

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA EN ENERGIA**



**“Generación distribuida para mejorar la factibilidad del servicio eléctrico en los  
Asentamientos Rurales de Nuevo Chimbote”**

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN  
ENERGÍA**

**AUTOR :**  
**Bach. Rodriguez Trujillo, Johann Alexander**

**ASESOR :**  
**Mg. Rojas Flores, Amancio Ramiro**  
**Código. ORCID: 0000-0003-4897-7585**

**NUEVO CHIMBOTE- PERÚ**

**2024**

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA**



**CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR**

La presente Tesis para Título ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento del objetivo propuesto y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando en cuadrado dentro de las áreas y líneas de investigación conforme al reglamento general para obtener el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.D: N°580-2022-CU-R-UNS) de acuerdo a la denominación siguiente

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN ENERGÍA**

**“GENERACION DISTRIBUIDA PARA MEJORAR LA FACTIBILIDAD DE SERVICIO ELECTRICO EN LOS ASENTAMIENTOS RURALES DE NUEVO CHIMBOTE**

**AUTORES :**

Bach. Johann Alexander Rodriguez Trujillo

**ASESOR**

Mg. Amancio Ramiro Rojas Flores  
32806031

Código. ORCID: 0000-0003-4897-7585

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA**



**HOJA DE CONFORMIDAD DEL JURADO EVALUADOR**

El presente Jurado Evaluador da la conformidad del presente informe, desarrollado en cumplimiento del objetivo propuesto y presentado con forme al Reglamento General para obtener el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa, titulado:

**“GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MEJORAR LA FACTIBILIDAD DE  
SERVICIO ELECTRICO EN LOS ASENTAMIENTO RURALES DE NUEVO  
CHIMBOTE”**

AUTOR:

Bach. Johann Alexander Rodríguez Trujillo

Revisado y evaluado por el siguiente Jurado Evaluador:

Dr. Joel Herradada Villanueva  
**PRESIDENTE**  
DNI: 17870920  
CÓD. ORCID: 0000-0002-8791-8994

---

Mg. Amancio Ramiro Rojas Flores

**SECRETARIO**  
DNI: 32806031  
CÓD. ORCID: 0000-0003-4897-7585

---

M.Sc. Julio Hipólito Néstor Escate Ravello

**INTEGRANTE**  
DNI: 32850228  
CÓD. ORCID: 0000-0001-9950-2999



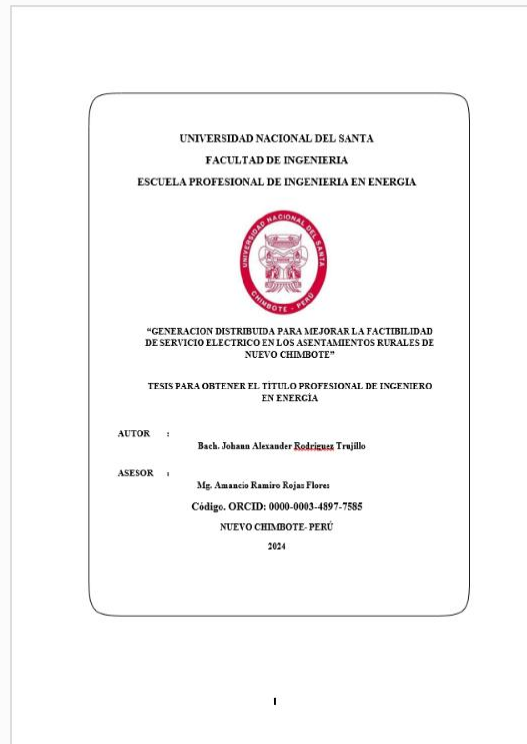


## Recibo digital

Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por **Turnitin**. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega: Johann Rodriguez Trujillo  
Título del ejercicio: Tesis Alumnos Pregrado  
Título de la entrega: "GENERACION DISTRIBUIDA PARA MEJORAR LA FACTIBILIDA...  
Nombre del archivo: TESIS\_FINAL\_-\_JOHANN\_RODRIGUEZ\_TRUJILLO.pdf  
Tamaño del archivo: 3.03M  
Total páginas: 156  
Total de palabras: 28,099  
Total de caracteres: 147,164  
Fecha de entrega: 19-jul.-2024 07:08a. m. (UTC-0500)  
Identificador de la entre... 2419149183



# “GENERACION DISTRIBUIDA PARA MEJORAR LA FACTIBILIDAD DE SERVICIO ELECTRICO EN LOS ASENTAMIENTOS RURALES DE NUEVO CHIMBOTE”

## INFORME DE ORIGINALIDAD

20%

INDICE DE SIMILITUD

19%

FUENTES DE INTERNET

3%

PUBLICACIONES

5%

TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

## FUENTES PRIMARIAS

|   |  |      |
|---|--|------|
| 1 | <a href="http://repositorio.uns.edu.pe">repositorio.uns.edu.pe</a><br>Fuente de Internet   | 6%   |
| 2 | <a href="http://hdl.handle.net">hdl.handle.net</a><br>Fuente de Internet                   | 5%   |
| 3 | <a href="http://repositorio.unac.edu.pe">repositorio.unac.edu.pe</a><br>Fuente de Internet | 1%   |
| 4 | <a href="http://dspace.ups.edu.ec">dspace.ups.edu.ec</a><br>Fuente de Internet             | 1%   |
| 5 | <a href="http://idoc.pub">idoc.pub</a><br>Fuente de Internet                               | < 1% |
| 6 | <a href="http://core.ac.uk">core.ac.uk</a><br>Fuente de Internet                           | < 1% |
| 7 | Submitted to Escuela Politecnica Nacional<br>Trabajo del estudiante                        | < 1% |
| 8 | <a href="http://repositorio.unap.edu.pe">repositorio.unap.edu.pe</a><br>Fuente de Internet | < 1% |

## **DEDICATORIA**

En el presente Informe Final de Tesis, va a dedicado a mis padres en especial a mi mamá Olinda y a mi papá José Correa, quienes siempre me apoyaron en los momentos muy difíciles que he pasado en esta etapa tan importante en mi vida, también agradezco a mis hermanos, Alexandra, Jair, María y Diego, por darme todo su apoyo incondicional tanto en lo económico y emocional, a mis mascotas al maxito, el muffins y al thomasito.

También agradecer a mis abuelos por el apoyo en lo académico, gracias a ellos pude lograr y aprender nuevos temas tanto en el sector eléctrico y renovable para poder desenvolverme profesionalmente en el futuro.

**Johann Rodriguez Trujillo**

## **RECONOCIMIENTO**

A mi asesor, al Mg. Amancio Ramiro Rojas Flores, por aceptar el desafío de guiarme, en esta importante etapa de mi carrera profesional, brindarme, sugerirme y recomendarme los recursos necesarios para elaborar y mejorar la presente investigación.

También agradecer a los ingenieros y docentes al Mg. Oscar Pérez Pinedo, Mg. Robert Guevara Chinchayan y al Dr. Joel Herradda por las recomendaciones proporcionadas y son un parte fundamental en mi desarrollo de mi tesis profesional por su recomendaciones y experiencias que me han servido para culminar mi presente investigación.

A la empresa concesionaria Hidrandina S.A, por brindarme la oportunidad de desarrollar y elaborar mi tesis, con las informaciones proporcionadas, contribuyendo con mi desarrollo profesional.

**El autor**



## INDICE GENERAL

|  |      |
|--|------|
| CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR.....                           | ii   |
| DEDICATORIA.....   | iii  |
| RECONOCIMIENTO.....  | iv   |
| INDICE GENERAL .....   | v    |
| INDICE DE FIGURAS.....   | viii |
| INDICE DE TABLAS .....   | ix   |
| RESUMEN.....   | xii  |
| ABSTRACT .....   | xiii |
| I. INTRODUCCIÓN .....  | 14   |
| 1.1 Realidad problemática. ....                                | 14   |
| 1.1.1. Descripción y formulación de problema .....             | 14   |
| 1.1.2. Objetivos. ....   | 16   |
| 1.1.3. Hipótesis.....  | 17   |
| 1.2 Justificación. ....  | 17   |
| 1.3 Importancia .....  | 18   |
| II. MARCO TEORICO.....   | 19   |
| 2.1. Antecedentes .....  | 19   |
| 2.2. Marco conceptual .....                                    | 26   |
| 2.2.1. Generación Distribuida.....                             | 26   |
| 2.2.2. Características de la Generación Distribuida .....      | 27   |
| 2.2.3. Tecnologías empleadas de la Generación Distribuida..... | 27   |
| 2.2.4. Ventajas de la Generación Distribuida .....             | 28   |
| 2.2.5. Ubicación de la Generación Distribuida en la red.....   | 30   |
| 2.2.6. Grado de Penetración de la Generación Distribuida ..... | 30   |
| 2.2.7. La Generación Distribuida en el Perú .....              | 31   |
| 2.2.8. Radiación Solar .....                                   | 32   |
| 2.2.8.1. Tipos de Radiación Solar .....                        | 32   |
| 2.2.8.2. Irradiancia e irradiación .....                       | 33   |
| 2.2.8.3. Hora Solar Pico (HSP) .....                           | 34   |
| 2.2.9. Sistema Fotovoltaico.....                               | 35   |
| 2.2.9.1. Sistemas Fotovoltaicos aislados o autónomos .....     | 36   |

|           |  |     |
|-----------|--|-----|
| 2.2.9.2.  | Sistemas Fotovoltaicos conectados a la red.....                              | 37  |
| 2.2.9.3.  | Sistemas Híbridos .....  | 39  |
| 2.2.10.   | Conexión de los Módulos .....  | 40  |
| 2.2.10.1. | Conexión Serie.....  | 40  |
| 2.2.10.2. | Conexión Paralelo .....  | 41  |
| 2.2.10.3. | Conexión Mixta .....   | 42  |
| 2.2.11.   | Análisis Económico .....   | 44  |
| 2.2.11.1. | Valor Actual Neto (VAN) .....  | 44  |
| 2.2.11.2. | Tasa Interna de Retorno.....   | 45  |
| 2.2.12.   | Análisis Ambiental.....  | 46  |
| 2.2.12.1. | Emisiones equivalentes <b>CO2</b> generadas por el Sistema Fotovoltaico..... | 46  |
| 2.2.12.2. | Emisiones equivalentes de <b>CO2</b> reemplazadas por el sistema.....        | 47  |
| 2.2.13.   | Análisis de Confiabilidad .....  | 48  |
| III.      | MATERIALES Y METODOS .....   | 51  |
| 3.1       | Materiales.....  | 51  |
| 3.1.1.    | Microsoft Excel 2019: .....  | 51  |
| 3.1.2     | AutoCAD 2021:.....   | 51  |
| 3.1.3.    | DigSilent Power Factory 2021 .....   | 51  |
| 3.2       | Métodos de Investigación. ....   | 51  |
| 3.2.1     | Tipo de Investigación .....  | 51  |
| 3.2.2     | Diseño de la Investigación.....  | 51  |
| 3.2.3     | Población y muestra.....   | 52  |
| 3.3.      | Técnicas e instrumentos de la recolección de datos .....                     | 53  |
| 3.4.      | Técnicas de Procedimiento y Análisis de Resultados.....                      | 54  |
| 3.5.      | Metodología de cálculo.....  | 55  |
| IV.       | RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....  | 56  |
| 4.1.      | Resultados.....  | 56  |
| 4.1.1.    | Descripción actual del suministro eléctrico del A. H Alaska del Norte.....   | 56  |
| 4.1.2.    | Cálculo de la demanda de energía .....                                       | 59  |
| 4.1.3.    | Datos de la Irradiación Solar de AA. HH Alaska del Norte.....                | 63  |
| 4.1.4.    | Selección del sistema de generación adecuada.....                            | 65  |
| 4.1.5.    | Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico .....                              | 68  |
| 4.1.6.    | Viabilidad Técnica .....   | 99  |
| 4.1.7.    | Viabilidad Económica .....   | 117 |

|        |  |     |
|--------|--|-----|
| 4.1.8. | Análisis Ambiental.....  | 140 |
| 4.1.9. | Resumen de resultados respecto al alimentador CHS031- A.H Alaska del Norte ... | 145 |
| 4.2.   | Discusión de resultados.....   | 147 |
| V.     | CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....  | 151 |
| 5.1.   | Conclusiones .....   | 151 |
| 5.2.   | Recomendaciones .....  | 153 |
| VI.    | REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....   | 154 |
| VII.   | ANEXOS .....   | 158 |

## INDICE DE FIGURAS

|                   |  |     |
|-------------------|--|-----|
| <b>Figura 1</b>   | Diagrama Unifilar del Sistema de Generación Distribuida .....                                  | 26  |
| <b>Figura 2</b>   | Curvas de Penetración en relación a los tipos de tecnologías de la Generación Distribuida.     | 31  |
| <b>Figura 3</b>   | Tipos de Radiación Solar sobre una superficie .....  | 33  |
| <b>Figura 4</b>   | Gráfico HSP en el gráfico de Irradiancia vs N°Horas al día.....                                | 34  |
| <b>Figura 5</b>   | Esquema básico de un Sistema Fotovoltaico Autónomo .....                                       | 36  |
| <b>Figura 6</b>   | Esquema básico de un Sistema Fotovoltaico conectado a red .....                                | 38  |
| <b>Figura 7</b>   | Esquema representativo de un Sistema Hibrido.....  | 39  |
| <b>Figura 8</b>   | Conexión de placas en serie en los paneles solares fotovoltaicos .....                         | 41  |
| <b>Figura 9</b>   | Conexión de placas en paralelo en los Sistemas Fotovoltaicos .....                             | 42  |
| <b>Figura 10</b>  | Conexión de placas en serie – paralelo en los Sistemas Fotovoltaicos.....                      | 43  |
| <b>Figura 11</b>  | Panel Solar Fotovoltaico ECO GREEN ENERGY 550W 24V .....                                       | 70  |
| <b>Figura 12</b>  | Inversor Fronius Tauro Eco 99 - 3D.....  | 73  |
| <b>Figura 13</b>  | Esquema de conexión del Sistema Fotovoltaico del A.H Alaska del Norte .....                    | 78  |
| <b>Figura 14</b>  | Distancia mínima en la distribución de los paneles fotovoltaicos.....                          | 88  |
| <b>Figura 15</b>  | Transformador de Distribución 160 kVA MENA UU ELECTRIC S.A.C .....                             | 90  |
| <b>Figura 16</b>  | Diagrama del Suministro Eléctrico del A.H Alaska del Norte.....                                | 101 |
| <b>Figura 17</b>  | Niveles de Desviación de Tensión del A.H Alaska del Norte.....                                 | 102 |
| <b>Figura 18</b>  | Perfil de tensión del Alimentador CHS031 .....   | 103 |
| <b>Figura 19</b>  | Diagrama del Suministro eléctrico del A.H Alaska del Norte con la Generación Distribuida ..... | 105 |
| <b>Figura 20.</b> | Niveles de Desviación de Tensión del A.H Alaska del Norte con la Generación Distribuida.....   | 107 |
| <b>Figura 21.</b> | Perfil de tensión del Alimentador CHS031 con Generación Distribuida.....                       | 108 |
| <b>Figura 22</b>  | Flujo de Caja Acumulado con proyecto Generación Distribuida.....                               | 126 |
| <b>Figura 23</b>  | Flujo de Caja Acumulado .....  | 138 |
| <b>Figura 24</b>  | Balance General de Emisiones CO <sub>2</sub> del Sistema .....                                 | 144 |

## INDICE DE TABLAS

|                  |  |     |
|------------------|--|-----|
| <b>Tabla 1</b>   | Características generales del A.H Alaska del Norte.....  | 52  |
| <b>Tabla 2</b>   | Centro de Alimentadores de Transformación UU. NN Chimbote – Hidrandina .....   | 57  |
| <b>Tabla 3</b>   | Características eléctricas de los Alimentadores de la Subestación Chimbote Sur ...                                     | 58  |
| <b>Tabla 4</b>   | Tasa de crecimiento promedio poblacional anual, según el departamento de Ancash .....                                  | 59  |
| <b>Tabla 5</b>   | Proyección de población y viviendas en un periodo de 20 años .....   | 61  |
| <b>Tabla 6</b>   | Demanda de Energía por unidad de vivienda del A.H Alaska del Norte .....   | 62  |
| <b>Tabla 7</b>   | Energía Total de vivienda del A.H Alaska del Norte en 20 años.....   | 63  |
| <b>Tabla 8</b>   | Ubicación geográfica del A.H Alaska del Norte.....   | 63  |
| <b>Tabla 9</b>   | Datos de Irradiación Solar, Temperatura mínima y máxima del A.H Alaska del Norte.....                                  | 64  |
| <b>Tabla 10</b>  | Criterios de Selección de los Tipos de Tecnologías de la Generación Distribuida  | 67  |
| <b>Tabla 11</b>  | Especificaciones Técnicas del Panel Fotovoltaico ECO GREEN ENERGY .....  | 69  |
| <b>Tabla 12</b>  | Especificaciones Técnicas del Inversor Fronius Tauro Eco 99 - 3D.....  | 73  |
| <b>Tabla 13</b>  | Resumen de disposición de los Módulos Fotovoltaicos .....  | 77  |
| <b>Tabla 14</b>  | Condiciones climatológicas de Temperatura del A.H Alaska del Norte .....   | 82  |
| <b>Tabla 15</b>  | Comparación de resultados de STC vs NOCT del Sistema Fotovoltaico.....   | 86  |
| <b>Tabla 16</b>  | Características eléctricas del Transformador MENAUU ELECTRIC 160 kVA ...   | 90  |
| <b>Tabla 17</b>  | Cálculo de la sección del conductor entre cables string a cuadros de CC .....  | 92  |
| <b>Tabla 18</b>  | Cálculo de la sección del conductor entre los cuadros de CC hasta la entrada del inversor.....                         | 94  |
| <b>Tabla 19</b>  | Cables de salida del inversor hasta la entrada del transformador.....  | 95  |
| <b>Tabla 20</b>  | Cables de salida del transformador hasta la conexión de la red de media tensión..                                      | 96  |
| <b>Tabla 21.</b> | Parámetros eléctricos de las líneas del Sistema Eléctrico Existente .....  | 99  |
| <b>Tabla 22</b>  | Niveles de Desviación de Tensión del suministro eléctrico del A.H Alaska del Norte.....                                | 101 |
| <b>Tabla 23</b>  | Resultados de la variabilidad y perdidas de las líneas de transmisión.....   | 104 |
| <b>Tabla 24</b>  | Resumen del suministro eléctrico del A.H Alaska del Norte.....   | 104 |
| <b>Tabla 25</b>  | Niveles de Desviación de Tensión del suministro eléctrico del A.H Alaska del Norte con la Generación Distribuida ..... | 106 |

|   |     |
|---|-----|
| <b>Tabla 26.</b> Resultados de la cargabilidad y pérdidas de las líneas de transmisión con la Generación Distribuida .....                    | 109 |
| <b>Tabla 27</b> Resumen del suministro eléctrico del A.H Alaska del Norte implementado la Generación Distribuida .....                        | 109 |
| <b>Tabla 28</b> Parámetros de Confiabilidad del Alimentador CHS031 .....  | 111 |
| <b>Tabla 29.</b> Análisis de confiabilidad del suministro eléctrico del A.H Alaska del Norte.....   | 112 |
| <b>Tabla 30</b> Resultados de los indicadores de Confiabilidad del suministro eléctrico A.H Alaska del Norte con Generación Distribuida ..... | 114 |
| <b>Tabla 31</b> Tolerancia del Suministro eléctrico de A.H Alaska del Norte.....  | 115 |
| <b>Tabla 32</b> Comparación de los indicadores de confiabilidad (SAIDI y SAIFI) con la implementación de la Generación Distribuida .....      | 116 |
| <b>Tabla 33</b> Inversión de Redes de Media Tensión (MT).....   | 117 |
| <b>Tabla 34</b> Inversión de Redes de Baja Tensión (BT) .....   | 118 |
| <b>Tabla 35</b> Inversión Total de Redes de Media y Baja Tensión .....  | 118 |
| <b>Tabla 36.</b> Costos de Operación y Mantenimiento (COyM).....  | 119 |
| <b>Tabla 37.</b> Energía Generada en los próximos 20 años proyectados.....  | 120 |
| <b>Tabla 38.</b> Características Principales de la Central Hidroeléctrica Cañón de Pato.....  | 121 |
| <b>Tabla 39</b> Ingreso Monetario por la compra de energía C.H Cañón de Pato.....   | 122 |
| <b>Tabla 40.</b> Ingreso Monetario por venta de energía anual .....   | 124 |
| <b>Tabla 41</b> Flujo de Caja Económico con líneas existentes .....   | 125 |
| <b>Tabla 42</b> Resultados de VAN y TIR de las líneas existentes .....  | 127 |
| <b>Tabla 43</b> Presupuesto de los componentes del Sistema Fotovoltaico .....   | 129 |
| <b>Tabla 44</b> Ingreso Monetario por costo de energía con Generación Distribuida (GD) .....  | 132 |
| <b>Tabla 45</b> Ingreso Monetario por venta de energía con Generación Distribuida (GD).....   | 134 |
| <b>Tabla 46</b> Ingreso Monetario por el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) .....  | 136 |
| <b>Tabla 47</b> Flujo de Caja económico del Sistema Fotovoltaico. ....  | 137 |
| <b>Tabla 48</b> Resultados del VAN y TIR .....  | 139 |
| <b>Tabla 49</b> Resultados de emisiones equivalentes de CO2 generados por el sistema .....  | 140 |
| <b>Tabla 50</b> Emisiones equivalentes reemplazadas del Sistema Fotovoltaico .....  | 142 |
| <b>Tabla 51</b> Balance de Emisiones equivalentes del Sistema Fotovoltaico.....   | 143 |
| <b>Tabla 52.</b> Resumen de resultados de las simulaciones para el alimentador CHS031-A.H Alaska del Norte .....                              | 145 |

|   |     |
|---|-----|
| <b>Tabla 53.</b> Resumen de resultados económicos ..... | 146 |
|---|-----|

## RESUMEN

El presente informe de investigación se ha desarrollado la implementación de la Generación Distribuida a través de un Sistema de Generación Fotovoltaica, que permita mejorar la factibilidad del servicio eléctrico en los Asentamientos Rurales de Nuevo Chimbote, en este caso se tomó como zona de estudio el A.H Alaska del Norte. La investigación desarrollada fue de tipo Cuasi- Experimental, alcance descriptivo, con un enfoque de carácter cuantitativo. En el estudio se determinó la situación actual del suministro eléctrico del A.H Alaska del Norte, donde es alimentado por la subestación Chimbote Sur- CHS031, teniendo un nivel de operación de 13.8 kV, 4.5 MW de demanda máxima y una desviación de tensión ( % V<sub>k</sub>) de 1.1 .Posteriormente se seleccionó el tipo de sistema de generación distribuida adecuada en base a los criterios propuestos, asimismo, se realizó el dimensionamiento para una capacidad optima del sistema fotovoltaico, de lo cual fue de 104,98 kWp, y finalmente se comparó los indicadores técnicos, económicos y ambientales con la implementación de la generación distribuida. La investigación demostró que el sistema establece una energía anual de  $375,51 \frac{MWh}{año}$ , con una degradación de 0.5%, así mismo se realizó un análisis de confiabilidad teniendo como resultado una disminución de 42.61% (8.439) de SAIDI y de 42.94 % (5.78) de SAIFI, presentando un VAN de S/. 538 521,74, un TIR de 19 % y con un total de 1 885,45 t CO<sub>2</sub> en los próximos 20 años, representando la factibilidad del proyecto.

**PALABRAS CLAVES: Generación Distribuida, Factibilidad de servicio eléctrico, Sistema Fotovoltaico, Análisis de Confiabilidad.**



## ABSTRACT

This research report has analyzed the development of the implementation of Distributed Generation through a Photovoltaic Generation System, which allows improving the feasibility of the electrical service in the Rural Settlements of Nuevo Chimbote, in this case it was taken as a study area. the A.H Alaska of the North. The research developed was of a Quasi-Experimental type, descriptive scope, with a quantitative approach. The study determines the current situation of the electrical supply of A.H Alaska del Norte, where it is fed by the Chimbote Sur substation - CHS031, with a voltage level of 13.8 kV, 4.5 MW of maximum demand and a voltage deviation ( $\% V_k$ ) of 1.1..Subsequently, the appropriate type of distributed generation system was selected based on the proposed criteria, the optimal capacity of the photovoltaic system was also dimensioned, of which it was 104,98 kWp, and finally compared the technical, economic and environmental indicators in the implementation of distributed generation. The investigation showed that the system establishes an annual energy of 375,51 MWh/year, with a degradation of 0.5%, likewise a reliability analysis was carried out resulting in a decrease of 42.61% (8,439) of SAIDI and 42.94%. (5.78) from SAIFI, presenting an VAN of S/. 538 521, 74, an TIR of 19% and a total of 1 885,45 tCO<sub>2</sub> in the next 20 years, representing the feasibility of the project.

**KEYWORDS:** Distributed Generation, Feasibility of electrical service, Photovoltaic System, Reliability Analysis.

# **I. INTRODUCCIÓN**

## **1.1 Realidad problemática.**

### **1.1.1. Descripción y formulación de problema**

Actualmente, la mayoría de las civilizaciones peruanas cuentan con servicios eléctricos básicos que pueden satisfacer sus propias necesidades diarias, pero en zonas alejadas de la civilización no cuentan con los mismos recursos básicos, porque se encuentran en zonas alejadas de las redes de media tensión existentes, por lo que además es de suma importancia, también tengan las mismas necesidades iguales, por ello se han aprobado proyectos de electrificación rural, al momento de que sean conectadas a una red de media tensión existente implementada con ayuda de una fuente de energía renovable, teniendo una mayor seguridad, confiabilidad y una mayor proyección en el futuro.

En el A.H Alaska del Norte, está ubicado en el distrito de Nuevo Chimbote, provincia de Santa, en el departamento de Ancash, a una hora y media de viaje a pie en el distrito más cercano, está conformado por 60 viviendas actualmente, recientemente se han implementado las redes eléctricas por la empresa concesionaria Hidrandina, pero eso no garantiza una mayor confiabilidad o eficiencia en los próximos años, por tal motivo es necesario depender de un recurso energético renovable para tener una mayor factibilidad en el sistema eléctrico.

Existen propuestas de implementación con el uso de la generación distribuida ha mayormente en los países extranjeros como Chile, Ecuador, Colombia y España uno de los países con mayor aporte de energía renovables por su amplio beneficio en lo técnico, económico y ambiental. En el Perú se está iniciando recientemente propuestas sobre la implementación de la generación distribuida en las redes de distribución existentes, pero presentan una serie de desafíos, como la falta de

conciencia, regulación, los problemas de interconexión, financiamiento y problemas técnicos donde hace más difícil el uso de la implementación de la generación distribuida en el país, donde no hay un marco regulatorio estable para aumentar la conciencia pública sobre los beneficios que ejerce la generación distribuida.

