | $\Omega \cdot \text{mm}^2$ |
| Disposición | Aire | |
| Distancia | 16,30 | m |
| String a Pv_box | 3 | |
| Caída de tensión permitida | 0,25 | % |
| Tensión | 833,12 | V |
| Caída de tensión | 2,08 | V |
| Corriente Cortocircuito Isc | 10,61 | A |
| Corriente que circula | 10,61 | A |
| Sección calculada | 3,16 | mm^2 |
| Sección seleccionada | 4 | mm^2 |
| SELECCIÓN DE CALIBRE POR CORRIENTE | | |
| Seleccionar conductor | THW-90 | |
| Seleccionar disposición | AIRE | |
| RESULTADO | THW-90 | NYN TRIPLE |
| Corriente soportada | 37 | FALSO |
| Sección seleccionada | 2,5 | FALSO |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 20.

Tramo conexión del PV_Box al Inversor.

| SELECCIÓN DE CALIBRE POR CAÍDA DE TENSIÓN | | |
|---|----------|---------------------------------|
| Material del conductor | Cobre | |
| Resistividad | 0,019 | $\Omega \cdot \text{mm}^2$ |
| Disposición | Aire | |
| Distancia | 6,80 | m |
| Pv_box a inversor | 2 | |
| Caída de tensión permitida | 0,25 | % |
| Tensión | 833,12 | V |
| Caída de tensión | 2,08 | V |
| Corriente Cortocircuito Isc | 10,61 | A |
| Corriente que circula | 31,83 | A |
| Sección calculada | 3,95 | mm^2 |
| Sección seleccionada | 4 | mm^2 |
| SELECCIÓN DE CALIBRE POR CORRIENTE | | |
| Seleccionar conductor | THW-90 | |
| Seleccionar disposición | AIRE | |
| RESULTADO | THW-90 | NYY TRIPLE |
| Corriente soportada | 37 | FALSO |
| Sección seleccionada | 2,5 | FALSO |

*Fuente: Elaboración propia.***Tabla 21.**

Tramo conexión del Inversor al CDT.

| SELECCIÓN DE CALIBRE POR CAÍDA DE TENSIÓN | | |
|---|-----------|---------------------------------|
| Material del conductor | Cobre | |
| Resistividad | 0,019 | $\Omega \cdot \text{mm}^2$ |
| Disposición | Aire | |
| Distancia | 95 | m |
| Inversor CDT | 4 | |
| Cos φ | 1 | |
| Caída de tensión permitida | 1,5 | % |
| Tensión | 833,12 | V |
| Caída de tensión | 12,50 | V |
| Corriente Cortocircuito Isc | 10,61 | A |
| Corriente que circula | 63,66 | A |
| Sección calculada | 15,93 | mm^2 |
| Sección seleccionada | 16 | mm^2 |
| SELECCIÓN DE CALIBRE POR CORRIENTE | | |
| Seleccionar conductor | THW-90 | |
| Seleccionar disposición | AIRE | |
| RESULTADO | THW-90 | NYY TRIPLE |
| Corriente soportada | FALSO | 74 |
| Sección seleccionada | FALSO | 3-1x10 |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 22.

Tramo conexión del CDT al Transformador.

| SELECCIÓN DE CALIBRE POR CAÍDA DE TENSIÓN | | |
|---|------------|---------------------------------|
| Material del conductor | Cobre | |
| Resistividad | 0,019 | $\Omega \cdot \text{mm}^2$ |
| Disposición | Aire | |
| Distancia | 15 | m |
| Cos φ | 1 | |
| Caída de tensión permitida | 0,15 | % |
| Tensión | 833,12 | V |
| Caída de tensión | 1,25 | V |
| Corriente que circula | 381,96 | A |
| Sección calculada | 150,88 | mm^2 |
| Sección seleccionada | 185 | mm^2 |
| SELECCIÓN DE CALIBRE POR CORRIENTE | | |
| Seleccionar conductor | NYY TRIPLE | |
| Seleccionar disposición | AIRE | |
| RESULTADO | THW-90 | NYY TRIPLE |
| Corriente soportada | FALSO | 408 |
| Sección seleccionada | FALSO | 3-1x150 |

*Fuente: Elaboración propia.***Tabla 23.**

Tramo conexión del Cluster al CDT.

| SELECCIÓN DE CALIBRE POR CAÍDA DE TENSIÓN | | |
|---|-----------|---------------------------------|
| Material del conductor | Cobre | |
| Resistividad | 0,019 | $\Omega \cdot \text{mm}^2$ |
| Disposición | Aire | |
| Distancia | 16 | m |
| Cos φ | 1 | |
| Caída de tensión permitida | 0,25 | % |
| Tensión | 380 | V |
| Caída de tensión | 0,95 | V |
| Corriente que circula | 13,67 | A |
| Sección calculada | 7,58 | mm^2 |
| Sección seleccionada | 10 | mm^2 |
| SELECCIÓN DE CALIBRE POR CORRIENTE | | |
| Seleccionar conductor | THW-90 | |
| Seleccionar disposición | AIRE | |
| RESULTADO | THW-90 | NYY TRIPLE |
| Corriente soportada | 3,7 | FALSO |
| Sección seleccionada | 2,5 | FALSO |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 24.

Tramo conexión de Baterías a Cluster.

| SELECCIÓN DE CALIBRE POR CAÍDA DE TENSIÓN | | |
|--|---------------|---------------------------------|
| Material del conductor | Cobre | |
| Resistividad | 0,019 | $\Omega \cdot \text{mm}^2$ |
| Disposición | Aire | |
| Distancia | 8 | m |
| Caída de tensión permitida | 1,5 | % |
| Tensión | 48 | V |
| Caída de tensión | 0,72 | V |
| Corriente de cortocircuito I _{sc} | 110 | A |
| Corriente que circula | 110 | A |
| Sección calculada | 46,44 | mm^2 |
| Sección seleccionada | 50 | mm^2 |
| SELECCIÓN DE CALIBRE POR CORRIENTE | | |
| Seleccionar conductor | THW-90 | |
| Seleccionar disposición | AIRE | |
| RESULTADO | THW-90 | NY Y TRIPLE |
| Corriente soportada | 124 | FALSO |
| Sección seleccionada | 16 | FALSO |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 25.

Resumen de selección de los conductores por tramos.

| Tramo | Longitud del tramo (m) | Intensidad de corriente del tramo (A) | Sección de cable mínima Calculada por Caída de Tensión (mm ²) | Sección de cable mínima calculada por Corriente Admisible (mm ²) | Sección de cable seleccionada (mm ²) |
|---|------------------------|---------------------------------------|---|--|--|
| Tramo Conexión de los Módulos Solares al PV_Box | 16,30 | 10,61 | 4 | 2,5 | 4 |
| Tramo Conexión del PV_Box al Inversor | 6,80 | 31,83 | 4 | 2,5 | 4 |
| Tramo Conexión del Inversor al CDT | 95,00 | 63,66 | 16 | 3-1x10 | 16 |
| Tramo de Conexión del CDT al Transformador | 15,00 | 381,96 | 185 | 3-1x150 | 185 |
| Tramo Conexión Baterías a Cluster | 8,00 | 110,00 | 50 | 16 | 50 |
| Tramo Conexión del Cluster al CDT | 16,00 | 13,67 | 10 | 2,5 | 10 |

Fuente: Elaboración propia.

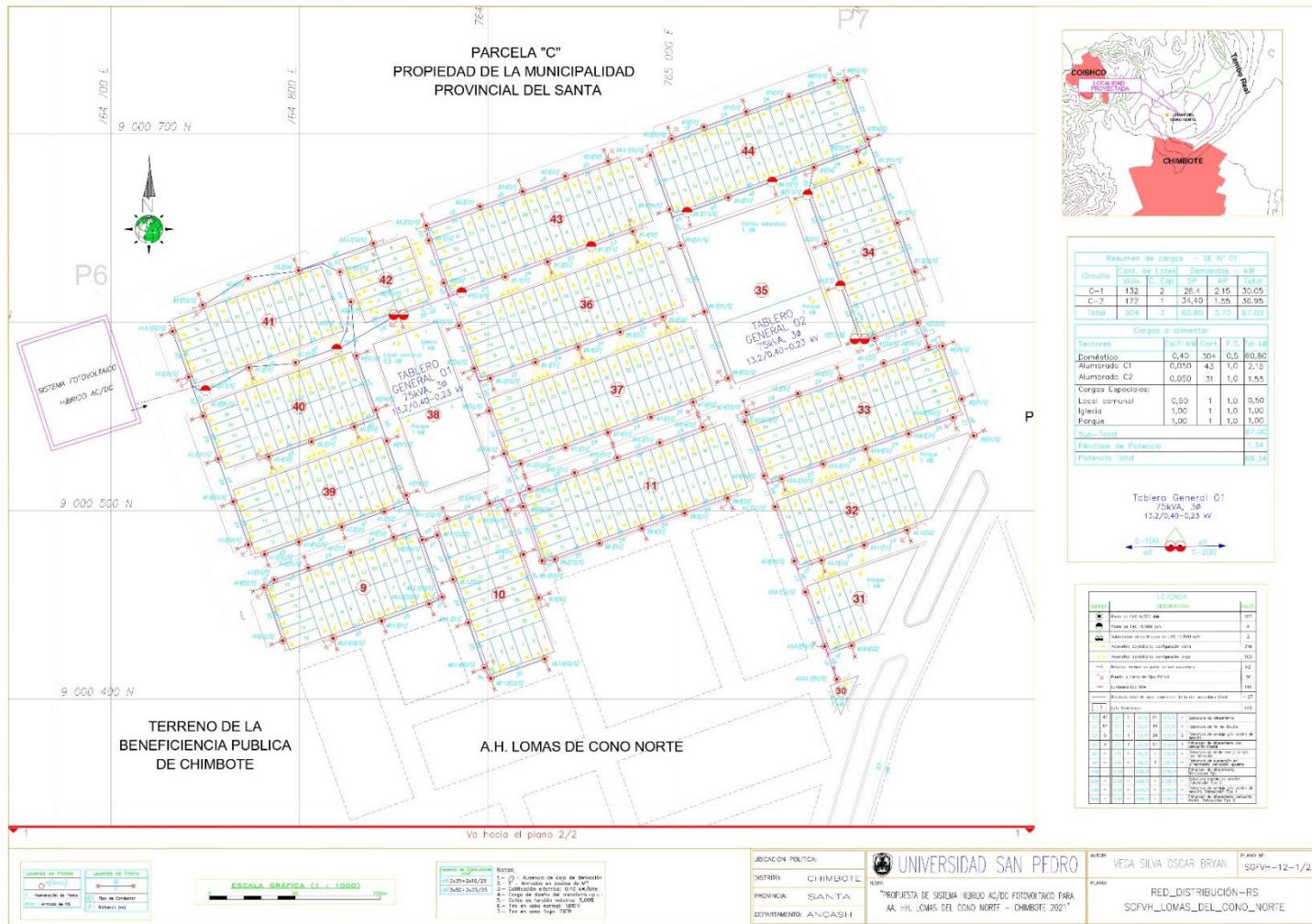


Figura14. Red de Distribución de RS_1/2 de Lomas del Cono Norte.

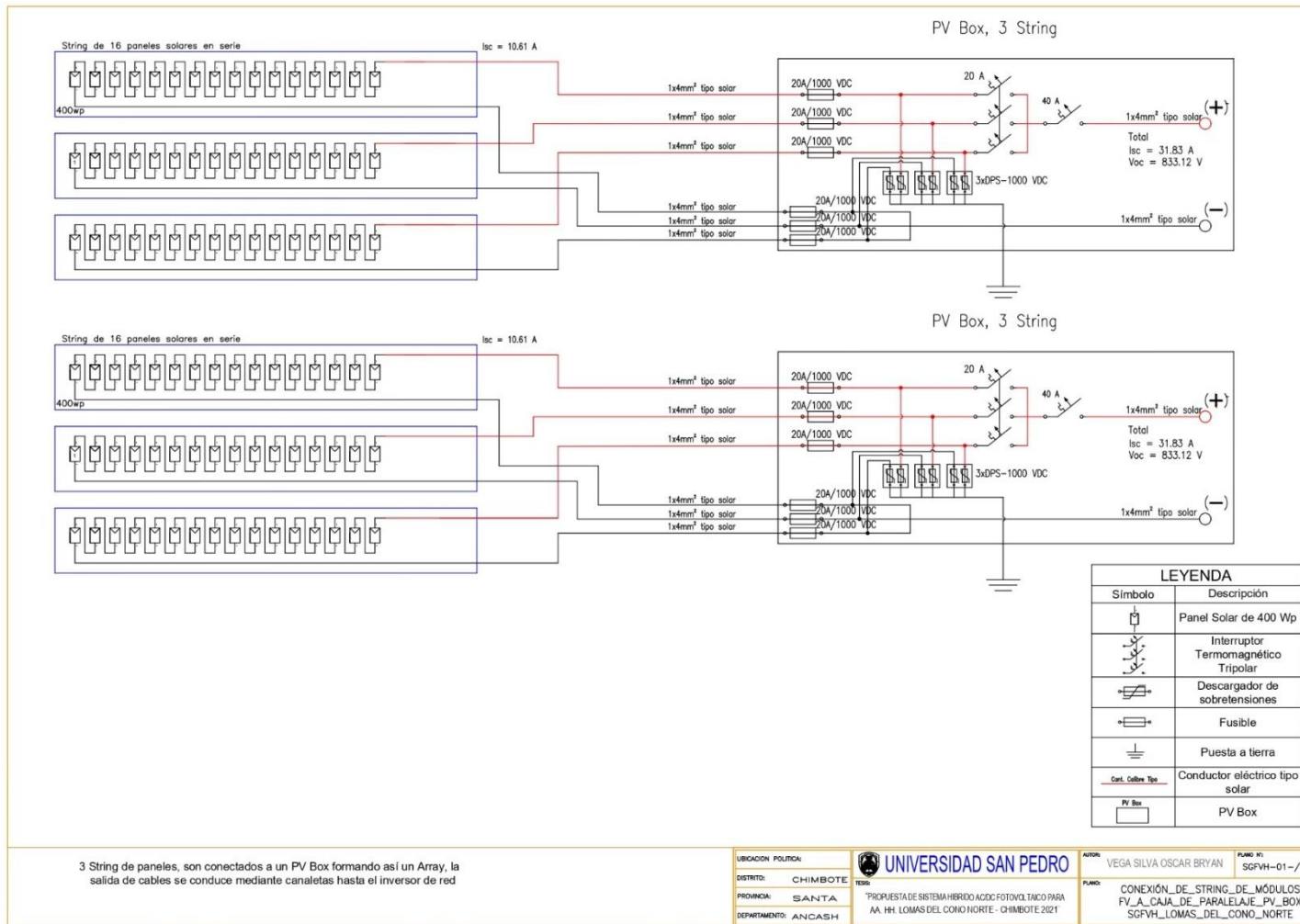
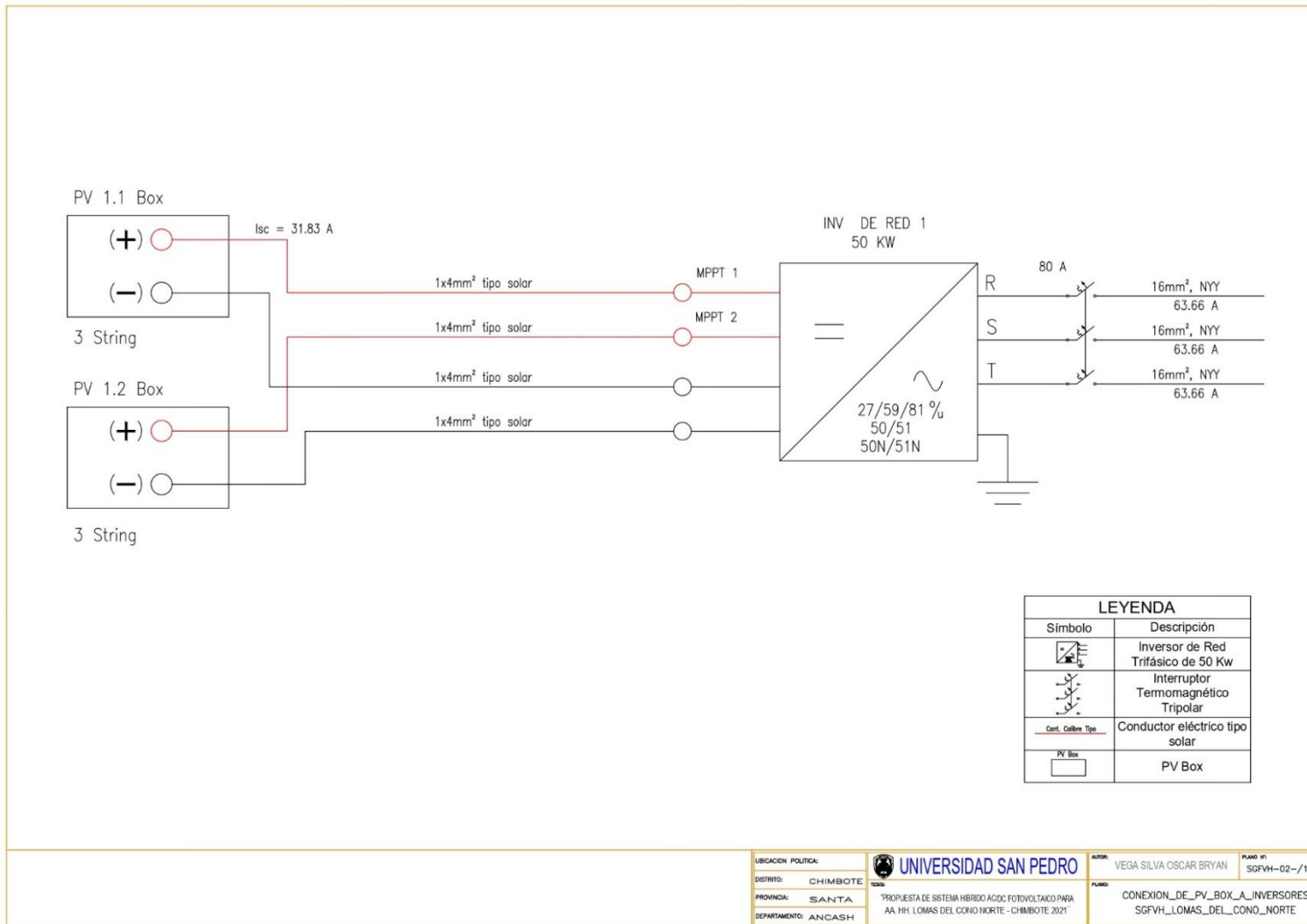


Figura 16. Conexión de String de Módulos Fotovoltaico a PV_Box_SGFVH.



3

Figura 17. Conexión de PV_Box a Inversores_SGFVH.

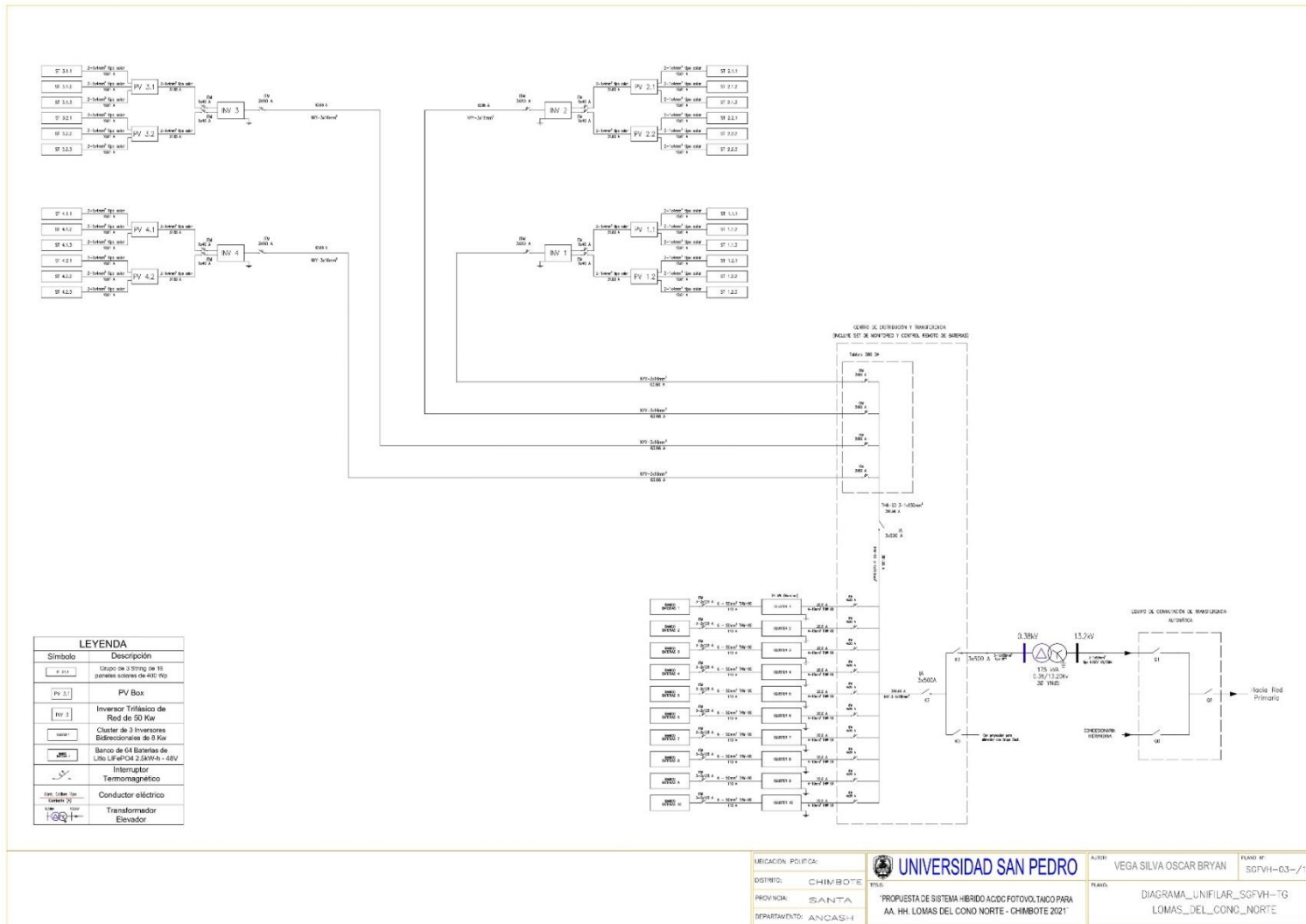


Figura 18. Diagrama Unifilar _SGFVH Lomas del Cono No

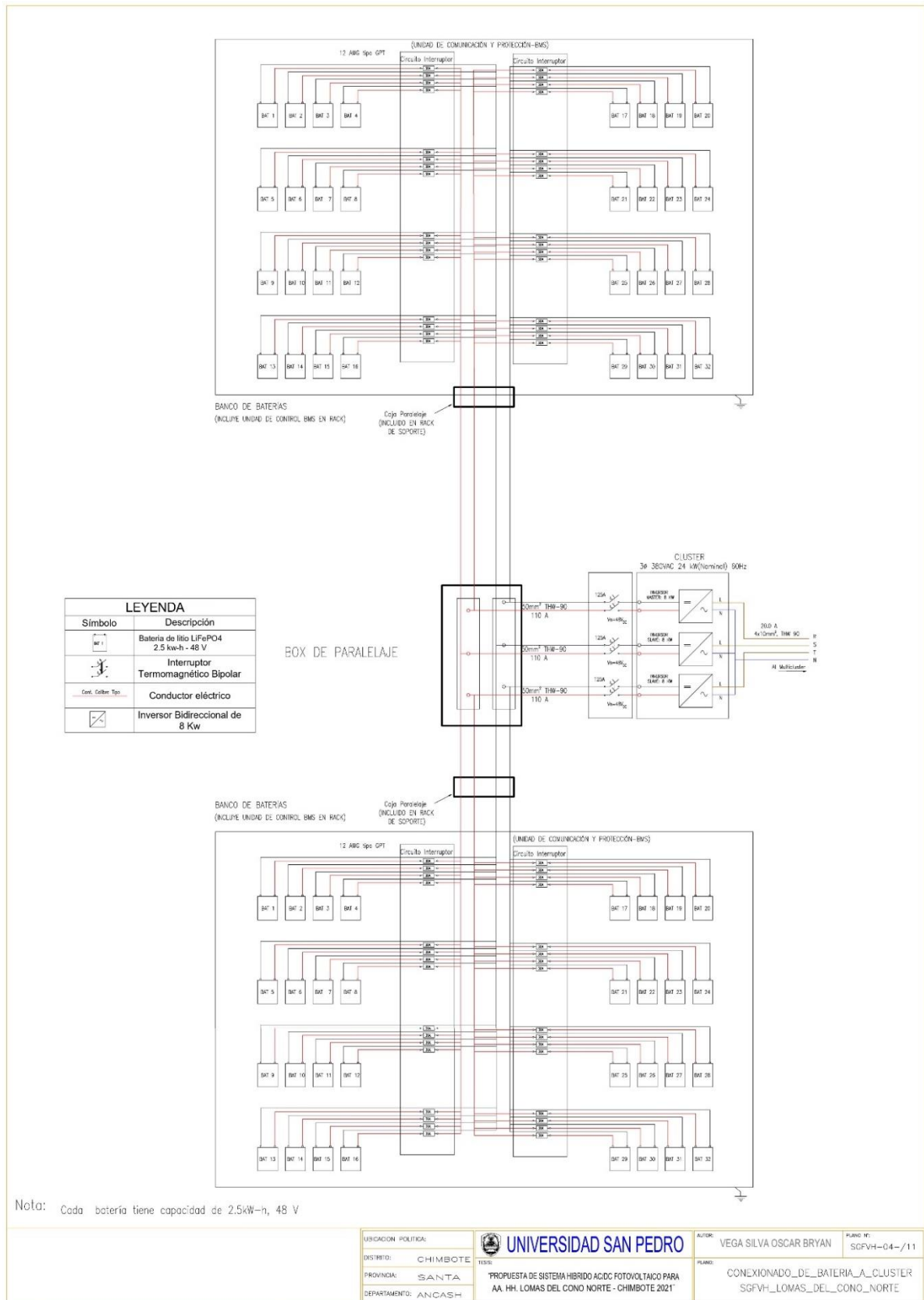
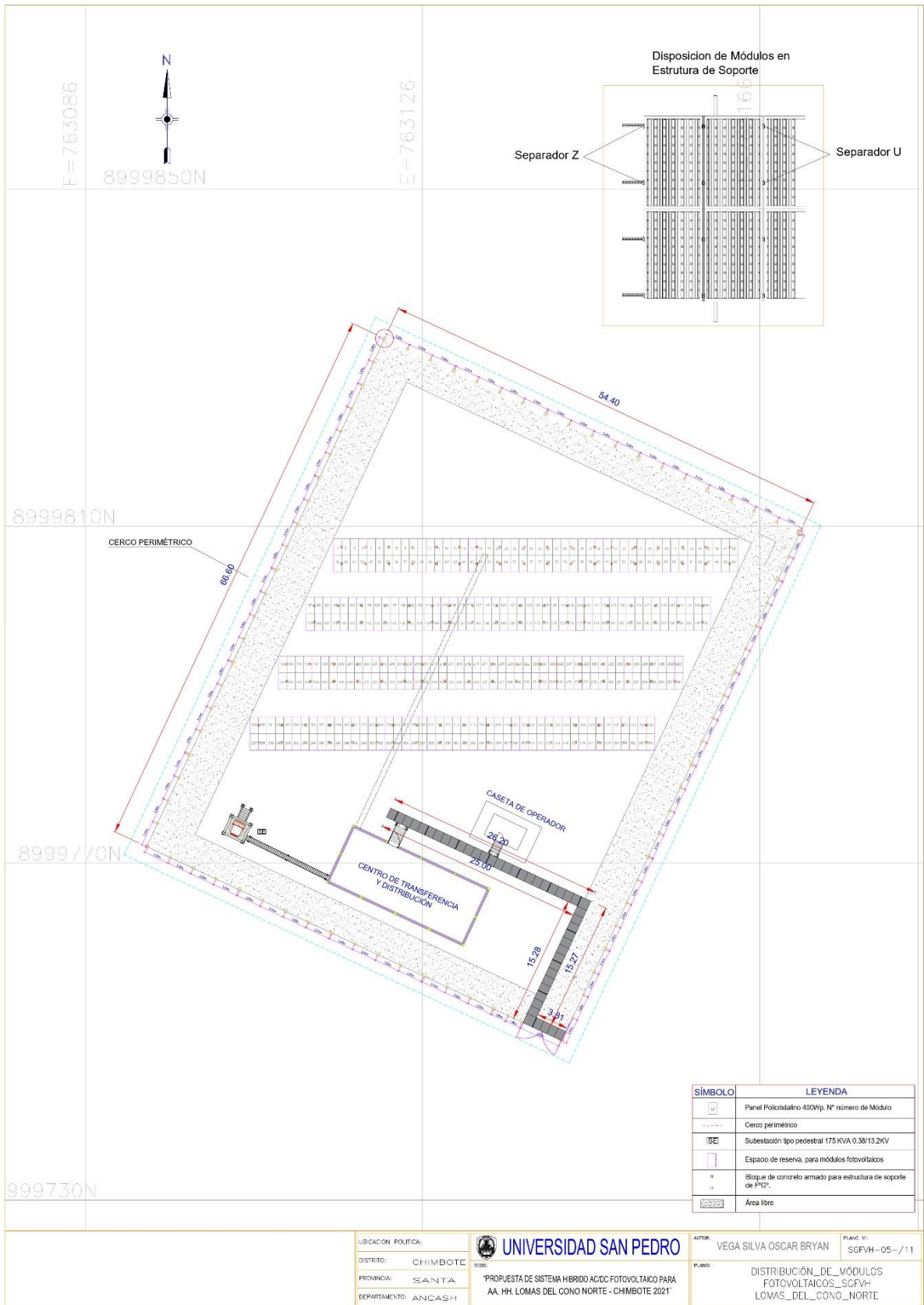


Figura 19. Conexionado de Baterías a Cluster_SGFVH.

| | | | | | |
|---------------------|----------|-----------|--|-----------|---------------|
| UBICACION POLITICA: | | AUTOR: | VEGA SILVA OSCAR BRYAN | PLANO N°: | SGFVH-04- /11 |
| DISTRITO: | CHIMBOTE | PROYECTO: | PROPUESTA DE SISTEMA HIBRIDO AC/DC FOTOVOLTAICO PARA AA. HH. LOMAS DEL CONO NORTE - CHIMBOTE 2021 | | |
| PROVINCIA: | SANTA | PLANO: | CONEXIONADO_DE_BATERIA_A_CLUSTER SGFVH_LOMAS_DEL_CONO_NORTE | | |
| DEPARTAMENTO: | ANCASH | | | | |



| SÍMBOLO | LEYENDA |
|---------|---|
| | Panel Policristalino 400Wp, N° número de Módulo |
| | Cerco perimétrico |
| | Subestación tipo pedestral 175 KVA 0.38/13.2KV |
| | Espacio de reserva, para módulos fotovoltaicos |
| | Bloque de concreto armado para estructura de soporte de FVCP. |
| | Área libre |

UBICACION POLITICA:
 DISTRITO: CHIMBOTE
 PROVINCIA: SANTA
 DEPARTAMENTO: ANCASH

UNIVERSIDAD SAN PEDRO
 TÍTULO: "PROPUESTA DE SISTEMA HIBRIDO AC/DC FOTOVOLTAICO PARA AA. HH. LOMAS DEL CONO NORTE - CHIMBOTE 2021"

AUTOR: VEGA SILVA OSCAR BRYAN PLANO: N°: SGFVH-05- / 11
 PLANO: DISTRIBUCION_DE_MÓDULOS FOTOVOLTAICOS_SGFVH-LOMAS_DEL_CONO_NORTE

20. Distribución de Módulos Fotovoltaicos_SGFVH.

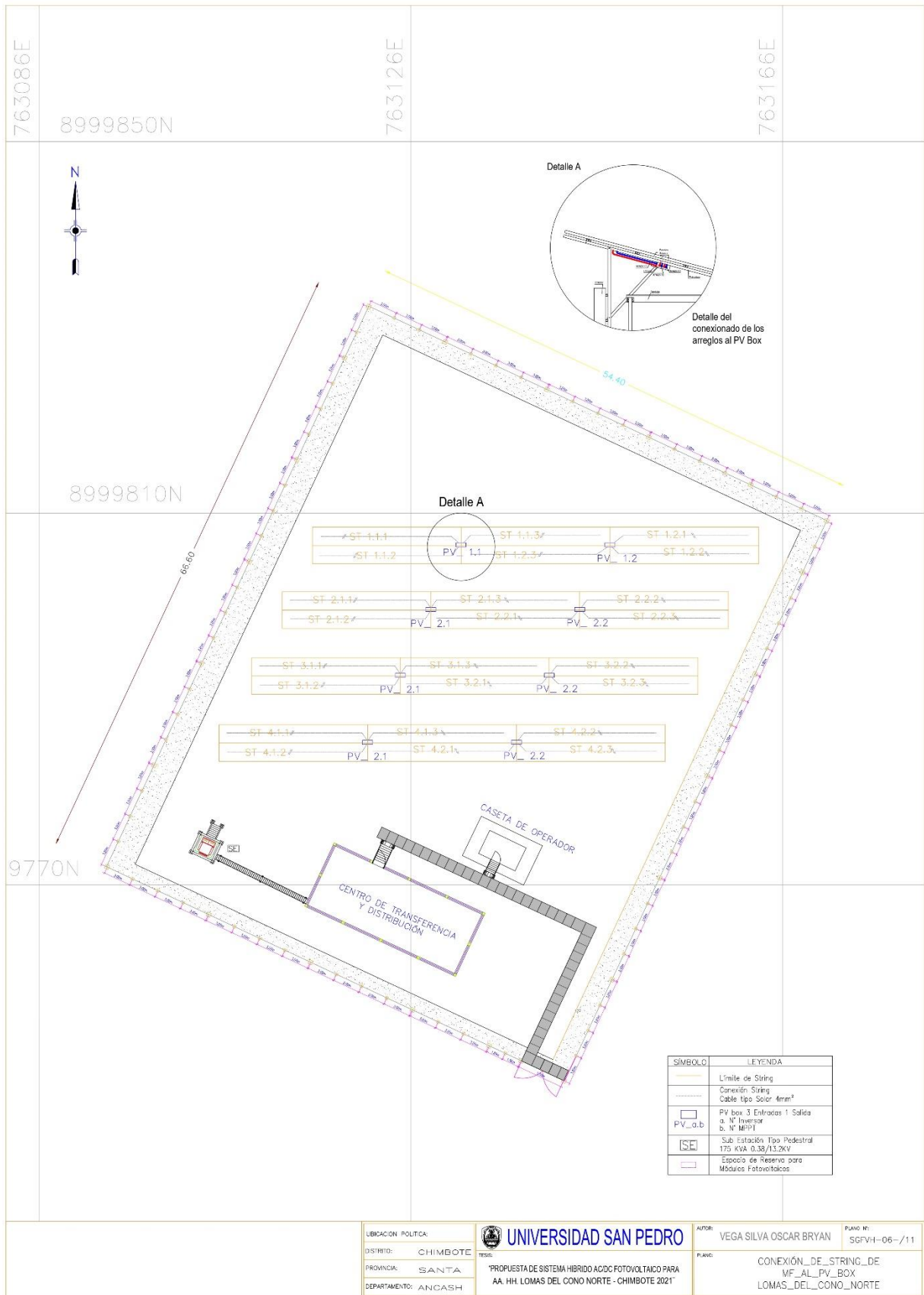


Figura 21. Conexión de String de MF al PV_Box_SGFVH.

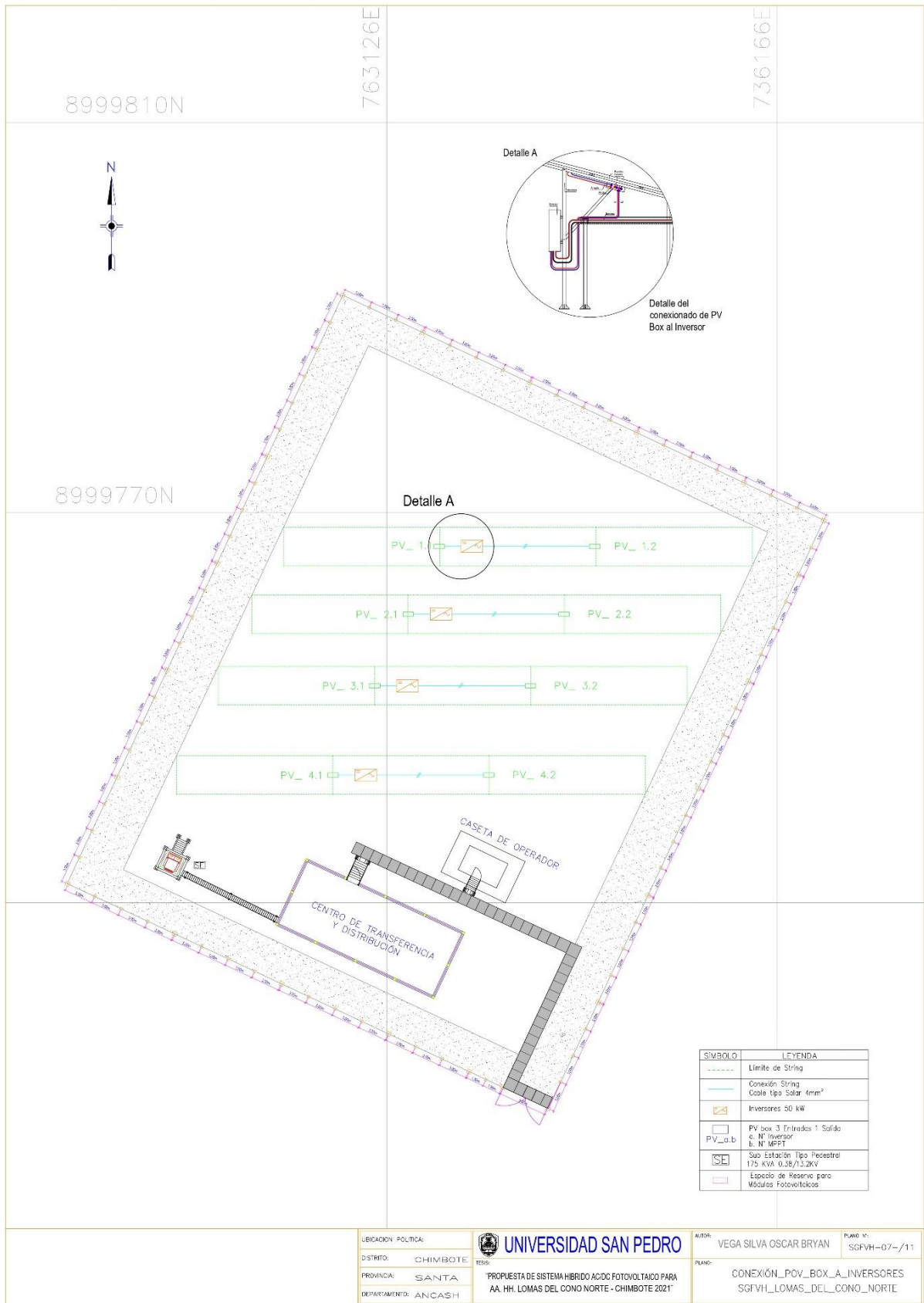


Figura 22. Conexión de PV_Box a Inversores_SGFVH.



Figura 23. Conexionado de Inversores de Red_SGFVH.