Formulamos el siguiente problema:

¿En qué porcentaje (¿%) mejorara el servicio eléctrico al implementar la Generación Distribuida en los Asentamientos Rurales de Nuevo Chimbote?

Por lo cual se han planteado los siguientes objetivos e hipótesis para el desarrollo de la presente investigación.

### **1.1.2. Objetivos.**

#### **Objetivo General**

- ✓ Analizar la implementación de Generación Distribuida para mejorar la calidad del servicio eléctrico en los Asentamientos Rurales de Nuevo Chimbote.

#### **Objetivos Específicos**

- ✓ Determinar la situación actual del suministro eléctrico en los Asentamientos Rurales de Nuevo Chimbote.
- ✓ Evaluar el tipo de generación distribuida adecuada para la integración del suministro eléctrico en los Asentamientos Rurales de Nuevo Chimbote.
- ✓ Comparar la viabilidad técnica, económica y ambiental de la generación distribuida en el suministro eléctrico de los Asentamientos Rurales de Nuevo Chimbote de la alternativa sin proyecto (Redes Eléctricas actuales) y la propuesta de alternativa con Proyecto (G.D. fotovoltaica).
- ✓ Proponer la implementación de la Generación Distribuida para mejorar los niveles de confiabilidad (SAIDI y SAIFI) del suministro eléctrico en los Asentamientos Rurales de Nuevo Chimbote.

### **1.1.3. Hipótesis**

La implementación de la generación distribuida aumentara el 5% de la calidad del servicio eléctrico en los Asentamientos Rurales de Nuevo Chimbote.

## **1.2 Justificación.**

La justificación es la siguiente:

En los Asentamientos Rurales de Nuevo Chimbote, actualmente no cuentan con la energía necesaria para el abastecimiento diario, por lo que tienen que depender de otros pobladores para tener los mismos recursos, y recientemente se elaboró un plan de desarrollo para tener energía diaria, sin embargo, esto no garantiza tener una mayor confiabilidad en los próximos años, por lo que en la presente investigación está relacionado en una simulación con la implementación de la generación distribuida para poder solucionar el problema energético en dichos Asentamientos.

Esto inicia el paso de definir la generación distribuida, que brinda los siguientes beneficios:

### **Técnico:**

El uso de la generación distribuida implica una cierta reducción de pérdidas técnicas, lo que significa reduciendo la necesidad de importar la energía en otras zonas adyacentes, lo que permite tener un beneficio de disminuir dichas pérdidas, los cuales favorece a la empresa como para los consumidores. También tiene otros aspectos positivos en tener un mayor control de energía reactiva, mayor regulación de la tensión, menor inversión, reducción de fallas y niveles de perfiles de voltaje.

**Económico:**

La generación distribuida, puede proporcionar ahorros para toda la demanda de la electricidad, incluida la inversión en líneas de transmisión, los peajes y los cargos asignados, donde los cuales no se le asignaran en la demanda, también brindan una cierta confiabilidad y protección a largo plazo a consecuencias de sufrir desequilibrios entre oferta y demanda eléctrica a corto, mediano y largo plazo.

**Ambiental:**

Esto se debe a la reducción de gases contaminantes por el uso del transporte, y esta es otra razón por lo que existen una serie de centrales de Generación Distribuida, la mayoría utilizan energías limpias, ayudan a reducir de las emisiones de gases contaminantes y evitan el funcionamiento central de combustibles fósiles.

**1.3 Importancia**

La importancia de la investigación se trata de implementar la generación distribuida en los Asentamientos Rurales de Nuevo Chimbote, con el propósito de mejorar la factibilidad del suministro eléctrico a cada uno de los pueblos que habitan en dicha zona. Al implementar la generación distribuida con sus recursos energéticos permitirá una mejor gestión de la energía, con ello la optimización y reducción de la de pérdidas de energía y mejorara la confiabilidad en el servicio eléctrico con la red convencional para algún tipo de emergencia y también favorecerá en el sector eléctrico si este tipo de recursos se desarrollara con mayor resolución.

## **II. MARCO TEORICO**

### **2.1. Antecedentes**

Se presentan los siguientes antecedentes en la tesis:

#### **Internacionales**

Corre, G y Rojas, J. (2017), en su artículo titulado “Marco de referencia para la planificación de generación distribuida en zonas no interconectadas”. Tuvo como objetivo diseñar un sistema de suministro eléctrico para las pequeñas poblaciones rurales o remotas, ubicados en los Llanos Orientales de Colombia. La Metodología empleada en el uso de programas llamadas AHP (Proceso Analítico Jerárquico) y el VIKOR, donde su principal función es de establecer la ponderación de preferencia en los criterios utilizados en la toma de decisiones, en cambio, con el otro programa se permitió ampliar una clasificación de soluciones basados en criterios y ponderaciones. Tuvo como resultado que el montaje utilizado para la hacienda 1, tuvo una potencia máxima del sistema fotovoltaico de 5040 Wp, de 18 paneles FV de 280 Wp acoplado con un aerogenerador de 545 W, y para el caso de las demás viviendas, se contempló una instalación de un aerogenerador de 1660 W y tuvo una potencia máxima del sistema fotovoltaico de 3640 Wp, de 13 paneles de FV de 280 Wp cada uno. Se concluyó que la integración de la generación distribuida tiene un mejor desempeño técnico, precios más comprensivos, y la posibilidad de extensión de su vida útil.

Diaz, et al. (2022), en su artículo titulado “Análisis de la Generación Distribuida en una red eléctrica en Angola basado en el sistema IEEE- 14 bus”. Tuvo como objetivo analizar el impacto de la generación distribuida en un sistema energético real en Angola basado en la prueba IEEE - 14 bus. La Metodología empleada fue el uso empleado del software Matlab/ Simulink, en el cual se implementó a un sistema compuesto de red, donde en este caso fueron 5 cargas provenientes de la red de distribución insertadas en Luanda, en la capital de Angola, desde la Subestación de Belo Monte de 15kV. Tuvo como resultado al implementar la generación distribuida en la barra 4, en donde se identificó un aumento en los niveles de tensión, cuya demanda es de 5.2702 MW, donde en gran parte de la potencia suministrada por Generación Distribuida se consume en el propio bus, en la barra 9 se presenta un consumo de 0.796 MW, en la barra 11, el consumo máximo de la carga es aproximadamente 0.9407 MW. Se concluyó que la inserción de la generación distribuida implementada a una red de distribución eléctrica puede producir cambios de perfiles de nivel de tensión en el sistema debido al cambio de flujos activos como reactivos.

Pachar, J y Quizhpi W. (2020), en su tesis titulado “Impacto Técnico – Económico de la Generación Distribuida Solar Fotovoltaico en grandes consumidores conectados a la red de distribución, caso estudio: Empresa Graiman, Empresa Continental Tire Andina”. Tuvo como objetivo hacer un análisis técnico-económico con el uso de la generación distribuida mediante sistema fotovoltaico para grandes consumidores del parque industrial de Cuenca conectados a la red de distribución, en la empresa GRAIMAN, empresa Continental Tire Andina. La metodología incluyó los datos de radiación y demanda eléctrica, junto un modelo de redes Neuronales para determinar el consumo de energía diario. Tuvo como



resultado en la parte económica sin la GD tiene una inversión de 33519,768 USD por el alto costo de la importación de las tecnologías que habitan, pero con la implementación de la GD se tiene un resultado de 0,023 USD/kWh, donde muestra un ahorro de 2737691 USD y en la parte técnica se ha hecho un análisis con la implementación de la GD tiene una diferencia aproximada de 180 kVA y en las pérdidas disminuyen en un 2%. En conclusión, en la comparación técnica en la inclusión de GD se tiene una mayor relevancia al mejoramiento del 8% en pérdidas de energía y en el valor económico tiene un breve análisis de rentabilidad, están a razón a limitaciones del mercado nacional y en condiciones de importación de equipos en su política del país.

Prado, B. (2020), en su tesis titulado “Análisis Técnico- Económico de una Instalación Fotovoltaica en consumidores residenciales en áreas rurales aisladas”, tuvo como objetivo un análisis técnico- económico implementado con un sistema fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica en los consumidores residenciales de áreas rurales aisladas. La Metodología empleada fue el uso del programa DigSilent para la simulación del sistema eléctrico y posteriormente el Horner para establecer los criterios para el análisis tecno- económico y la evaluación de los costos involucrados para generar energía eléctrica. Tuvo como resultado que la demanda aproximada al alimentar es de 2,7 kV- usuario, el costo de inversión es de \$ 3795 dólares y el rango promedio es de 0,45 del sistema fotovoltaico demostrando que las condiciones son óptimas para la construcción. Se concluyó que la implementación de redes con generación fotovoltaica sea más viable, también suministra la demanda de un usuario residencial aislado aun costo competitivo y cumpliendo los criterios técnicos establecidos.

## **Nacionales**

Barrionuevo, et al. (2022), en su tesis llamado “Generación Distribuida Fotovoltaica para mejorar la confiabilidad en el Sistema Eléctrico de Lunahuaná – 2021”. Tuvo como objetivo demostrar que la la generación distribuida fotovoltaica mejorara la confiabilidad en el sistema eléctrico de Lunahuaná -2021. La metodología utilizada en el diseño de la investigación es de tipo aplicativo con un diseño cuasi – experimental, la zona de estudio fue el sistema eléctrico de Lunahuaná, donde se procedió hacer un análisis del diagrama del sistema eléctrico en el programa Dig Silent Power Factory. Tuvo como resultado con la implementación de la Generación Distribuida, hubo una disminución del 44% (19.70) SAIDI y de 29% (5.74) SAIFI. Se concluyó con la implementación de la generación distribuida\_optimiza los indicadores de confiabilidad que minimizan el impacto originado por las interrupciones y el tiempo de duración por cada cliente.

Chávez, J. (2022), en su tesis llamado “Análisis de Generación Distribuida a través del diseño de un Sistema Fotovoltaico Conectado al ATM CHS031- Hidrandina U.N Chimbote”. Tuvo como objetivo evaluar la generación distribuida a través del diseño de un sistema fotovoltaico conectado al sistema eléctrico de Hidrandina en el AMT CHS031. La metodología utilizada incluyo revisión de información técnica del alimentador y la disponibilidad de recursos solares, para seleccionar el sitio central, determinando las coordenadas, lo cual fue exportada a un archivo en AutoCAD para la distribución de los equipos de la central. Tuvo como resultado la máxima demanda promedio de 4.6 MW, con un grado de penetración de 12.50%, para una central de 576 kWp y el VAN obtenido es de S/.2,420,546.00 para un costo de energía de 0,41 soles/kWhr-año con un reajuste tarifario anual de 4.75%.

Se concluyó que el análisis de la generación energía bajo a lo largo de 20 años, es fundamental para determinar la viabilidad económica, con el fin de incrementar la disponibilidad del alimentador y sus indicadores de desempeño en términos confiabilidad.

Calesi, J. (2020), en su tesis de “Impactos por la integración de la Generación Distribuida con energía solar fotovoltaica en redes de media tensión de la ciudad de Cusco”. Tuvo como objetivo evaluar los impactos positivos y negativos en el acoplamiento de las tecnologías solares en el sistema eléctrico en el departamento del Cusco. La Metodología utilizada en la investigación es de tipo aplicada, con un nivel explicativo y de un diseño no experimental. Tuvo como resultado en el dimensionamiento de los paneles solares, tuvo como potencia proporcional de 250 Wp, en los impactos técnicos tuvo un mayor impacto en la disminución del 50 % de la cargabilidad y de las pérdidas técnicas, en el impacto económico, se tuvo como inversión de \$ 126.826,66 y un beneficio de \$ 240.979,94 y en el impacto ambiental con el acoplamiento de la generación distribuida se tuvo 0.957 tCO<sub>2</sub>, en un periodo de 5 años. Se concluyo en el acoplamiento de la generación distribuida, se resulta como un impacto positivo en el espacio tanto en lo técnico, económico y ambiental para la provisión de la potencia solicitada.

Montalban, B. (2021), en su tesis de “Propuesta de Integración de un Sistema de Generación Distribuida en la empresa ALDUR NUTRIPELLET para determinar los efectos técnicos en la red de media tensión”. Tuvo como objetivo determinar la viabilidad de implementar un sistema de generación distribuida de la empresa “ALDUR NUTRIPELLET” conectada a la red de media tensión. La metodología empleada consistió un método de selección que determina el sistema de generación más adecuado según los estándares propuestos, realizando los cálculos necesarios

para el diseño y el dimensionamiento en función de los resultados obtenidos. Tuvo como resultado un proyecto factible técnica y económicamente, al contar con valores de índices económicos de S/. 427 260,41 en el VAN y un TIR del 33%. Se concluyó que la potencia mínima de los sistemas fotovoltaicos fue de 70 kWp, 288 módulos fotovoltaicos, un inversor de capacidad 100 kW y un transformador con una capacidad de 540 kVA con una relación de voltaje de 0.4/ 10 kV.

Mamani, D. (2018), en su tesis de “Integración de energía renovables como generación distribuida en redes eléctricas inteligentes en media tensión en la región de Cusco”. Tuvo como objetivo analizar el impacto de las nuevas tecnologías de los recursos energéticos renovables como generación distribuida en el sistema eléctrico de distribución de media tensión en la región Cusco. Tuvo como metodología en el tipo de la investigación aplicada a través de la herramienta informática DigSilent 15.1.2, con un nivel de investigación descriptivo. Tuvo como resultado una máxima demanda de 8.407 MW, con una potencia generada 4.27 W, las pérdidas de potencia con Generación Distribuida (GD) un valor de 0.103 MW, también hay una mejora en la caída de tensión de 2.302% y en los indicadores de confiabilidad (SAIDI y SAIFI), hubo una disminución en las tolerancias permitidas teniendo como valores 5.236 y 7.136. Se concluyó con la implementación de la generación distribuida presenta una alternativa más viable y efectiva para aliviar los problemas provenientes de la demanda de energía, permita mejorar la reducción de pérdidas y mejora de confiabilidad.

Santos, M. (2021), en su tesis de “Análisis de viabilidad técnica y económica de un sistema de microgeneración distribuida fotovoltaica para un edificio multifamiliar en el distrito de Chiclayo- Lambayeque”. Tuvo como objetivo analizar y dimensionar de manera técnica y económica viable en el sistema de microgeneración distribuida fotovoltaica para un edificio multifamiliar ubicado en Monterrico, Chiclayo – Lambayeque”. Tuvo como metodología de la investigación tipo aplicada, de diseño no experimental, como zona de estudio en la urbanización Monterrico del distrito de Chiclayo – Lambayeque. Tuvo como resultado una implementación de 57 paneles solares de 410 Wp, un inversor de 20 kW, empleando una tasa de descuento de 15.5% y obteniendo un VAN de S/. 82,608.49 y un TIR de 29%. Se concluyó que la mayor demanda y de energía diaria que consume el edificio es de 38,069 kW y 93,697 kWh / día, con un costo total de S/. 78 442,40, por lo cual es factible y rentable de manera técnica y económica para un periodo de 20 años.

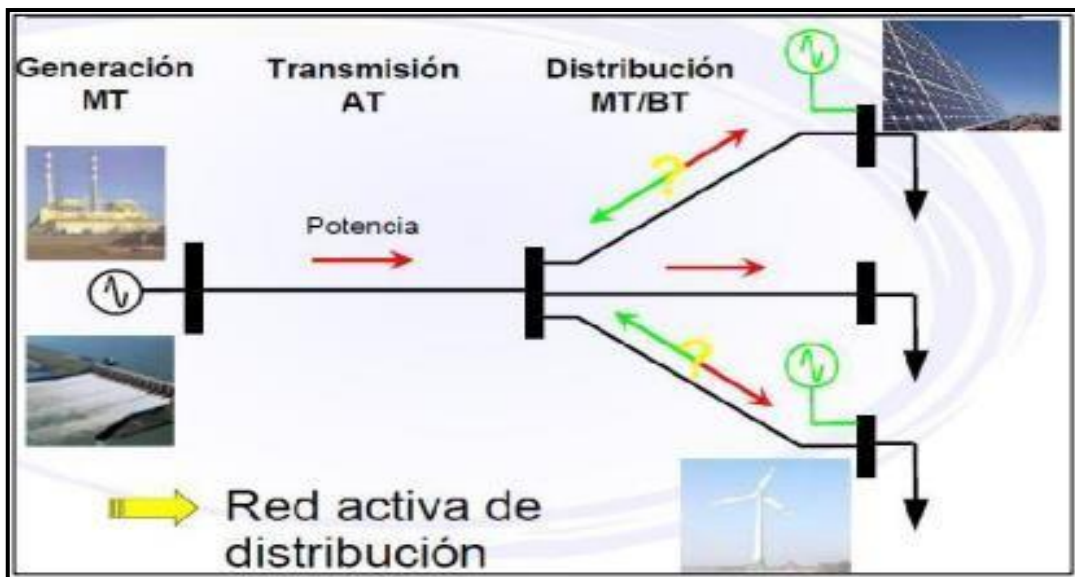
## 2.2. Marco conceptual

### 2.2.1. Generación Distribuida

Se le define como aquella generación que se conecta a la red del suministro eléctrico y se caracteriza por encontrarse instalada en el punto más cercano al consumo y está clasificada por ser a mediana o pequeña escala teniendo como finalidad proporcionar electricidad en puntos más próximos al consumidor o al suministro eléctrico a la red. (Vargas y Matos, 2019, p.3).

**Figura 1**

*Diagrama Unifilar del Sistema de Generación Distribuida*



*Nota.* En la figura 1, se puede observar el diagrama unifilar de un Sistema de Generación Distribuida, donde nos describe las fases del proceso de unas redes de distribución que son la generación, transmisión y distribución para obtener energía eléctrica. Tomado de Montalban, 2021.

### **2.2.2. Características de la Generación Distribuida**

Según Mamani (2018), nos describe que la generación distribuida tiene las siguientes características:

- Es el tipo de generador de energía renovable conectada a las redes de distribución del suministro eléctrico.
- Es la producción de electricidad de generadores que están ubicados en el suministro eléctrico de una empresa, en el sitio del cliente, o en lugares aislados que no cuentan con una red de distribución.
- Es la generación conectada directamente en las redes de distribución del suministro eléctrico,
- Es el tipo generación de energía eléctrica de pequeña escala que esta aun punto más cercano a la carga mediante el empleo de diferentes tipos de tecnologías eficientes.
- Es la producción de la energía eléctrica con instalaciones pequeñas, que están en relación con grandes centrales de generación, que puedan conectar en cualquier punto del suministro eléctrico

### **2.2.3. Tecnologías empleadas de la Generación Distribuida**

Según Carta, et al. (2013), nos dice que los tipos de tecnologías más adecuadas para el uso de la generación distribuida, serán los siguientes sistemas de generación, tales como:

- Cogeneración
- Turbina de gas
- Motores de Combustión Interna
- Microturbina

También actúa las generaciones con energías renovables como:

- Turbinas Eólicas
- Generadores Fotovoltaicos
- Minihidráulicas
- Residuos
- Marina
- Geotérmicas

Según en la Agencia Internacional de la Energía (AIE) nos dice que los tipos de tecnologías de la Generación Distribuida utilizados son los tipos de sistemas fotovoltaicos, los sistemas mini-eolicas, las pilas de combustible o las pequeñas cogeneraciones en las que produce electricidad.

Sabiendo los diferentes tipos de tecnologías de Generación Distribuida es evidente saber que no se encuentran en el mismo estado de madures, y que cada uno depende una función importante en su grado de desarrollo.

#### **2.2.4. Ventajas de la Generación Distribuida**

Según Montalbán (2021), nos dice las principales ventajas existentes en la implementación de la generación distribuida.

- **Incrementos de la confiabilidad**

Al contar con diferentes tipos de pequeñas fuentes de energías renovables, no dependerá de la energía inyectada por la empresa de distribución o de cualquier sitio del cliente, esto es debido al tener dificultades para el transporte de energía, puedan producir ciertas fallas en los centros de transformación, en las líneas de distribución, etc.



➤ **Mejora en la calidad de Energía**

En los puntos de conexión con la implementación de la generación distribuida conectada al suministro eléctrico, mejoran ciertos indicadores técnicos, como la caída de tensión, las pérdidas técnicas, etc.

➤ **Uso de las Energías Renovables**

El uso de los diferentes tipos de energías renovables conectados a los suministros eléctricos nos beneficiara con una cierta cantidad de disminución de gases de efectos invernaderos, en este caso estamos hablando del dióxido de carbono  $CO_2$ .

➤ **Flexibilidad de Generación**

La implementación de Generación Distribuida en el suministro eléctrico, no está ligada a una gran inversión económica, esto es debido a que las potencias suministradas puedan ser mínimas comparadas a las diferentes centrales de generación convencional.

Según Chávez (2022), nos dice que las principales ventajas de la generación distribuida son:

a) **Técnico**

Permite incrementar la factibilidad y en la calidad del suministro eléctrico, porque puede prevenir una sobretensión o una caída de tensión.

b) **Económicas**

Reduce las inversiones en infraestructura eléctrica, esto es debido a que la generación distribuida puede reemplazar ciertas cargas con mayor aumento en su demanda, además tiene la finalidad de aumentar la eficiencia en los sistemas de transporte y distribución, donde nos beneficiara en un gran ahorro económico.

### c) Medio ambientales

Disminuye las emisiones de los gases contaminantes, en este caso estamos hablando del dióxido de carbono  $CO_2$ , que están asociados en la atmosfera, esta disminución con lleva a la misma finalidad en la disminución de las pérdidas de energía que la generación distribuida que causa principalmente en el transporte. Además de reducir la construcción de infraestructura del sistema de transporte, también reduce el impacto visual y aumenta aceptación social.

#### 2.2.5. Ubicación de la Generación Distribuida en la red

La ubicación de la generación distribuida es de muy alta importancia en la implementación de los sistemas de distribución, en este caso nos estemos refiriendo a la tensión de potencia, así mismo cuando se enlaza en un circuito final del alimentador la unidad de la generación distribuida, en el punto de conexión puede reducirse, por lo cual disminuiría el flujo de potencia. (Chávez, 2022, p.21).

#### 2.2.6. Grado de Penetración de la Generación Distribuida

Según Tomanguilla (2022), representa a partir de curvas en forma de U, donde la forma de la curva guarda relación con el tipo de perfil de producción. El nivel de penetración viene dado en la siguiente expresión:

$$Penetración (\%) = \frac{P_{GD}}{P_{al}} \times 100 \% \quad (1)$$

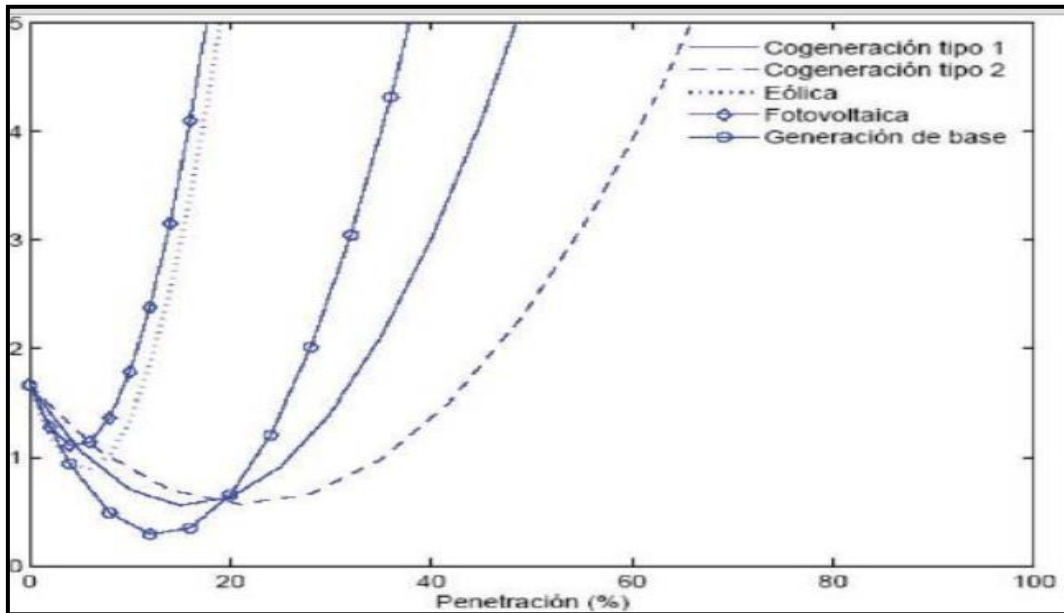
Donde:

$P_{GD}$ : Potencia Instalada de GD

$P_{al}$ : Potencia contrada del alimentador

**Figura 2**

*Curvas de Penetración en relación a los tipos de tecnologías de la Generación Distribuida*



*Nota.* Con respecto a la figura 2 se puede observar las curvas de penetración de los distintos sistemas de energías renovables de la Generación Distribuida que están los tipos de Cogeneración, la energía eólica y el sistema fotovoltaico. Tomado de Tomanguilla (2022).

### **2.2.7. La Generación Distribuida en el Perú**

Mediante la resolución Ministerial N° 292-2018- MEM/DM, el MINEM manifestó en un proyecto del reglamento acerca de la generación distribuida, cuya principal finalidad es poder regular una actividad de conformidad en la que define, los requisitos en la incorporación, operación y el régimen comercial. (Ramos, 2020, p.16).

Se divide la Generación en dos segmentos:

- **Mediana Generación Distribuida (“MGD”):** Está en la relación con la ley 28832, nos dice que la limitación de las instalaciones con capacidades superiores a los 200 kW e inferiores o iguales a 10 MW, de los cuales se conectarán a las redes de MT.
- **Microgeneración Distribuida (“MCD”):** Esta relacionado por la ley del decreto legislativo 1221, donde nos define que los usuarios de servicio público, cuyas capacidades de instalaciones que están conectadas a las redes de distribución de BT / MT tienen una capacidad no superior a los 200 kW.

### **2.2.8. Radiación Solar**

El sol es una estrella que tiene una temperatura media de 5.500°C, cuyo interior sufre una cierta cantidad de reacciones que produce una pérdida de masa que transforma energía que lo manda al exterior, donde se le denomina como Radiación Solar. (Veritas, et al., 2012, p.33).

La Radiación Solar tiene un valor constante de  $63.457\ 420 \frac{W}{m^2}$ , por lo cual el 30% de la radiación va al suelo y el 70 % va hacia el mar, por consiguiente, se mencionará los tipos de radiación solar y su principal función al obtener energía eléctrica.