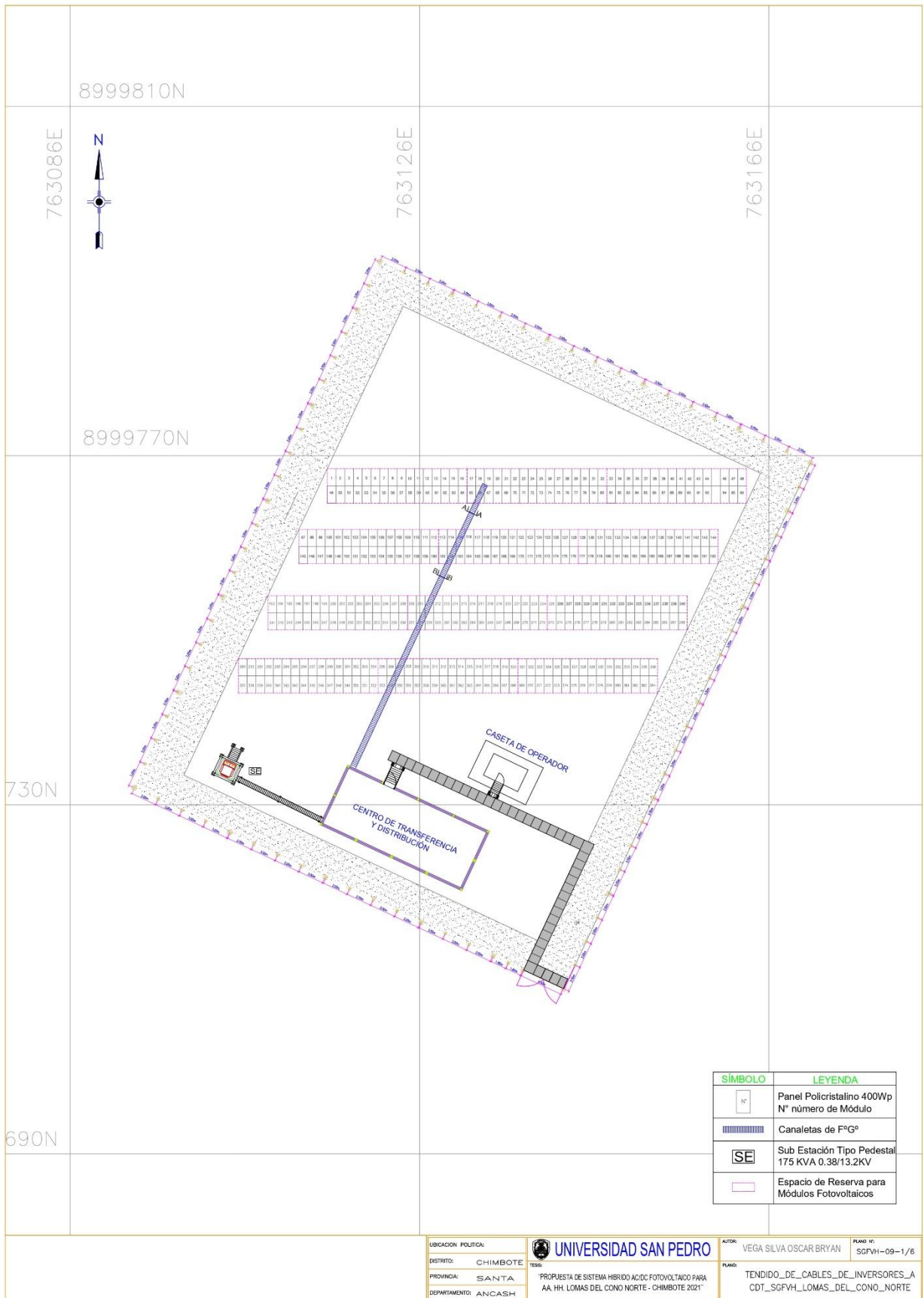


Figura 24. Tendido de Cables de Inversores a CDT_SGFVH.

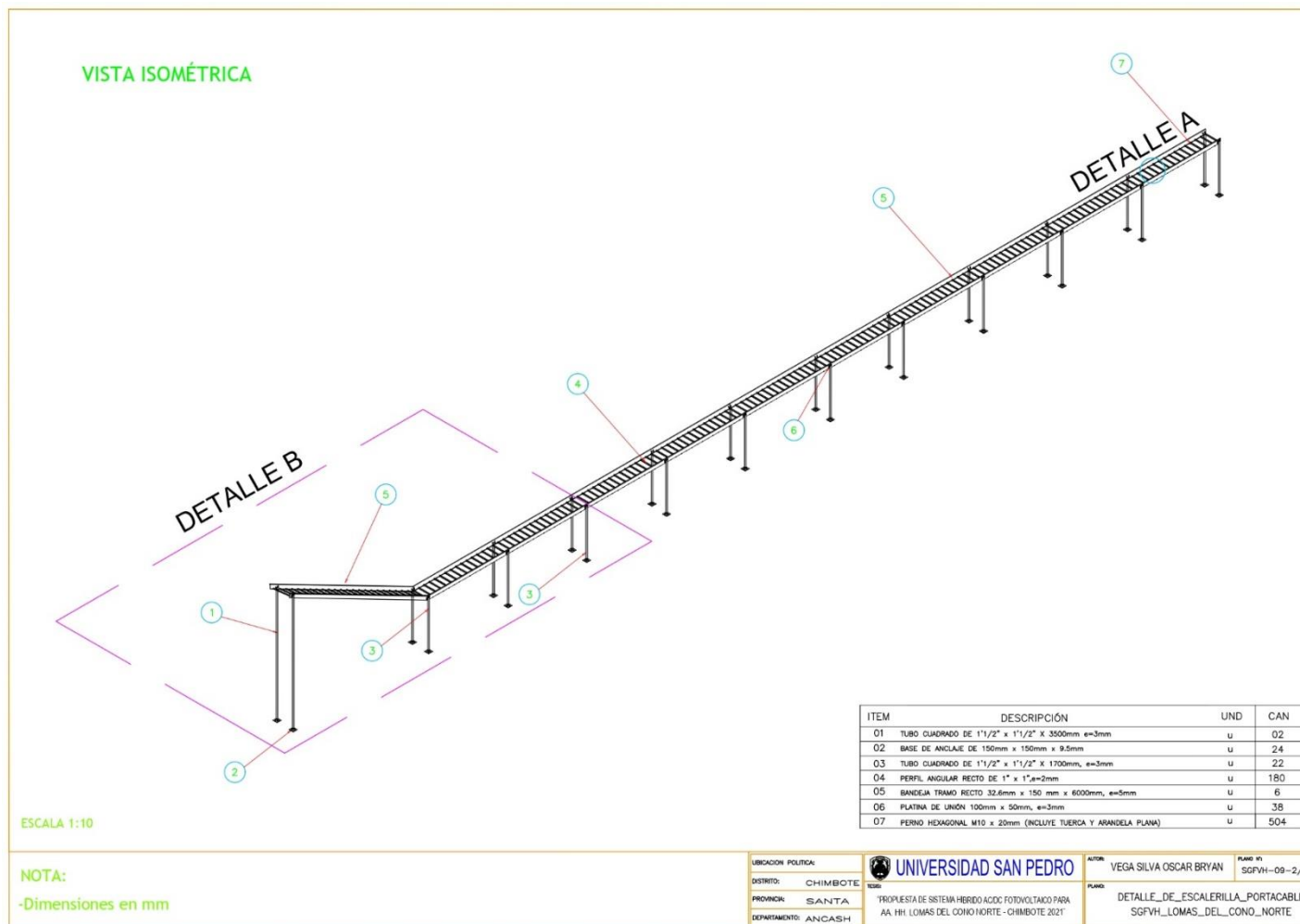


Figura 25. Detalle de Escalera Portacable Vista Isométrica_SGFVH.

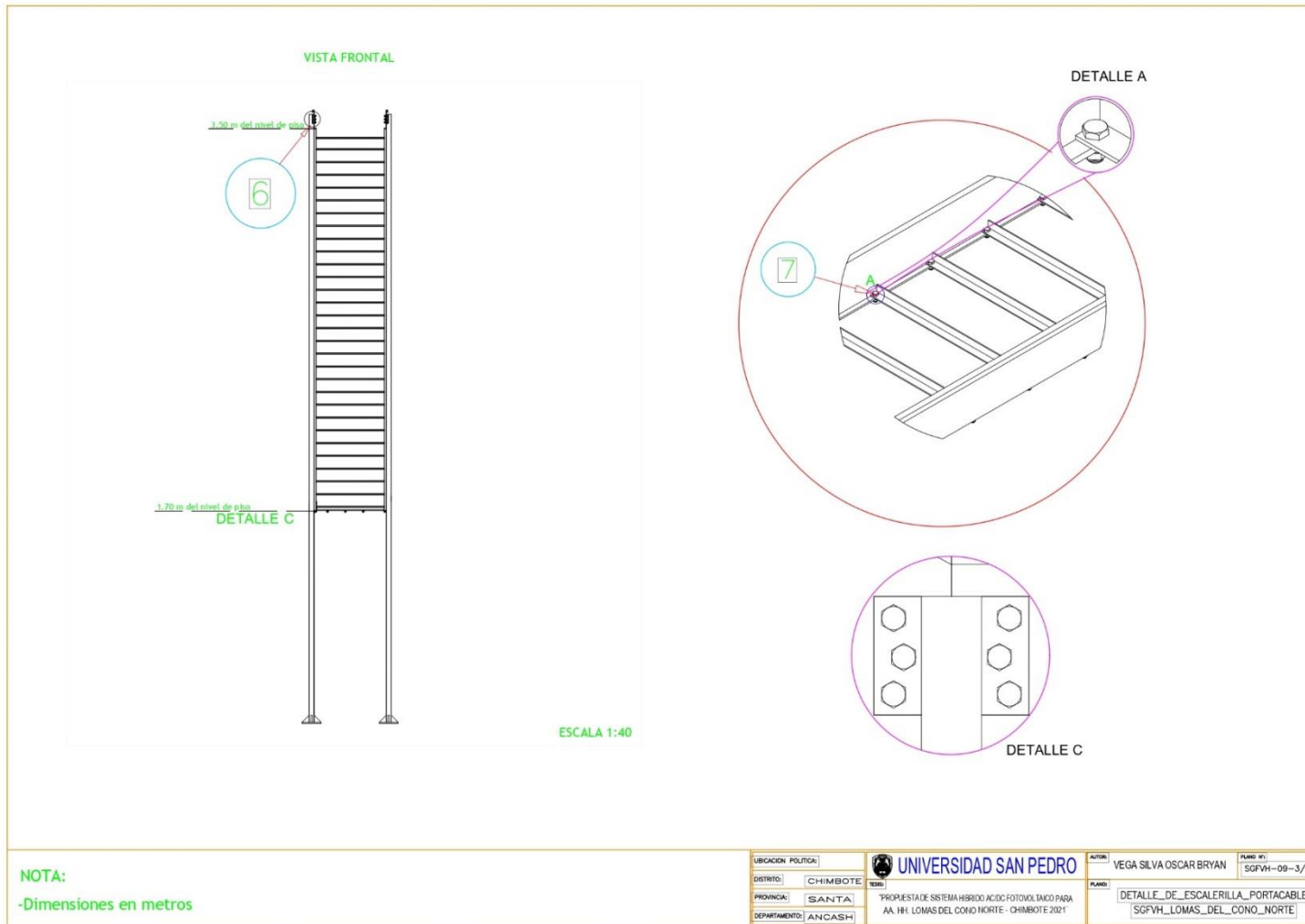


Figura 26. Detalle de Escalera Portacable Vista Frontal_SGFVH.

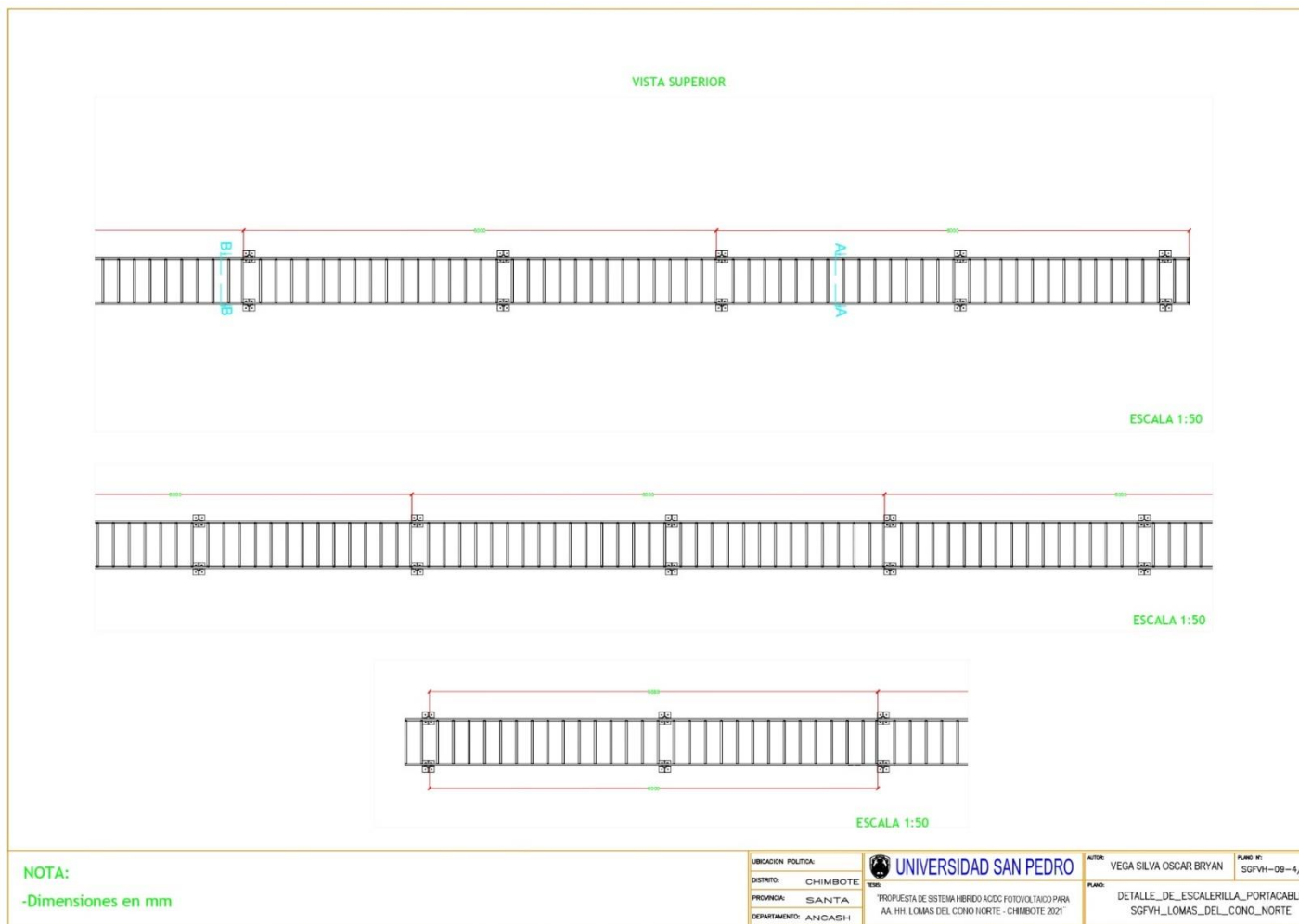


Figura 27. Detalle de Escalera Portacable Vista Superior_SGFVH.

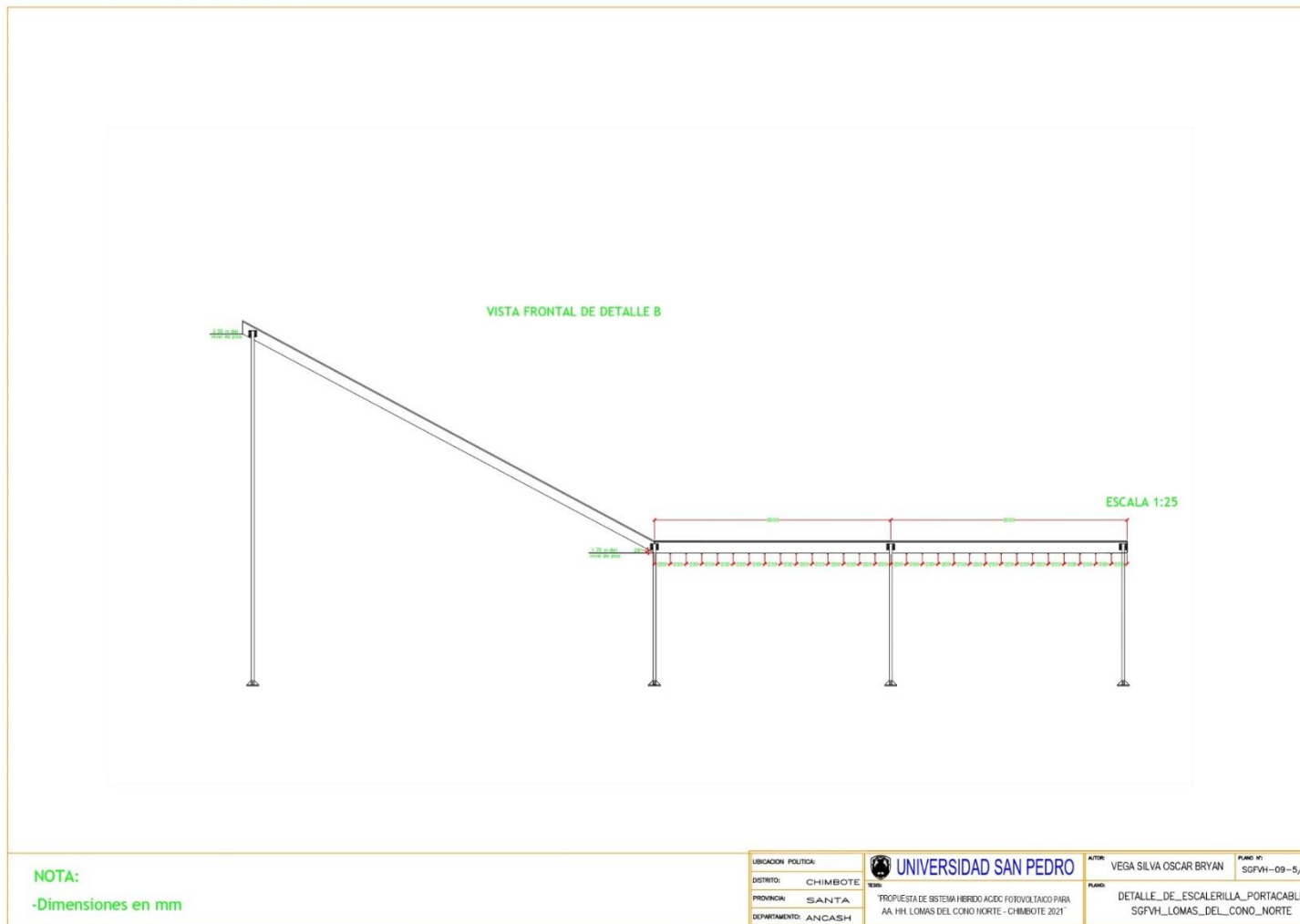


Figura 28. Detalle de Escalera Portacable Vista Frontal Detalle B_SGFVH.

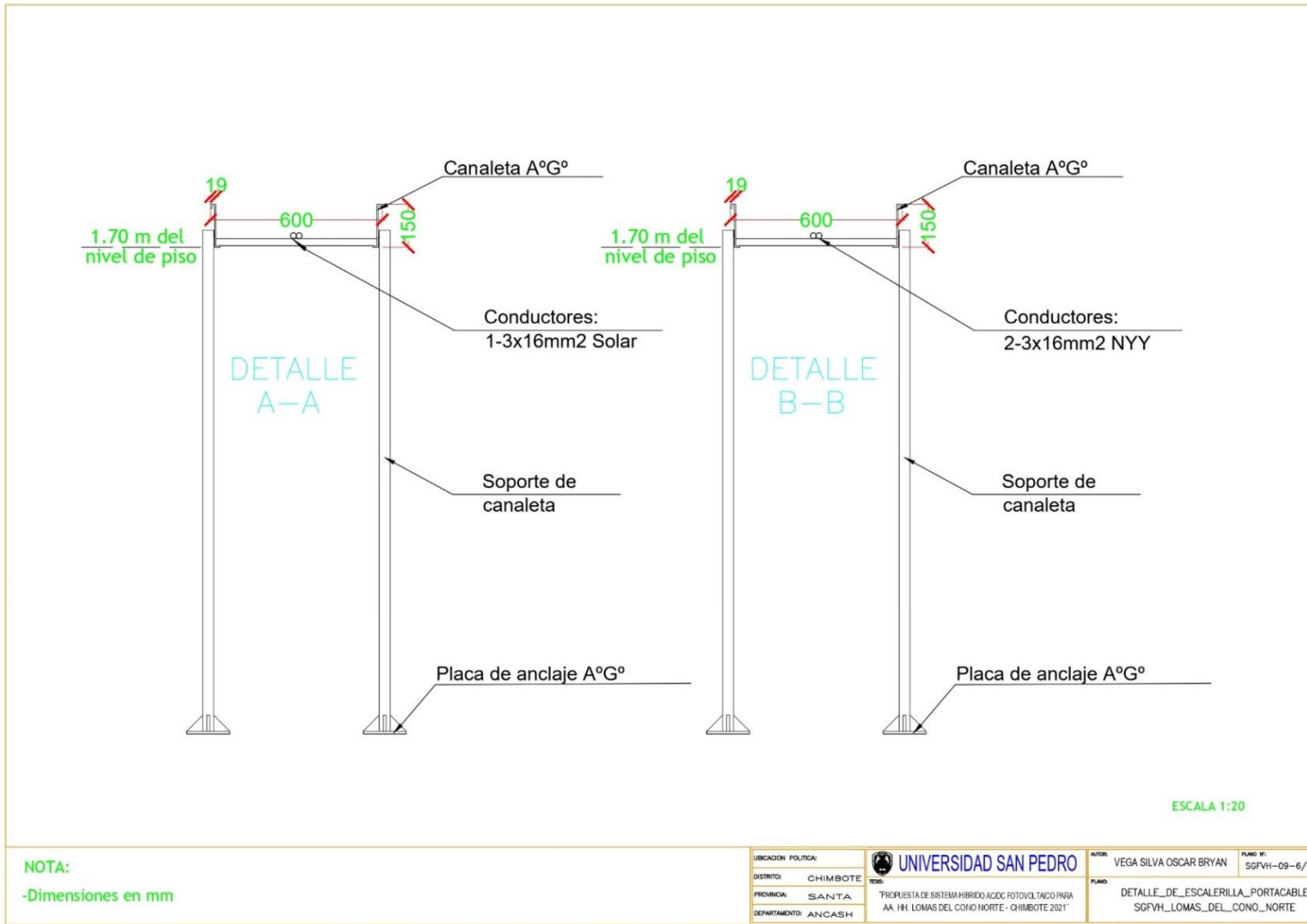


Figura 29. Detalle de Escalera Portacable Vista Frontal Detalle A y B_SGFVH.

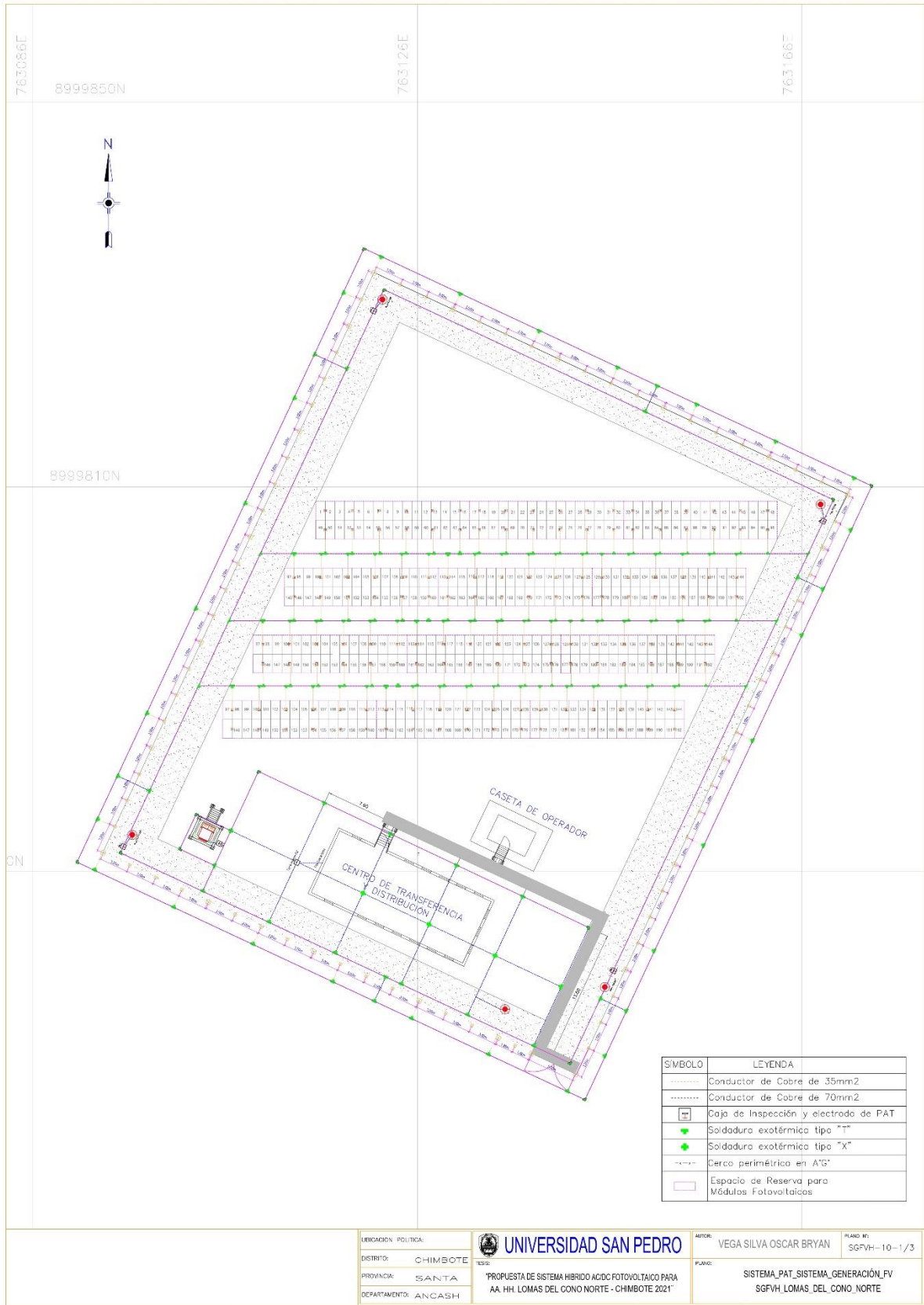


Figura 30. Sistema PAT_Sistema de Generación Fotovoltaica 1/3_SGFVH.

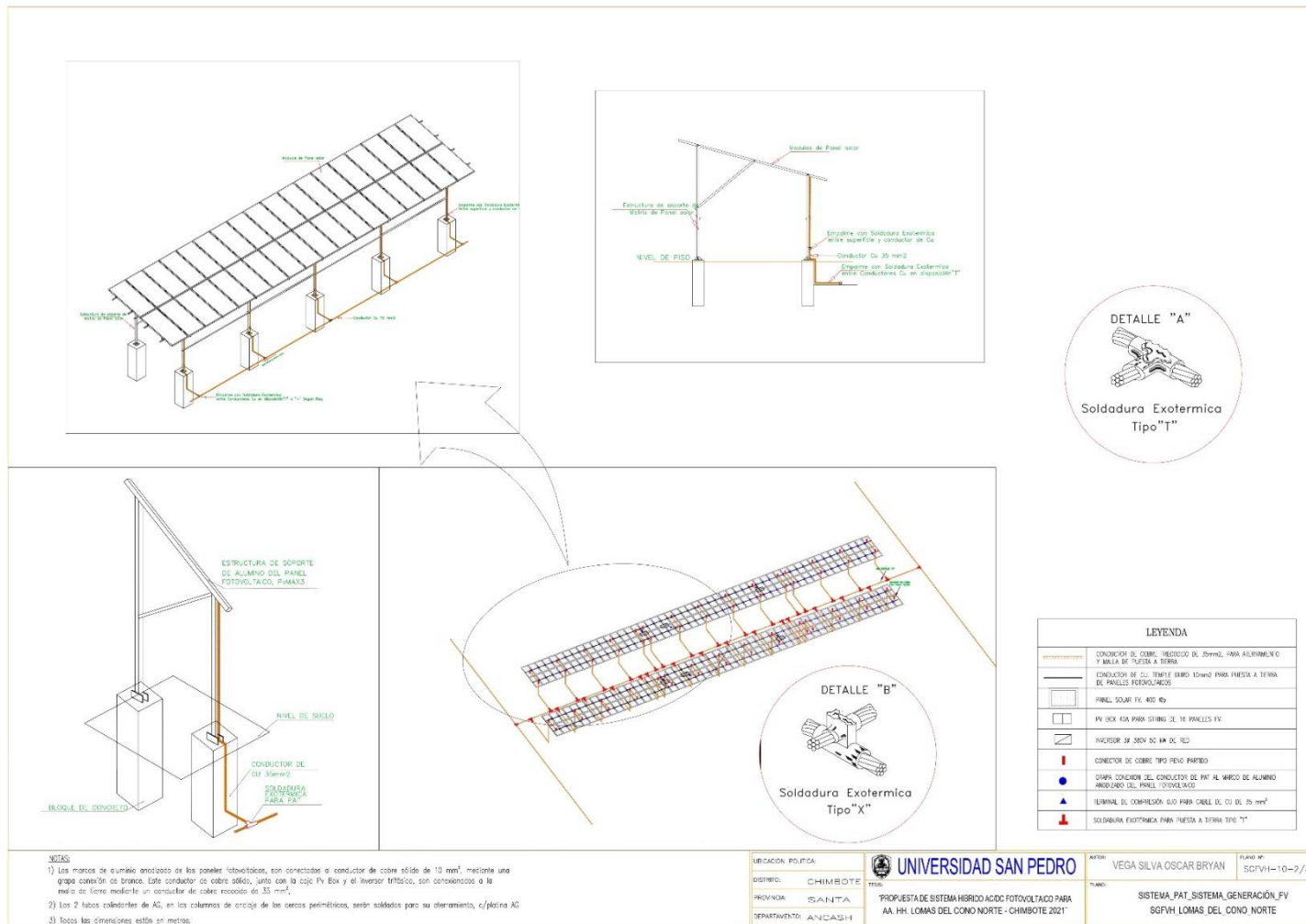


Figura 31. Detalle Sistema PAT_Sistema de Generación Fotovoltaica 2/3_SGFVH.

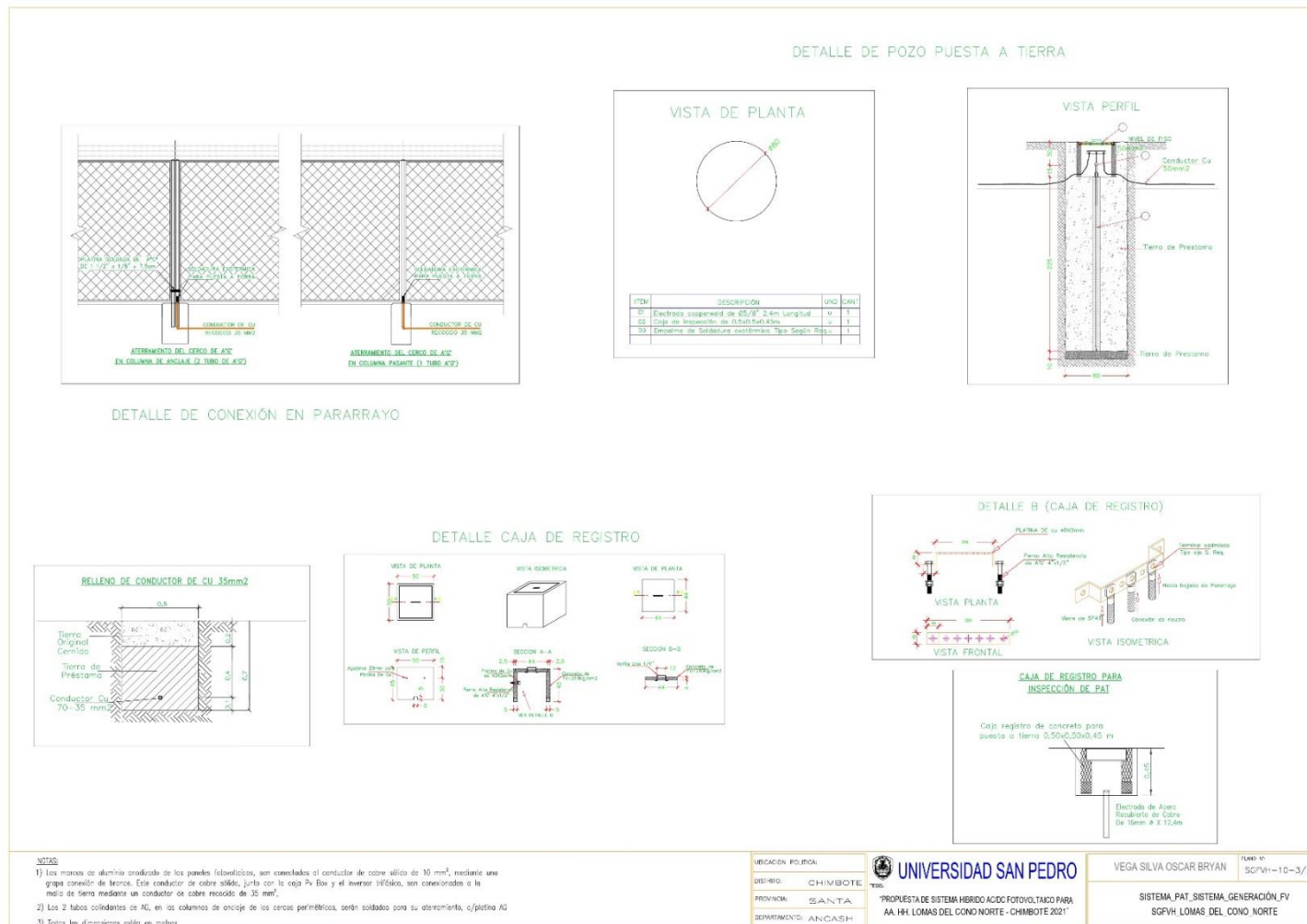


Figura 32. Detalle Sistema PAT_Sistema de Generación Fotovoltaica 3/3_SGFVH.

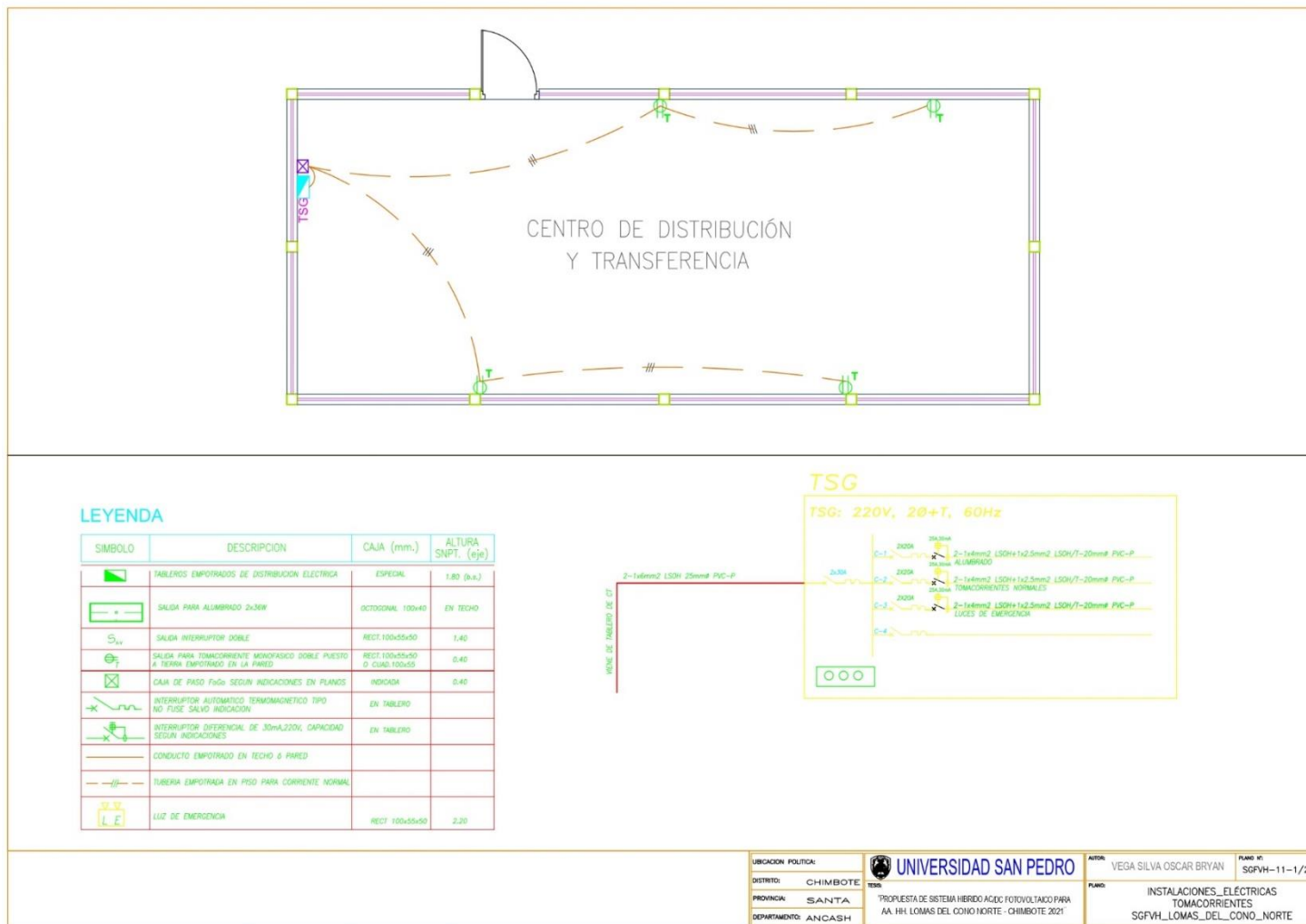


Figura 33. Instalaciones Eléctricas Tomacorrientes_SGFVH.

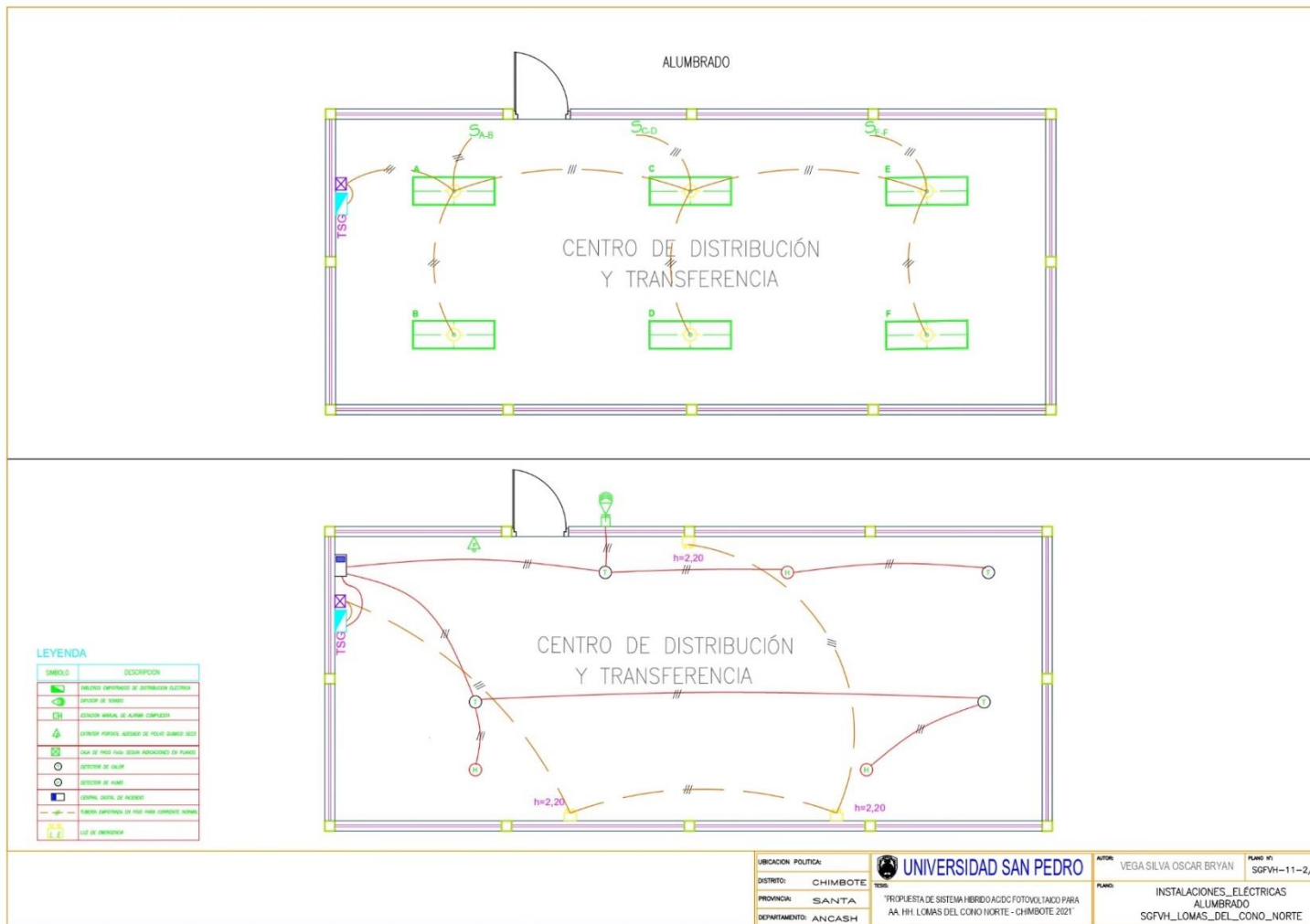


Figura 34. Instalaciones Eléctricas Alumbrado_SGFVH.