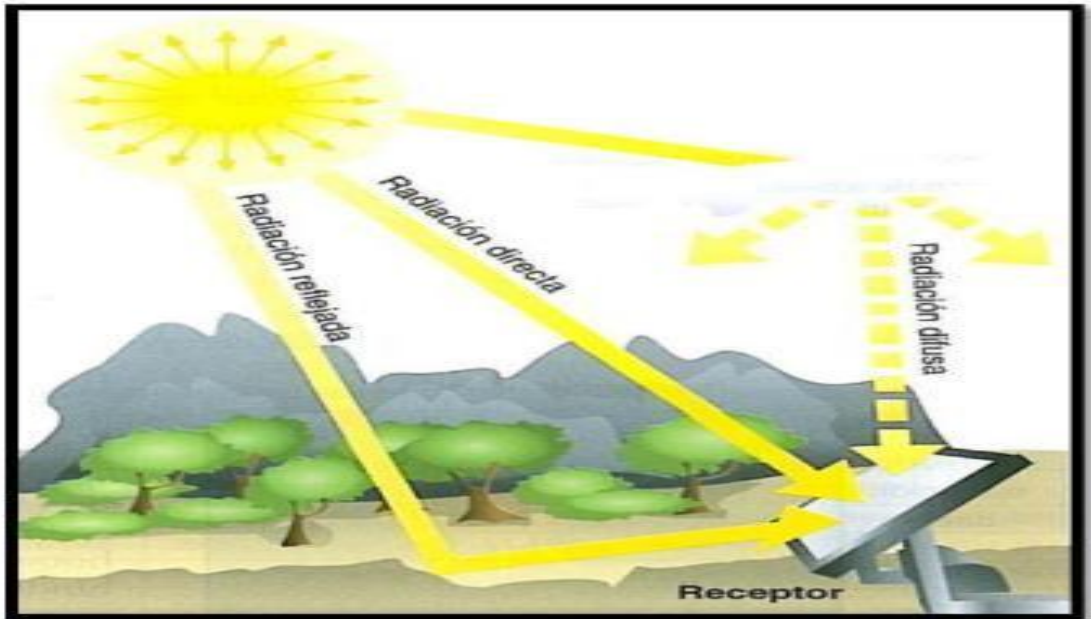
#### **2.2.8.1. Tipos de Radiación Solar**

- **Radiación Directa:** Es recibida desde el sol sin desviarse en el paso de la atmosfera.
- **Radiación Difusa:** Sufre cambios en su dirección, debido a la reflexión y difusión de la atmosfera.

- **Radiación Albedo:** Es la combinación de la radiación directa y difusa por la reflexión del suelo u otras superficies próximas.

### Figura 3

*Tipos de Radiación Solar sobre una superficie*



*Nota.* Se puede observar en la figura 3 los tipos de radiación solar que son la radiación directa, difusa y albedos mencionados respectivamente, donde la radiación directa es la mayor y más importante en las aplicaciones fotovoltaicas.

Tomado de Chávez (2022).

#### 2.2.8.2. Irradiancia e irradiación

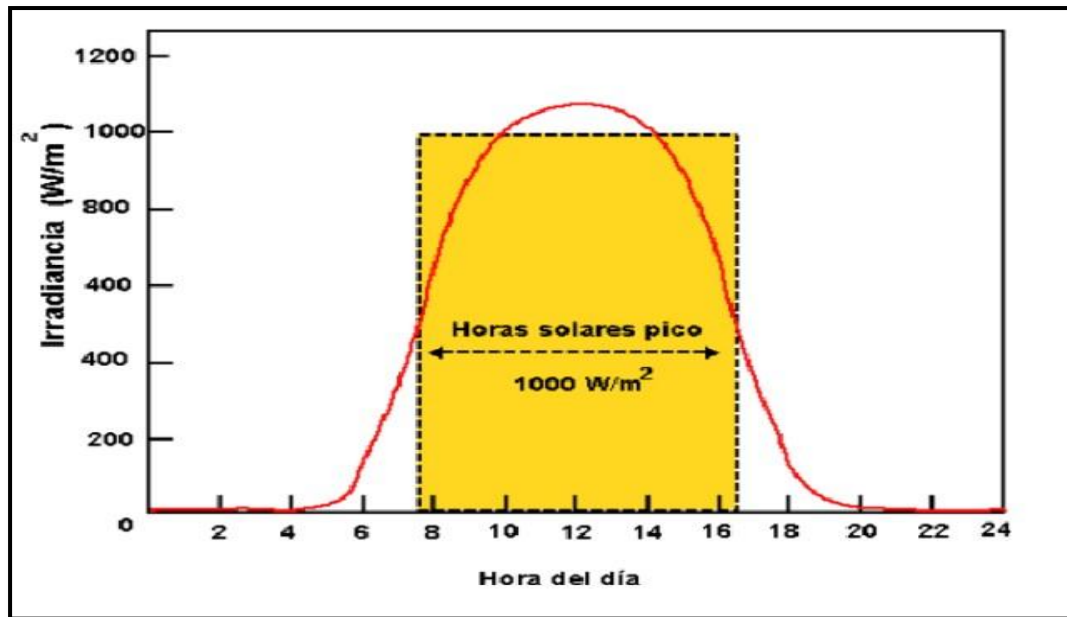
- **Irradiancia ( $W/m^2$ ):** Es la intensidad de la radiación solar incidente por unidad de superficie.
- **Irradiación ( $kW-h/m^2$ ):** Es el total de energía solar admitida en un determinado tiempo.

### 2.2.8.3. Hora Solar Pico (HSP)

La Hora Solar Pico es la unidad encargada de medir la irradiación solar con un determinado tiempo (N° horas), teniendo constante una irradiancia solar de 1000 W/ m<sup>2</sup>.

**Figura 4**

*Gráfico HSP en el gráfico de Irradiancia vs N°Horas al día*



*Nota.* Se puede observar en la Figura 4, una gráfica común de la Hora Solar Pico (HSP), con su valor constante de la irradiancia de 1000 W/ m<sup>2</sup> teniendo como rangos de irradiancia (W/ m<sup>2</sup>) vs Hora del día. Tomado de Chávez (2022).

### 2.2.9. Sistema Fotovoltaico

Es el conjunto de equipos eléctricos que produce energía eléctrica a partir de la energía solar, su principal componente es el módulo fotovoltaico, que está conformado por células monocristalinas capaces de poder transformar la energía luminosa en energía eléctrica en corriente continua. (Perpiñán, et al.,2012, p.1).

Según Veritas, et al. (2012) nos dice que los principales componentes del Sistema Fotovoltaico son:

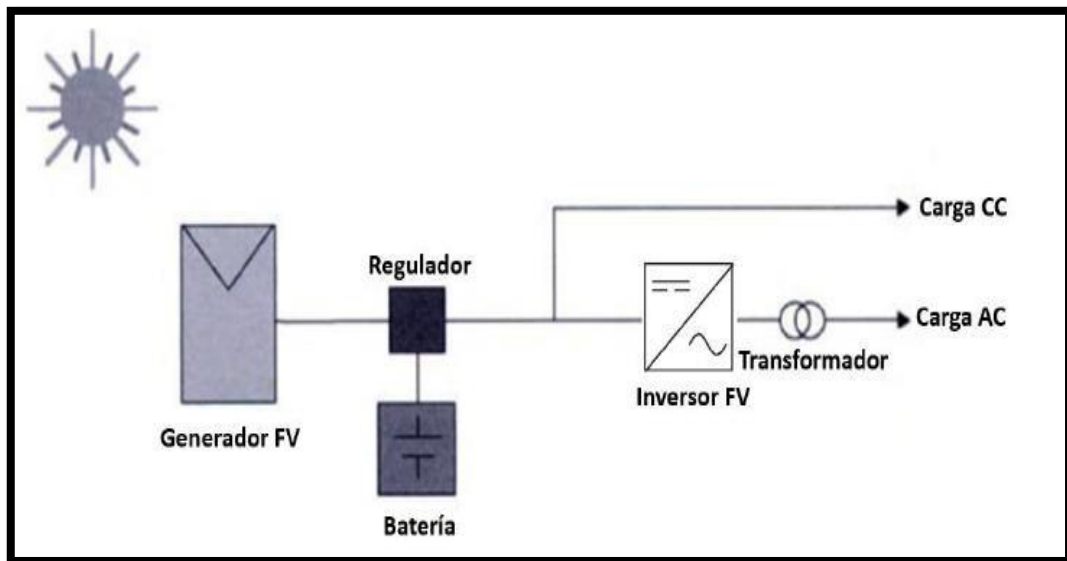
- **Generador Fotovoltaico:** Se encarga de percibir y convertir la energía solar en corriente directa (CD) mediante
- **Baterías o acumuladores:** Almacena la energía eléctrica transmitida por el sistema fotovoltaico o también conocido como el generador fotovoltaico con la finalidad de poder funcionar en los periodos largos en las que la demanda no sobrepase la capacidad de producción del Generador Fotovoltaico.
- **Regulador de carga:** Tiene como finalidad de poder proteger y garantizar el buen mantenimiento de la carga de la batería y evitar sobretensiones que puedan disminuir o dañar el sistema.
- **Inversor:** Se encarga de transformar la corriente continua empleada por el generador fotovoltaico para producir corriente alterna, para alimentar algunas cargas e introducirla en la red de distribución.
- **Elementos de protección del circuito:** En los interruptores de conexión, diodos de bloqueo y elementos del sistema se encargan de proteger la descarga de los elementos en caso de una sobrecarga.

### 2.2.9.1. Sistemas Fotovoltaicos aislados o autónomos

Este sistema tiene como principal finalidad poder satisfacer y transmitir la energía eléctrica en lugares aléjanos en donde no exista una red eléctrica de distribución. Estos sistemas están equipados por energía acumulativas, para garantizar un buen funcionamiento de energía durante el día y la producción de la demanda en el día y en la noche. (Veritas, et al., 2012, p.43)

**Figura 5**

*Esquema básico de un Sistema Fotovoltaico Autónomo*



*Nota.* Se puede observar en la figura 5, un esquema representativo de un sistema fotovoltaico autónomo con sus respectivos componentes que son el generador fotovoltaico, regulador de carga, la batería, el inversor, los elementos de protección de circuito. Tomado de Chávez (2022).



Sus principales componentes son:

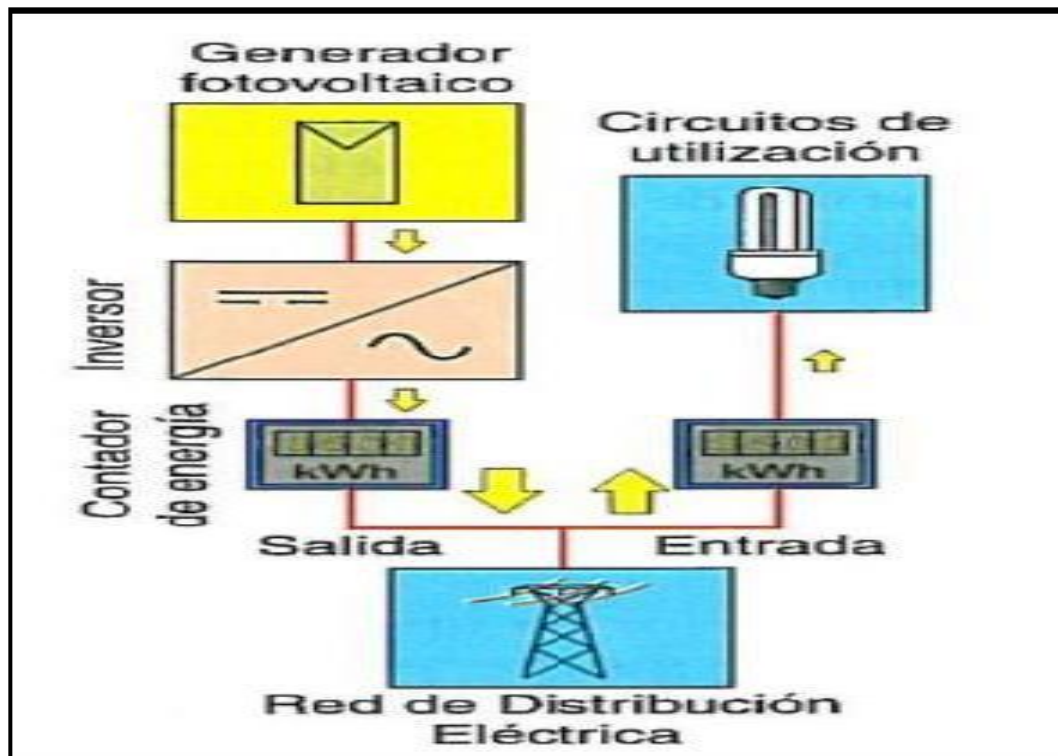
- **Módulos Fotovoltaicos:** Reciben la energía solar y lo convierte en energía eléctrica.
- **Regulador de carga:** Se encargan de dar protección a los acumuladores por un posible exceso de carga y descarga.
- **Sistema de acumulación:** Tiene como finalidad de poder almacenar la energía restante para poder reutilizar en cuanto la demanda exceda.
- **Inversor:** Se encarga de transformar la corriente continua producida por los módulos fotovoltaicos a corriente alterna.
- **Elementos de protección de circuito:** En los interruptores de conexión, diodos de bloqueo y elementos del sistema se encargan de proteger la descarga de los elementos en caso de una sobrecarga.

#### **2.2.9.2. Sistemas Fotovoltaicos conectados a la red**

Estos sistemas no utilizan almacenamiento de energía, ya que la energía que genera durante las horas de insolación es canalizada en la red eléctrica. Estas instalaciones están equipadas con sistemas que monitorean el estado de la tensión de la red de distribución, que garantiza el buen funcionamiento para entregar energía. A diferencia de los sistemas fotovoltaicos aislados (autónomos), estos no contienen baterías que son la parte más cara y compleja de la instalación. (Veritas, et al., 2012, p.44).

**Figura 6**

*Esquema básico de un Sistema Fotovoltaico conectado a red*



*Nota.* Se puede observar en la figura 6, un esquema representativo de un sistema fotovoltaico conectado a la red con sus respectivos componentes que son el generador fotovoltaico, el inversor para la conexión de la red, el contador de energía y los elementos de protección de circuito. Tomado de Chávez (2022).

Sus principales componentes son:

- **Módulos Fotovoltaicos:** Captan la energía Solar y lo convierte en energía eléctrica.
- **Inversor para la conexión a red:** Transforma la corriente continua (CC) en corriente alterna (CA) y decide al momento de introducir a la red de distribución.
- **Elementos de protección de circuito:** Protegen la descarga y la derivación de elementos en caso de fallo o en situaciones de sobrecarga.
- **Contador de energía:** Mide la energía del Sistema Fotovoltaico durante su periodo de funcionamiento.

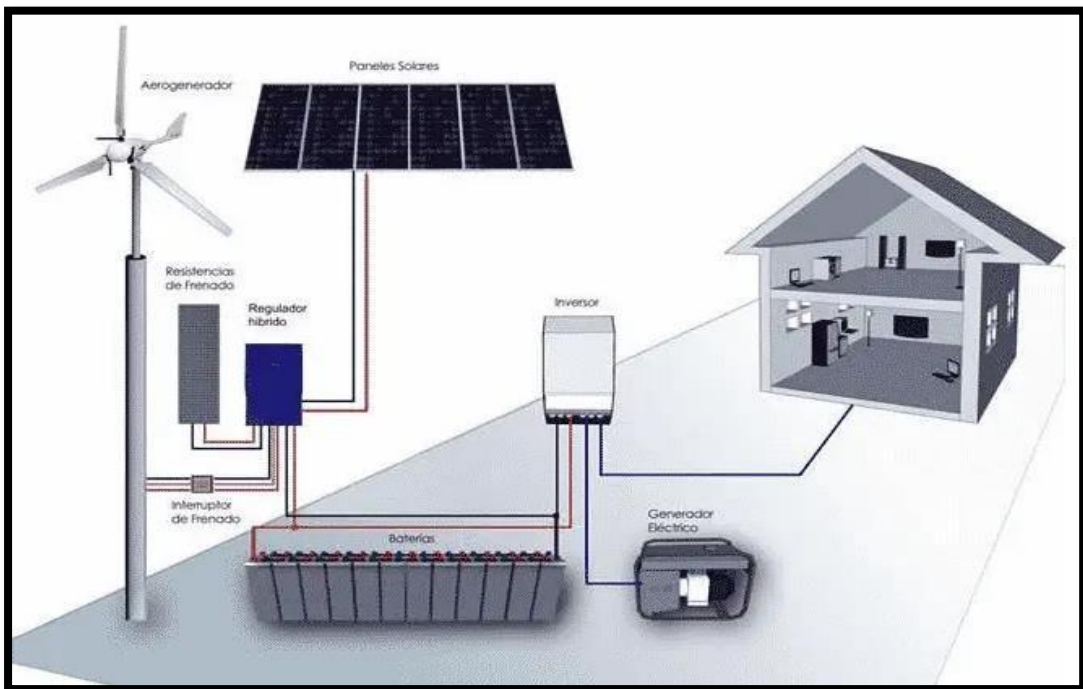
### 2.2.9.3. Sistemas Híbridos

En los sistemas híbridos, la instalación de un sistema fotovoltaico (FV) tiene como finalidad de compartir la acción generadora de otra fuente de energía renovable o de tipo convencional. (Sánchez, 2014, p.141).

Estas combinaciones pueden aprovechar el recurso energético cerca de la instalación para tener mayor factibilidad para el suministro de energía eléctrica, en la configuración de los sistemas híbridos depende de los equipos que se empleen para poder adoptar la potencia requerida.

#### Figura 7

*Esquema representativo de un Sistema Híbrido*



*Nota.* Se puede observar en la figura 7, un esquema representativo de un sistema Híbrido con sus respectivos componentes que son uno o más unidades de fuentes de energías renovables teniendo la energía eólica, hidroeléctrica, un regulador híbrido, baterías, inversor y un sistema de control y regulación. Tomado de Cumbre de Pueblos (2019).

### **2.2.10. Conexión de los Módulos**

Estos módulos están conectados entre sí junto el sistema de cableado y con los soportes en la instalación, cumple que el generador fotovoltaico, la conexión de los módulos puedan conectarse en serie o en paralelo, con la combinación que más se adecue para poder obtener la corriente y el voltaje respectivo en el sistema fotovoltaico. (Sánchez, 2014, p.64).

Existen ciertos tipos de conexiones para el diseño de un Sistema Fotovoltaico (FV) que son los siguientes: Conexión en serie, conexión en paralelo y la conexión mixta.

#### **2.2.10.1. Conexión Serie**

Este tipo de conexión se basa en conectar en un terminal positivo con el negativo de un módulo y sucesivamente hasta poder desarrollar la tensión resultante que es la suma de los paneles, donde la intensidad es proporcional a ellos, si falla unos de los módulos fotovoltaicos, todo el sistema deja de funcionar, la única solución, es que los diodos de bloqueo puntean el módulo, haciendo que la corriente siga en funcionamiento. (Sánchez, 2014, p.64).

## Figura 8

*Conexión de placas en serie en los paneles solares fotovoltaicos*



*Nota.* Se puede observar en la figura 8 el tipo de conexión de placas en serie en los paneles solares, donde se conectan directamente las placas solares entre sí, conectando el polo positivo de un panel con el polo negativo del siguiente panel. Tomado por Damia Solar, (2023).

### **2.2.10.2. Conexión Paralelo**

Este tipo de conexión del sistema permite conectar en un lado los terminales positivos de los paneles, y por otro lado a los lados de los negativos, esto consiste en que la tensión coincida con la proporciona el módulo, y la suma de las intensidades sea proporcional a de todos los módulos, esto quiere decir si aumenta la potencia pueda dar un módulo y la suma de intensidades proporcione a los módulos conectados. (Sánchez, 2014, p.65).

## Figura 9

### Conexión de placas en paralelo en los Sistemas Fotovoltaicos



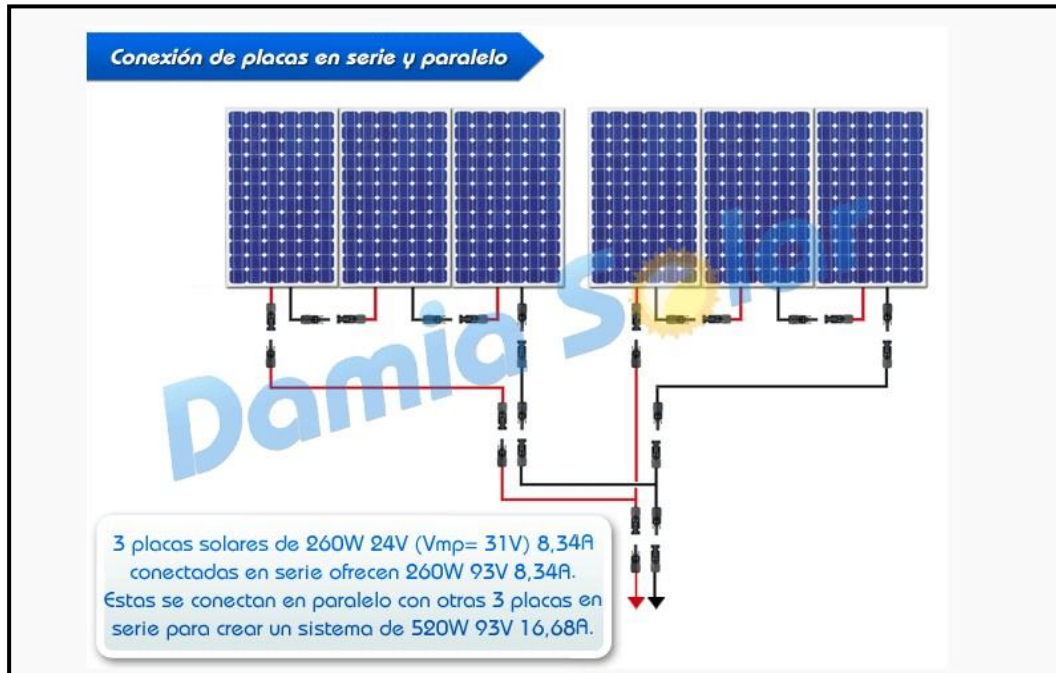
*Nota.* Se puede observar en la Figura 9 el tipo de conexión de placas en paralelo en los paneles solares, donde la instalación va conectando por un lado todos los polos positivos de las placas de la instalación solar y por el otro conectando todos los polos negativos. Adaptado por Damia Solar. (2023).

### 2.2.10.3. Conexión Mixta

Según Sánchez (2014), nos dice para satisfacer diferentes necesidades de tensión y corriente, los módulos pueden combinarse en agrupaciones serie – paralelo.

**Figura 10**

*Conexión de placas en serie – paralelo en los Sistemas Fotovoltaicos*



*Nota.* Se puede observar en la Figura 10 el tipo de conexión de placas en serie-paralelo en los paneles solares, en donde se incluye todo el cableado necesario y se desarrolla un esquema para realizar una forma fácil la conexión eléctrica de los paneles solares.

Adaptado por Damia Solar, (2023).

### **2.2.11. Análisis Económico**

En el análisis económico se podrá realizar en el desarrollo de los resultados en el estudio técnico , por lo cual se pretende desarrollar la implementación de la generación distribuida a partir de diferentes tipos de tecnologías de energías renovables, por ello se podrá determinar la instalación, si es económica viable según los siguientes indicadores VAN y TIR, donde el precio de esta instalación depende de los costos de la tecnología, teniendo como ejemplos : módulos fotovoltaicos, generadores, reguladores, el banco de baterías, transformadores, etc. (Burbano, 2022, p.17).

Para la implementación de un sistema de generación fotovoltaica, se demuestra una relación en el precio del desarrollo de la construcción del sistema fotovoltaico para determinar la capacidad instalada, por lo cual también se cuenta artefactos adicionales como el soporte de cada panel, obra civil, medidores bidireccionales, gestión de consumo y venta de energía.

#### **2.2.11.1. Valor Actual Neto (VAN)**

Es de gran importancia en el uso de proyectos, por tener un criterio en realizar o no la inversión, gracias a este indicador nos demuestra si el proyecto es factible en la plantación o si el proyecto va a ganar o perder dinero, donde tiene como metodología en el desarrollo de flujo de cajas, con el uso de inversión inicial ( $I_0$  ), también el número de periodos en lo que se divide en el proyecto y la tasa de interés respectiva. (Burbano, 2022, p.17).



La ecuación para calcular el VAN es la siguiente:

$$VAN = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} \quad (2)$$

Donde:

$I_o$  : Inversión inicial

$F_t$  : Flujo de caja en el año  $i$

$i$  : Tasa de descuento

$n$  : Número de Periodos

Teniendo como criterio si el resultado de la evaluación:

$VAN > 0$ : El proyecto es aceptado

$VAN < 0$ : El proyecto es negado

### **2.2.11.2. Tasa Interna de Retorno**

Según Burbano (2022), nos dice que es un indicativo financiero relacionado con el

VAN, donde si la tasa de descuento tenga un resultado de valor VAN igual a cero.

$$0 = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} \quad (3)$$

Donde:

$I_o$  : Inversión inicial

$F_t$  : Flujo de caja en el año  $i$

$TIR$  : Tasa de interna de retorno

$n$  : Número de Periodos

Para el criterio en la toma de decisiones si la evaluación es conveniente el proyecto

son lo siguiente:

$TIR > i$ , la inversión al proyecto es aceptada

$TIR < i$ , la inversión es negada

$TIR = i$ , el inversionista es indiferente

### **2.2.12. Análisis Ambiental**

Es de suma importancia calcular la cantidad equivalente de emisiones de  $CO_2$  relacionado con el sistema fotovoltaico, donde tenemos los siguientes indicadores:

#### **2.2.12.1. Emisiones equivalentes $CO_2$ generadas por el Sistema Fotovoltaico**

En las emisiones generadas, se encuentra relacionadas al equivalente de  $CO_2$ , en lo cual es emitido en la producción, transporte, y en la fabricación de los elementos que componen en el sistema fotovoltaico, de los cuales son los paneles, inversores, soportes, etc. Según Dhakal et al. (2021), tenemos las siguientes ecuaciones para el sistema fotovoltaico:

$$LCE_{PSFV} = P_{GPK}LCE_P \quad (4)$$

Donde:

$LCE_{PSFV}$  : Emisiones de  $CO_2$  de ciclo de vida para los paneles fotovoltaico del sistema en  $kgCO_2$ .

$P_{GPK}$  : Potencia nominal del arreglo fotovoltaico en (kWp)

$LCE_P$  : Factores de emisiones de  $CO_2$  para los paneles fotovoltaicos del sistema en ( $kgCO_2/kWp$ ).