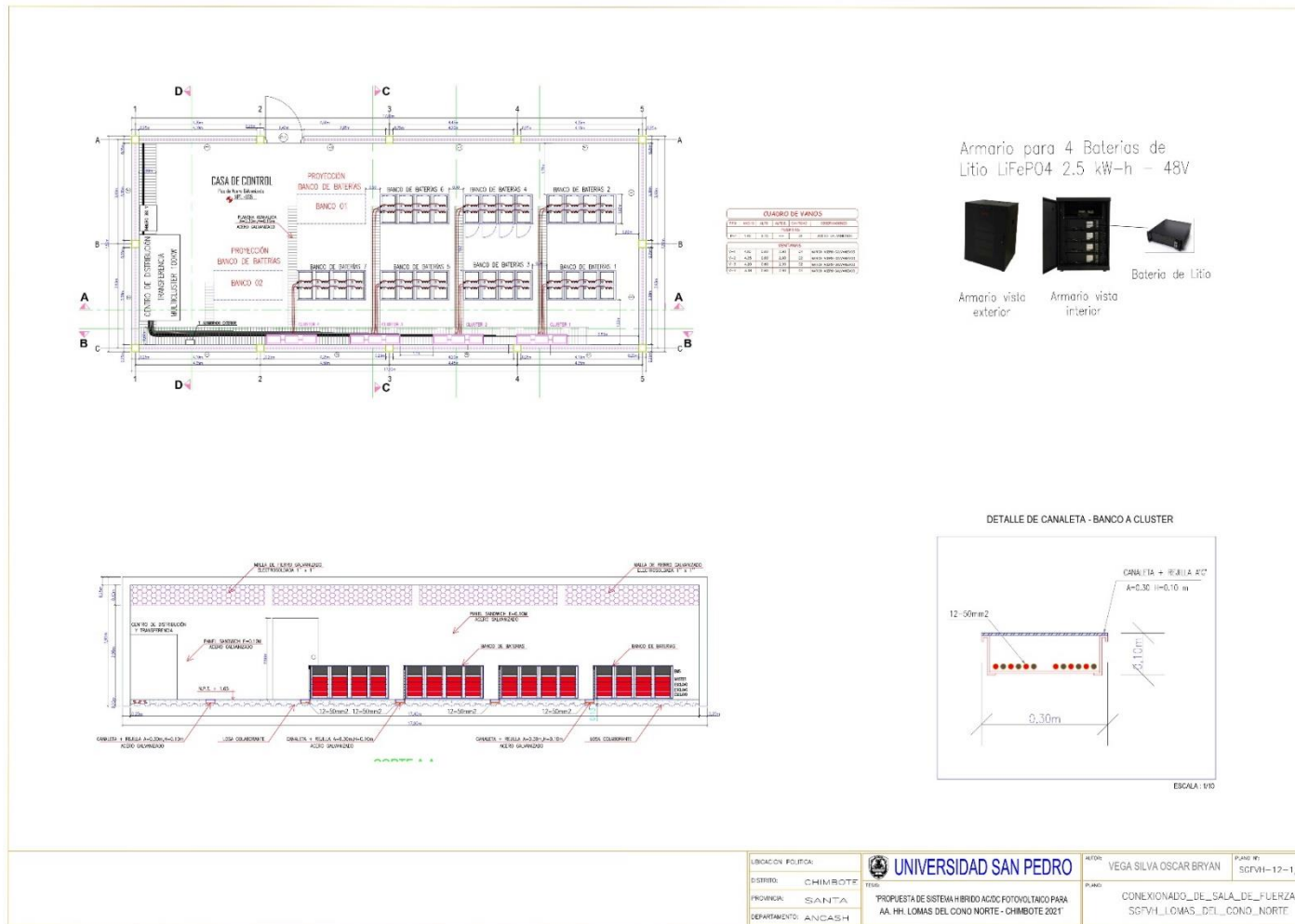


Figura 35. Conexionado de Sala de Fuerza 1/2_SGFVH.

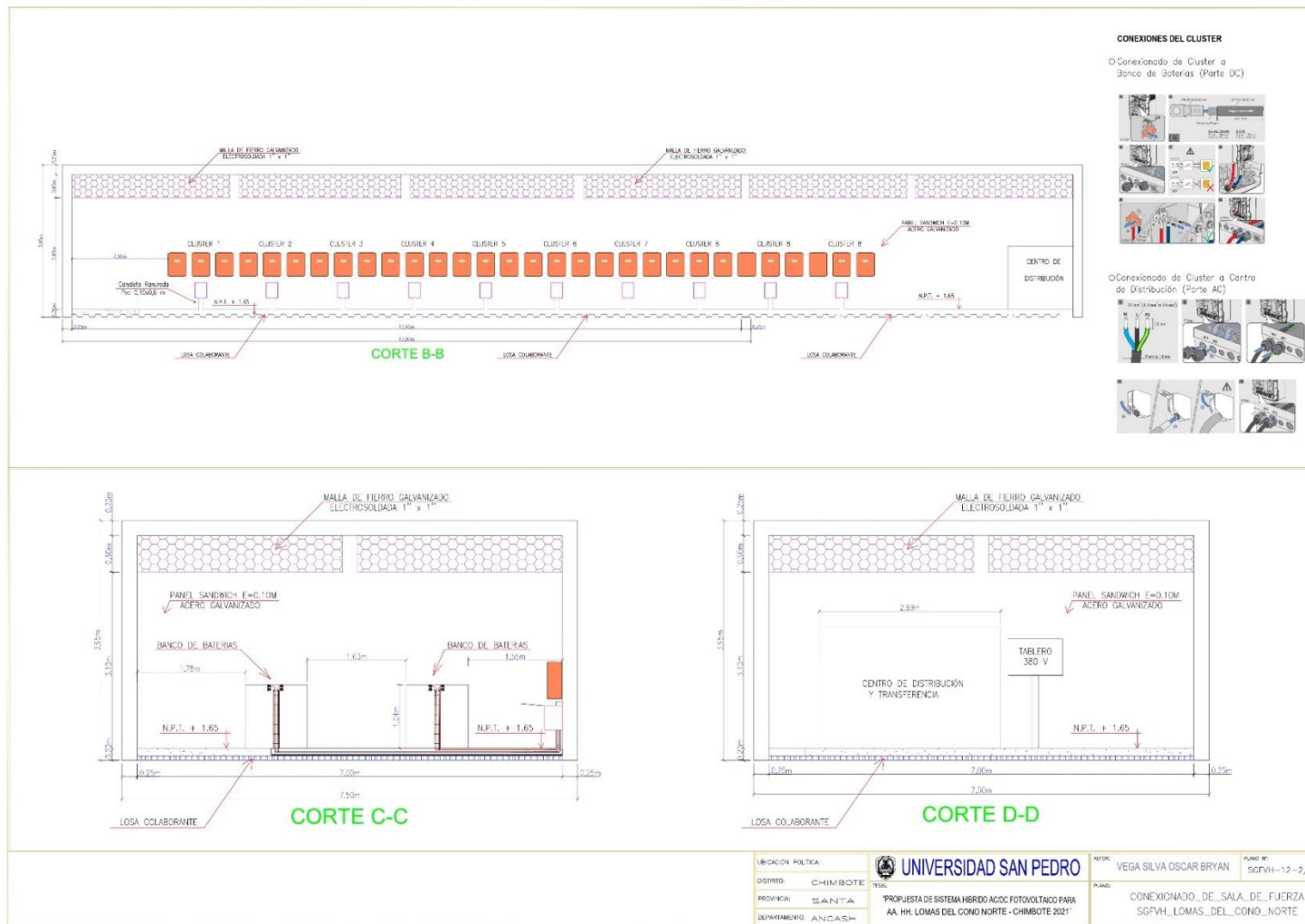


Figura 36. Conexión de Sala de Fuerza 2/2_SGF.

VALOR REFERENCIAL

"PROPUESTA SISTEMA HÍBRIDO AC/DC FOTOVOLTAICO PARA
A.A.HH. LOMAS DEL CONO NORTE- CHIMBOTE 2021"

SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA HÍBRIDA (SGFVH)

| ITEM | DESCRIPCIÓN DE PARTIDAS | METRADO | | COSTO UNITARIO | COSTO TOTAL S./ |
|-------------|--|---------|----------|----------------|---------------------|
| | | UND | CANT | | |
| 1.00 | GENERACIÓN FOTOVOLTAICA | | | | |
| 1.01 | Módulos fotovoltaicos, Monocristalinos 400Wp | Und | 384.00 | 768.00 | 294,912.00 |
| 1.02 | Estructura de soporte para 32 módulos | Und | 12.00 | 6,893.58 | 82,722.96 |
| 1.03 | Viga lateral de aluminio de 6m para sujeción de los paneles solares | Und | 144.00 | 293.87 | 42,317.28 |
| 1.04 | Grapa intermedia para sujeción de paneles, con tornillo, tuerca y unión clip | Und | 1,200.00 | 13.07 | 15,684.00 |
| 1.05 | Grapas final para sujeción de paneles, con tornillo, tuerca y unión clip | Und | 192.00 | 12.13 | 2,328.96 |
| 1.06 | Conductor de cobre de temple duro de 10 mm ² , para puesta a tierra de paneles | m | 685.70 | 10.09 | 6,918.71 |
| 1.07 | Conector de cobre tipo pemo partido para conductor de 35 mm ² | Und | 180.00 | 4.95 | 891.00 |
| 1.08 | Grapa de conexión del conductor de puesta a tierra de 10 mm ² al panel fotovoltaico | Und | 384.00 | 9.47 | 3,636.48 |
| 1.09 | Terminal de compresión ojo para cable de Cu de 35 mm ² | Und | 12.00 | 4.70 | 56.40 |
| | | | | | 449,467.79 |
| 2.00 | SISTEMA DE INYECCIÓN A RED | | | | |
| 2.01 | Cajas de distribución para String FV-PV Box (incluye interruptores, fusibles, DPS) | Und | 8.00 | 1,101.71 | 8,813.68 |
| 2.02 | Inversores Trifásicos de Red de 50 Kw | Und | 4.00 | 10,618.49 | 42,473.96 |
| 2.03 | Cable de conexión tipo solar 1x4mm ² | m | 800.00 | 3.86 | 3,088.00 |
| 2.04 | Cable tripolar tipo NYY 0,6/1Kv, 1 - 3 x 16 mm ² | m | 240.00 | 21.71 | 5,210.40 |
| 2.05 | Cable tripolar tipo NYY 0,6/1Kv, 1 - 3 x 50 mm ² | m | 20.00 | 64.43 | 1,288.60 |
| 2.06 | Cable tripolar tipo NYY 0,6/1Kv, 1 - 3 x 180 mm ² | m | 20.00 | 233.56 | 4,671.20 |
| 2.07 | Terminales de unión tipo Pin | Und | 32.00 | 0.15 | 4.80 |
| 2.08 | Terminales de unión tipo MC4 para cable tipo solar 1x4 mm ² | Und | 48.00 | 18.54 | 889.92 |
| 2.09 | Protección a la entrada del inversor - ITM 3 x 40 A | Und | 8.00 | 97.73 | 781.84 |
| 2.10 | Protección a la entrada del transformador - IA 165 A | Und | 1.00 | 9,728.00 | 9,728.00 |
| 2.11 | Protección a la entrada del transformador - IA 500 A | Und | 1.00 | 1,525.42 | 1,525.42 |
| | | | | | 78,476.82 |
| 3.00 | SISTEMA DE ACUMULACIÓN E INVERSORES BIDIRECCIONALES | | | | |
| 3.01 | Módulos de acumulación Litio LiFePO ₄ , 2.54 kW-h 48V | Und | 640.00 | 2,021.31 | 1,293,638.40 |
| 3.02 | Set de monitoreo y control remoto de baterías | Und | 10.00 | 10,800.00 | 108,000.00 |
| 3.03 | Inversores bidireccionales para batería - Master 8kW | Und | 10.00 | 10,059.20 | 100,592.00 |
| 3.04 | Inversores bidireccionales para batería - Esclavos 8kW | Und | 20.00 | 10,059.20 | 201,184.00 |
| 3.05 | Centro de distribución y transferencia de múltiples clusters 100 kw (incluye interruptores automáticos y contactos de transferencia) | Set | 1.00 | 30,194.42 | 30,194.42 |
| 3.06 | Centro de distribución y transferencia de múltiples clusters 300 kw (incluye interruptores automáticos y contactos de transferencia) | Set | 1.00 | 60,328.46 | 60,328.46 |
| 3.07 | Cable entre armario de baterías - Cable 50 mm ² tipo GTP | m | 540.00 | 43.70 | 23,598.00 |
| 3.08 | Cable de banco de baterías hasta cluster de inversores - Cable 50 mm ² tipo THW-60 | m | 280.00 | 21.09 | 5,905.20 |
| 3.09 | Gabinete metálico de 250 mm x 250 mm, incluye riel DIN y accesorios de fijación | Und | 10.00 | 279.34 | 2,793.40 |
| 3.10 | Tablero General (380/220) de 1700 mm x 800 mm (equipado con interruptores) | Und | 1.00 | 7,977.12 | 7,977.12 |
| 3.11 | Tablero General (380/220) de 800 mm x 600 mm (equipado con interruptores) | Und | 1.00 | 3,422.96 | 3,422.96 |
| 3.12 | Elementos de protección entre inversores y centros de distribución y transferencia ITM tetrapolar de 25 A 380/220 Vac | Und | 48.00 | 182.50 | 8,760.00 |
| 3.13 | Elementos de protección entre inversores y baterías - ITM bipolar de 125 A 100Vdc | Und | 20.00 | 374.24 | 7,484.80 |
| 3.14 | Cable de conexión entre cluster y centro de distribución y transferencia - cable 10 mm ² tipo THW 90 | m | 1,250.00 | 4.64 | 5,800.00 |
| 3.15 | Bandeja ranurada para pared en PVC de 0.1 x 0.6 m | m | 64.00 | 88.32 | 5,652.48 |
| 3.16 | Rejilla lineal de A*G* para canalera para interior de caseta de 0.30x 0.10 m | m | 85.00 | 223.62 | 19,007.70 |
| 3.17 | Bandeja portacable tipo escalera A*G*(incluye accesorios y soporte) para cableado de inversores | m | 120.00 | 118.55 | 14,226.00 |
| 3.18 | Armario para 4 baterías, incluye BMS y accesorios de instalación | Und | 60.00 | 1,638.90 | 98,334.00 |
| 3.19 | Transformador tipo pedestal de 175 KVA 0.38/13.2 KV Trifásico YNd5 | Und | 1.00 | 24,961.91 | 24,961.91 |
| 3.20 | Elementos de protección para inversores bidireccionales de baterías | Und | 25.00 | 4,980.00 | 124,500.00 |
| 3.21 | Elementos de protección de módulos de acumulación - ITM de 80 A | Und | 25.00 | 158.72 | 3,968.00 |
| 3.22 | Elementos de protección entre inversores y baterías - ITM de 250 A | Und | 30.00 | 308.89 | 9,266.70 |
| 3.23 | Cable de conexión entre cluster y centro de distribución y transferencia - cable 6mm ² tipo NYY, 0,6/1,0 Kv | m | 1,250.00 | 6.74 | 8,425.00 |
| | | | | | 2,168,020.55 |
| 4.00 | PUESTA A TIERRA | | | | |
| 4.01 | Conductor de cobre recocido cableado de 35 mm ² , para puesta a tierra | m | 895.50 | 11.86 | 10,620.63 |
| 4.02 | Conductor de cobre recocido cableado de 70 mm ² , para puesta a tierra | m | 1,200.85 | 23.20 | 27,859.72 |
| 4.03 | Electrodo de acero recubierto de cobre de 16 mmφ x 2.40 m | Und | 10.00 | 56.71 | 567.10 |
| 4.04 | Caja de registro de concreto para puesta a tierra de 0.50 x 0.50 x 0.45 m | Und | 10.00 | 51.05 | 510.50 |
| 4.05 | Soldadura exotérmica en "T" (150g) para conductor de Cu 70-35 mm ² | Und | 150.00 | 36.27 | 5,440.50 |
| 4.06 | Soldadura exotérmica en "T" (150g) para conductor de Cu 70 mm ² | Und | 50.00 | 36.27 | 1,813.50 |
| 4.07 | Soldadura exotérmica en "X" (150g) para conductor de Cu 70 mm ² | Und | 7.00 | 36.27 | 253.89 |
| 4.08 | Terminales cadmado tipo ojo para conductor de 70 mm ² | Und | 58.00 | 1.50 | 87.00 |
| | | | | | 47,182.84 |
| 6.00 | OTRAS INSTALACIONES (SALA DE GENERACIÓN, CONTROL Y PROTECCIÓN) | | | | |
| 6.01 | Conductor de cobre tipo TW 10 AWG | m | 150.00 | 1.55 | 232.50 |
| 6.02 | Conductor de cobre tipo TW 12 AWG | m | 250.00 | 1.53 | 382.50 |
| 6.03 | Conductor puesta a tierra 12 AWG | m | 100.00 | 1.68 | 168.00 |
| 6.04 | Tubo PVC SEL φ 25.4 mm | m | 50.00 | 1.54 | 77.00 |
| 6.05 | Tubo PVC SEL φ 19 mm | m | 75.00 | 0.98 | 73.50 |
| 6.06 | Tomacorrientes de 15A 1φ 220V con neutro | Und | 9.00 | 17.72 | 159.48 |
| 6.07 | Tablero metálico, incluye 1-2x30A, 3-2x20A, diferencial 3-1x30 mA | Cjso | 1.00 | 1,212.71 | 1,212.71 |
| 6.08 | Alumbrado de emergencia 8hr 220V | Und | 6.00 | 57.32 | 343.92 |
| 6.09 | Sistema contra incendio (alarma, sensores) | Kit | 1.00 | 2,554.26 | 2,554.26 |
| 6.10 | Extintores portátiles contra incendio de 12 Kg | Und | 3.00 | 164.35 | 493.05 |
| | | | | | 5,696.92 |
| A | SUMINISTRO DE MATERIALES | | | | 2,748,813.92 |
| B | MONTAJE ELECTROMECÁNICO (10% A) | | | | 274,881.39 |
| C | TRANSPORTE DE MATERIALES (5% A) | | | | 137,440.70 |
| D | OBRAS CIVILES (7% A) | | | | 192,416.97 |
| E | TOTAL COSTO DIRECTO | | | | 3,353,552.99 |
| F | GASTOS GENERALES (10%) | | | | 335,355.30 |
| G | UTILIDADES (8%) | | | | 268,284.24 |
| H | COSTO TOTAL (no incluye IGV) | | | | 3,957,192.52 |
| I | IGV (18%) | | | | 712,294.65 |
| J | COSTO TOTAL | | | | 4,669,487.18 |

Figura 37. Resumen general de presupuesto de obra.

ANEXO 3. Instrumento 3 – Especificaciones Técnicas de equipos y Selección

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La presente especificación cubre las características técnicas mínimas aceptables para el suministro de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino, que se utilizarán en los arreglos fotovoltaicos del Sistema de Generación fotovoltaico Híbrido (SGFVH).

Tabla 26.
Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico.

| DESCRIPCIÓN | UNIDAD | REQUERIDO |
|--|--------|----------------|
| Tipo de tecnología | | Monocrystalino |
| Potencia máxima a CEM | W_p | 400 |
| Tolerancia | W_p | +/-3 |
| Eficiencia mínima del módulo | % | 19.88 |
| Tensión máxima | Vdc | 41.7 |
| Corriente máxima | Amp | 9.60 |
| Tensión de circuito abierto | Vdc | 52.07 |
| Corriente de cortocircuito | Amp | 10.61 |
| Máxima tensión del sistema | Vdc | 1000/1500 VDC |
| Rango de temperatura de funcionamiento | °C | -40 hasta +85 |

Yangtze Solar Half Cell Module (144 Cells) 390~420Watt

MONO CRYSTALLINE MODULE

ISO9001:2008-ISO14001:2004-OHSAS18001
certified factory.
IEC61215-IEC61730 certified products.



KEY FEATURES



Positive tolerance:

Positive tolerance of up to 5W delivers higher output reliability.



High Efficiency

Higher module conversion efficiency benefit from half cell structure (low resistance characteristic).



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.



Low-light Performance

Advanced glass and cell surface textured design ensure excellent performance in low-light environment.



Severe Weather Resilience

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

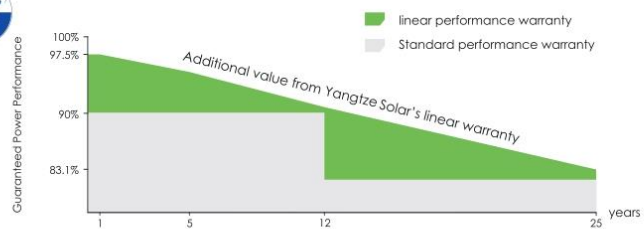


Durability Against Extreme Environmental Conditions

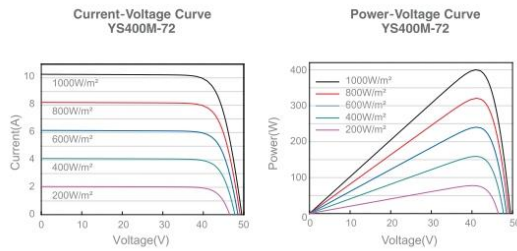
High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



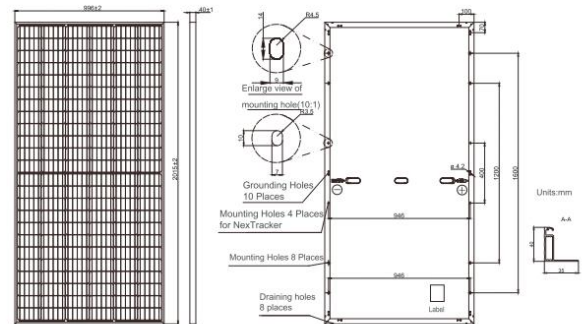
Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

| | |
|---------------|---|
| Cell Type | PERC Mono-crystalline |
| No. of cells | 144(6×24) |
| Dimensions | 2015±2mm × 996±2mm × 40±1mm |
| Weight | 22.8kg (49.8 lbs.) |
| Front Glass | 3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass |
| Frame | Anodized Aluminium Alloy |
| Junction Box | IP68 Rated |
| Output Cables | Portrait: 300mm(+) / 400mm(-) ; Landscape: 1200mm(+) / 1200mm(-). |

Engineering Drawings



Packaging Configuration

(Two pallets=One stack)

30pcs/pallet, 60pcs/stack, 840 pcs/40'HQ Container

SPECIFICATIONS

| Module Type | YS390M-72 | YS400M-72 | YS410M-72 | YS420M-72 |
|---|--------------------|-----------|-----------|-----------|
| Maximum Power (Pmax) | 390W | 400W | 410W | 420W |
| Maximum Power Voltage (Vmp) | 40.55V | 41.15V | 41.75V | 42.34V |
| Maximum Power Current (Imp) | 9.62A | 9.72A | 9.82A | 9.92A |
| Open-circuit Voltage (Voc) | 48.91V | 49.50V | 50.12V | 50.91V |
| Short-circuit Current (Isc) | 10.16A | 10.26A | 10.37A | 10.46A |
| Module Efficiency STC (%) | 19.4% | 19.9% | 20.4% | 20.9% |
| Operating Temperature(°C) | -40°C~+85°C | | | |
| Maximum system voltage | 1000VDC or 1500VDC | | | |
| Maximum series fuse rating | 20A | | | |
| Power tolerance | 0~+5W | | | |
| Temperature Coefficient of Isc(α_Isc) | 0.051%/°C | | | |
| Temperature Coefficient of Voc(β_Voc) | -0.289%/°C | | | |
| Temperature Coefficient of Pmax(γ_Pmp) | -0.350%/°C | | | |
| Nominal operating cell temperature (NOCT) | 45±2°C | | | |

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, AM=1.5, Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. Yangze Solar.

Figura 38. Especificaciones técnicas del panel solar comercial.

INVERSORES DE RED TRIFÁSICOS

La presente especificación cubre las características técnicas mínimas aceptables para el suministro del inversor de red trifásico, que se utilizarán en los arreglos fotovoltaicos del Sistema de Generación fotovoltaico Híbrido (SGFVH).

Tabla 27.

Especificaciones técnicas del inversor de red trifásico.

| DESCRIPCIÓN | UNIDAD | REQUERIDO |
|---|--------|-----------|
| <u>ENTRADA CC</u> | | |
| Potencia de CC máxima a $\cos\varphi = 1$ | kW | 50 |
| Tensión de entrada máxima | V | 1100 |
| Tensión asignada de entrada | V | 766.80 |
| Tensión de entrada mínima | V | 150 |
| Tensión de entrada de inicio | V | 188 |
| Corriente de entrada máxima, entrada A | A | 33 |
| Corriente de entrada máxima, entrada B | A | 33 |
| Corriente de cortocircuito por String | A | 10.61 |
| Número de entradas MPPT independientes | | 2-4 |
| String por entrada del MPPT | | 1 |
| <u>SALIDA AC</u> | | |
| Potencia asignada a 380 V, 60 Hz | kW | 50 |
| Potencia aparente de CA máxima | VA | 50 000 |
| Tensión de red asignada | V | 230 |
| Tensión nominal CA | V | 480/227 V |
| Rango de tensión de CA | V | 244...305 |
| Corriente nominal de CA a 220 V/230 V/240 V | A | 36,2 |
| Corriente de salida máxima | A | 36,2 |
| Corriente de salida máxima en caso de fallo | A | 50 |
| Frecuencia de red de CA | Hz | 60 |
| Fases de conexión | | 3 |
| Rendimiento máximo, $\eta_{m\acute{a}x}$ | | 98 |

Fronius Tauro
Modelo Direct



Designed to perform.

Principales características

- 01 Resistencia y larga vida útil
- 02 Costes más bajos y servicio eficiente
- 03 Control inteligente y sistema abierto
- 04 Flexibilidad de diseño
- 05 Reparación y sostenibilidad

Máxima flexibilidad en el diseño del sistema con mínimos costes operativos: gracias al resistente inversor Fronius Tauro, las grandes instalaciones fotovoltaicas pueden resultar aún más rentables. Ya sea con radiación solar directa o en condiciones de calor extremo, su carcasa de doble capa y la ventilación activa ofrecen el máximo rendimiento incluso en las condiciones ambientales más adversas. Además, la instalación y el mantenimiento de este resistente inversor para proyectos se realizan de forma rápida y sencilla.

Fronius Tauro. Designed to perform.

La solución para grandes instalaciones fotovoltaicas

01



02



03



04



01 Resistencia y larga vida útil

Diseñado para soportar la radiación solar directa y el calor extremo: su carcasa de doble capa y la ventilación activa hacen del Fronius Tauro un inversor duradero y resistente que ofrece el máximo rendimiento.

02 Costes más bajos y servicio eficiente

Mínimos costes operativos: el Fronius Tauro es rápido de instalar y fácil de mantener. En caso de avería, basta con sustituir la etapa de potencia afectada en lugar de todo el inversor. Esto garantiza un funcionamiento seguro y permite realizar los trabajos de mantenimiento de forma rápida y rentable.

03 Control inteligente y sistema abierto

Al igual que el resto de productos Fronius, el Fronius Tauro se puede monitorizar, controlar y mantener cómodamente mediante un smartphone o un ordenador. Con Fronius Solar.web puedes supervisar tu instalación en todo momento. La arquitectura abierta del sistema permite integrar fácilmente componentes de terceros.

04 Flexibilidad de diseño

Centralizado, descentralizado, vertical u horizontal: la serie Fronius Tauro ofrece la máxima flexibilidad en el diseño e instalación de grandes instalaciones fotovoltaicas. La flexibilidad del Tauro y la rentabilidad del Tauro ECO se pueden combinar según las necesidades. La protección contra sobretensiones y la función AC Daisy Chaining integradas reducen la necesidad de componentes y cableado adicionales.

05 Reparación y sostenibilidad

El Fronius Tauro demuestra la importancia de la sostenibilidad en cada fase del ciclo del producto. Este inversor para proyectos está diseñado para tener una larga vida útil y se ha diseñado y producido en Austria con la menor cantidad posible de componentes intercambiables. Esto hace del Tauro un dispositivo particularmente resistente que, en caso de necesitar mantenimiento, basta con cambiar las piezas individuales in situ, consiguiendo un ahorro de tiempo y recursos.



El Fronius Tauro está disponible en dos versiones:

- **Fronius Tauro** | 50 kW | 3 seguidores MPP
- **Fronius Tauro ECO** | 50 y 100 kW | 1 seguidor MPP

Datos técnicos

| | | | Tauro | | | Tauro ECO | | | | | | |
|-----------------------------------|---|--|---|--|-----|------------|----------|-----|------------|----------|-----|--|
| | | | 50-3-D | | | 100-3-D | | | | | | |
| Datos de entrada | Número de seguidores MPP | | 3 | | | 1 | | | 1 | | | |
| | Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ máx}$) | A | 134 | | | 87,5 | | | 175 | | | |
| | Máx. corriente de entrada por serie fotovoltaica opción 20 A ($I_{dc\ máx, string}$) | A | 14,5 | | | 14,5 | | | 14,5 | | | |
| | Máx. corriente de entrada por serie fotovoltaica opción 30 A ($I_{dc\ máx, string}$) | A | 22 | | | 22 | | | 22 | | | |
| | Máxima corriente de cortocircuito ($I_{sc\ máx, inversor}$) | A | 240 | | | 178 | | | 365 | | | |
| | Rango de tensión de entrada CC ($U_{dc\ mín} - U_{dc\ máx}$) | V | 200 - 1000 | | | 580 - 1000 | | | 580 - 1000 | | | |
| | Tensión de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$) | V | 200 | | | 650 | | | 650 | | | |
| | Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ mín} - U_{mpp\ máx}$) | V | 400 - 870 | | | 580 - 930 | | | 580 - 930 | | | |
| | Máxima potencia del generador FV ($P_{dc\ máx}$) | kWp | 75 | | | 75 | | | 150 | | | |
| | Máx. corriente de entrada del conjunto de series FV por canal ($I_{dc\ máx, pv}$) | A | FV1 | FV2 | FV3 | FV1 | FV2 | FV3 | FV1 | FV2 | FV3 | |
| | Máx. corriente de cortocircuito del conjunto de series FV por canal ($I_{sc\ pv}$) ¹ | A | 36 | 36 | 72 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | |
| Número de entradas CC opción 20 A | | 4 | 3 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 8 | | |
| Número de entradas CC opción 30 A | | 4 | 5 | 5 | 4 | 5 | 4 | 5 | 5 | 5 | | |
| Datos de salida | Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$) | W | 50.000 | | | 50.000 | | | 100.000 | | | |
| | Máxima corriente de salida | VA | 50.000 | | | 50.000 | | | 100.000 | | | |
| | Corriente de salida CA ($I_{ac\ máx}$) | A | 76 | | | 76 | | | 152 | | | |
| | Acoplamiento a la red ($U_{ac,r}$) | V | 3- NPE 400/230; 3- NPE 380/220 | | | | | | | | | |
| | Frecuencia (rango de frecuencia $f_{mín} - f_{máx}$) | Hz | 50 / 60 (45 - 65) | | | | | | | | | |
| | Factor de potencia ($\cos \Phi_{ac,r}$) | | 0 - 1 ind. / cap. | | | | | | | | | |
| Datos generales | Dimensiones (altura x anchura x profundidad) | mm | 755 x 1109 x 346 mm (sin montaje en pared) | | | | | | | | | |
| | Peso | kg | 92 | | | 74 | | | 103 | | | |
| | Tipo de protección | | IP 65 | | | IP 65 | | | IP 65 | | | |
| | Clase de protección | | 1 | | | 1 | | | 1 | | | |
| | Consumo nocturno | W | < 16 | | | < 16 | | | < 16 | | | |
| | Refrigeración | | Tecnología de Ventilación Activa y sistema de doble carcasa | | | | | | | | | |
| | Instalación | | Interior y exterior ² | | | | | | | | | |
| | Rango de temperatura ambiente | °C | -40 a +65 °C ³ | | | | | | | | | |
| | Certificados y cumplimiento de normas ⁴ | | AS/NZS 4777.2:2020 IEC62109-1/-2 VDE-AR-N 4105:2018 IEC62116 EN50549-1:2019 & EN50549-2:2019 VDE-AR-N 4110:2018 CEI 0-16:2019 CEI 0-21:2019 | | | | | | | | | |
| Tecnología de conexión | CA | Diámetro del cable | mm ² | 35 - 240 | | | 35 - 240 | | | 70 - 240 | | |
| | | Material conductor | | Al y Cu | | | | | | | | |
| | | Terminales de conexión | | Terminal de cable o pinzas en V | | | | | | | | |
| | | Opción con un único núcleo (cable unipolar) | | Prensaestopa: 5 x M40 (10 - 28 mm) | | | | | | | | |
| | | Opción con varios núcleos (cable multipolar) | | Prensaestopa: 1 x conexión multipolar Ø 16 - 61,4 mm + 1 x M32 | | | | | | | | |
| | Opción de conexión en serie de la CA (cable unipolar) | | Prensaestopa: 10 x M32 (10 - 25 mm) | | | | | | | | | |
| | CC | Diámetro del cable | mm ² | 4 - 6 | | | | | | | | |
| | | Material conductor | | Cu | | | | | | | | |
| Terminales de conexión | | | DC-Direktanschluss Stäubli Multi Contact MC4 | | | | | | | | | |
| Rendimiento | Máx. rendimiento | % | 98,5 | | | 98,5 | | | 98,5 | | | |
| | Rendimiento europeo (η_{EU}) | % | 98,3 | | | 98,2 | | | 98,2 | | | |
| | Rendimiento de adaptación MPP | % | > 99,9 | | | > 99,9 | | | > 99,9 | | | |

¹ $I_{sc\ pv} = I_{sc\ max.} \geq I_{sc\ (STC)} \times 1,25$, de acuerdo, por ejemplo, a IEC 60364-7-712, NEC 2020, AS/NZS 5033:2021.

² Posibilidad de radiación solar directa

³ Seccionador CA integrado en el inversor: desde -30 hasta +65 °C

⁴ Certificados previstos. Para ver los certificados actuales, consulta www.fronius.com/tauro-cert

Figura 39. Especificaciones técnicas del inversor de re trifásico comercial.

CENTRO DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSFERENCIA (CDT)

Estas especificaciones cubren las condiciones técnicas requeridas para la fabricación, adquisición, pruebas y entrega del Centro de Distribución y Transferencia.

Tabla 28.

Especificaciones técnicas del centro de distribución y Transferencia (CDT).

| DESCRIPCIÓN | UNIDAD | REQUERIDO |
|--|-----------------|--------------------|
| <u>CONEXIÓN DEL EQUIPO</u> | | |
| <u>CONSUMIDOR</u> | | |
| Cantidad | | 1 x trifásico |
| Potencia asignada | kW | 300 - 138 |
| Tensión asignada de red entre L y N | V | 230 - 230 |
| Tensión asignada entre L1 y L2 | V | 400 - 400 |
| Rango de tensión CA entre L1 y N | V | 172,5...250 |
| Rango de tensión CA entre L1 y L2 | V | 172,5...265 |
| Frecuencia nominal | Hz | 60 |
| Rango de frecuencia | Hz | 40...70 |
| Corriente con valores nominales | A | 3 x 435 |
| <u>CONEXIÓN DEL INVERSOR</u> | | |
| <u>BIDIRECCIONAL DE BATERÍAS</u> | | |
| Número máximo de inversores de 8 kW bidireccional de baterías | | 36 - 12 |
| Potencia asignada del inversor bidireccional de baterías | kW | 216 - 72 |
| Corriente con valores nominales del inversor bidireccional de baterías | A | 3 x 313 12 x 26 |
| Potencia del inversor bidireccional de baterías a 45 °C | kW | 195 - 65 |
| Corriente del inversor bidireccional de baterías a 45 °C | A | 3 x 283 3 x 94 |
| Potencia del inversor bidireccional de baterías durante 30 minutos a 25 °C | kW | 288 - 96 |
| Sección del conductor | mm ² | 6...16 |
| <u>CONEXIÓN DE LA INSTALACIÓN</u> | | |
| <u>FOTOVOLTAICA</u> | | |
| Cantidad | | 1 x trifásico |
| Potencia asignada de energía fotovoltaica | kW | 360...138 |
| Corriente alterna con valores nominales | A | 3 x 522 3 x 200 |
| Máxima corriente de cortocircuito relativa | A | 811.8 |
| Número de fases | | trifásico |

/ SC-2200-10 / SC-2475-10



Sunny Central

2000 / 2475

Más potencia por metro cúbico

/ Plena potencia hasta los 35 °C

Eficiente

- Transporte de hasta 4 inversores en el contenedor de flete marítimo estándar
- Posibilidad de sobredimensionado de hasta 225 %
- Plena potencia a temperaturas ambiente de hasta 35 °C

Resistente

- Sistema de refrigeración de aire inteligente OptiCool para una refrigeración eficiente
- Apto para exteriores, para el uso en cualquier parte del mundo y para todas las condiciones ambientales y climáticas

Flexible

- Conformidad con todos los requisitos de red conocidos en todo el mundo
- Modo Statcom nocturne
- Disponible como equipo individual o solución llave en mano, incluido el bloque de media tensión

Cómodo

- Área de conexión de CC mejorada
- Área de conexión para los equipos del cliente
- Soporte de tensión integrado para equipos consumidores internos y externos

Con una potencia de hasta 2475 kVA en una tensión de sistema de CC de 1100 V, el inversor central de SMA permite una planificación más eficiente de la planta y una reducción de los costes específicos en centrales fotovoltaicas.

Dispone de un suministro de tensión separado y espacio adicional para instalar los equipos del cliente. Verdadera tecnología de 1100 V y el sistema de refrigeración inteligente OptiCool aseguran un funcionamiento libre de fallos incluso con temperaturas ambiente extremas y una larga vida útil de 25 años.

| Datos técnicos | Sunny Central 2200 | Sunny Central 2475 |
|--|---|-------------------------------|
| Entrada (CC) | | |
| Rango de tensión del MPP V_{CC} (a 25 °C / a 35 °C / a 50 °C) | 570 V a 950 V / 800 V / 800 V | 638 V a 950 V / 800 V / 800 V |
| Tensión de entrada mín. $V_{CC, \text{mín}}$ / tensión de arranque $V_{CC, \text{arranque}}$ | 545 V / 645 V | 614 V / 714 V |
| Tensión de entrada máx. $V_{CC, \text{máx}}$ | 1100 V | 1100 V |
| Corriente de entrada máx. $I_{CC, \text{máx}}$ (a 35 °C / 50 °C) | 3960 A / 3600 A | 3960 A / 3600 A |
| Corriente de cortocircuito máx. $I_{CC, \text{CC}}$ | 6400 A | 6400 A |
| Número de entradas de CC | 24 protegidos por dos polos (32 protegidos por un polo) | |
| Número máx. de cables de CC por entrada de CC (para cada polaridad) | 2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ² | |
| Monitorización de zona integrada | ○ | |
| Tamaños de fusible de CC disponibles (por entrada) | 200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A | |
| Salida (CA) | | |
| Potencia nominal de CA con $\cos \varphi = 1$ (a 35 °C / a 50 °C) | 2200 kVA / 2000 kVA | 2475 kVA / 2250 kVA |
| Potencia nominal de CA con $\cos \varphi = 0,8$ (a 35 °C / a 50 °C) | 1760 kW / 1600 kW | 1980 kW / 1800 kW |
| Corriente nominal de CA $I_{CA, \text{nom}}$ = Corriente máx. de salida $I_{CA, \text{máx}}$ | 3300 A | 3300 A |
| Coefficiente de distorsión máx. | < 3 % a potencia nominal | < 3 % a potencia nominal |
| Tensión nominal de CA/rango de tensión nominal de CA ¹⁾ | 385 V / 308 V a 462 V | 434 V / 347 V a 521 V |
| Frecuencia de red de CA/rango | 50 Hz/47 Hz a 53 Hz 60 Hz/57 Hz a 63 Hz | |
| Relación mín. de cortocircuito en los bornes de CA | > 2 | |
| Factor de potencia a potencia asignada/factor de desfase ajustable ⁹⁾¹⁰⁾ | ● 1 / 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo ○ 1 / 0,0 inductivo a 0,0 capacitivo | |
| Rendimiento | | |
| Rendimiento máx. ²⁾ /rendimiento europeo ²⁾ /rendimiento californiano ³⁾ | 98,6 % / 98,4 % / 98,0 % | 98,6 % / 98,4 % / 98,0 % |
| Dispositivos de protección | | |
| Punto de desconexión en el lado de entrada | Interruptor-seccionador de CC | |
| Punto de desconexión en el lado de salida | Interruptor de potencia de CA | |
| Protección contra sobretensión de CC | Descargador de sobretensión, tipo I | |
| Protección contra sobretensión de CA (opcional) | Descargador de sobretensión, clase I | |
| Protección contra rayos (según IEC 62305-1) | Tipo de protección contra rayos III | |
| Monitorización de fallo a tierra/de fallo a tierra por control remoto | ○ / ○ | |
| Monitorización de aislamiento | ○ | |
| Tipo de protección: electrónica/conducto de aire/área de conexión (según IEC 60529) | IP65 / IP34 / IP34 | |
| Datos generales | | |
| Dimensiones (ancho/alto/fondo) | 2780 / 2318 / 1588 mm (109,4 / 91,3 / 62,5 in) | |
| Peso | < 3400 kg / < 7496 lb | |
| Autoconsumo (máx. ⁴⁾ / carga parcial ⁵⁾ / promedio ⁶⁾ | < 8100 W / < 1800 W / < 2000 W | |
| Autoconsumo (en espera) | < 300 W | |
| Alimentación auxiliar interna | Transformador integrado de 8,4 kVA | |
| Rango de temperatura de servicio ⁸⁾ | -25 °C a 60 °C / -13 °F a 140 °F | |
| Emisiones de ruido ⁷⁾ | 64,7 dB(A) | |
| Rango de temperatura (en espera) | -40 °C a 60 °C (-40 °F a 140 °F) | |
| Rango de temperatura (almacenamiento) | -40 °C a 70 °C (-40 °F a 158 °F) | |
| Valor máximo permitido para la humedad relativa (con condensación/sin condensación) | 95 % a 100 % (2 meses/año) / 0 % a 95 % | |
| Altitud de funcionamiento máxima sobre el nivel del mar ¹⁾ 1000 m / 2000 m ¹¹⁾ / 3000 m ¹¹⁾ / 4000 m ¹¹⁾ | ● / ○ / ○ / ○ | |
| Consumo de aire fresco | 6500 m ³ /h | |
| Equipamiento | | |
| Conexión de CC | Terminal de cable en cada entrada (sin fusible) | |
| Conexión de CA | Con sistema de barra (tres barras colectoras, una por cada conductor de fase) | |
| Comunicación | Ethernet, maestro Modbus, esclavo Modbus | |
| Comunicación del SMA String-Monitor (medio de transmisión) | Modbus TCP / ethernet (fibra óptica MM, Cat-5) | |
| Color de la carcasa/del techo | RAL 9016 / RAL 7004 | |
| Transformador de alimentación para equipos consumidores externos | ○ (2,5 kVA) | |
| Cumple con las normas y directivas | CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, VDE ARN 4110/4120, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08 | |
| Normas CEM | IEC / EN 61000-6-2, FCC Part 15 Class A, Cispr 11, DIN EN55011:2017 | |
| Cumple con las normas y directivas de calidad | VDI/VDE 2862 página 2, DIN EN ISO 9001 | |
| Modelo comercial | SC-2200-10 | SC-2475-10 |

● De serie ○ Opcional

- 1) La potencia nominal CA se reduce con el mismo ratio que la tensión nominal CA
- 2) Rendimiento medido sin autoalimentación
- 3) Rendimiento medido con autoalimentación
- 4) Autoconsumo en funcionamiento nominal
- 5) Autoconsumo con < 75 % Pn a 25 °C
- 6) Autoconsumo promediado desde el 5 % hasta el 100 % Pn a 35 °C
- 7) Nivel de presión sonora a 10 m de distancia

- 8) Los valores se aplican solo a inversores. Los valores admisibles de soluciones de media tensión de SMA se especifican en las fichas de datos correspondientes.