### 2.2.12.2. Emisiones equivalentes de $CO_2$ reemplazadas por el sistema

Según Acero (2023), nos dice que las emisiones reemplazadas por el sistema fotovoltaico, se obtienen por el factor de emisiones de  $CO_2$ , y el consumo de electricidad en el SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional), nos demuestra:

$$LCE_{CO_2R} = F_{CO_2SEIN} \times (E_a) \times (t_{SFV}) \quad (5)$$

Donde:

$LCE_{CO_2R}$  : Emisiones de  $CO_2$  del ciclo de vida reemplazadas en el sistema fotovoltaico en  $TonCO_2$ .

$F_{CO_2SEIN}$  : Factor de emisión de  $CO_2$  del SEIN en  $TonCO_2/ MWh$

$E_a$  : Energía anual producida en  $MWh/año$

$t_{SFV}$  : Periodo de vida del proyecto en años

Teniendo como dato del Ministerio del Ambiente, el valor de  $F_{CO_2SEIN}$  es de 0,2611  $tonCO_2/ MWh$

### 2.2.13. Análisis de Confiabilidad

La evaluación de la confiabilidad, implica determinar la cantidad de interrupciones eléctricas totales para cargas de un sistema de energía durante un periodo de operación.

Donde tenemos los siguientes indicadores de confiabilidad:

- ✓ SAIFI: Frecuencia de interrupciones promedio del sistema.
- ✓ SAIDI: Duración promedio de interrupciones del sistema.

Según Barrionuevo, et al. (2022), nos dice, que el indicador SAIFI mide la frecuencia de interrupciones en las instalaciones eléctricas en los sistemas eléctricos, antes las respectivas fallas en los diferentes motivos, componentes, maniobras que afectan los sistemas eléctricos.

En cambio, con el indicador SAIDI, nos dice que mide el tiempo de la duración de la interrupción con la ubicación de falla, con la intensidad de la falla y otros recursos de reposición como: vehículos, materiales, longitud de redes, etc.

Por lo siguiente, tenemos las siguientes ecuaciones para el cálculo de los indicadores SAIFI y SAIDI:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n u_i}{N} \quad (6)$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \times u_i}{N} \quad (7)$$

Donde:

$t_i$ : Duración de cada interrupción

$u_i$ : Número de usuarios afectados en cada interrupción

$n$ : Numero de interrupciones del periodo

$N$ : Número de usuarios del suministro eléctrico o de la concesionaria al final del periodo.

En la evaluación del análisis de confiabilidad del programa DigSilent Power Factory 2021, nos presenta las siguientes definiciones de los índices de reportes:

- ✓ **SAIFI:** Es el índice que representa la frecuencia promedio interrumpidas por cliente, sostenida en un tiempo determinado.
- ✓ **SAIFI\_P:** Es la frecuencia promedio de interrupción (Potencia Contratada) (1/a), son las interrupciones de energía contratadas en el sistema eléctrico durante un periodo de tiempo.
- ✓ **CAIFI:** Es el índice de frecuencia promedio de interrupciones del cliente, es la frecuencia medida de las interrupciones sostenidas para los clientes que experimentan interrupciones sostenidas, donde cada cliente se encuentra independiente al número de veces que se interrumpa.
- ✓ **ASIFI:** Índice de frecuencia promedio de interrupción del sistema (1/a), el cálculo de este índice se basa en la carga y no en los clientes afectados, su principal función es medir la distribución en áreas de pocos clientes y que tienen concentraciones de grandes cargas.

- ✓ **SAIDI:** Índice de duración promedio de interrupción del sistema (h/c/a), donde nos indica la duración total de interrupción para el cliente durante un periodo determinado.
  
- ✓ **SAIDI\_P:** Es la duración promedio de interrupción (h/a), nos indica la duración total de interrupciones de energía durante un periodo determinado.
  
- ✓ **CAIDI:** Es la duración promedio de interrupciones de clientes (h), es el tiempo medio para restablecer el servicio.
  
- ✓ **ASIDI:** Es la duración promedio de interrupción del sistema (h/a), es el equivalente al SAIDI, pero en cargas, en lugar de clientes.
  
- ✓ **ASAI:** Disponibilidad de servicio promedio, representa la fracción del tiempo del cliente que esté conectado durante un periodo de tiempo

### **III. MATERIALES Y METODOS**

#### **3.1 Materiales:**

**3.1.1. Microsoft Excel 2019:** Se realizó una hoja en Excel para la recolección de datos de información de los datos de irradiación. Luego en función del costo de inversión se realizó un de análisis económico, para poder determinar la factibilidad del proyecto de investigación

**3.1.2 AutoCAD 2021:** Se realizó el diseño del sistema de distribución, en función en las coordenadas geográficas, en el sitio web Google Maps, a través de una vista satelital.

**3.1.3. DigSilent Power Factory 2021:** Se realizó un diagrama unifilar sobre el sistema eléctrico con la inclusión de la generación distribuida y también se comparará las gráficas de las caídas de tensión y la cantidad de pérdidas de energía suministrada con la implementación de la generación distribuida en el suministro eléctrico, que es parte de los objetivos de la presente investigación.

#### **3.2 Métodos de Investigación.**

##### **3.2.1 Tipo de Investigación**

La presente investigación es de tipo Cuasi-Experimental, alcance descriptivo y un enfoque de carácter cuantitativo.

##### **3.2.2 Diseño de la Investigación**

La presente investigación tendrá un diseño Cuasi-Experimental, puesto que se realizará una manipulación de variables.

### 3.2.3 Población y muestra

La población y muestra es única, y está conformada por los Asentamiento Rurales de Nuevo Chimbote. El tipo de muestra es no probabilística ya que esta muestra se indica la elección de los elementos de no depender de la probabilidad, en este caso se ha identificado en el A. H Alaska del Norte como objeto de estudio donde aplicara las variables seleccionadas a la investigación.

**Tabla 1**

*Características generales del A.H Alaska del Norte*

| Características Generales A.H Alaska del Norte |          |            |
|--|----------|------------|
| Latitud  | Longitud | Nºde Lotes |
| -9,117   | -784,893 | 103        |

*Nota.* Se puede observar en la Tabla 1 las características del A.H Alaska del Norte mostrando la latitud y longitud, la cantidad de lotes disponibles en el año 2023, y para este proyecto de investigación se tendrá una proyección de 20 años con una cantidad de lotes de 103.

Establecimiento de la mejora:

En la población del A.H Alaska del Norte tiene población aproximada de 80 personas donde el porcentaje de edades de las personas son de los 5 – 60 años , porcentaje de la población se desempeña en el sector agrícola, para este proyecto de la investigación se ha planteado una proyección de 20 años por lo cual el número de lotes se incrementará, donde se implementará de la generación distribuida en este caso estaríamos mencionando a la energía solar fotovoltaica, tendrá como finalidad abastecer la energía eléctrica, tener la menor cantidad de pérdidas de energía , un nivel de tensión adecuado para la zona es de 220 V y tener una mejorar calidad de servicio eléctrico.



### **3.3. Técnicas e instrumentos de la recolección de datos**

#### **➤ Observación Directa**

Se empleará como técnica la observación para verificar la situación actual del suministro eléctrico del A. H Alaska del norte, el área del espacio para los módulos fotovoltaicos, la cantidad de lotes que habitan en dicha zona.

En el instrumento se utilizó la guía de observación se recopilará toda la información recogida del suministro eléctrico del A. H Alaska del Norte, la cantidad de población (N° población), la cantidad de lotes (# Lotes), y el rango de edades de las personas que residen (Edades de las personas) y para la elaboración del plano se ha utilizado también el instrumento de la wincha para medir el largo y ancho de cada lote.

#### **➤ Encuesta**

Se empleará como técnica la encuesta, en donde se le preguntará a cada una de las personas de su situación actual de su vivienda.

Teniendo como instrumento el cuestionario, que se le preguntara la cantidad de electrodomésticos, el tiempo de uso de los artefactos, la cantidad de personas que habitan en dicha vivienda, todas estas preguntas son de gran utilidad para saber la cantidad de demanda ( kWh/día) de energía del A. H Alaska del Norte donde se colocara los valores y saber la cantidad aproximada de los módulos fotovoltaicos (W), donde al final se realizara una selección para obtener los demás componentes obtenidos del sistema fotovoltaico elegido.

### ➤ **Revisión Bibliográfica**

Se empleará como técnica la revisión bibliográfica, teniendo como finalidad la revisión de diversas fuentes de revistas, artículos, tesis y libros sobre la generación distribuida, los tipos de energías renovables, el dimensionamiento del tipo de generación distribuida elegida, en este caso se ha utilizado el sistema fotovoltaico conectado a la red.

Teniendo como instrumentos las Fichas Bibliográficas, ya que su función es hacer un listado de resúmenes de los artículos, tesis y libros escogidos.

### **3.4. Técnicas de Procedimiento y Análisis de Resultados**

Se recopiló información del programa de Base de Datos de NASA-POWER, ATLAS SOLAR GLOBAL, en lo cual se consideraron los siguientes parámetros son la Irradiancia Solar ( $\frac{W}{m^2}$ ) e Irradiación Solar ( $\frac{Wh}{m^2 \cdot d}$ ).

A partir de la información obtenida se realizará un criterio de selección del tipo de generación más adecuado tomando en cuenta la potencia establecida y el espacio disponible, donde se realizará un dimensionamiento del sistema de generación adecuada y a la vez con la información del sistema eléctrico actual.

Para el procesamiento de los datos se utilizará una laptop, con la ayuda del software Excel para la elaboración de hojas de cálculo, diagramas y gráficos, para la redacción del informe se empleará el software Word. Finalmente, en cuanto los planos y los diagramas unifilares se utilizará el software AutoCAD y con el uso Power Factory DigSilent V21.0.4.

### **3.5. Metodología de cálculo:**

Se presenta la siguiente secuencia del cálculo para la obtención de resultados y discusión realizado en el presente informe:

En la presente investigación tiene como objetivo conocer las principales características técnicas, económicas y ambientales para el diseño de un Sistema Fotovoltaico, ubicado en un el sector del A.H Alaska del Norte escogido por el investigador, de acuerdo al área disponible obtenido por el programa satelital brindado por el Google Earth. Se empleo los siguientes instrumentos como la observación técnica, a partir de la información obtenida donde una comprobación sobre el área del estudio seleccionado, apoyados con un plano de ubicación proporcionado por la empresa GYCSA CONTRATISTAS GENERALES S.A, por lo cual se determinó un punto de interconexión y a la vez se observó la posibilidad de una implementación de un Sistema de Generación Fotovoltaica a través del programa de Google Earth, el tipo de alimentador dirigido por la subestación Chimbote Sur de la concesionaria Hidrandina, detallando las características principales técnicas como la capacidad instalada, la demanda. Previo a ello, se realizó una encuesta a los ciudadanos que habitan en dicha zona para una breve explicación sobre la implementación de la Generación Distribuida y sus beneficios correspondientes. y también saber la situación actual del suministro eléctrico que habitan en dicha área. Seguido, se procedió a simular la implementación del Sistema Fotovoltaico, a través de los datos obtenidos por la aplicación de la NASA para saber el potencial solar, en lo cual fue es la base para realizar un estudio preciso del potencial solar disponible y el dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico, con la finalidad de hacer un análisis correspondiente en dicha investigación se verá reflejada a través los indicadores seleccionada en el cuadro de resumen mostrado.

## **IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

### **4.1. Resultados**

#### **4.1.1. Descripción actual del suministro eléctrico del A. H Alaska del Norte**

Se realizó un análisis respectivo sobre las actuales condiciones del suministro eléctrico del A. H Alaska del Norte, en este caso está haciendo suministrada por la subestación eléctrica “Chimbote Sur” propiedad de la empresa Hidrandina S.A.

La Subestación eléctrica Chimbote Sur forma parte del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN), está conectada a la subestación Chimbote 1 a través de una línea de transmisión en 138 kV con una distancia de 13.79 m, también esta interconectada a la subestación eléctrica Trapecio mediante una línea de subtransmisión en 138 kV de 7 km de distancia y con la subestación Nepeña mediante una línea de subtransmisión en 138 kV de 17,45 km de distancia, en el Anexo 3 se puede mostrar con detalle el diagrama unifilar del sistema eléctrico Chimbote, Santa , UU.NN Chimbote.

En la UU. NN Chimbote- Hidrandina se encuentra operando con 38 alimentadores, con niveles de tensión de 10 kV, 13,8 kV y 22,9 kV con una extensión de 1 766,24 km de red de media tensión, en la Tabla 2 se mostrará los alimentadores de centro de transformación de UU. NN Chimbote- Hidrandina.

**Tabla 2***Centro de Alimentadores de Transformación UU. NN Chimbote – Hidrandina*

| Centro de Transformación | Código de Alimentador | Nombre de Alimentador     | Nivel de Tensión (kV) |
|--------------------------|-----------------------|---------------------------|-----------------------|
| S.E. CASMA               | CAS061                | Casma                     | 10                    |
|                          | CAS062                | Puerto Casma              | 10                    |
|                          | CAS063                | Quillo                    | 10/22,9               |
|                          | CAS064                | Tortugas                  | 22,9                  |
| S.E. CHIMBOTE NORTE      | CHN011                | Pardo                     | 13,8                  |
|                          | CHN012                | Olaya                     | 13,8                  |
|                          | CHN013                | Humbolt                   | 13,8                  |
|                          | CHN021                | Industrial                | 13,8                  |
|                          | CHN022                | Florida                   | 13,8                  |
|                          | CHN024                | 8va. Norte                | 13,8                  |
|                          | CHN025                | 9na.Norte                 | 13,8                  |
| S.E. CHIMBOTE SUR        | CHS031                | 8va. Sur                  | 13,8                  |
|                          | CHS032                | 7ma.Sur                   | 13,8                  |
|                          | CHS033                | 9na.Sur                   | 13,8                  |
| S.E. CHIMBOTE-01         | CHU071                | Cambio Puente             | 13,8                  |
| S.E. HUARMEY             | HUA081                | Huarmey                   | 10                    |
|                          | HUA082                | PSE Huarmey               | 22,9                  |
|                          | HUA083                | Puerto Huarmey            | 10                    |
|                          | HUA084                | Puerto Culebras           | 22,9                  |
| S.E. NEPEÑA              | NEP041                | Nepeña                    | 13,8                  |
|                          | NEP042                | Samanco                   | 13,8                  |
| S.E. PALLASCA            | PAL091                | Pallasca                  | 10                    |
|                          | PAL092                | Conchucos-Pampas          | 22,9                  |
|                          | PAL094                | Llapo                     | 22,9                  |
| S.E. SAN JACINTO         | SJC051                | San Jacinto               | 13,8                  |
|                          | SJC052                | Moro- Jime                | 13,8/22,9             |
|                          |                       | Agroindustria San Jacinto |                       |
|                          | SJC053                | Jacinto                   | 13,8                  |
| S.E. SANTA               | STA121                | Coishco                   | 13,8                  |
|                          | STA122                | Santa                     | 13,8                  |
|                          | STA123                | Coishco Industrial        | 13,8                  |
|                          | STA124                | Coishco Puerto            | 22,9                  |
| S.E. TRAPICIO            | TRA001                | Pescadores                | 13,8                  |
|                          | TRA002                | Lacramarca                | 13,8                  |
|                          | TRA003                | Libertad                  | 13,8                  |
|                          | TRA004                | Huascarán                 | 13,8                  |
|                          | TRA005                | San Juan                  | 13,8                  |
|                          | TRA006                | Meiggs                    | 13,8                  |
|                          | TRA007                | Banhero                   | 13,8                  |

*Nota.* Se puede observar en la tabla 2, los 38 alimentadores de todo la U.N Chimbote, donde está incluido la subestación eléctrica Chimbote Sur con un nivel de tensión de 13,8 kV de cada alimentador, en este caso está conformado por CHS031, CHS032 y el CHS033. Adaptado por UMD- Hidrandina UN Chimbote.

La subestación Chimbote Sur, posee una potencia instalada de 31 MVA, con una demanda máxima de 10,76 MW, por lo cual está distribuida en 3 alimentadores de media tensión, en la Tabla 3, se muestra las características eléctricas principales de cada alimentador.

**Tabla 3**

*Características eléctricas de los Alimentadores de la Subestación Chimbote Sur*

| Alimentador | Nivel de Tensión (kV) | Capacidad Instalada (MVA) | Demanda Máxima (MW) | Factor de Potencia | Factor de Carga | Longitud (km) |
|-------------|-----------------------|---------------------------|---------------------|--------------------|-----------------|---------------|
| CHS031      | 13,8                  | 11,8                      | 4,5                 | 0,92               | 0,55            | 32,49         |
| CHS032      | 13,8                  | 10,4                      | 3,6                 | 0,95               | 0,57            | 52,25         |
| CHS033      | 13,8                  | 8,8                       | 2,66                | 0,94               | 0,65            | 50,66         |

*Nota.* Se puede observar en la Tabla 3 las características eléctricas principales de los alimentadores CHS031, CHS032, CHS033 de Chimbote Sur con un nivel de tensión de 13,8 KV, teniendo con una capacidad instalada de 11,8 , 10,4 y 8,8 MVA correspondientemente. Elaboración propia.

Por lo cual se ha determinado que el alimentador CHS031 tiene las siguientes características principales: 32,49 km de longitud, 0,55 de factor de carga, 0,92 de factor de potencia, 4,5 MW de Demanda Máxima y 13,8 KV de Nivel de Tensión.

#### 4.1.2. Cálculo de la demanda de energía

En A. H Alaska del Norte cuenta con 60 unidades, calculado con base en la tasa de población del departamento de Ancash según los censos realizados por el INEI. Esto permite proyectar el número de viviendas adecuadamente.

**Tabla 4**

*Tasa de crecimiento promedio poblacional anual, según el departamento de Ancash*

| Periodo   | Tasa de crecimiento poblacional (%) |
|-----------|-------------------------------------|
| 1940-1961 | 1,5                                 |
| 1961-1972 | 2,0                                 |
| 1972-1981 | 1,4                                 |
| 1981-1993 | 1,2                                 |
| 1993-2007 | 1,8                                 |
| 2007-2017 | 0,2                                 |
| Promedio  | 1,35                                |

*Nota.* En la Tabla 4 se puede observar la Tasa de crecimiento poblacional desde el año 1940 hasta 2017, teniendo como promedio total el 1,35% del crecimiento poblacional. Adaptado por INEI, Censos Nacionales (2017).

Con la tasa de crecimiento poblacional, usamos la ecuación 8 y 9 para proyectar la cantidad de Población y de Vivienda.

$$P_n = P_0 \times (1 + i)^2 \quad (8)$$

$$V_n = V_0 \times \left(\frac{P_n}{P_0}\right) \quad (9)$$

Donde:

$P_n$  = Cantidad Total de Población en los próximos 20 años

$P_0$  = Cantidad de Población en la actualidad

$i$  = Tasa de crecimiento de Poblacional (%)

$V_n$  = Cantidad de viviendas en los próximos 20 años

$V_0$  = Cantidad de Viviendas en la actualidad

Reemplazando las ecuaciones 8 y 9, tendremos la cantidad de población y viviendas total en los próximos 25 años, como se muestra en la tabla 5.



**Tabla 5***Proyección de población y viviendas en un periodo de 20 años*

| Item | Año  | Población | Vivienda |
|------|------|-----------|----------|
| 0    | 2023 | 80        | 60       |
| 1    | 2024 | 82        | 62       |
| 2    | 2025 | 84        | 63       |
| 3    | 2026 | 87        | 65       |
| 4    | 2027 | 89        | 67       |
| 5    | 2028 | 91        | 69       |
| 6    | 2029 | 94        | 70       |
| 7    | 2030 | 97        | 72       |
| 8    | 2031 | 99        | 74       |
| 9    | 2032 | 102       | 76       |
| 10   | 2033 | 105       | 78       |
| 11   | 2034 | 107       | 81       |
| 12   | 2035 | 110       | 83       |
| 13   | 2036 | 113       | 85       |
| 14   | 2037 | 116       | 87       |
| 15   | 2038 | 120       | 90       |
| 16   | 2039 | 123       | 92       |
| 17   | 2040 | 126       | 95       |
| 18   | 2041 | 130       | 97       |
| 19   | 2042 | 133       | 100      |
| 20   | 2043 | 137       | 103      |

*Nota.* En la tabla 5 se puede observar la cantidad de población y de vivienda de los próximos 20 años del (2023-2048) teniendo como resultado la población de 137 personas y 103 viviendas. Elaboración Propia.

**Tabla 6***Demanda de Energía por unidad de vivienda del A.H Alaska del Norte*

| Unidad de Vivienda        |          |                      |                    |                    |                           |
|---------------------------|----------|----------------------|--------------------|--------------------|---------------------------|
| Descripción de la carga   | Cantidad | Potencia Nominal (W) | Potencia Total (W) | Tiempo             | Consumo de energía (Wh/d) |
|                           |          |                      |                    | de Operación (h/d) |                           |
| Lavadora                  | 1        | 800                  | 800                | 0,2                | 160                       |
| Refrigeradora             | 1        | 200                  | 200                | 5                  | 1000                      |
| Licuadaora                | 1        | 200                  | 200                | 0,25               | 50                        |
| Radio-<br>Teléfono        | 2        | 80                   | 160                | 6                  | 960                       |
| Televisor                 | 2        | 100                  | 200                | 0,5                | 100                       |
| Lámparas<br>Fluorescentes | 3        | 30                   | 90                 | 4                  | 360                       |
| Hornos                    | 1        | 800                  | 800                | 0,5                | 400                       |
| Subtotal                  |          |                      | 2450               |                    | 3030                      |
| Total                     |          |                      |                    |                    | 3333                      |

*Nota.* En la Tabla 6 se puede observar los tipos de electrodomésticos utilizados en las viviendas del A. H Alaska del Norte con sus cantidades de Potencia nominal (W), el tiempo de operación (h/d) y el consumo de energía (Wh/d) teniendo como resultado 3 333 Wh/d contando con las pérdidas que varía con un 1,1 %.  
Elaboración propia.

**Tabla 7***Energía Total de vivienda del A.H Alaska del Norte en 20 años*

|                         |          | Energía Total        |                    |                                  |                                 |
|-------------------------|----------|----------------------|--------------------|----------------------------------|---------------------------------|
| Descripción de la carga | Cantidad | Potencia Nominal (W) | Potencia Total (W) | Consumo de energía diario (Wh/d) | Consumo de energía Total (Wh/d) |
| Viviendas               | 103      | 2450                 | 252 350            | 3 333                            | 343 299                         |

*Nota.* Se puede observar en la Tabla 7 se puede observar la cantidad de viviendas que es de 103 por la proyección de 20 años, teniendo como una Potencia Nominal de 2450 W, Potencia Total de 252,35 kW, un consumo de energía diaria de 3,333(kWh/d) y de consumo de energía total es 343, 299 (kWh/d). Elaboración Propia.

#### **4.1.3. Datos de la Irradiación Solar de A. H Alaska del Norte**

Los datos de la irradiación solar de A. H Alaska del Norte fueron hallados por el programa NASA-POWER, donde nos proporciona los datos solares y meteorológicos en la superficie de la tierra. Para obtener los datos exactos de la irradiación y temperatura se necesita saber la ubicación geográfica de la zona de estudio que en este caso es A. H Alaska del Norte.

**Tabla 8***Ubicación geográfica del A.H Alaska del Norte*

| Ubicación Geográfica del A.H Alaska del Norte |          |
|---|----------|
| Latitud                                       | Longitud |
| -9,117  | -784,893 |

*Nota.* En la tabla 8 se puede observar la ubicación geográfica del A. H Alaska del Norte teniendo como latitud de - 9, 117° y de longitud de -78, 4893°. Adaptado por Nasa Power Surface Meteorology and Solar Energy (2023).

**Tabla 9**

*Datos de Irradiación Solar, Temperatura mínima y máxima del A.H Alaska del Norte.*

| Mes       | Irradiación Solar (kWh/m <sup>2</sup> d) | Temperatura Mínima (°C) | Temperatura Máxima (°C) |
|-----------|--|-------------------------|-------------------------|
| Enero     | 6,29                                     | 19,08                   | 25,34                   |
| Febrero   | 6,46                                     | 19,61                   | 27,91                   |
| Marzo     | 6,21                                     | 20,15                   | 27,92                   |
| Abril     | 5,56                                     | 16,88                   | 25,02                   |
| Mayo      | 4,27                                     | 16,97                   | 22,29                   |
| Junio     | 3,27                                     | 16,73                   | 22,36                   |
| Julio     | 3,47                                     | 16,33                   | 21,3                    |
| Agosto    | 3,79                                     | 15,35                   | 21,22                   |
| Setiembre | 4,35                                     | 14,45                   | 19,61                   |
| Octubre   | 5,52                                     | 14,86                   | 19,81                   |
| Noviembre | 5,92                                     | 15,63                   | 21,79                   |
| Diciembre | 6,57                                     | 17,05                   | 23,47                   |

*Nota.* Se puede observar en la Tabla 9 los valores de la irradiación solar teniendo un rango establecido de 3,2 kWh /m<sup>2</sup> d hasta 6,6 kWh/m<sup>2</sup> d, donde la mayor irradiación es producida en el mes de Diciembre con un valor de 6,57 kWh /m<sup>2</sup>d y el menor valor es de 3,27 kWh / m<sup>2</sup> d en el mes de Junio, siendo este valor seleccionado porque minimiza los factores de diseño crítico y del tamaño requerido del arreglo. Adaptado por Nasa Power Surface Meteorology and Solar Energy (2023).

#### 4.1.4. Selección del sistema de generación adecuada

Para la selección de un sistema de generación distribuida adecuada, se necesita varios criterios que puedan ser beneficioso para el consumidor. A continuación, se mostrará un cierto puntaje para el criterio según el concepto.

- ✓ Insatisfactorio: 0
- ✓ Poco satisfactorio: 1
- ✓ Satisfactorio: 2
- ✓ Muy satisfactorio: 3

Según Montalban (2021), los criterios seleccionados fueron 8, en los cuales tuvieron un porcentaje distinto de acuerdo a la realización del proyecto.

- a. Potencia de producción de acuerdo a su factibilidad: Indica el grado de accesibilidad de la fuente requerida para el sistema, su peso es de 24 %.
- b. Rendimiento: Indica el grado de capacidad para transformar la energía obtenida desde su fuente hacia la generación en energía eléctrica, su peso es de 6 %.
- c. Costos de equipos necesarios: Estos costos representa una elección del tipo de generación en comparación de otro, por lo que se considera un peso de 8 %.
- d. Confiabilidad en su operación: En este criterio se basa que en la carga se planea alimentar la energía, por ende, se debe evitar el corte del suministro, ya que afectaría para los consumidores de dicha energía, su peso es de 15 %.
- e. Costos de mantenimiento: Se debe evitar la mayor cantidad de costos posibles en la planificación del mantenimiento del sistema de generación, su peso es de 6 %.
- f. Complejidad de la instalación: Se pretende reducir la complejidad de la instalación en la zona de estudio, por lo cual se representaría como un gasto adicional al momento de la instalación de la generación, su peso es de 6 %.

- g. Área disponible puesta en marcha: Al estar ubicado dentro de una zona cuenta con un área ya definida, por lo cual se tomó un peso de 30%, por lo cual se tomó como un punto muy importante para la selección del sistema de generación más adecuado para la presente investigación.
- h. Impacto ambiental: En el sistema de generación debe estar dirigido a la mínima emisión de los gases contaminantes (  $CO_2$ ), su peso es de 5 %.

**Tabla 10***Criterios de Selección de los Tipos de Tecnologías de la Generación Distribuida*

| CRITERIOS DE SELECCIÓN                 | Peso (%) | Sistema Fotovoltaico | Evaluación Ponderada | Sistema generación Eólica | Evaluación Ponderada | Sistema de Cogeneración | Evaluación Ponderada |
|--|----------|----------------------|----------------------|---------------------------|----------------------|-------------------------|----------------------|
| Potencia de producción de factibilidad | 24       | 2                    | 0,48                 | 2                         | 0,48                 | 3                       | 0,72                 |
| Rendimiento                            | 6        | 3                    | 0,18                 | 2                         | 0,12                 | 3                       | 0,18                 |
| Costos de equipos                      | 8        | 3                    | 0,24                 | 2                         | 0,16                 | 2                       | 0,16                 |
| Confiabilidad de operación             | 15       | 3                    | 0,45                 | 2                         | 0,3                  | 2                       | 0,3                  |
| Costo de mantenimiento                 | 6        | 3                    | 0,18                 | 2                         | 0,12                 | 2                       | 0,12                 |
| Complejidad de la instalación          | 6        | 3                    | 0,18                 | 1                         | 0,06                 | 1                       | 0,06                 |
| Área disponible                        | 30       | 2                    | 0,6                  | 1                         | 0,3                  | 1                       | 0,3                  |
| Impacto ambiental                      | 5        | 3                    | 0,15                 | 1                         | 0,05                 | 2                       | 0,1                  |
| Evaluación                             | 100      | 2,46                 |                      | 1,59                      |                      | 1,94                    |                      |
| Selección                              |          | SI                   |                      | NO                        |                      | NO                      |                      |

*Nota.* Se puede observar en la Tabla 10, los criterios de selección de los tipos de tecnologías de la generación distribuida, donde evaluamos cada concepto de los beneficios que se pueda implementar en el A.H Alaska del Norte, en este caso escogimos 3 tipos de generación distribuida, los cuales son, los sistemas fotovoltaicos, la generación eólica y el sistema de cogeneración, donde al final tuvo como mayor puntaje ponderado el sistema fotovoltaico con un promedio de 2,46, siendo la mejor selección del recurso energético para el A.H Alaska del Norte.

#### **4.1.5. Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico**

Al conocer la demanda total y el consumo energético diario, se procede hacer un dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico adecuado, en este caso se diseñará un Sistema Fotovoltaico conectado a la red, donde lo principal se tendrá que hallar la potencia fotovoltaica teórica adecuada teniendo como datos la demanda total y el número de horas solar pico (HSP), hallado por el programa software NASAPOWER.

De acuerdo a los datos de irradiación solar y temperatura máxima y mínima de la Nasa de la Tabla 9 del A.H. Alaska del Norte, se trabajar con una hora pico de 3,27 kWh/m<sup>2</sup>/día. Entonces la potencia del sistema fotovoltaico se calculará con la siguiente ecuación:

$$P_{teorica} = \frac{\text{Consumo de energia } \left(\frac{kWh}{d}\right)}{HSP (h)} \quad (10)$$

Teniendo como datos:

- Consumo de energía total = 343,299 kWh /d
- Horas Solar Pico (HSP) = 3,27 h, en este caso sabemos 1 HSP = 1000 Wh/m<sup>2</sup>

Remplazando en la ecuación 10, nos da como resultado:



$$P_{teorica} = \frac{343,299 \left(\frac{kWh}{d}\right)}{3,27 \left(\frac{h}{d}\right)}$$

$$P_{teorica} = 104,98 \text{ kW}$$

Teniendo como resultado la potencia fotovoltaica de 104,98 kW, siendo seleccionado el panel solar Eco Green Energy 550W 24 V de cual se describe en la Tabla 11 las características principales de su ficha técnica y se puede observar cómo mayor detalle en el Anexo 7.

**Tabla 11**

*Especificaciones Técnicas del Panel Fotovoltaico ECO GREEN ENERGY*

| Especificaciones Técnicas                  |             |
|--|-------------|
| Tipo de modulo                             | Datos       |
| Potencia máxima ( $P_{max}$ )              | 550 W       |
| Máxima capacidad de Voltaje ( $V_{mp}$ )   | 40,98 V     |
| Máxima capacidad de Corriente ( $I_{mp}$ ) | 13,42 A     |
| Voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ )   | 49,68 V     |
| Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ )    | 14,01 A     |
| Eficiencia del Módulo (%)                  | 21,28%      |
| Temperatura de Operación                   | -40°C +85°C |
| Máximo Voltaje del Sistema                 | 1500 V/ DC  |
| Tolerancia de Potencia                     | 0-+5 W      |
| Máxima capacidad de fusible                | 25 A        |
| Coficiente de Temperatura de Pmax          | -0,35%/°C   |
| Coficiente de Temperatura de Voc           | -0,28%/°C   |
| Coficiente de Temperatura de Isc           | +0,048%/°C  |
| NOCT                                       | 45°C ± 2°C  |

*Nota.* Se puede observar en la Tabla 11 las características técnicas del Panel Solar Fotovoltaico ECO GREEN ENERGY 550W 24V. Adaptado por ECO GREEN ENERGY

**Figura 11**

*Panel Solar Fotovoltaico ECO GREEN ENERGY 550W 24V*



*Nota.* Se puede observar en la Figura 11, el Panel Solar Fotovoltaico ECO GREEN ENERGY 550 W 24 V, escogido para la implementación del A.H Alaska del Norte. Adaptado por ECO GREEN ENERGY.

#### **4.1.5.1. Numero de paneles fotovoltaicos**

Sabiendo las características del panel Solar Eco Green Energy y la potencia suministrada, hallaremos la cantidad del número de paneles necesaria para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, utilizando la ecuación 11.

$$N_{\text{paneles}} = \frac{P_{\text{teorica}}}{P_{\text{modulo solar}}} \quad (11)$$

Reemplazando en la ecuación 11, donde:

Potencia Teórica (  $P_{teorica}$ ): 104,98 kW

Potencia del Módulo Solar (  $P_{modulo solar}$ ): 550 W

$$N_{paneles} = \frac{104,98 \text{ kW}}{550 \text{ W}}$$

$$N_{paneles} = 190,88 \approx 190 \text{ paneles}$$

#### 4.1.5.2. Selección del Inversor

El sistema incluye cargas de corriente alterna (C.A) se debe seleccionar un inversor, por lo cual se consideran en varios factores cuando se selecciona, una de ellas es tener una potencia continua máxima a la salida de la demanda total en corriente alterna (C.A), normalmente se considera un sobredimensionado para tomar consideración para futuras cargas. (Harper, 2014, p.359).

Hay que tener en cuenta dos principales factores:

- La tensión nominal de entrada del inversor
- La potencia nominal del inversor

Es por ello, para dimensionar un inversor, es de relativa importancia saber la potencia máxima en lo cual se va a conectar, según Mertens (2019), nos define:

$$SR_{AC} = \frac{P_{Gpk}}{P_{inv}} \quad (12)$$

Donde:

$SR_{AC}$  : Factor de dimensionamiento

$P_{Gpk}$  : Potencia del arreglo del Sistema Fotovoltaico

$P_{inv}$  : Potencia nominal del inversor

Teniendo como dato importante que el valor del  $SR_{AC}$ , la potencia pico del arreglo fotovoltaico no debe superar en más del 20 % de la potencia de salida del inversor.

Sabiendo esto, se necesita saber la potencia del arreglo del Sistema Fotovoltaico ( $P_{Gpk}$ ), se representa en la ecuación 13:

$$P_{Gpk} = N^{\circ} \text{ Paneles} \times Pot_{max-SF} \quad (13)$$

Donde:

$P_{Gpk}$  : Potencia del arreglo del Sistema Fotovoltaico

$N^{\circ} \text{ Paneles}$  : El número de paneles

$Pot_{max-SF}$  : La Potencia máxima del Panel Fotovoltaico

Reemplazando en la ecuación 13, se obtiene:

$$P_{Gpk} = 190 \times 550 \text{ W}$$

$$P_{Gpk} = 104,5 \text{ kW}$$

Sabiendo la Potencia de arreglo del Sistema Fotovoltaico, reemplazamos en la ecuación 12. para poder determinar la Potencia necesaria del inversor:

$$1,2 = \frac{104,5 \text{ kW}}{P_{inv}}$$

$$P_{inv} = 87 \text{ kW}$$

Obtenemos que la potencia nominal del inversor es de 87 kW, dándole una aproximación segura de 99 kW para la selección del inversor, por lo cual se ha seleccionado un inversor con características de MPPT del Fabricante Fronius Tauro Eco 99 – 3D y se puede mostrar con mayor detalle en el Anexo 8.

**Tabla 12**

*Especificaciones Técnicas del Inversor Fronius Tauro Eco 99 - 3D*

---

Especificaciones Técnicas Inversor Fronius Tauro Eco 99 - 3D

---

| Datos de Entrada                |            |
|---------------------------------|------------|
| Rango de Tensión MPP            | 580-1000 V |
| Tensión de puesta en servicio   | 580-1000V  |
| Max. Corriente de cortocircuito | 75 A       |
| Eficiencia a 60 Hz              | 98,50%     |

---

| Datos de Salida          |             |
|--------------------------|-------------|
| Potencia nominal CA      | 99 kW       |
| Frecuencia (Hz)          | 50 Hz/60 Hz |
| Max. Corriente de salida | 152 A       |
| Max. Potencia de salida  | 99 kVA      |

---

*Nota.* Se puede observar en la Tabla 12 las características principales del inversor conectado a la red Fronius Tauro Eco 99 - 3D, Fronius Tauro. Adaptado por Fronius Tauro.

**Figura 12**

*Inversor Fronius Tauro Eco 99 - 3D*



*Nota.* Se puede observar en la figura 12, el conectado a la red Fronius Tauro Eco 99 - 3D, Fronius Tauro. Adaptado por Fronius Tauro.

#### **4.1.5.3. Topología de la Instalación**

##### **4.1.5.3.1. Paneles en Serie**

$$N_{\text{paneles-serie}} = \frac{V_{\text{max-Inv}}}{V_{\text{oc-Panel}}} \quad (14)$$

**Donde:**

$N_{\text{paneles-serie}}$  : Cantidad máxima de módulos fotovoltaicos en serie

$V_{\text{max-Inv}}$  : Voltaje máximo de entrada que soporta el inversor (V)

$V_{\text{oc-Panel}}$  : Voltaje del circuito abierto del módulo fotovoltaico

Teniendo como datos:

$V_{\text{max-Inv}} : 930 \text{ V}$

$V_{\text{oc-Panel}} : 49,68 \text{ V}$

Reemplazando en la ecuación 14, tenemos:

$$N_{\text{paneles-serie}} = \frac{930 \text{ V}}{49,68 \text{ V}}$$

$$N_{\text{paneles-serie}} = 18,71 = 19 \text{ paneles}$$

$$N_{\text{paneles-serie}} = 19 \text{ paneles}$$

#### 4.1.5.3.2. Paneles en Paralelo

$$N_{\text{paneles-paralelo}} = \frac{I_{\text{max-Inv}}}{I_{\text{SC}}} \quad (15)$$

Donde:

$N_{\text{paneles-paralelo}}$  : Cantidad máxima de módulos fotovoltaicos en paralelo

$I_{\text{max-Inv}}$  : Máxima corriente que soporta el inversor (A)

$I_{\text{sc}}$  : Corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico (A)

Teniendo como datos:

$I_{\text{max-Inv}} : 152 \text{ A}$

$I_{\text{sc}} : 14.01 \text{ A}$

Reemplazando en la ecuación 15, tenemos:

$$N_{\text{paneles-paralelo}} = \frac{152 \text{ A}}{14,01 \text{ A}}$$

$$N_{\text{paneles-paralelo}} = 10,85 = 10 \text{ paneles}$$

$$N_{\text{paneles-paralelo}} = 10 \text{ paneles}$$

Teniendo como resultado la conexión de 19 paneles en serie y 10 paneles en paralelo. Para ello necesitamos calcular la tensión total, la corriente total y el área.

**La Tensión Total ( $V_t$ ):**

$$V_t = N^{\circ}_{\text{paneles-serie}} \times V_{\text{oc-panel}} \quad (16)$$

Donde:

$V_t$  : La Tensión Total expresada en Voltios (V).

$N^{\circ}_{\text{paneles-serie}}$  : La cantidad de paneles en serie

$V_{oc-panel}$  : El Voltaje del circuito abierto del Panel Fotovoltaico.

Teniendo todos los datos reemplazamos en la ecuación 16, para saber la tensión total ( $V_t$ ):

$$V_t = 19 \times 49,68 V$$

$$V_t = 943,92 V$$

**La Corriente Total ( $I_t$ ):**

$$I_t = N^{\circ}_{\text{paneles-paralelo}} \times I_{sc} \quad (17)$$

Donde:

$I_t$  : La Corriente Total expresada en Amperios (A).

$N^{\circ}_{\text{paneles-paralelo}}$  : La cantidad de paneles en paralelo.

$I_{sc}$  : La corriente de cortocircuito del Panel Fotovoltaico.

Teniendo todos los datos reemplazamos en la ecuación 17, para saber la corriente total ( $I_t$ ):

$$I_t = 10 \times 14,01 A$$

$$I_t = 140,1 A$$



**Área (A):**

$$A = N^{\circ}_{\text{paneles-paralelo}} \times \text{Ancho del Panel} \times \text{Largo del Panel} \times N^{\circ}_{\text{paneles-serie}} \quad (18)$$

$$A = (10 \times 1,13 \text{ m} \times 2,279 \text{ m} \times 19)$$

$$A = 489,3 \text{ m}^2$$

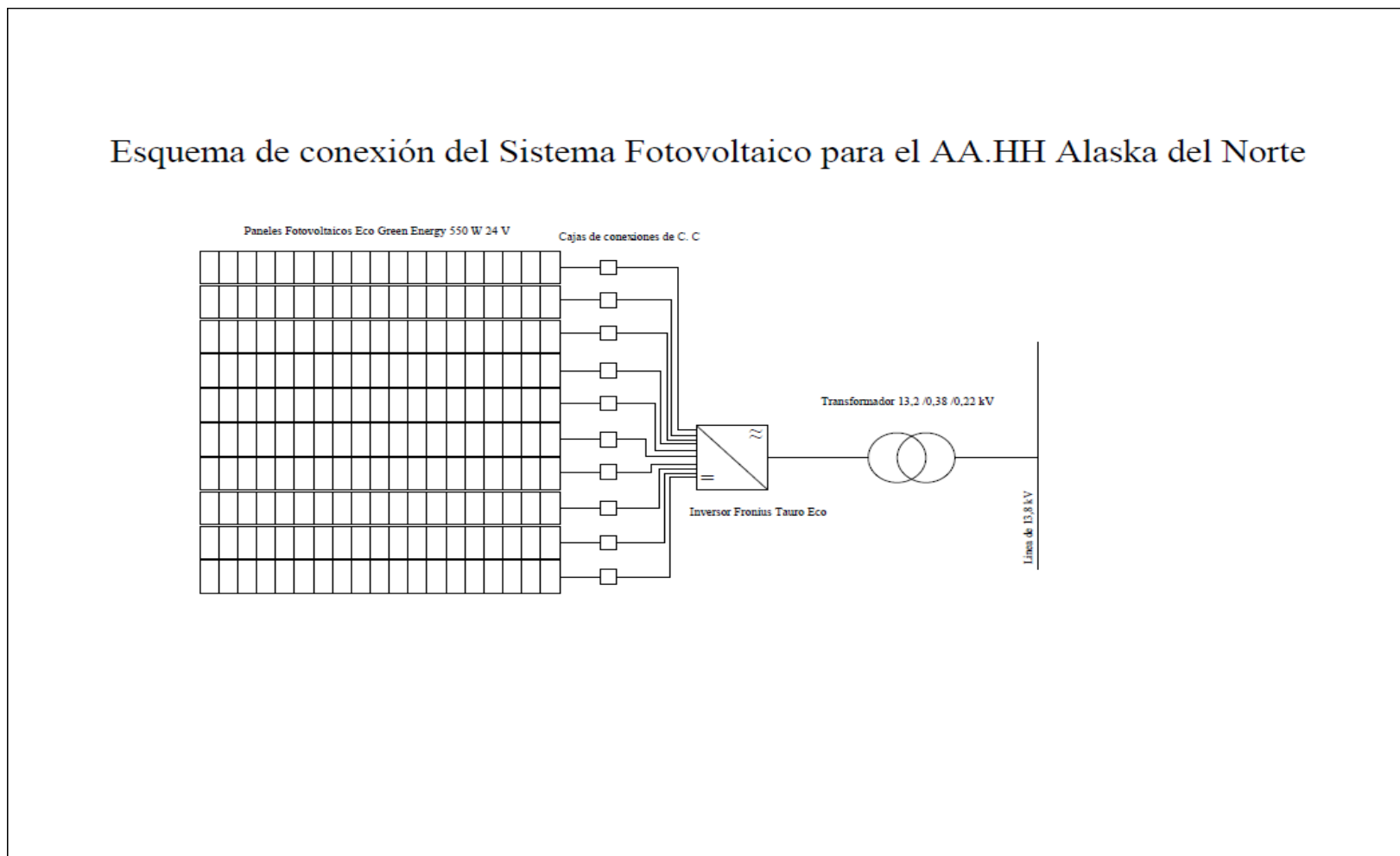
**Tabla 13***Resumen de disposición de los Módulos Fotovoltaicos*

| Descripción                 | Columna |
|-----------------------------|---------|
| Módulos en Serie            | 19      |
| Módulos en Paralelo         | 10      |
| Total, de Módulos           | 190     |
| Potencia Total Máxima (kWp) | 132,24  |
| Tensión Total (V)           | 943,92  |
| Corriente Total (A)         | 140,1   |
| Eje X                       | 10      |
| Eje Y                       | 19      |
| Área (m <sup>2</sup> )      | 489,2   |

*Nota.* Se puede observar en la Tabla 13, el resumen de disposición de los Módulos Fotovoltaicos, teniendo como datos la cantidad de módulos de serie y en paralelo, el total de módulos, la tensión total calculada, la corriente total y el área.

**Figura 13**

*Esquema de conexión del Sistema Fotovoltaico del A.H Alaska del Norte*



*Nota.* Se puede observar en la Figura 13, la topología de la conexión del esquema Sistema Fotovoltaico para el A.H Alaska del Norte en serie y paralelo, también las cajas de conexiones C.C, donde en cada caja se encuentra los fusibles y los interruptores transitorias, el inversor de marca Fronius Tauro Eco y el transformador MENAU ELECTRIC conectados a la línea de tensión de 13,8 kV.  
Elaboración Propia.

Luego se calculó los valores STC y NOCT obtenidos por los parámetros de la Tabla 11, con el objetivo de obtener la influencia de la temperatura con los parámetros de Operación del Sistema Fotovoltaico.

Primero hallamos los valores STC (Estándar), que cuenta con los parámetros siguientes:

- Potencia Máxima (Pmax)
- Corriente de Máxima Potencia (Imp)
- Tensión de Máxima Potencia (Vm<sub>mpc</sub>)
- Tensión de Circuito Abierto (Voc)
- Corriente de Cortocircuito (Isc)

En el primer de los casos la Potencia Máxima se calcula con la siguiente formula:

- Potencia Máxima (Pmax)

$$P_{max} = N^{\circ} \text{ Paneles} \times Pot_{max-SF} \quad (19)$$

$$P_{max} = 190 \times 550 \text{ W}$$

$$P_{max} = 104,5 \text{ kW}$$

- Corriente de Máxima Potencia ( $I_{mpc}$ )

$$I_{mpc} = N^{\circ} \text{Paneles-Paralelo} \times I_{mp} \quad (20)$$

$$I_{mp} = 10 \times 13,42 \text{ A}$$

$$I_{mp} = 134,2 \text{ A}$$

- Tensión de Máxima Potencia ( $V_{mpc}$ )

$$V_{mpc} = N^{\circ} \text{Paneles-Serie} \times V_{mp} \quad (21)$$

$$V_{mpc} = 19 \times 40,98 \text{ V}$$

$$V_{mpc} = 778,62 \text{ V}$$

- Tensión de Circuito Abierto ( $V_{occ}$ )

$$V_{occ} = N^{\circ} \text{Paneles-Serie} \times V_{mp} \quad (22)$$

$$V_{occ} = 19 \times 49,68 \text{ V}$$

$$V_{occ} = 943,92 \text{ V}$$

- Corriente de Cortocircuito ( $I_{sc}$ )

$$I_{sc} = N^{\circ} \text{Paneles-Paralelo} \times I_{sc} \quad (23)$$

$$I_{sc} = 10 \times 14,01 \text{ A}$$

$$I_{sc} = 140,1 \text{ A}$$

Luego hallamos los valores NOCT, que cuenta los mismos parámetros que los anteriores mencionados, para luego realizar una respectiva comparación con los resultados hallados.

Para obtener los parámetros requeridos necesitamos tener la temperatura media de la celda, que se calcula con la siguiente formula según Perpiñán (2020):

$$T_c = T_a + G \times \frac{(Noct - 20^\circ)}{800 \frac{W}{m^2}} \quad (24)$$

Donde:

$T_c$  : Temperatura de la celda del Sistema Fotovoltaico

$T_a$  : Temperatura promedio del ambiente

$G$  : Irradiancia =  $800 \frac{W}{m^2}$

$Noct$ : Temperatura de operación nominal de célula =  $45^\circ\text{C}$

Teniendo los valores correspondientes faltaría calcular la Temperatura promedio del ambiente. Por ello se utilizó el programa Nasa Power Global para determinar la temperatura máxima y mínima de la zona de estudio, que se podrá observar en la Tabla 14, donde se realizará un promedio estimado para obtener la Temperatura promedio del ambiente.

**Tabla 14***Condiciones climatológicas de Temperatura del A.H Alaska del Norte*

| Meses     | Tmax (°C) | Tmin (°C) | Tme (°C) |
|-----------|-----------|-----------|----------|
| Enero     | 25,34     | 19,08     | 22,21    |
| Febrero   | 27,91     | 19,61     | 23,76    |
| Marzo     | 27,92     | 20,15     | 24,03    |
| Abril     | 25,02     | 16,88     | 20,95    |
| Mayo      | 22,29     | 16,97     | 19,63    |
| Junio     | 22,36     | 16,73     | 19,54    |
| Julio     | 21,3      | 16,33     | 18,81    |
| Agosto    | 21,22     | 15,35     | 18,28    |
| Setiembre | 19,61     | 14,45     | 17,03    |
| Octubre   | 19,81     | 14,86     | 17,33    |
| Noviembre | 21,79     | 15,63     | 18,71    |
| Diciembre | 23,47     | 17,05     | 20,26    |

*Nota.* En la Tabla 14 se puede observar las condiciones de climatológicas de temperatura en el A. H Alaska del Norte, teniendo como temperatura mínima promedio en el mes de Setiembre y la temperatura máxima en el mes de marzo. Tomado y Adaptado del programa Nasa Power Global (2023).

Una vez promediado la temperatura media de cada mes, se realiza un promedio de temperatura de todos los meses para obtener la temperatura ambiental ( $T_a$ ), con la siguiente formula respectiva:

$$T_a = \frac{T_{me-E} + T_{me-F} + T_{me-M} + T_{me-A} + \dots + T_{me-D}}{12} \quad (25)$$

$$T_a = \frac{240,565 \text{ } ^\circ\text{C}}{12}$$

$$T_a = 20,04^\circ\text{C}$$

Teniendo la Temperatura ambiente requerida, reemplazaríamos en la siguiente ecuación 25 y obtenemos:

$$T_c = 20,04^{\circ}\text{C} + 800 \times \frac{(45 - 20)^{\circ}\text{C}}{800}$$

$$T_c = 45,04^{\circ}\text{C}$$

Al obtener la temperatura de la celda del Sistema Fotovoltaico, procedemos hallar la potencia máxima del NOCT, según Castejón y Santamaria (2010), nos presenta las siguientes ecuaciones:

Para la Potencia Máxima se tendría:

$$\Delta P = (T_c - 25) \times C_{opT} \quad (26)$$

$$P_{TM} = P_{mk} \times (1 + \Delta P) \quad (27)$$

Donde:

$\Delta P$  : Variación Porcentual de la Potencia del circuito del módulo fotovoltaico (%)

$P_{mk}$  : La Potencia del arreglo fotovoltaico

$C_{opT}$  : Coeficiente de corrección de la Potencia del circuito del módulo fotovoltaico en (%/°C)

$P_{TM}$  : Potencia Total Máxima

Reemplazando en la ecuación 26, obtenemos:

$$\Delta P = (45,04 - 25)^{\circ}\text{C} \times (-0,35 \text{ \%})/^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta P = -7,01\%$$

Sabiendo la Variación Porcentual de la Potencia ( $\Delta P$ ), reemplazamos en la siguiente ecuación 27, obtenemos:

$$P_{TM} = 104,5 \text{ kW} \times (1 - 7,01\%)$$

$$P_{TM} = 97,17 \text{ kW}$$

Para la Corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico ( $I_{scm}$ ) se representa en la siguiente manera:

$$\Delta I = (T_c - 25) \times C_{ISC} \quad (28)$$

$$I_{scm} = I_{sc} \times (1 + \Delta I) \quad (29)$$

Donde:

$\Delta I$  : Variación Porcentual de la Corriente del cortocircuito del módulo fotovoltaico (%)

$I_{sc}$  : Corriente del cortocircuito STC del panel fotovoltaico (A)

$C_{ISC}$  : Coeficiente de corrección de la Corriente de Cortocircuito del panel fotovoltaico (%/°C)

$I_{scM}$  : Corriente de Cortocircuito del módulo fotovoltaico para condiciones arregladas (A)

Reemplazando en la ecuación 28, donde obtenemos:

$$\Delta I = (45.04 - 25)^\circ C \times (0,048\%)/^\circ C$$

$$\Delta I = 0,96\%$$

Sabiendo la Variación Porcentual de la Corriente del Cortocircuito ( $\Delta I$ ),

reemplazamos en la ecuación 29, y obtenemos:

$$I_{scm} = 140,01 \times (1 + 0,96\%)$$

$$I_{scM} = 141,35 \text{ A}$$

Para el voltaje del circuito abierto del módulo fotovoltaico ( $V_{ocM}$ ) se representa en la siguiente manera:

$$\Delta V = (T_c - 25) \times C_{VOC} \quad (30)$$



$$V_{OCM} = V_{oc} \times (1 + \Delta V) \quad (31)$$

Donde:

$\Delta V$  : Variación Porcentual del voltaje de circuito abierto del módulo fotovoltaico (%)

$V_{oc}$  : Voltaje de circuito abierto STC del panel fotovoltaico (V)

$C_{VOC}$  : Coeficiente de corrección del voltaje de circuito abierto del panel fotovoltaico (%/°C)

$V_{OCM}$  : Voltaje del circuito abierto del módulo fotovoltaico para condiciones arregladas (V)

Reemplazando en la ecuación 30, donde obtenemos:

$$\Delta V = (45,04 - 25) \times (-0,28\%)/^{\circ}C$$

$$\Delta V = -5,66 \%$$

Para el voltaje del circuito abierto del módulo fotovoltaico ( $V_{OCM}$ ) se reemplaza en la ecuación 31, donde obtenemos:

$$V_{OCM} = 943,92 V \times (1 - 0,0566)$$

$$V_{OCM} = 890,49 V$$

Y para hallar la corriente de máxima potencia ( $I_{mp}$ ) y la tensión de máxima potencia ( $V_{mp}$ ), se utiliza la siguientes formulas respectivamente:

$$I_{mp} = I_{mpc} \times (1 + \Delta I) \quad (32)$$

$$V_{mp} = V_{mpc} \times (1 + \Delta V) \quad (33)$$

En este caso ya se ha calculado las variaciones porcentuales tanto de la corriente y la tensión respectivamente, se procederá a reemplazarse los datos de la corriente máxima y de la tensión máxima respectiva del STC.