9) Una relación cortocircuito < 2 tiene que ser autorizada aparte de SMA

10) Según la tensión de entrada

- 11) Anterior reducción de potencia en función de la temperatura y reducción de la tensión en vacío de CC

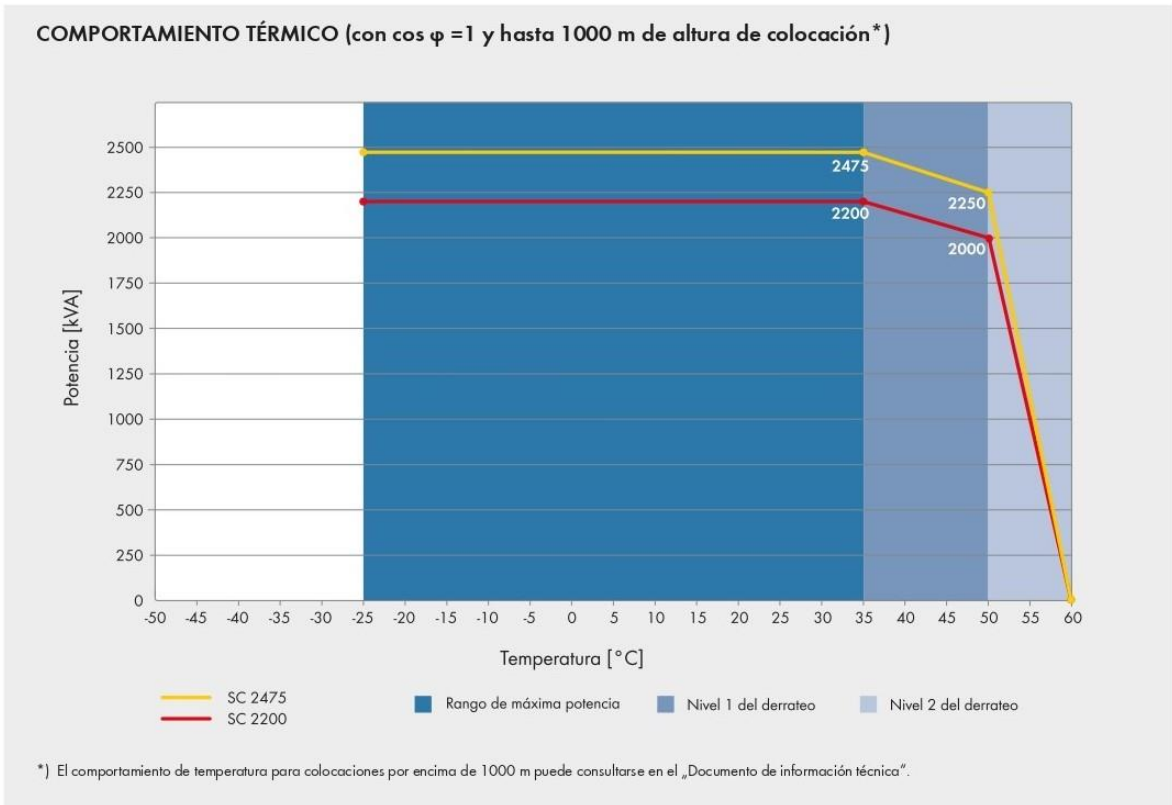
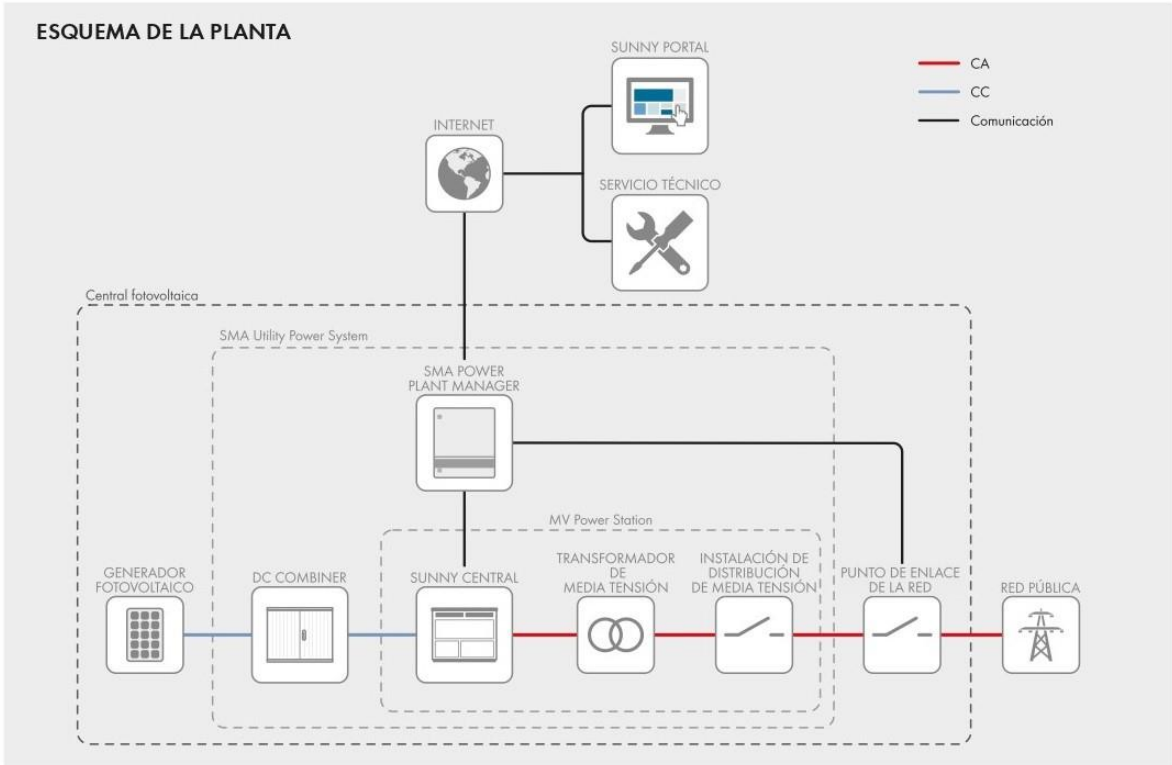


Figura 40. Especificaciones técnicas del centro de transformación y transferencia.

INVERSOR BIDIRECCIONAL DE BATERÍAS

Tabla 29.

Especificaciones técnicas del inversor bidireccional de baterías.

| DESCRIPCIÓN | UNIDAD | REQUERIDO |
|-------------------------------------|--------|---------------------|
| <u>ENTRADA RED (AC)</u> | | |
| Tensión nominal | V | 230 |
| Rango de tensión | V | 172 – 264 |
| Frecuencia nominal | Hz | 60 |
| Rango de corriente de carga | A | 50 |
| Máxima potencia de red | W | 11500 |
| <u>ENTRADA BATERÍAS (DC)</u> | | |
| Tensión nominal de baterías | V | 48 – 51,2 |
| Tensión mínima de trabajo | V | 41 |
| Corriente de carga/descarga máxima | A | 140/130 |
| Tipo de batería | | LiFePO ₄ |
| <u>VALORES DE SALIDA</u> | | |
| Potencia nominal | kW | 6 |
| Potencia a 25 °C 30 minutos | kW | 8 |
| Potencia a 25 °C 5 minutos | kW | 9,1 |
| Potencia a 25 °C 3 seg | kW | 11 |
| Corriente asignada | A | 26 |
| Tensión nominal | V | 230 |
| Frecuencia nominal | Hz | 60 |



PH3000 Series Three-phase Low Frequency On/Off Grid Hybrid Solar Inverter

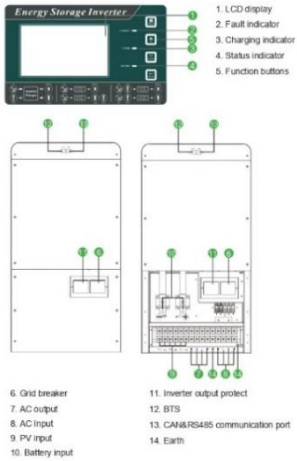
Feature:

- Rated power 9KW to 12KW
- Smart LCD setting(Working modes, Charge Current, Charge Voltage, etc.)
- Built-in MPPT 180A solar charge controller
- MPPT Efficiency max 98%
- Combining solar system, AC utility, and battery power source to supply continuous power
- Multiple operations: basic Grid-tie, Off-Grid, Grid-Interactive
- Support CAN, RS485 monitoring function with free CD
- WIFI/ GPRS remote monitoring (optional)
- Compatible to generator

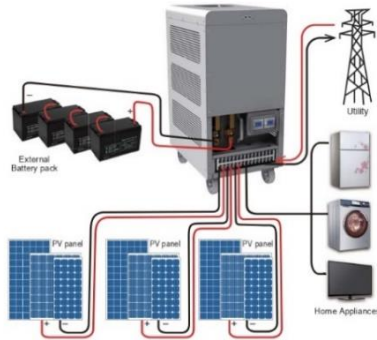
Introduction:

This is a flexible and intelligent energy storage inverter which utilizes solar power, utility power, and battery power source to supply continuous power. This is a multi-functional hybrid inverter which can power all kinds of appliances in home or office environment, including motor-type appliances such as tube light, fan, refrigerator and air conditioner. The system generates electricity when it has sufficient sunshine, supplying power to your home and feeding any surplus power back to the Grid.

LCD Display Information



Solar System Connection



Specification

| MODEL | PH30-9048-T | PH30-12048-T | |
|---|---|--|-----------------|
| Nominal Battery System Voltage | | | |
| | 48VDC | 48VDC | |
| INVERTER OUTPUT | Rated output power | 9000W | 12000W |
| | Output wave | Pure sine wave | |
| | Nominal output voltage | 230 VAC (P-N) / 400 VAC (P-P) | |
| | Nominal output current | 13.0A per phase | 17.4A per phase |
| | Nominal output frequency | 50 Hz / 60 Hz | |
| | Rate of wave distortion (THD) (Linearity loads) | Off grid<2% ; Grid discharge <3% ; Grid charge <3% | |
| | Inverting efficiency | >93% | |
| | Power factor | 0.9 lead - 0.9 lag | |
| | Overload capability | 100% < load < 110%, 30 minutes; | |
| | | 110% < load < 125%, 1 minutes; | |
| 125% < load < 150%, 30 seconds; load > 150%, 10 seconds; Short circuit, 5 seconds | | | |
| AC INPUT | AC input maximum current | 26.0A per phase | 34.8A per phase |
| | Nominal frequency | 50Hz / 60Hz | |
| | Acceptable input voltage range | Defaults 180Vac ~253Vac per phase; Narrow 174Vac ~272Vac per phase; Wide 90Vac ~272Vac per phase | |
| BATTERY | Nominal Voltage | 48VDC | |
| | Low Voltage Protection Point | Charger 34.0VDC ; Inverter 40.0VDC | |
| | Absorption Voltage | 50.0VDC | |
| | Float Voltage | 54.8VDC | |
| SOLAR CHARGER & AC CHARGER | Float Voltage | 57.2VDC | |
| | PV Open Circuit Voltage | 145VDC | |
| | Max Solar Charging Current | 60A per phase | |
| | Max AC Charging Current | 60A per phase | 80A per phase |
| MECHANICAL SPECIFICATIONS | Max Charging Current | 120A per phase | 140A per phase |
| | Mounting | Vertical | |
| | Machine Dimension, W*H*D(mm) | 391*836*555 | |
| | Package Dimensions (W*H*D)(mm) | 410*850*570 | |
| | Net Weight (kg) | 133 | 140 |
| | Gross Weight (kg) | 138 | 180 |
| OTHER | Communication terminal | RS485/CAN bus | |
| | Operation Temperature Range | -25°C ~ +50°C | |
| | Environmental Protection Rating | IP20 | |
| | Ambient humidity | 0 ~ 90% relative humidity(non-condensing) | |
| | Altitude | <3000m | |

* Product specifications are subject to change without further notice.

Approximate Back-up Time Table

| Model | Load (W) | Back Time@4*200Ah(48Vdc) (min) | Back Time@4*200Ah(48Vdc) (min) | Back Time@8*200Ah(48Vdc) (min) |
|-------------|----------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| 9KW | 900 | 240 | 536 | 1096 |
| | 3600 | 42 | 99 | 252 |
| | 6300 | 24 | 49 | 130 |
| | 9000 | 17 | 35 | 68 |
| | 1200 | 153 | 358 | 830 |
| | 4800 | 32 | 72 | 165 |
| 12KW | 8400 | 18 | 35 | 79 |
| | 12000 | 12 | 23 | 51 |

Figura 41. Especificaciones técnicas del inversor bidireccional de batería comercial.

BATERÍAS DE ALTO RENDIMIENTO

Estas especificaciones cubren las condiciones técnicas requeridas para adquisición y entrega de baterías de alto rendimiento de Litio Fierro Fosfato que se usarán en los sistemas de generación fotovoltaica.

Tabla 30.

Especificaciones técnicas de baterías de alto rendimiento.

| DESCRIPCIÓN | UNIDAD | REQUERIDO |
|--|--------|---------------------|
| Tipo de tecnología | | LiFePO ₄ |
| Cantidad de módulos acumuladores | | 640 |
| Tensión nominal | Vdc | 48 - 51,2 |
| Capacidad mínima | Ah | 25 |
| Velocidad máxima de descarga | | 0.7-1CxN por hora |
| Velocidad máxima de carga | | 0.7CxN por hora |
| Autodescarga máxima | % | 5 |
| Ciclos al 80% DOD | Ciclos | 5000 |
| Sistema de balance del proceso de carga | | Sistema activo |
| Protocolo de comunicación | | Rs485/CAN |
| Tecnología de las celdas | | LiFePO ₄ |
| Temperatura de funcionamiento | °C | -10 a 50 |
| Temperatura de almacenamiento hasta por tres meses | °C | 35 a 45 |
| Temperatura de almacenamiento para más de un año | °C | -20 a 25 |
| Altitud máxima de operación | msnm | 500 |



| | | |
|---|--|--|
| <p>DOD 90%</p> <p>6000 cycles at 80% DOD</p> | <p>1C/1C</p> <p>0.5C continual charge and discharge</p> | <p>10</p> <p>10 years standard warranty</p> |
| <p>Superior LiFePO4 safety performance</p> | <p>Low voltage safety connection</p> | <p>IP65 protection</p> |



www.wattsonic.com

2.5/5 kWh Free Stand LiFePO4 Battery Module

| | | |
|-------------------------------|---|--------------------------|
| Total Energy [kWh] | 2.5 | 5.0 |
| Useable Energy [kWh] | 2.0 | 4.0 |
| Nominal Voltage [V] | 51.2 | 51.2 |
| Nominal Capacity [Ah] | 50 | 100 |
| Operating Voltage Range [V] | 40-58.4 | 40-58.4 |
| Nominal Charge Current [A] | 25 | 50 |
| Nominal Discharge Current [A] | 25 | 50 |
| Peak Discharge Current [A] | 50 | 100 |
| Calendar Life [Year] | 15 years @25°C, 12 years @35°C, 10 years @45°C | |
| Depth of Discharge [%] | 80 | 80 |
| Data Communication | CAN/RS485 | CAN/RS485 |
| Temperature | 0-45°C Charge, -20-55°C Discharge, -10-45°C Stock Storage | |
| Enclosure Protection Rating | IP 65 | IP 65 |
| DC Isolator | Integrated | Integrated |
| Certificate | UN38.3/ IEC62619 | / IEC60950/ IEC60068/ CE |
| Scalability Range/Mode | Max. 5 Modules Parallel | Max. 5 Modules Parallel |
| Installation Mode | Free Stand | Free Stand |
| Dimensions [W*H*D] | 152.6*483*339mm | 308*471*278mm |
| Weight | 30KG | 60KG |
| Warranty | 6,000 cycles at 80% DOD, or 10 years | |

2.5/5 kWh Wall Mounted LiFePO4 Battery Module

| | | |
|-------------------------------|---|--------------------------|
| Total Energy [kWh] | 2.5 | 5.0 |
| Useable Energy [kWh] | 2.0 | 4.0 |
| Nominal Voltage [V] | 51.2 | 51.2 |
| Nominal Capacity [Ah] | 50 | 100 |
| Operating Voltage Range [V] | 40-58.4 | 40-58.4 |
| Nominal Charge Current [A] | 25 | 50 |
| Nominal Discharge Current [A] | 25 | 50 |
| Peak Discharge Current [A] | 50 | 100 |
| Calendar Life [Year] | 15 years @25°C, 12 years @35°C, 10 years @45°C | |
| Depth of Discharge [%] | 80 | 80 |
| Data Communication | CAN/RS485 | CAN/RS485 |
| Temperature | 0-45°C Charge, -20-55°C Discharge, -10-45°C Stock Storage | |
| Enclosure Protection Rating | IP 65 | IP 65 |
| DC Isolator | Integrated | Integrated |
| Certificate | IEC62619 | / IEC60950/ IEC60068/ CE |
| Scalability Range/Mode | Max. 5 Modules Parallel | Max. 5 Modules Parallel |
| Installation Mode | Wall Mounted | Wall Mounted |
| Dimensions [W*H*D] | 414*470*185mm | 414*750*185mm |
| Weight | 30KG | 60KG |
| Warranty | 6,000 cycles at 80% DOD, or 10 years | |

* Compatible inverter brands: Wattsonic/ SMA SunnyIsland/ Victron/ Ineon/ Voltronic/ SolisX/ GoodWe/ SofarSolar/ Solis/ Studer
 * Wattsonic reserves the right to modify the technical datasheet and appearance of the product in the catalogue without prior advice to the users



www.wattsonic.com

Figura 42. Especificaciones técnicas de baterías de alto rendimiento comercial.

TRANSFORMADOR ELEVADOR TRIFÁSICO

Estas especificaciones cubren las condiciones técnicas requeridas para la fabricación, pruebas y entrega y entrega de los transformadores trifásicos y describen su calidad mínima aceptable.

Tabla 31.

Especificaciones técnicas de transformador elevador trifásico.

| DESCRIPCIÓN | UNIDAD | REQUERIDO |
|--|-----------------|---------------|
| Número de arrollamientos | | 2 |
| Altitud de instalación | msnm | 500 |
| Frecuencia nominal | Hz | 60 |
| Potencia nominal ONAN | KVA | 75 y 175 |
| Alta tensión nominal en vacío | KV | 2.3+-2x2.5% |
| Baja tensión nominal en vacío | KV | 0,400 – 0,230 |
| NIVEL DE AISLAMIENTO ALTA TENSIÓN | | |
| Tensión de sostenimiento al impulso 1.2/50 del aislamiento externo | KV _p | 150 |
| Tensión de sostenimiento al impulso 1.2/50 del aislamiento interno | KV _p | 125 |
| Tensión de sostenimiento a la frecuencia industrial | KV | 40 |
| Numero de bornes | u | 3 |
| NIVEL DE AISLAMIENTO BAJA TENSIÓN Y NEUTRO | | |
| Tensión de sostenimiento a la frecuencia industrial | KV | 2,5 |
| Número de bordes | u | 4 |
| Grupo conexión | | YNd |

CATALOGO DE TRANSFORMADORES

TRIFÁSICOS EN ACEITE
MONOFÁSICOS EN ACEITE
TIPO PEDESTAL (PAD MOUNTED)
MIXTOS DE MEDICIÓN
SECOS DE BAJA TENSIÓN
SECOS ENCAPSULADOS DE MEDIA TENSIÓN
REFRIGERADOS EN ACEITE VEGETAL FR3



TRIFASICOS EN ACEITE

Los transformadores trifásicos de distribución son utilizados para reducir o elevar el voltaje en redes eléctricas de pequeña, mediana o gran envergadura.