Para la corriente de máxima potencia:

$$I_{mp} = 134,2 \times (1 + 0,0093)$$

$$I_{mp} = 135,44 \text{ A}$$

Para la tensión de máxima potencia:

$$V_{mp} = 778,62 \times (1 - 0,0539)$$

$$V_{mp} = 736,65 \text{ V}$$

Habiendo calculado los valores estándar (STC) y de Temperatura de operación nominal de célula (NOCT), se pondrá los resultados en un cuadro comparativo para ver los resultados y ver la diferencia de los parámetros de operación del Sistema Fotovoltaico.

**Tabla 15**

*Comparación de resultados de STC vs NOCT del Sistema Fotovoltaico*

| Descripción                        | STC      | NOCT     |
|------------------------------------|----------|----------|
| Potencia máxima (Pmax)             | 104,5 kW | 97,17 kW |
| Corriente de Máxima Potencia (Imp) | 134,2 A  | 135,44 A |
| Tensión de Máxima Potencia (Vmp)   | 778,62 V | 736,65 V |
| Tensión de Circuito Abierto (Vocm) | 943,92 V | 890,49 V |
| Corriente de Cortocircuito (Iscm)  | 140,01 A | 141,35 A |

*Nota.* Se presenta en la Tabla 15 los resultados de los parámetros de operación del sistema fotovoltaico viendo una diferencia entre los valores del STC con los del NOCT.

#### 4.1.5.4. Cálculo de las Sombras

Como tercer paso al inicio del proyecto de investigación, se tendrá que calcular el ángulo óptimo para el panel solar, se utilizará la siguiente ecuación:

$$\beta_{optimo} = 3,7 + 0,69 | \varphi | \quad (34)$$

Conociendo las actuales coordenadas del AA. HH Alaska del Norte tenemos como datos:

$$\text{Latitud: } -9,117 \quad \text{Longitud: } -78,4893$$

Remplazando los datos en la ecuación 34, se obtiene el ángulo óptimo es de:

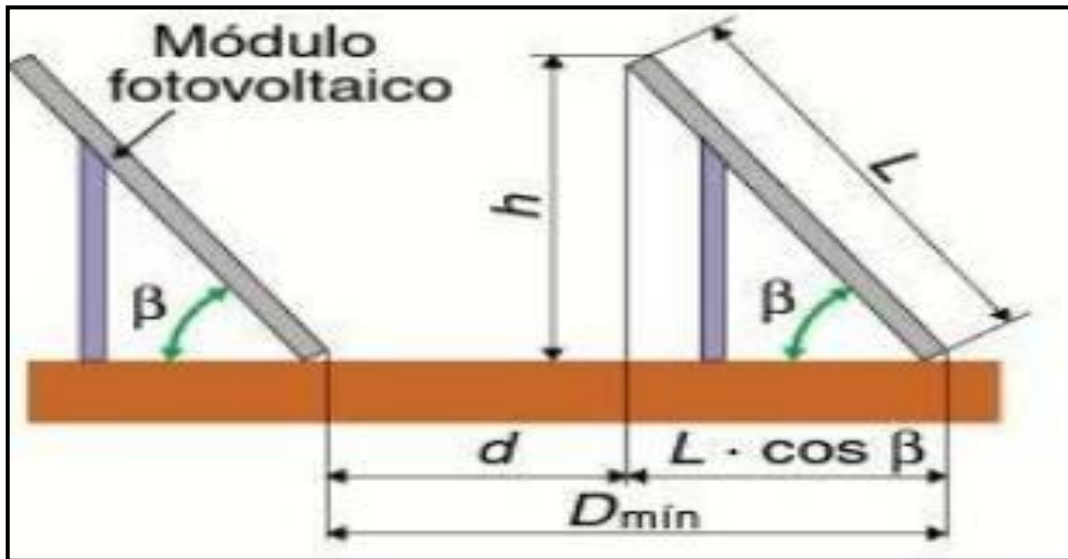
$$\beta_{optimo} = 3,7 + 0,69 | -9,117 |$$

$$\beta_{optimo} = 9,99 \approx 10^\circ$$

Por lo que el ángulo óptimo para la colocación de los paneles solares es de  $10^\circ$ , por lo cual es un rango adecuado para evitar la acumulación de las partículas en el aire.

**Figura 14**

*Distancia mínima en la distribución de los paneles fotovoltaicos.*



*Nota.* En la Figura 14 se muestra una de las principales aplicaciones en el desarrollo del sistema fotovoltaico, que es el cálculo de la distancia mínima entre las filas de los paneles fotovoltaico, por lo que es necesario saber las características mecánicas del panel fotovoltaico, para poder hallar la altura que tendrá. Tomado del Estudio del sistema energético óptimo para abastecer de energía eléctrica al caserío Lloque- Cajamarca por Sánchez. M y Zegarra. M, 2022.

Según Harper (2014), nos recomienda usar las siguientes formulas:

- La altura posterior del módulo del Sistema Fotovoltaico:

$$h = L \times \text{sen}\beta \quad (35)$$

- Distancia entre la parte superior e inferior de una fila:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \emptyset)} \quad (36)$$

- Distancia mínima entre la parte inferior de las filas:

$$D_{min} = d + L \cos \beta \quad (37)$$

Reemplazando en la ecuación 39 y 40, quedaría en la siguiente formula:

$$D_{min} = L x \left( \frac{\text{sen}(\beta)}{\text{tan}(61 - \emptyset)} + \text{cos}(\beta) \right) \quad (38)$$

Teniendo como parámetros los siguientes:

$D_{min}$ : Distancia mínima entre la parte posterior de una fila de los módulos y la parte baja siguiente.

L: Longitud del modulo

$\beta$ : Inclinación optima del panel (°)

$\emptyset$ : Latitud del lugar (°)

$$D_{min} = 2,279 x \left( \frac{\text{sen}(10^\circ)}{\text{tan}(61 - (-9.117))} + \text{cos}(10^\circ) \right)$$

$$D_{min} = 2,39 \text{ m}$$

#### 4.1.5.5. Selección del Transformador

La conexión entre el inversor y el transformador depende de la potencia máxima del inversor seleccionado. Por lo tanto, el inversor seleccionado tiene un nivel de tensión de salida entre 380 / 220 V, se ha optado por utilizar un transformador MENAUU ELECTRIC 160 kVA con un nivel de tensión primaria de 13,2 kV y de tensión secundaria de 380-220 V y una potencia de 160 kVA.

**Tabla 16**

*Características eléctricas del Transformador MENA UU ELECTRIC 160 kVA*

| Datos Técnicos del Transformador MENA UU ELECTRIC 160 kVA |                       |        |
|---|-----------------------|--------|
| Descripción   | Cantidad              | Unidad |
| Potencia  | 160                   | kVA    |
| Tensión Primaria  | 13,2                  | kV     |
| Tensión secundaria con ca                                 | 380-220               | V      |
| Grupo de Conexión   | Dyn5                  |        |
| Frecuencia  | 60                    | Hz     |
| Nivel de Enfriamiento                                     | ONAN                  |        |
| Rango de Regulación                                       | $\pm 2 \times 2,5 \%$ | %      |
| Altitud   | 4500                  | msnm   |

*Nota.* En la Tabla 16 se puede observar las características eléctricas del transformador de la marca MENA UU ELECTRIC, con una potencia de 160 kVA, un nivel de tensión primaria de 13,2 kV, tensión secundaria de 380- 220 V, con una frecuencia de 60 Hz y teniendo un rango de regulación de  $\pm 2 \times 2,5 \%$ . Tomado por MENA UU ELECTRIC S.A.C (2018).

**Figura 15**

*Transformador de Distribución 160 kVA MENA UU ELECTRIC S.A.C*



*Nota.* Se puede observar en la figura 15 el transformador de Distribución 160 kVA MENA UU ELECTRIC S.A.C, un nivel de tensión primaria de 13,2 kV, tensión secundaria de 380- 220 V, con una frecuencia de 60 Hz. Tomado por MENA UU ELECTRIC S.A.C (2018).

#### **4.1.5.6. Dimensionamiento de la Sección de Cable**

En las instalaciones fotovoltaicas, se deben evitarse la excesiva longitud del cableado, ya que los conductores eléctricos transportan energía por lo que causan pérdidas debido a esto se calcula la capacidad de corriente, por lo cual se ha dividido en 4 tramos desde la salida de los cables string hacia el transformador.

La ecuación utilizada para el cálculo de las secciones del conductor son las siguientes:

$$S = \frac{I_{pmp} \times 2 \times L}{\Delta V \times 56} \quad (39)$$

Donde:

$\Delta V$  : Caída de Tensión (V)

$I_{pmp}$  : Corriente del tramo estimado, para el punto de máxima potencia (A)

$L$ : Longitud del cable entre los puntos del tramo

$S$ : Sección del conductor en ( $mm^2$ )

**Intensidad máxima admisible:**

$$I_{Cond-String} = 1,25 \times I_{MOD-PMP} \quad (40)$$

Donde:

$I_{Cond-String}$ : Corriente de diseño para la selección del conductor

$I_{MOD-PMP}$  : Es la intensidad de corriente que circula por el tramo para alcanzar el punto máximo de potencia.

➤ **Primer Tramo: Cables de String hasta Cuadro de CC**

De acuerdo en los criterios mencionados anteriormente se mostrará los resultados del primer tramo, desde los cables string hasta el cuadro de conexión CC, se hace uso de la corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ), lo cual su valor es de 14,01 A.

$$I_{paneles-caja\ de\ conexion} = 14,01\ A$$

Por lo cual se hace un cálculo de la sección de cable para tener una caída de tensión admisible de menos a igual al 1%, por lo cual se reemplaza en la ecuación 39:

$$S = \frac{14.01\ A \times 2 \times 31m}{56 \times 1\% \times 943,92\ V}$$

$$S = 1,64mm^2$$

En la siguiente Tabla 17 se hace un resumen de los parámetros del primer tramo desde los cables de string hasta el cuadro de CC.

**Tabla 17**

*Cálculo de la sección del conductor entre cables string a cuadros de CC*

| PRIMER TRAMO          |            |                 |          |
|-----------------------|------------|-----------------|----------|
| Descripción           | Símbolo    | Unidad          | Cantidad |
| Longitud              | L          | m               | 31       |
| Corriente máxima      | $I_{pmp}$  | A               | 14,01    |
| Tensión Máxima String | V          | V               | 943,92   |
| Caída de Tensión      | $\Delta V$ | V               | 0,01     |
| Sección del Conductor | S          | mm <sup>2</sup> | 1,64     |



*Nota.* Se puede observar en la Tabla 17 los parámetros calculados del primer tramo desde los cables string hasta los cuadros de conexión C.C, donde tenemos que la longitud del tramo es de 31 m, la corriente máxima ( $I_{pmp}$ ) es de 14,01 A, la tensión máxima (V) es de 943,92 V, con una caída de tensión de 0,01 V, aplicando con la ecuación 39, nos sale una sección del conductor de 1,64 mm<sup>2</sup>.

➤ **Segundo Tramo: Cables de Cuadro de CC hasta el ingreso del inversor**

En este caso se tomará la corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) con los 10 paneles en paralelo conectados teniendo el valor de 140,12 A.

$$I_{\text{cuadro de cc-inversor}} = 140,12 \text{ A}$$

Utilizando la ecuación 39 y 40, calculamos la sección del conductor del cuadro de CC hasta el inversor:

$$S = \frac{140,1 \text{ A} \times 2 \times 11 \text{ m}}{56 \times 1\% \times 943,92 \text{ V}}$$

$$S = 5,83 \text{ mm}^2$$

Y la intensidad admisible será de:

$$I_{\text{Cond-String}} = 1,25 \times 140,1 \text{ A}$$

$$I_{\text{Cond-String}} = 175,12 \text{ A}$$

En la siguiente tabla 18 se hace un resumen de los parámetros del primer tramo desde los cables de string hasta el cuadro de CC.

**Tabla 18**

*Cálculo de la sección del conductor entre los cuadros de CC hasta la entrada del inversor*

| SEGUNDO TRAMO         |                   |        |          |
|-----------------------|-------------------|--------|----------|
| Descripción           | Símbolo           | Unidad | Cantidad |
| Longitud              | L                 | m      | 11       |
| Corriente máxima      | $I_{pmp}$         | A      | 140,1    |
| Tensión Máxima String | V                 | V      | 943,92   |
| Caída de Tensión      | $\Delta V$        | V      | 0,01     |
| Sección del Conductor | S                 | $m^2$  | 5,83     |
| Corriente admisible   | $I_{Cond-String}$ | A      | 175,12   |

*Nota.* Se puede observar en la Tabla 18 los parámetros calculados del segundo tramo desde los cuadros de C.C hasta la entrada del inversor, donde tenemos que la longitud del tramo es de 11 m, la corriente máxima ( $I_{pmp}$ ) es de 140,1 A, la tensión máxima (V) es de 943,92V, con una caída de tensión de 0,01 V, aplicando con la ecuación 39 y 40 nos sale una sección del conductor de 5,83  $mm^2$  y una intensidad admisible 175,12 A.

➤ **Tercer Tramo: Cables de la salida del inversor hasta la entrada del Transformador.**

En esta sección se tomará en cuenta el tramo de la salida del inversor hasta la entrada del transformador, obviando el cuadro de protección de corriente alterna (C.A), ya que no existe ninguna variación al nivel de tensión e intensidad. En este caso se tomará en cuenta la corriente de salida del inversor ( $I_{inversor-trafo}$ ) es de 152 A y su nivel de tensión del transformador de la salida es de 220 V.

Utilizando la ecuación 39 y 40, calculamos la sección del conductor del cuadro de CC hasta el inversor:

$$S = \frac{152 A \times 2 \times 6 m}{56 \times 0,5 \% \times 220 V}$$

$$S = 29,61 mm^2$$

Y la intensidad admisible será de:

$$I_{Cond-String} = 1,25 \times 152 A$$

$$I_{Cond-String} = 190 A$$

**Tabla 19**

*Cables de salida del inversor hasta la entrada del transformador*

| TERCER TRAMO          |                   |        |          |
|-----------------------|-------------------|--------|----------|
| Descripción           | Símbolo           | Unidad | Cantidad |
| Longitud              | L                 | m      | 6        |
| Corriente máxima      | $I_{pmp}$         | A      | 152      |
| Tensión Máxima String | V                 | V      | 220      |
| Caída de Tensión      | $\Delta V$        | V      | 0,005    |
| Sección del Conductor | S                 | $mm^2$ | 29,61    |
| Corriente admisible   | $I_{Cond-String}$ | A      | 190      |

*Nota.* Se puede observar en la Tabla 19 los parámetros calculados del tercer tramo desde la salida del inversor hasta la entrada del transformador donde tenemos que la longitud del tramo es de 6 m, la corriente máxima ( $I_{pmp}$ ) es de 152 A, la tensión máxima (V) es de 220 V, con una caída de tensión de 0,005 V, aplicando la ecuación 39 y 40, nos sale una sección del conductor de 29,61  $mm^2$  y una corriente admisible de 190 A.

➤ **Cuarto Tramo: Cables de la salida del Transformador hasta la red de Media Tensión.**

El cálculo de esta sección de conductor requerido para la salida del cable del transformador hasta la red, se tomará lo siguientes puntos

**Tabla 20**

*Cables de salida del transformador hasta la conexión de la red de media tensión*

| CUARTO TRAMO          |                   |                 |          |  |
|-----------------------|-------------------|-----------------|----------|--|
| Descripción           | Símbolo           | Unidad          | Cantidad |  |
| Corriente máxima      | $I_{pmp}$         | A               | 6,69     |  |
| Factor de Seguridad   | a                 |                 | 1,25     |  |
| Sección del Conductor | S                 | mm <sup>2</sup> | 0,05     |  |
| Corriente admisible   | $I_{Cond-String}$ | A               | 190      |  |

*Nota.* Se puede observar en la tabla 20 los parámetros calculados del cuarto tramo desde la salida del transformador hasta la red de media tensión, donde tenemos que la longitud del tramo es de 6 m, la corriente máxima ( $I_{pmp}$ ) es de 152 A, la tensión máxima (V) es de 220 V, con una caída de tensión de 0,005 V, aplicando con la ecuación 39 y 40, nos sale una sección del conductor de 0,05 mm<sup>2</sup>.

**4.1.5.7. Protección de Equipos en Corriente Continua (C.C)**

**4.1.5.7.1. Cuadro de Conexión Nivel I de C. C.**

En los Sistemas Fotovoltaicos, en cada cadena o en serie se de tomar en cuenta la corriente inversa, ya que puede ocasionar un daño por el calentamiento.

Para en cada string se tuvo que seleccionar un fusible de 15 A, porque el panel operara con una máxima corriente de operación de 1,42 A y una corriente de cortocircuito de 14,01.

Los equipos utilizados para la protección de Corriente Continua (C.C), representados en la Figura 13 son los siguientes:

- Fusible 15 A 1000 VDC 10X 38, en el Anexo 12.
- Descargador de Sobretensiones Transitorias SPD DC FEEO 3P 1000 VDC 40 kA, en el Anexo 13.
- Interruptor Automático Compact NSX400F 36 kA DCPV 4P 250 A, en el Anexo 14.
- Vigilante de Aislamiento ISCO CHECK PV 1000, en el Anexo 15.
- Interruptor de apertura y cierre Compact NSX 800 NA, en el Anexo 16.

#### **4.1.5.8. Protección de Equipos de Corriente Alterna (C.A)**

El transformador debe estar equipado con dispositivos de protección tanto en la entrada como en la salida, lo cual incluye equipos de protección de sobrecorriente y de sobretensión. Es crucial considerar las características del inversor y de paneles solares respectivos, para calcular la corriente nominal utilizando siguiente formula:

$$I_n = \frac{P_{inv}}{V_n \times \sqrt{3}} \quad (41)$$

Donde:

$P_{inv}$  : La potencia del Inversor (kW)

$V_n$  : Tensión nominal entre fases de Salida del Inversor (V)

Reemplazando en la ecuación 41. Obtenemos que corriente nominal a la salida del inversor es de:

$$I_n = \frac{99 \text{ kW}}{220 \text{ V} \times \sqrt{3}}$$

$$I_n = 259,81 A$$

Y para obtener la corriente de cortocircuito se obtiene de la ecuación 42:

$$I_{cc} = \frac{I_n}{\varepsilon_{cc}} \quad (42)$$

Donde:

$I_{cc}$  : Corriente de Cortocircuito del Transformador (A)

$I_n$  : Corriente nominal (A)

$V_{cc}$  : Tensión de porcentaje de Cortocircuito del Transformador (V)

Reemplazando en la ecuación 43. Obtenemos que la corriente de cortocircuito es de:

$$I_{cc} = \frac{259,81 A}{0,04}$$

$$I_{cc} = 6,49 kA$$

Los equipos utilizados para la protección de Corriente Alterna (C.A), representados en la figura 13 son los siguientes:

- Protector de Sobrecorriente Transitorias de tipo PSM3- 40/400 TNC, en el Anexo 17.
- Vigilante de Aislamiento ISO – CHECK 230 V, en el Anexo 18.
- Interruptor Automático Compact NSX 400 N 400 A 3P 3D, en el Anexo 19
- Celda de Protección PV BOX RT 1080, en el Anexo 20.

#### 4.1.6. Viabilidad Técnica

Para el desarrollo del presente capítulo se procederá hacer un análisis de flujo de carga, por lo cual se realizará diferentes alternativas (Estudio sin proyecto y con proyecto) con el fin de evaluar el comportamiento eléctrico del Alimentador CHS031, lo que permitirá establecer si está dentro de los niveles tolerables de tensión de acuerdo de la Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctricos (NTCSE), además de la cargabilidad y pérdidas en las diferentes alternativas propuestas.

##### 4.1.6.1. Análisis de flujo de Potencia

###### 4.1.6.1.1. Parámetros Eléctricos Existentes

Los parámetros eléctricos y características técnicas de las instalaciones del sistema eléctrico existente se han tomado de la información proporcionada por el concesionario eléctrico.

**Tabla 21.**

*Parámetros eléctricos de las líneas del Sistema Eléctrico Existente*

| Parámetros Eléctricos de las líneas del Sistema Eléctrico Existente |                  |  |                                 |                                    |                                   |
|---|------------------|--|---------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|
| Sección   | Tipo de Material | Resistencia $R'(20^{\circ}\text{C})$ [ $\Omega$ /km] | Reactancia $X'$ [ $\Omega$ /km] | Resistencia $R_0'$ [ $\Omega$ /km] | Reactancia $X_0'$ [ $\Omega$ /km] |
| 50  | AAAC             | 0,671  | 0,44                            | 0,894                              | 1,32                              |
| 70  | AAAC             | 0,507  | 0,43                            | 0,712                              | 1,29                              |
| 240   | AAAC             | 0,139  | 0,2783                          | 0,417                              | 0,8349                            |
| 185   | N2XY             | 0,0991   | 0,1155                          | 0,2973                             | 0,3465                            |

*Nota.* Se puede observar en la Tabla 21, los parámetros eléctricos de la línea principal del sistema eléctrico existente del alimentador CHS031 – A.H Alaska del Norte.

Elaboración propia

#### **4.1.6.1.2. Casos de Estudio y Alternativas de Solución**

Previamente antes de presentar los casos de estudio y las alternativas de solución, es válido señalar que el objetivo del presente capítulo es la comparación de alternativas para el mejoramiento de la calidad del servicio eléctrico del alimentador CHS031, con una proyección de 20 años.

Considerando lo indicado, se analizarán los siguientes casos de estudio:

- ✓ Caso de Estudio A – “Estudio sin proyecto (Red Existente del concesionario en MT y BT)”
- ✓ Caso de Estudio B – “Estudio con Proyecto (Red Existente del concesionario en MT y BT conectada con la Generación Distribuida por Paneles Fotovoltaicos”.

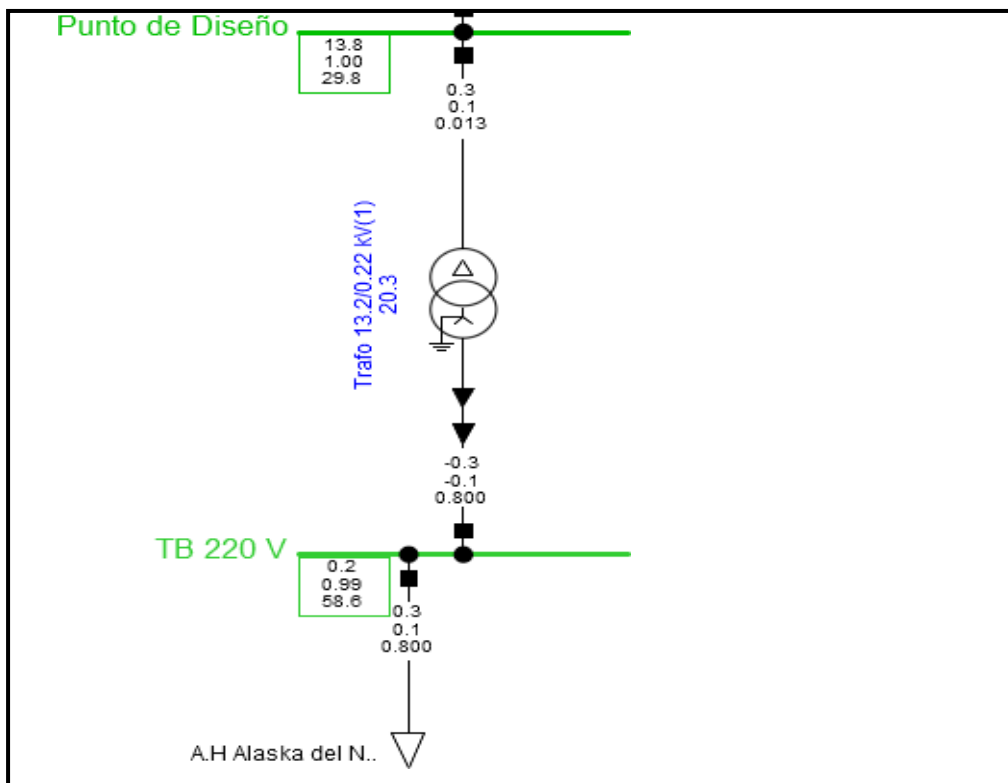
##### **4.1.6.1.2.1. Caso de Estudio A – Estudio sin proyecto (Red Existente del Concesionario en MT y BT)**

En este escenario se procedió a hacer el diagrama del suministro eléctrico desde la subestación Chimbote Sur, del alimentador CHS031 hasta al AA. HH Alaska del Norte, por lo cual nos obtiene los siguientes resultados de los parámetros y gráficos obtenidos por el uso del software Power Factory – DigSilent 2021, también se puede observar con detalle en el Anexo 4.



**Figura 16**

*Diagrama del Suministro Eléctrico del A.H Alaska del Norte*



*Nota.* Se puede observar en la Figura 16, el diagrama del suministro eléctrico del A.H Alaska del Norte acoplado por el programa DigSilent Power Factory 2021.Elaboracion Propia

**Tabla 22**

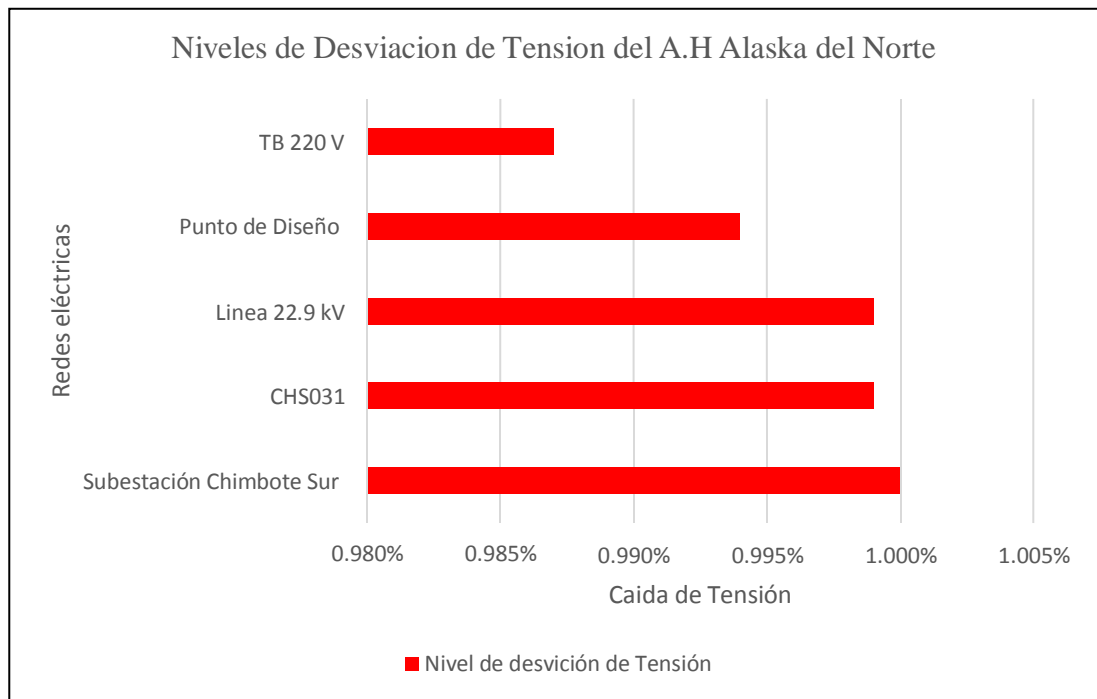
*Niveles de Desviación de Tensión del suministro eléctrico del A.H Alaska del Norte*

| Red: Sistema Eléctrico del A.H Alaska del Norte |                |       |                        |       |
|---|----------------|-------|------------------------|-------|
|   | rtd.V<br>( kV) | p.u   | Bus - Voltaje<br>( kV) | deg   |
| Subestación Chimbote Sur                        | 138            | 1     | 138                    | 0     |
| CHS031  | 13,8           | 0,999 | 13,79                  | 29,87 |
| Línea 22.9 kV                                   | 22,9           | 0,999 | 22,89                  | -0,08 |
| Punto de Diseño                                 | 13,8           | 0,996 | 13,75                  | 29,81 |
| TB 220 V  | 0,22           | 0,989 | 0,22                   | 58,59 |

*Nota.* Se presenta en la Tabla 22, las características niveles de tensión de la red del suministro eléctrico A.H Alaska del Norte, donde tiene un nivel de tensión de 220 V, con 58,59 de ángulo de degradación, estas características fueron determinadas por el programa DigSilent Power Factory 2021. Elaboración Propia.

**Figura 17**

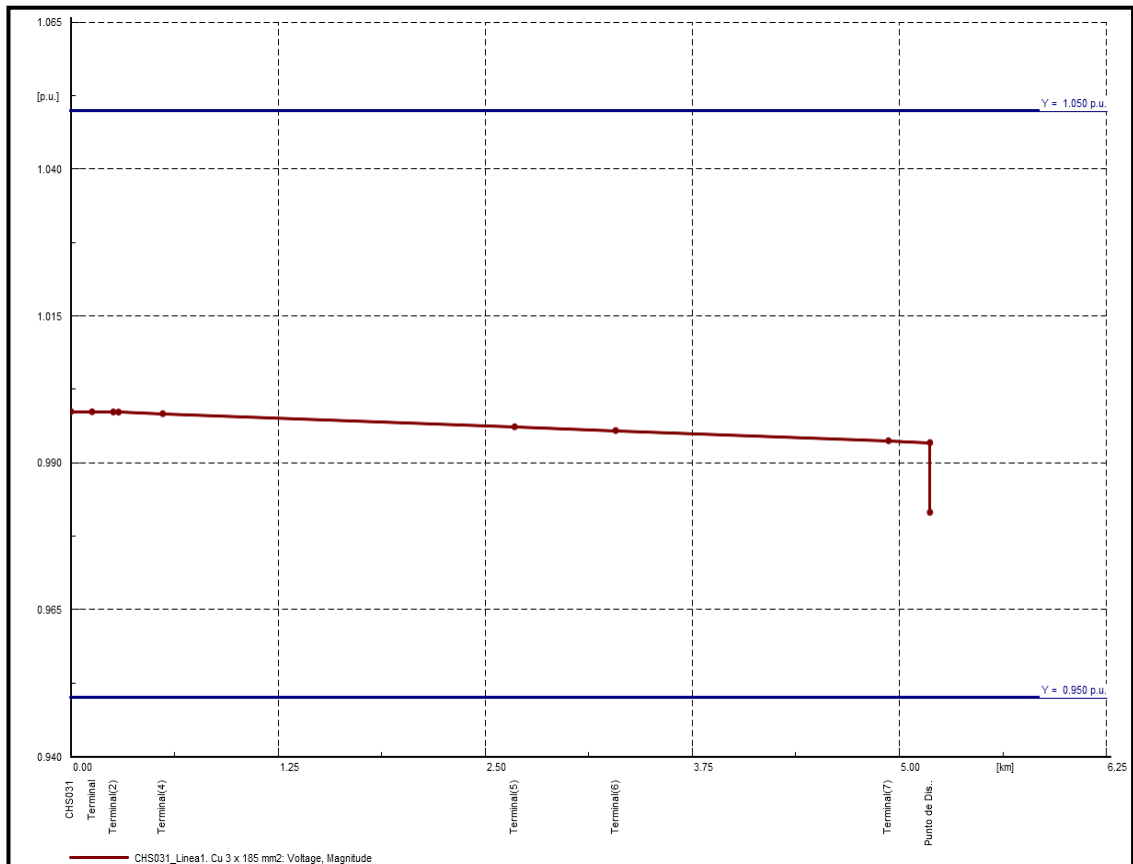
*Niveles de Desviación de Tensión del A.H Alaska del Norte*



*Nota.* Se puede observar en la Figura 20, los niveles de desviación de tensión de del A.H Alaska del Norte implementando la generación distribuida, en donde tenemos que en Chimbote sur tiene una línea de tensión de 138 kV, la línea de CHS031 con un nivel de tensión de 13.8 kV, teniendo como tensión mínima de 0,989 p. u, siendo considerado aceptable por la NTCSE ( $\pm 5\%$ ),

**Figura 18**

*Perfil de tensión del Alimentador CHS031*



*Nota.* Se presenta en la Figura 18 el perfil de tensión para el “Estudio sin proyecto (Red Existente del concesionario en MT y BT)”, teniendo como tensión mínima 0,989 p. u., estar dentro de los límites tolerables por la Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico ( $\pm 5\%$ ).

También este escenario tenemos las pérdidas de energía de la línea CHS031 hasta el A. H Alaska del Norte.

**Tabla 23***Resultados de la variabilidad y pérdidas de las líneas de transmisión*

| Índice | Líneas                     | Cargabilidad (%) | Perdidas (kW) |
|--------|----------------------------|------------------|---------------|
| 1      | Cu 3 x 185 mm <sup>2</sup> | 3,334            | 0,00601       |
| 2      | Cu 3 x 185 mm <sup>2</sup> | 3,335            | 0,00601       |
| 3      | AAAC- 240 mm <sup>2</sup>  | 2,307            | 0,00211       |
| 4      | AAAC-70 mm <sup>2</sup>    | 5,353            | 0,06409       |
| 5      | AAAC- 70 mm <sup>2</sup>   | 5,367            | 0,51252       |
| 6      | AAAC-70 mm <sup>2</sup>    | 5,372            | 0,14772       |
| 7      | AAAC-70 mm <sup>2</sup>    | 5,383            | 0,40000       |
| 8      | AAAC-50 mm <sup>2</sup>    | 1,873            | 0,08055       |

*Nota.* Se presenta en la Tabla 23, los valores de la cargabilidad y de las pérdidas de las líneas de transmisión de tramo a tramo desde de la subestación Chimbote Sur hasta el A.H Alaska del Norte, estos datos fueron calculados por el programa Power Factory – DigSilent 2021. Elaboración propia.

**Tabla 24***Resumen del suministro eléctrico del A.H Alaska del Norte*

| Índice | Zona de Estudio      | Generación (MW) | Demanda (MW) | Perdidas (MW) |
|--------|----------------------|-----------------|--------------|---------------|
| 1      | A.H Alaska del Norte | 0               | 0,25235      | 0,00123       |

*Nota.* Se puede observar en la Tabla 24, los parámetros del suministro eléctrico del A.H Alaska del Norte, teniendo como demanda de 0,25235 MW y con un total de pérdidas de 0,00123 MW estos datos fueron calculados por el programa Power Factory – DigSilent 2021. Elaboración propia.



*Nota.* Se presenta en la Figura 19, el diagrama del suministro eléctrico del A.H Alaska del Norte implementado con la generación distribuida, donde está conectado con el transformador MENAU ELECTRIC de 160 kVA, programado por el software Power Factory – DigSilent 2021. Elaboración propia.

**Tabla 25**

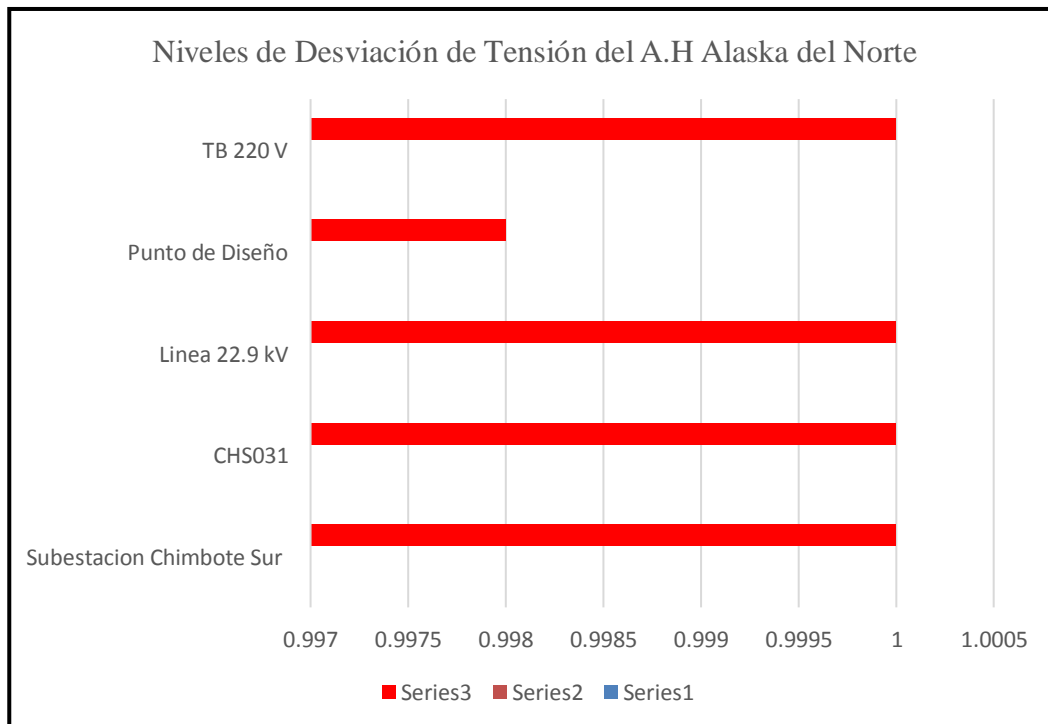
*Niveles de Desviación de Tensión del suministro eléctrico del A.H Alaska del Norte con la Generación Distribuida*

| Red: Implementación de la Generación Distribuida del A.H Alaska del Norte |               |       |                       |       |
|---|---------------|-------|-----------------------|-------|
|   | rtd.V<br>(kV) | p. u  | Bus - Voltaje<br>(kV) | deg   |
| Subestación Chimbote Sur  | 138           | 1     | 138                   | 0     |
| CHS031  | 13,8          | 1     | 13,80                 | 29,93 |
| Linea 22.9 kV   | 22,9          | 1     | 22,90                 | -0,04 |
| Punto de Diseño   | 13,8          | 0.998 | 13,78                 | 29,81 |
| TB 220 V  | 0,22          | 1     | 0,22                  | 59,17 |

*Nota.* Se presenta en la Tabla 25, las características niveles de tensión de la red del suministro eléctrico A.H Alaska del Norte implementando la generación distribuida, donde tiene un nivel de tensión de 220 V, con 59.17 de ángulo de degradación, estas características fueron determinadas por el programa DigSilent Power Factory 2021. Elaboración Propia.

**Figura 20.**

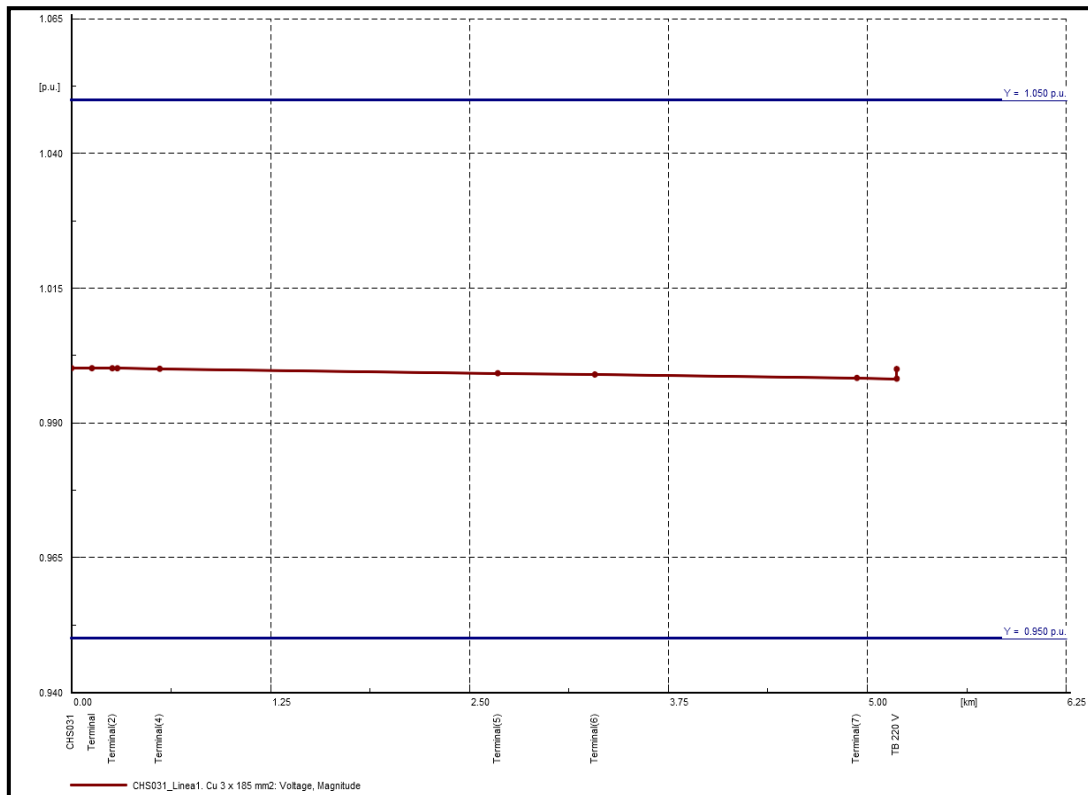
*Niveles de Desviación de Tensión del A.H Alaska del Norte con la Generación Distribuida.*



*Nota.* Se presenta en la Figura 20, los niveles de desviación de tensión de del A.H Alaska del Norte implementando la generación distribuida, en donde tenemos que en Chimbote sur tiene una línea de tensión de 138 kV, la línea de CHS031 con un nivel de tensión de 13.8 kV, teniendo como tensión mínima de 0.998 p. u, siendo considerado aceptable por la NTCSE ( $\pm 5\%$ ),

**Figura 21.**

*Perfil de tensión del Alimentador CHS031 con Generación Distribuida*



*Nota.* Se presenta en la Figura 21 , los niveles de perfil de tensión para el Caso de Estudio B – “Estudio con Proyecto (Red Existente del concesionario en MT y BT conectada con la Generación Distribuida por Paneles Fotovoltaicos”. teniendo como tensión mínima 0,998 p. u, estar dentro de los límites tolerables por la Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico ( $\pm 5\%$ ).

También este escenario tenemos las pérdidas de energía de las líneas de transmisión y la cantidad de pérdidas totales del A.H Alaska del Norte implementando la generación distribuida, presentado en la tabla 26 y 27.



**Tabla 26.**

*Resultados de la cargabilidad y perdidas de las líneas de transmisión con la Generación Distribuida*

| Índice | Líneas                     | Cargabilidad (%) | Perdidas (kW) |
|--------|----------------------------|------------------|---------------|
| 1      | Cu 3 x 185 mm <sup>2</sup> | 1,716            | 0,00159       |
| 2      | Cu 3 x 185 mm <sup>2</sup> | 1,715            | 0,00159       |
| 3      | AAAC- 240 mm <sup>2</sup>  | 1,186            | 0,00055       |
| 4      | AAAC-70 mm <sup>2</sup>    | 2,752            | 0,01694       |
| 5      | AAAC- 70 mm <sup>2</sup>   | 2,751            | 0,13487       |
| 6      | AAAC-70 mm <sup>2</sup>    | 2,747            | 0,03866       |
| 7      | AAAC-70 mm <sup>2</sup>    | 2,746            | 0,10423       |
| 8      | AAAC-50 mm <sup>2</sup>    | 0,954            | 0,02091       |

*Nota.* Se presenta en la Tabla 26, los valores de la cargabilidad y de las pérdidas de las líneas de transmisión de tramo a tramo desde de la subestación Chimbote Sur hasta el A.H Alaska del Norte implementados con la generación distribuida, estos datos fueron calculados por el programa Power Factory – DigSilent 2021. Elaboración propia.

**Tabla 27**

*Resumen del suministro eléctrico del A.H Alaska del Norte implementado la Generación Distribuida*

| Índice | Zona de Estudio      | Generación (MW) | Demanda (MW) | Perdidas (MW) |
|--------|----------------------|-----------------|--------------|---------------|
| 2      | A.H Alaska del Norte | 0,10498         | 0,25325      | 0,00032       |

*Nota.* Se puede observar en la Tabla 27, los parámetros del suministro eléctrico del A.H Alaska del Norte implementando con la generación distribuida, teniendo como demanda de 0,25325 MW, con una potencia de 0,10498 MW del generador fotovoltaico y con un total de pérdidas de 0,00032 MW estos datos fueron calculados por el programa Power Factory – DigSilent 2021. Elaboración propia.

#### **4.1.6.2. Análisis de Confiabilidad del suministro eléctrico del A.H Alaska del Norte sin generación distribuida**

Para el análisis la confiabilidad del suministro eléctrico en A.H Alaska del Norte durante el año 2023, se utilizó información proporcionada por la empresa concesionaria Hidrandina. Esto incluyó el estado de los componentes y los esquemas unifilares como los reportes de interrupciones desde 2021- 2023, para determinar la cantidad de interrupciones imprevistas y programas por el alimentador.

El análisis de confiabilidad del suministro eléctrico del A.H Alaska del Norte se desarrolló con el uso software Power Factory – DigSilent 2021, utilizando su herramienta específica de análisis de confiabilidad.

Los parámetros de confiabilidad se determinan a partir del reporte de la cantidad de interrupciones y conectados al alimentador, se extrajeron reportes remitidos por la empresa concesionaria a OSINERGMIN cumpliendo con el procedimiento 074.

Es importante mencionar que los indicadores de confiabilidad SAIDI y SAIFI son calculados por el software Power Factory – DigSilent 2021, basados en las instalaciones de distribución y considerando los procedimientos 074.

#### 4.1.6.3. Análisis de confiabilidad del Alimentador CHS031

Los parámetros de confiabilidad del alimentador CHS031 fueron establecidos utilizando el reporte de interrupciones del periodo 2021-2023 proporcionado por la empresa concesionaria Hidrandina. Este análisis incluyó interrupciones imprevistas y programadas, como se puede observar en el Anexo 6.

**Tabla 28**

*Parámetros de Confiabilidad del Alimentador CHS031*

| Subestación Eléctrica Chimbote Sur |                            |                              |
|------------------------------------|----------------------------|------------------------------|
| Alimentador                        | Tasas de falla (veces/año) | Tiempo de reparación (horas) |
| CHS031                             | 0,000456                   | 1,46                         |

*Nota.* Se puede mostrar en la Tabla 28 los parámetros de confiabilidad del alimentador CHS031 de la subestación eléctrica Chimbote Sur, donde tenemos 0.000456 de tasas de falla, con un 1,46 de tiempo de reparación, estos datos hallados fueron proporcionados por la Concesionaria Hidrandina S.A. Elaboración propia.

**Tabla 29.***Análisis de confiabilidad del suministro eléctrico del A.H Alaska del Norte*

| Estudio de caso: Suministro eléctrico del A.H Alaska del Norte |       |         |         |
|--|-------|---------|---------|
| Índice de frecuencia de interrupción del sistema               | SAIFI | 13,56   | 1/Ca    |
| Índice de frecuencia promedio de interrupciones del cliente    | CAIFI | 13,56   | 1/Ca    |
| Índice de duración promedio de interrupción del sistema        | SAIDI | 19,801  | h/Ca    |
| Duración promedio de interrupciones de clientes                | CAIDI | 1,46    | h       |
| Disponibilidad de servicio promedio                            | ASAI  | 0,997   |         |
| Indisponibilidad de servicio promedio                          | ASUI  | 0,00226 |         |
| Energía no suministrada  | ENS   | 5,676   | MWh/a   |
| Energía promedio no suministrada                               | AENS  | 0,036   | MWh/Ca  |
| Reducción promedio de clientes                                 | ACCI  | 0,01    | MWh/Ca  |
| Costo de interrupción esperado                                 | EIC   | 0       | MUSD/a  |
| Tasa de Evaluación de energía interrumpida                     | IEAR  | 0       | USD/kWh |
| Generación de Energía en el Sistema                            | SES   | 0       | MWh/a   |
| Índice de frecuencia promedio de interrupción del sistema      | ASIFI | 13,56   | 1/a     |
| Duración promedio de interrupción del sistema                  | ASIDI | 19,801  | h/a     |
| Índice de frecuencia interrupción promedio momentáneo          | MAIFI | 0       | 1/Ca    |

*Nota.* Se puede mostrar en la Tabla 29, los resultados de los indicadores de confiabilidad SAIDI y SAIFI del programa DigSilent Power Factory 2021 con 19,801 y 13,56 respectivamente. Elaboración propia

#### **4.1.6.4. Análisis de Confiabilidad del suministro eléctrico del A.H Alaska del Norte con generación distribuida.**

Para mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico del A.H Alaska del Norte se implementó la generación distribuida como fuente alternativa de generación. Esta medida fue necesaria debido a la falta de enlaces auxiliares en los alimentadores, por lo cual y por lo ocasionan interrupciones prolongadas, por ello la generación distribuida está diseñada para abastecer la demanda durante estas interrupciones en el suministro. Para optimizar los índices de confiabilidad, la generación distribuida puede operar en modo isla, de esta forma los nodos de aguas abajo del alimentador pasarían ser atendidos por la generación distribuida y de esta forma, se corre el análisis de confiabilidad en el programa DigSilent Power Factory 2021 obteniéndose los siguientes resultados.

**Tabla 30**

*Resultados de los indicadores de Confiabilidad del suministro eléctrico A.H Alaska del Norte con Generación Distribuida*

| Estudio de caso: Implementación de la Generación Distribuida en el A.H Alaska del Norte |       |         |         |
|---|-------|---------|---------|
| Índice de frecuencia de interrupción del sistema  | SAIFI | 5,78    | 1/Ca    |
| Índice de frecuencia promedio de interrupciones del cliente                             | CAIFI | 5,78    | 1/Ca    |
| Índice de duración promedio de interrupción del sistema                                 | SAIDI | 8,439   | h/Ca    |
| Duración promedio de interrupciones de clientes   | CAIDI | 1,46    | h       |
| Disponibilidad de servicio promedio   | ASAI  | 0,999   |         |
| Indisponibilidad de servicio promedio   | ASUI  | 0,00096 |         |
| Energía no suministrada   | ENS   | 2,419   | MWh/a   |
| Energía promedio no suministrada  | AENS  | 0,016   | MWh/Ca  |
| Reducción promedio de clientes  | ACCI  | 0,008   | MWh/Ca  |
| Costo de interrupción esperado  | EIC   | 0       | MUSD/a  |
| Tasa de Evaluación de energía interrumpida  | IEAR  | 0       | USD/kWh |
| Generación de Energía en el Sistema   | SES   | 0       | MWh/a   |
| Índice de frecuencia promedio de interrupción del sistema                               | ASIFI | 5,78    | 1/a     |
| Duración promedio de interrupción del sistema   | ASIDI | 8,438   | h/a     |
| Índice de frecuencia interrupción promedio momentáneo                                   | MAIFI | 0       | 1/Ca    |

*Nota.* Se puede mostrar en la Tabla 30, los resultados de los indicadores de confiabilidad SAIDI y SAIFI con la implementación de la Generación Distribuida del programa DigSilent Power Factory 2021 con 8,439 y 5,78 respectivamente. Elaboración propia.

#### 4.1.6.5. Evaluación de Confiabilidad

Se presentan los resultados del estudio del análisis de confiabilidad realizado con la generación distribuida en el alimentador CHS031 del suministro eléctrico A.H Alaska del Norte y mostrando mejoras en los indicadores de confiabilidad SAIDI y SAIFI.

Se consideran las tolerancias del sistema eléctrico de A.H Alaska del Norte, clasificado dentro del Sector Típico 3, donde al final será estos resultados se compararan con los indicadores de confiabilidad del alimentador.