Nuestros transformadores están diseñados y fabricados con núcleo de acero silicoso de grano orientado, bobinados de cobre o aluminio (de acuerdo al requerimiento del cliente) y refrigerados con aceite dieléctrico mineral. La cuba o tanque es de acero y esta contiene los accesorios de protección/medición para tipo de aplicación o de acuerdo al requerimiento del cliente.

Los transformadores de distribución trifásicos PROMELSA son diseñados para operar a su potencia nominal en servicio continuo, pudiendo ser instalados en recintos a nivel de piso (interior) o directamente al exterior.

Su utilizan en la industria, zonas urbanas, minería, petroleras y toda actividad que requiera la utilización intensiva de energía eléctrica. Nuestra fabricación abarca aplicaciones típicas o especiales (diseño particular).



1. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

| | |
|---------------------|---------------------------------------|
| Potencia | Desde 5 KVA hasta 10000 KVA |
| Tensión | Hasta 36 KV |
| Frecuencia | 50 Hz o 60 Hz |
| Altura de operación | Hasta 5500 msnm |
| Montaje | Interior o exterior |
| Normativa | IEC-60076, NTP IEC 60076, IEEE C57.12 |

2. CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

2.1. NÚCLEO:

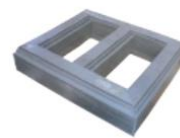
Fabricado con láminas de acero silicoso de grano orientado de alta permeabilidad magnética con recubrimiento aislante (Carlyte). Utilizamos dos tipos de núcleos:

Tipo enrollado, conformada por chapas cortadas a 90° y dobladas en "C" formando una sección sólida cuadrangular esta particular solución favorece el flujo magnético obteniéndose compacta en el Transformador. racterísticas constructivas más.

Tipo columna, conformada por chapas cortadas a 45° y apiladas formando escalones para obtener la sección circular más optimizada.



Núcleo enrollado



Núcleo columna

TRIFASICOS EN ACEITE

2.2. LAS BOBINAS

Los bobinados de M.T. y B.T. son fabricados con cobre o aluminio de alta conductividad y están provistos de canales de refrigeración.

Las bobinas de M.T. están fabricadas con conductores eléctricos de sección circular recubiertas con doble capa de esmalte clase térmica 180°C, y las bobinas de B.T. son fabricadas con platina de sección rectangular forradas con papel Kraft.

Los aislamientos usados en las bobinas son de clase térmicamente mejorados consistentes en papel kraft, cartón y papel prespan, estos se destacan por sus excelentes propiedades mecánicas y dieléctricas a los esfuerzos electrodinámicos y sobre tensiones transitorias que se presentan en la línea.



2.3. EL TANQUE

Los tanques son fabricados de acero laminado en frío de primera calidad y con espesores adecuados para evitar cualquier tipo de deformación o fisuras, las costuras de soldadura son verificadas presurizando el tanque y con un detector ultrasónico se descartan probables filtraciones.

La refrigeración del Transformador se realiza por el sistema de tanque ondulado (aletas) o por medio de radiadores, con ello se garantiza una eficiente transferencia de calor, que permite mantener el transformador operando a la temperatura adecuada.



2.4. PODEMOS SUMINISTRAR EQUIPOS EN:

- Aceite Dieléctrico Mineral: Con punto de inflamación aproximado de 150°C.
- Aceite Dieléctrico Vegetal (Envirotemp FR3): Con punto de inflamación superior a los 300°C.

2.5. ACCESORIOS ESTÁNDAR

- Aisladores primarios
- Aisladores secundarios
- Bases para su fijación
- Bornes de puesta a tierra
- Conmutación en vacío de cinco posiciones
- Conmutador para cambio de tensión
- Deshumecedor (para transformadores en aceite mineral)
- Tanque conservador (según diseño, para potencias > 250 KVA)
- Indicador de nivel de aceite s/contacto
- Niple de llenado de aceite con tapón
- Oreja de izaje
- Placa de características
- Pozo termométrico (según diseño, para potencias $\geq 100\text{KVA}$)
- Válvula de drenaje
- Válvula de sobrepresión s/ contacto
- Ruedas orientables (según diseño, para potencias $\geq 500\text{KVA}$)

2.6. ACCESORIOS OPCIONALES

- Relé Buchholz
- Indicador de nivel de aceite c/ contacto
- Termómetro de aceite c/ contacto
- Relé de imagen térmica
- Válvula de sobrepresión c/ contacto
- Cajuela de protección para aislar los bornes de MT y BT
- Ruedas orientables
- Pararrayos
- Manómetro



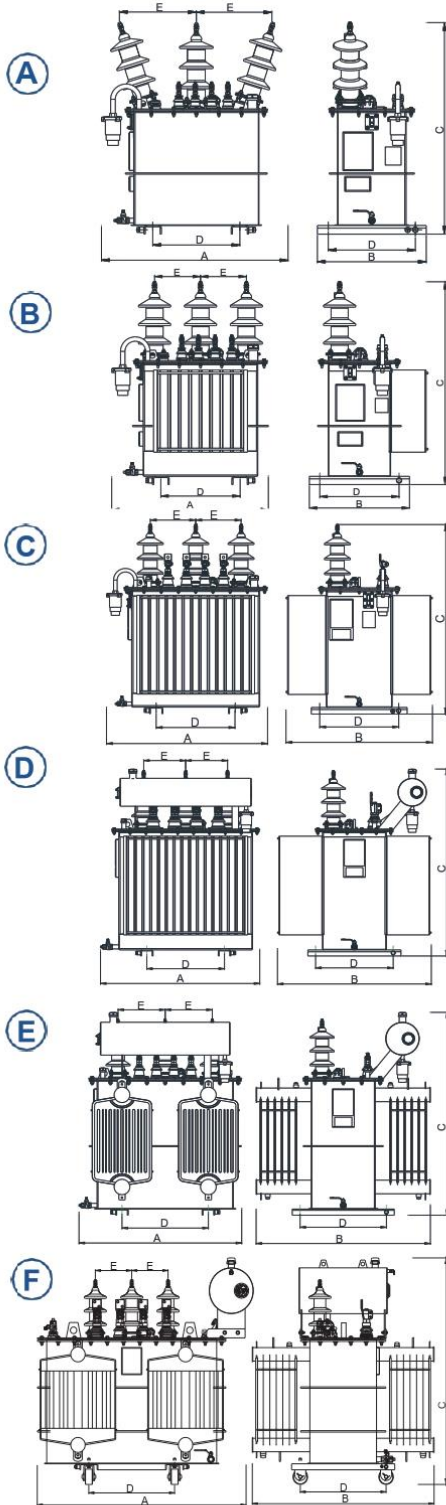
Aceite Dieléctrico Mineral



Aceite Dieléctrico Vegetal FR3

TRIFASICOS EN ACEITE

3. DIMENSIONES Y PESOS



| TENSIÓN PRIMARIA 10 KV | | | | | | | |
|------------------------|--|------|------|-----|-----|-----------|----------|
| Potencia (KVA) | Dimensiones aproximadas en (mm) - Peso en (Kg) | | | | | Peso (Kg) | Plano |
| | A | B | C | D | E | | |
| 15 | 770 | 480 | 920 | 370 | 304 | 185 | Figura A |
| 25 | 770 | 480 | 950 | 370 | 304 | 205 | Figura A |
| 37.5 | 760 | 580 | 1000 | 380 | 220 | 255 | Figura B |
| 50 | 810 | 650 | 990 | 410 | 220 | 310 | Figura B |
| 75 | 840 | 690 | 1030 | 420 | 230 | 380 | Figura B |
| 100 | 880 | 765 | 1065 | 450 | 275 | 475 | Figura B |
| 125 | 895 | 710 | 1095 | 440 | 230 | 530 | Figura C |
| 160 | 955 | 760 | 1135 | 450 | 270 | 640 | Figura C |
| 200 | 965 | 880 | 1155 | 470 | 270 | 685 | Figura C |
| 250 | 1055 | 900 | 1205 | 490 | 250 | 855 | Figura C |
| 315 | 1035 | 1000 | 1250 | 500 | 270 | 950 | Figura D |
| 400 | 1040 | 1110 | 1330 | 550 | 300 | 1095 | Figura E |
| 500 | 1300 | 1160 | 1420 | 600 | 300 | 1500 | Figura E |
| 630 | 1510 | 1260 | 1510 | 590 | 300 | 1710 | Figura F |
| 800 | 1590 | 1270 | 1730 | 620 | 300 | 2250 | Figura F |
| 1000 | 1640 | 1380 | 1760 | 640 | 300 | 2560 | Figura F |

| TENSIÓN PRIMARIA 22.9 KV | | | | | | | |
|--------------------------|--|------|------|-----|-----|-----------|----------|
| Potencia (KVA) | Dimensiones aproximadas en (mm) - Peso en (Kg) | | | | | Peso (Kg) | Plano |
| | A | B | C | D | E | | |
| 15 | 865 | 510 | 1080 | 400 | 381 | 235 | Figura A |
| 25 | 865 | 510 | 1100 | 400 | 381 | 250 | Figura A |
| 37.5 | 885 | 600 | 1155 | 400 | 381 | 305 | Figura B |
| 50 | 905 | 670 | 1135 | 430 | 386 | 355 | Figura B |
| 75 | 925 | 710 | 1185 | 440 | 386 | 430 | Figura B |
| 100 | 965 | 785 | 1205 | 470 | 390 | 530 | Figura B |
| 125 | 970 | 740 | 1240 | 470 | 385 | 590 | Figura C |
| 160 | 990 | 780 | 1280 | 470 | 385 | 695 | Figura C |
| 200 | 995 | 890 | 1330 | 480 | 385 | 755 | Figura C |
| 250 | 1105 | 920 | 1315 | 510 | 370 | 915 | Figura C |
| 315 | 1095 | 1020 | 1385 | 520 | 380 | 1035 | Figura D |
| 400 | 1110 | 1140 | 1410 | 580 | 380 | 1205 | Figura E |
| 500 | 1550 | 1200 | 1490 | 620 | 360 | 1620 | Figura E |
| 630 | 1620 | 1260 | 1610 | 640 | 360 | 2040 | Figura F |
| 800 | 1690 | 1320 | 1730 | 670 | 360 | 2350 | Figura F |
| 1000 | 1740 | 1430 | 1760 | 690 | 360 | 2740 | Figura F |

| TENSIÓN PRIMARIA (22.9-10) KV | | | | | | | |
|-------------------------------|--|------|------|-----|-----|-----------|----------|
| Potencia (KVA) | Dimensiones aproximadas en (mm) - Peso en (Kg) | | | | | Peso (Kg) | Plano |
| | A | B | C | D | E | | |
| 15 | 940 | 540 | 1110 | 430 | 410 | 290 | Figura A |
| 25 | 940 | 540 | 1140 | 430 | 380 | 320 | Figura A |
| 37.5 | 940 | 610 | 1190 | 410 | 385 | 340 | Figura B |
| 50 | 940 | 680 | 1180 | 440 | 385 | 390 | Figura B |
| 75 | 940 | 710 | 1230 | 440 | 385 | 450 | Figura B |
| 100 | 965 | 785 | 1225 | 470 | 390 | 545 | Figura B |
| 125 | 975 | 750 | 1265 | 480 | 385 | 615 | Figura C |
| 160 | 995 | 780 | 1305 | 470 | 385 | 720 | Figura C |
| 200 | 995 | 890 | 1330 | 480 | 385 | 790 | Figura C |
| 250 | 1125 | 940 | 1375 | 530 | 370 | 1050 | Figura C |
| 315 | 1095 | 1030 | 1415 | 530 | 380 | 1075 | Figura D |
| 400 | 1090 | 1130 | 1490 | 570 | 380 | 1220 | Figura E |
| 500 | 1500 | 1250 | 1460 | 600 | 360 | 1750 | Figura E |
| 630 | 1570 | 1300 | 1520 | 620 | 360 | 1950 | Figura F |
| 800 | 1690 | 1320 | 1730 | 670 | 360 | 2350 | Figura F |
| 1000 | 1780 | 1440 | 1730 | 700 | 360 | 2650 | Figura F |

Figura 43. Especificaciones técnicas del transformador elevador trifásico comercial.

REPOSITORIO INSTITUCIONAL DIGITAL

FORMULARIO DE AUTORIZACIÓN PARA LA PUBLICACIÓN DE DOCUMENTOS DE INVESTIGACIÓN

| 1. Información del Autor | | | | |
|---|--|--|---|------------------------------------|
| VEGA SILVA OSCAR BRYON | | 70554765 | bryon-us@usp.edu.pe | |
| Apellidos y Nombres | | DNI | Correo Electrónico | |
| 2. Tipo de Documento de Investigación | | | | |
| <input checked="" type="checkbox"/> Tesis | <input type="checkbox"/> Trabajo de Suficiencia Profesional | <input type="checkbox"/> Trabajo Académico | <input type="checkbox"/> Trabajo de Investigación | |
| 3. Grado Académico o Título Profesional ¹ | | | | |
| <input type="checkbox"/> Bachiller | <input checked="" type="checkbox"/> Título Profesional | <input type="checkbox"/> Título Segunda Especialidad | <input type="checkbox"/> Maestría | <input type="checkbox"/> Doctorado |
| 4. Título del Documento de Investigación | | | | |
| PROPUESTA DE SISTEMA HÍBRIDO AC/DC FOTOVOLTAICO PARA AA.HH LOMAS DEL CONO NORTE - CHIMBOTE 2021. | | | | |
| 5. Programa Académico | | | | |
| INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA | | | | |
| 6. Tipo de Acceso al Documento | | | | |
| <input checked="" type="checkbox"/> Abierto o Público ² (info.eu-repo/semantics/openAccess) | <input type="checkbox"/> Acceso restringido ⁴ (info.eu-repo/semantics/restrictedAccess) ^(*) | | | |
| (*) En caso de restringido sustentar motivo | | | | |

A. Originalidad del Archivo Digital

Por el presente dejo constancia que el archivo digital que entrego a la Universidad, es la versión final del trabajo de investigación sustentado y aprobado por el Jurado Evaluador y forma parte del proceso que conduce a obtener el grado académico o título profesional.

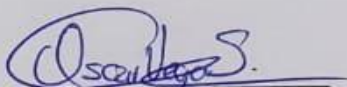
B. Otorgamiento de una licencia CREATIVE COMMONS⁵

El autor, por medio de este documento, autoriza a la Universidad, publicar su trabajo de investigación en formato digital en el Repositorio Institucional Digital, al cual se podrá acceder, preservar y difundir de forma libre y gratuita, de manera íntegra a todo el documento.⁶

| Lugar | Día | Mes | Año |
|----------|-----|-----|-----|
| Chimbote | 18 | 12 | 23 |

Huella Digital




Firma

Importante

- Según Resolución de Consejo Directivo N° 033-2016-SUNEDU-CD, Reglamento del Registro Nacional de Trabajos de Investigación para optar Grados Académicos y Títulos Profesionales, Art. 8, inciso 2.2.
- Ley N° 30035 Ley que regula el Repositorio Nacional Digital de Ciencia, Tecnología e Innovación de Acceso Abierto y D.S. 006-2015-PCM
- Si el autor eligió el tipo de acceso abierto o público, otorga a la Universidad San Pedro una licencia no exclusiva, para que se pueda hacer arreglos de forma en la obra y difundir en el repositorio Institucional Digital, Rescatando siempre los Derechos de Autor y Propiedad Intelectual de acuerdo y en el Marco de la Ley 822.
- En caso de que el autor elija la segunda opción, únicamente se publicará los datos del autor y resumen de la obra, de acuerdo a la directiva N° 004-2016-CD/CTEC-CEEC (numerales 5.7 y 5.9) que norma el funcionamiento del Repositorio Nacional Digital.
- Las licencias Creative Commons (CC) es una organización internacional sin fines de lucro que pone a disposición de los autores un conjunto de licencias flexibles y de herramientas tecnológicas que facilitan la difusión de información, recursos educativos, obras artísticas y científicas, entre otras. Estas licencias también garantizan que el autor conserve el crédito por su obra.
- Según el inciso 12.2, del artículo 12º del Reglamento del Registro Nacional de Trabajos de Investigación para optar grados académicos y títulos profesionales-REINAT, "Las universidades, instituciones y escuelas de educación superior tienen como obligación registrar todos los trabajos de investigación y proyectos, incluyendo los metadatos en sus repositorios institucionales promoviendo el uso de acceso abierto o restringido, los cuales serán posteriormente recolectados por el Repositorio Digital RENAT, a través del Repositorio ALICIA".

Nota: - En caso de falsedad en los datos, se procederá de acuerdo a ley N.º 27444, art. 32, núm. 32.3)

Propuesta de sistema híbrido AC/DC fotovoltaico para AA.HH. Lomas del Cono Norte – Chimbote 2021

INFORME DE ORIGINALIDAD

| | | | |
|---------------------|---------------------|---------------|-------------------------|
| 11 % | 11 % | 3 % | 4 % |
| INDICE DE SIMILITUD | FUENTES DE INTERNET | PUBLICACIONES | TRABAJOS DEL ESTUDIANTE |

FUENTES PRIMARIAS

| | | |
|----------|---|----------------|
| 1 | repositorio.usanpedro.edu.pe Fuente de Internet | 2 % |
| 2 | link.springer.com Fuente de Internet | 1 % |
| 3 | ebin.pub Fuente de Internet | 1 % |
| 4 | publicaciones.usanpedro.edu.pe Fuente de Internet | 1 % |
| 5 | repository.unab.edu.co Fuente de Internet | 1 % |
| 6 | www.paho.org Fuente de Internet | <1 % |
| 7 | Angeliki Kylili, Qahtan Thabit, Abdallah Nassour, Paris A. Fokaides. "Adoption of a holistic framework for innovative sustainable renewable energy development: a case study", Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 2021 | <1 % |

| | | |
|----|---|------|
| 8 | stei.itb.ac.id Fuente de Internet | <1 % |
| 9 | manualzz.com Fuente de Internet | <1 % |
| 10 | www.researchgate.net Fuente de Internet | <1 % |
| 11 | www.dirassatmagazine.com Fuente de Internet | <1 % |
| 12 | Robert Antonio Salas Puente. "Gestión eficiente de los convertidores de potencia conectados al bus DC de una Microrred híbrida de generación distribuida", Universitat Politecnica de Valencia, 2019 Publicación | <1 % |
| 13 | www.semanticscholar.org Fuente de Internet | <1 % |
| 14 | acris.aalto.fi Fuente de Internet | <1 % |
| 15 | www.clubensayos.com Fuente de Internet | <1 % |
| 16 | Submitted to Universidad Politecnica Salesiana del Ecuador Trabajo del estudiante | <1 % |
| 17 | www.ijtsrd.com Fuente de Internet | <1 % |

<1 %

18

Guillermo Runciman Saettone, Meir J. Behar Mayerstain. "Hacia una economía más humana: Tecnología en bienes vitales para reducir el costo de vida", Journal of Business, 2014

Publicación

<1 %

19

www.nrel.gov

Fuente de Internet

<1 %

20

Kyung-Min Lee, Chul-Won Park. "Modified Power Flow Algorithm of AC/DC Power Network", Journal of Electrical Engineering & Technology, 2023

Publicación

<1 %

21

biblus.us.es

Fuente de Internet

<1 %

22

doczz.fr

Fuente de Internet

<1 %

23

eprints.whiterose.ac.uk

Fuente de Internet

<1 %

24

repositorio.usil.edu.pe

Fuente de Internet

<1 %

25

doku.pub

Fuente de Internet

<1 %

| | | |
|----|--|------|
| 26 | hdl.handle.net Fuente de Internet | <1 % |
| 27 | jornadasindustrial.blog.ups.edu.ec Fuente de Internet | <1 % |
| 28 | moam.info Fuente de Internet | <1 % |
| 29 | repositorio.unican.es Fuente de Internet | <1 % |
| 30 | riull.ull.es Fuente de Internet | <1 % |
| 31 | tesis.ucsm.edu.pe Fuente de Internet | <1 % |
| 32 | www.cnmc.es Fuente de Internet | <1 % |

Excluir citas

Apagado

Excluir coincidencias < 6 words

Excluir bibliografía

Activo