**Tabla 31**

*Tolerancia del Suministro eléctrico de A.H Alaska del Norte*

| Suministro Eléctrico de A.H Alaska del Norte |       |
|--|-------|
| Sector Típico 3                              |       |
| SAIFI  | SAIDI |
| 12   | 24    |

*Nota.* Se puede mostrar en la Tabla 31, el rango de tolerancias permitidas para el sector típico 3, en este caso tenemos 12 en el índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI) y 24 en el índice de duración promedio de interrupción del sistema (SAIDI), estas tolerancias están establecidas por Osignermin. Elaboración propia.

**Tabla 32**

*Comparación de los indicadores de confiabilidad (SAIDI y SAIFI) con la implementación de la Generación Distribuida*

| Indicadores de interrupción en<br>las Instalaciones de<br>Distribución | Suministro Eléctrico de A.H Alaska del<br>Norte |       |
|--|---|-------|
|  | Estado  | SAIDI |
| Sin proyecto   | 19,801  | 13,56 |
| Con proyecto   | 8,439   | 5,78  |

*Nota.* Se puede observar en la Tabla 32, una reducción del 42,61 % en el indicador SAIDI y del 42,94% para el SAIFI del suministro eléctrico de A.H Alaska del Norte, evaluados con la implementación de la generación distribuida. Estos valores oscilan por el OSINERGMIN en el sector típico 3, además, se evitan el pago de sanciones o de multas por la mala confiabilidad del suministro.



#### 4.1.7. Viabilidad Económica

En este capítulo se evaluará la viabilidad económica en dos alternativas: la situación actual (sin proyecto - Existente) y la propuesta con la generación distribuida (Proyectada), donde se compararán los indicadores económicos VAN y TIR, calculando tanto los costos de egresos e ingresos del proyecto. Se realizará un flujo de caja, tomando en cuenta los parámetros de inversión del proyecto, el costo de operación y mantenimiento, vida útil del sistema y el precio kWh producido.

##### 4.1.7.1. Alternativa A: Sin proyecto (Red Existente del Concesionario en MT y BT).

###### 4.1.7.1.1. Egresos

Se presenta una referencia del costo de instalación de los precios de redes de Media Tensión (MT) y de Baja Tensión (BT) detalladamente en la Tabla 33 y Tabla 34 según por la empresa concesionaria Hidrandina.

**Tabla 33**

*Inversión de Redes de Media Tensión (MT)*

| ITEM | DESCRIPCIÓN  | Und | Cantidad | PU<br>(U\$/km) | Costo<br>Total (S/) |
|------|--|-----|----------|----------------|---------------------|
| 1.0  | <b>Redes Aéreas</b>  |     |          |                |                     |
| 1.1  | Red Aérea Conductor de AA o<br>Símil 3 x 240 mm <sup>2</sup> | km  | 0,032    | \$ 45 405      | S/<br>5 477,66      |
| 1.2  | Red Aérea Conductor de AA o<br>Símil 3 x 70 mm <sup>2</sup>  | km  | 4,64     | \$ 27 628      | S/<br>483 291,08    |
| 1.3  | Red Aérea Conductor de AA o<br>Símil 3 x 50 mm <sup>2</sup>  | km  | 0,25     | \$ 24 282      | S/<br>22 885,79     |
| 2.0  | <b>Redes Subterráneas</b>                                    |     |          |                |                     |
| 2.1  | Red Subterránea Cable N2XSY 3-<br>1x 185 mm <sup>2</sup>     | km  | 0,256    | \$ 119 679     | S/<br>30 637,82     |

|  |                  |
|--|------------------|
| INVERSION TOTAL DE RED DE MEDIA TENSION (MT) | S/<br>542 292,35 |
|--|------------------|

*Nota.* Se puede observar en la Tabla 33 la inversión total de las Redes de Media Tensión Existente del A.H Alaska del Norte, según por la concesionaria Empresa Hidrandina. Elaboración Propia.

**Tabla 34**

*Inversión de Redes de Baja Tensión (BT)*

| ITEM                                   | DESCRIPCIÓN                     | Und | Cantidad | PU<br>(U\$/km) | Costo<br>Total (S/) |
|--|---------------------------------|-----|----------|----------------|---------------------|
| 1.0                                    | <b>Redes Aéreas</b>             |     |          |                |                     |
|  | Red Aérea SP+AP Autoportante de |     |          | \$             | S/                  |
| 1.1                                    | AL 3x 50 mm2                    | km  | 0,4877   | 22 935         | 83 482,95           |
|  |                                 |     |          |                | S/                  |
| INVERSION TOTAL DE RED DE BAJA TENSION |                                 |     |          |                | 83 482,95           |

*Nota.* Se puede observar en la Tabla 34 la inversión total de las Redes de Baja Tensión Existente del A.H Alaska del Norte, según por la concesionaria Empresa Hidrandina. Elaboración Propia.

**Tabla 35**

*Inversión Total de Redes de Media y Baja Tensión*

|   |                  |
|---|------------------|
| Inversión total de las Redes de Media Tensión<br>(MT) y Baja Tensión (BT) | S/<br>625 775,30 |
|---|------------------|

*Nota.* Se puede observar en la Tabla 35 la inversión total de las Redes de Media y Baja Tensión Existente del A.H Alaska del Norte. Elaboración Propia.

Para el Costo de Operación y Mantenimiento en la empresa concesionaria Hidrandina se colocó un precio estimado para los soportes y accesorios para las Redes de Media y Baja Tensión, se muestra en la Tabla 40.

**Tabla 36.**

*Costos de Operación y Mantenimiento (COyM)*

|  |                                  |                  |
|--|----------------------------------|------------------|
| COSTOS DE OPERACIÓN Y<br>MANTENIMIENTO | REDES DE MEDIA Y BAJA<br>TENSION | S/<br>20,795.320 |
|--|----------------------------------|------------------|

#### 4.1.7.1.2. Ingresos

La Empresa Concesionaria Hidrandina tiene la responsabilidad de proveer energía al A.H Alaska del Norte, por lo tanto se realizara el cálculo total de energía que generara en los próximos 20 años.

Según Montalban (2021), nos dice la energía generada por año por las redes de Media y Baja Tensión, se representa en la siguiente ecuación 42:

$$E = P_t \times h_f \times 365 \times f_D \quad (42)$$

Donde:

- E: Energía generada anualmente por Hidrandina (MW/a)
- $P_T$  : Potencia de la Demanda Inicial: 0,147 MW
- $h_f$ : Horas de funcionamiento del sistema fotovoltaico durante el día: 24
- $f_D$ : Factor de disponibilidad: 0,98

Se reemplaza con los datos establecidos en la ecuación 42, para determinar la energía generada inicialmente en el A.H Alaska del Norte:

$$E = 0,147 \text{ MW} \times 24 \text{ h} \times 365 \times 0,98$$

$$E = 1261,9 \frac{MWh}{a}$$

Teniendo la energía generada inicialmente, en la Tabla 36, se hizo una proyección para los próximos 20 años que dura el proyecto, la energía generada para el A.H Alaska del Norte con las Redes Existentes de Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT).

**Tabla 37.**

*Energía Generada en los próximos 20 años proyectados*

| Año | Viviendas | Demanda (MW) | Energía (MWh/a) |
|-----|-----------|--------------|-----------------|
| 0   | 60        | 0,147        | 1261,97         |
| 1   | 62        | 0,152        | 1304,03         |
| 2   | 63        | 0,154        | 1325,06         |
| 3   | 65        | 0,159        | 1367,13         |
| 4   | 67        | 0,164        | 1409,19         |
| 5   | 69        | 0,169        | 1451,26         |
| 6   | 70        | 0,172        | 1472,29         |
| 7   | 72        | 0,176        | 1514,36         |
| 8   | 74        | 0,181        | 1556,42         |
| 9   | 76        | 0,186        | 1598,49         |
| 10  | 78        | 0,191        | 1640,56         |
| 11  | 81        | 0,198        | 1703,65         |
| 12  | 83        | 0,203        | 1745,72         |
| 13  | 85        | 0,208        | 1787,78         |
| 14  | 87        | 0,213        | 1829,85         |
| 15  | 90        | 0,221        | 1892,95         |
| 16  | 92        | 0,225        | 1935,01         |
| 17  | 95        | 0,233        | 1998,11         |
| 18  | 97        | 0,238        | 2040,18         |
| 19  | 100       | 0,245        | 2103,28         |
| 20  | 103       | 0,252        | 2166,37         |

*Nota.* Se presenta en la Tabla 37, la energía generada anualmente en los próximos 20 años generados en el A.H Alaska del Norte. Elaboración propia.

La suministración de la energía eléctrica para el A.H Alaska del Norte está siendo recibida por la empresa concesionaria Hidrandina. Según Osignemin (2024), para el abastecimiento de la demanda requerida, la empresa concesionaria compra energía eléctrica de la Central Hidroeléctrica Cañón de Pato, en la Tabla 38 se muestra las características principales:

**Tabla 38.**

*Características Principales de la Central Hidroeléctrica Cañón de Pato*

| CENTRAL HIDROELECTRICA | POTENCIA INSTALADA (MW) | VENTA DE ENERGIA (USD/MWh) |
|------------------------|-------------------------|----------------------------|
| CAÑON DE PATO          | 247                     | 28,91                      |

*Nota.* Se detalla en la Tabla 38, la potencia instalada es de 247 MW y precio de venta de energía de 28,91 USD/ MWh de la Central Hidroeléctrica Cañón de Pato. Elaboración propia.

Teniendo en cuenta las siguientes consideraciones encontradas, se tiene que determinar un ingreso monetario por generación, según Montalban (2021), se representan con la siguiente ecuación 43.:

$$IG_{SFV} = P_o \times E \tag{43}$$

Donde tenemos:

- $IG_{SFV}$  : Ingreso monetario por generación anual
- $P_o$  : Precio ofertado por la Central Hidroeléctrica

➤ E: Energía generada anualmente

**Tabla 39**

| Año | Energía (MWh/a) | $IG_{\text{Compra de energía}}$ (S/.) |
|-----|-----------------|---------------------------------------|
| 1   | 1304,03         | 142504,26                             |
| 2   | 1325,06         | 144802,72                             |
| 3   | 1367,13         | 149399,63                             |
| 4   | 1409,19         | 153996,54                             |
| 5   | 1451,26         | 158593,45                             |
| 6   | 1472,29         | 160891,91                             |
| 7   | 1514,36         | 165488,82                             |
| 8   | 1556,42         | 170085,73                             |
| 9   | 1598,49         | 174682,64                             |
| 10  | 1640,56         | 179279,55                             |
| 11  | 1703,65         | 186174,92                             |
| 12  | 1745,72         | 190771,83                             |
| 13  | 1787,78         | 195368,74                             |
| 14  | 1829,85         | 199965,66                             |
| 15  | 1892,95         | 206861,02                             |
| 16  | 1935,01         | 211457,93                             |
| 17  | 1998,11         | 218353,30                             |
| 18  | 2040,18         | 222950,21                             |
| 19  | 2103,28         | 229845,58                             |
| 20  | 2166,37         | 236740,95                             |

*Ingreso Monetario por la compra de energía C.H Cañón de Pato*

*Nota.* Se puede observar en la Tabla 39, el ingreso monetario por generación anual suministrado por la Central Hidroeléctrica Cañón de Pato. Elaboración Propia.

Una vez comprada la energía requerida para el abastecimiento de la demanda para el A.H Alaska del Norte, la empresa concesionaria Hidrandina hace una venta de energía tomando en cuenta el precio de la tarifa eléctrica, ya que representa la cantidad de energía dentro de la facturación energética.

Según Montalban (2021), se representan con la siguiente ecuación 44, el ingreso monetario de la reducción de la facturación energética ( $IG_{RFE}$ ).

$$IG_{Facturación} = T_o \times E \quad (44)$$

Donde tenemos:

- $IG_{RFE}$  : Ingreso monetario por reducción de facturación eléctrica
- $T_o$  : Precio de tarifa por cargo energía activa
- $P$ : Energía generada anualmente

Según OSINERGMIN (2024), el precio de tarifa BT5-B Residencial para usuarios es de  $0,7178 \left(\frac{S/}{kWh}\right)$ . El porcentaje de referencia por distribución de la concesionaria es de 27%, según Huanilo D (2019), quien menciona que en el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) se considera que la concesionarias tienen una participación en la tarifa eléctrica que oscila entre el 25% y el 30%.

Reemplazando en la ecuación 44 con los siguientes datos y tenemos:

$$IG_{facturación} = 0,7178 \left(\frac{S/}{kWh}\right) \times 1304,03 \left(\frac{MWh}{a}\right) \times 1000 \left(\frac{kW}{MW}\right) \times 0.27$$

$$IG_{venta de energía} = S/ 252 728,84$$

**Tabla 40.***Ingreso Monetario por venta de energía anual*

| Año | Energía (MWh/a) | $IG_{venta\ de\ energia}$ |
|-----|-----------------|---------------------------|
| 1   | 1304,03         | 252 728,84                |
| 2   | 1325,06         | 256 804,57                |
| 3   | 1367,13         | 264 957,99                |
| 4   | 1409,19         | 273 109,47                |
| 5   | 1451,26         | 281 262,89                |
| 6   | 1472,29         | 285 338,63                |
| 7   | 1514,36         | 293 492,05                |
| 8   | 1556,42         | 301 643,53                |
| 9   | 1598,49         | 309 796,95                |
| 10  | 1640,56         | 317 950,37                |
| 11  | 1703,65         | 330 177,59                |
| 12  | 1745,72         | 338 331,01                |
| 13  | 1787,78         | 346 482,49                |
| 14  | 1829,85         | 354 635,91                |
| 15  | 1892,95         | 366 865,07                |
| 16  | 1935,01         | 375 016,55                |
| 17  | 1998,11         | 387 245,71                |
| 18  | 2040,18         | 395 399,13                |
| 19  | 2103,28         | 407 628,28                |
| 20  | 2166,37         | 419 855,50                |

*Nota.* Se presenta en la Tabla 40, el ingreso monetario por venta de energía anual

suministrado por la Empresa Concesionaria Hidrandina. Elaboración Propia.



#### 4.7.1.1.3. Indicadores Económicos

Considerando los valores calculados de egresos e ingresos se ha elaborado un flujo de caja proyectado para una vida útil de 20 años, el cual se detalla en la Tabla 41.

**Tabla 41**

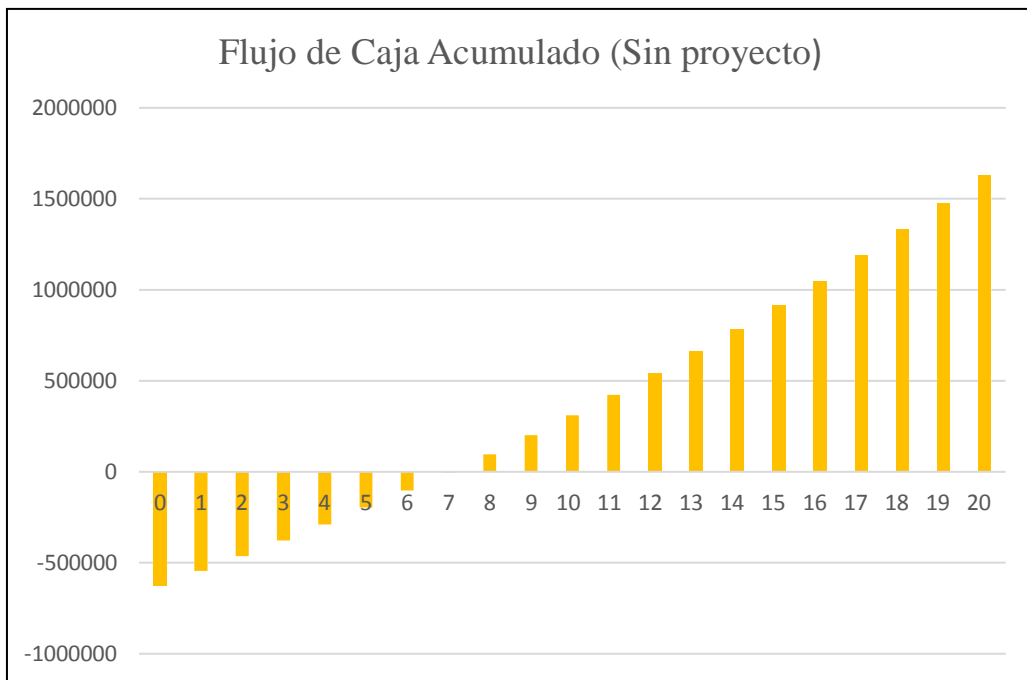
*Flujo de Caja Económico con líneas existentes*

| Año | Egresos<br>(S/) | Costo E y P<br>CH Cañón de Pato | COyM     | Precio de la<br>Venta de<br>Energía | Flujo de caja<br>neto (S/) |
|-----|-----------------|---------------------------------|----------|-------------------------------------|----------------------------|
| 0   | 625<br>775,30   |                                 |          |                                     | -625775,29                 |
| 1   |                 | 142504,26                       | 30250,32 | 252 728,84                          | 79974,38                   |
| 2   |                 | 144802,72                       | 30250,32 | 256 804,57                          | 81751,96                   |
| 3   |                 | 149399,63                       | 30250,32 | 264 957,99                          | 85307,98                   |
| 4   |                 | 153996,54                       | 30250,32 | 273 109,47                          | 88863,15                   |
| 5   |                 | 158593,45                       | 30250,32 | 281 262,89                          | 92419,17                   |
| 6   |                 | 160891,91                       | 30250,32 | 285 338,63                          | 94196,75                   |
| 7   |                 | 165488,82                       | 30250,32 | 293 492,05                          | 97752,77                   |
| 8   |                 | 170085,73                       | 30250,32 | 301 643,53                          | 101307,94                  |
| 9   |                 | 174682,64                       | 30250,32 | 309 796,95                          | 104863,96                  |
| 10  |                 | 179279,55                       | 30250,32 | 317 950,37                          | 108419,98                  |
| 11  |                 | 186174,92                       | 30250,32 | 330 177,59                          | 113752,74                  |
| 12  |                 | 190771,83                       | 30250,32 | 338 331,01                          | 117308,75                  |
| 13  |                 | 195368,74                       | 30250,32 | 346 482,49                          | 120863,92                  |
| 14  |                 | 199965,66                       | 30250,32 | 354 635,91                          | 124419,94                  |
| 15  |                 | 206861,02                       | 30250,32 | 366 865,07                          | 129753,55                  |
| 16  |                 | 211457,93                       | 30250,32 | 375 016,55                          | 133308,72                  |
| 17  |                 | 218353,30                       | 30250,32 | 387 245,71                          | 138642,32                  |
| 18  |                 | 222950,21                       | 30250,32 | 395 399,13                          | 142198,34                  |
| 19  |                 | 229845,58                       | 30250,32 | 407 628,28                          | 147531,94                  |
| 20  |                 | 236740,95                       | 30250,32 | 419 855,50                          | 152864,70                  |

*Nota.* Se presenta en la Tabla 41, el flujo de caja económico para el proyecto de líneas existentes, teniendo como vida útil de 20 años, un egreso inicial de S/ 625 775,30 y también un costo de operación y mantenimiento de S30 250,32. Elaboración propia.

**Figura 22**

*Flujo de Caja Acumulado existente*



*Nota.* Se presenta en la Figura 22, el diagrama del flujo de caja acumulado teniendo como relación la cantidad de soles por los 20 años de vida útil que tiene con las líneas existentes. Elaboración propia.

Se escogió una tasa de interés de 12%, en la Tabla 42 se muestra los resultados calculados del VAN y el TIR, por lo cual se obtuvieron a partir del Microsoft Excel

**Tabla 42**

*Resultados de VAN y TIR de las líneas existentes*

|                   |               |
|-------------------|---------------|
| TASA              | 12%           |
| Inversion inicial | 625775,30     |
| VAN               | S/ 106 339,42 |
| TIR               | 15%           |

*Nota.* Se puede observar en la Tabla 42, la tasa de descuento que es de un 12%, la inversión inicial del proyecto es de S/ 625 775,30, VAN de S/ 106 339,42 y con un TIR de 15%.

**4.7.1.3. Alternativa B: Con proyecto (Red Existente del Concesionario en MT y BT conectada con la Generación Distribuida por Paneles Fotovoltaicos).**

**4.7.1.3.1. Egresos**

Se presenta una descripción del costo de la instalación del sistema fotovoltaico, detallando en la Tabla 43, el análisis de los precios de los componentes utilizados en el dimensionamiento y la mano de obra requerida. Además, se considera el costo de terreno según datos de Urbania (2023) para la instalación de los paneles solares.

**Tabla 43***Presupuesto de los componentes del Sistema Fotovoltaico*

| Equipo  | Precio Unitario (S/.) | Cantidad | Modelo del dispositivo                | Importe         |
|---|-----------------------|----------|---------------------------------------|-----------------|
| Panel Fotovoltaico (FV)   | S/ 1 337,27           | 190      | EGE-520/ 550 W                        | S/ 254 081,3    |
| Inversor  | S/ 46 586,40          | 1        | Fronius Tauro 99 kW                   | S/ 46 586,40    |
| Transformador   | S/ 45 000             | 1        | Menau Electric 160 kVA                | S/ 45 000,00    |
| Fusible de 15 A   | S/ 20,85              | 20       | Auto solar 15 A 1000 VDC              | S/ 417,00       |
| Protector sobretensiones DC   | S/ 199,50             | 10       | DPS 3P 1000v 40 kA FEEO               | S/ 1 995,00     |
| Protector sobretensiones AC   | S/ 70                 | 1        | PSM 3-40/400 TNC                      | S/ 70           |
| PV BOX  | S/ 15 337,00          | 1        | PV BOX 1080                           | S/ 15 337,00    |
| Interruptor DC  | S/ 12 552,00          | 1        | NSX400F 36 kA DCPV 4P 250 A TMD       | S/ 12 552,00    |
| Interruptor AC  | S/ 2 738,32           | 1        | NSX400 N 400 A 3P 3D                  | S/ 2 738,32     |
| Cable Solar   | S/ 10,80              | 245      | 12 AWG DC/AC - 0.6/1 kV               | S/ 2 646,00     |
| Cable Solar   | S/ 15,79              | 160      | 8 AWG DC/AC - 0.6/1 kV                | S/ 2 526,40     |
| Cable N2XY  | S/ 2,00               | 6        | N2XY 0.6/1 kV 3-1x 35 mm <sup>2</sup> | S/ 12,00        |
| Conductor N2XSY   | S/ 46,41              | 14       | N2XSY 8.7/ 15 kV 25 mm <sup>2</sup>   | S/ 649,74       |
| <b>Costo de Instalación</b>   |                       |          |                                       |                 |
| Terreno disponible  | S/ 22,80              | 784,79   | m <sup>2</sup>                        | S/ 17 893,21    |
| <b>SUBTOTAL</b>   |                       |          |                                       | S/ 402 504,37   |
| <b>SOPORTE Y ACCESORIOS (10% DE EQUIPO Y PROTECCIONES)</b>                    |                       |          |                                       | S/ 40 250,44    |
| Ingeniero Supervisor (Mecánico Eléctrico)                                     | S/ 4 000              | 3        | Mes                                   | S/ 12 000       |
| Ingeniero Ssoma   | S/ 4 500              | 3        | Mes                                   | S/ 13 500       |
| Técnico Electricista 1  | S/ 2 500              | 3        | Mes                                   | S/ 7 500        |
| Técnico Electricista 2  | S/ 2 250              | 3        | Mes                                   | S/ 6 750        |
| Ayudante 1  | S/ 1 500              | 4        | Mes                                   | S/ 6 000        |
| <b>SUBTOTAL</b>   |                       |          |                                       | S/ 45 750       |
| <b>Maquinaria y Herramienta</b>   |                       |          |                                       | S/ 22 875       |
| <b>Transporte (Equipo y Protecciones)</b>                                     |                       |          |                                       | S/ 2 287,5      |
| <b>Total, de Instalación</b>  |                       |          |                                       | S/ 513 667,31   |
| <b>Inversión Total de las Redes de Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT)</b> |                       |          |                                       | S/ 625 775,30   |
| <b>Inversión General</b>  |                       |          |                                       | S/ 1 139 442,61 |

*Nota.* Se puede observar en la Tabla 43 el presupuesto de la instalación fotovoltaica para el A. H Alaska del Norte donde incluye los componentes de los equipos principales, la cantidad, el precio y modelo del dispositivo, también se tiene un costo en las maquinarias y herramienta y en el transporte de los equipos teniendo un total de S/ 1 139 442, 61 contando con la inversión de las redes existentes. Elaboración propia.

Teniendo la inversión general de la implementación de la Generación Distribuida, se deberá calcular el costo de operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico por el periodo de 20 años de vida útil, en la ecuación 45, se determinará el costo calculado tomando en consideración porcentaje del 1% de la inversión general.

$$IG_{COyM} = IG (S /) \times 1\% \quad (45)$$

Donde:

- $IG_{COyM}$  : Costo de operación y mantenimiento
- IG: Inversión General del Sistema Fotovoltaico

$$IG_{COyM} = 1\,139\,442,61 \times 1\%$$

$$IG_{COyM} = S/ 11\,394,42$$

Teniendo como resultado para el costo de operación y mantenimiento de S/ 11 394,42 en el periodo de 20 años de vida útil.

#### 4.7.1.4. Ingresos

La planta fotovoltaica tiene la capacidad de alimentar la energía de la red eléctrica, como autoabastecer energía al A. H Alaska del Norte. Por lo tanto es crucial el costo de energía que va otorgar con la implementación de la generación distribuida, considerando que el sistema fotovoltaico emplea con 14 horas de funcionamiento, en la ecuación 46, se determinará el costo de energía con la generación distribuida.

$$IG_{\text{Costo de energía GD}} = IG_{\text{Compra de energía}} (S /) \times h_f \quad (46)$$

Donde:

- $IG_{\text{Compra de energía}}$ : Costo de compra de energía sin proyecto
- $h_f$ : Horas de funcionamiento del sistema fotovoltaico durante el día

Teniendo como valores correspondientes, se reemplaza en la ecuación 46:

$$IG_{\text{Compra de energía GD}} = S/ 142504,26 \times 14/24$$

$$IG_{\text{Compra de energía GD}} = S/ 83 127,41$$

Tomando ese criterio hacemos ese mismo desarrollo para los próximos 20 años de proyección, por lo cual se puede observar en la Tabla 44 se podrá mostrar el ingreso monetario por costo de energía con la Generación Distribuida con el tipo de Sistemas Fotovoltaico

**Tabla 44***Ingreso Monetario por costo de energía con Generación Distribuida (GD)*

| Año | $IG_{Compra\ de\ energia\ GD}$ |
|-----|--------------------------------|
| 1   | 83127,41                       |
| 2   | 84468,00                       |
| 3   | 87149,82                       |
| 4   | 89831,00                       |
| 5   | 92512,81                       |
| 6   | 93853,40                       |
| 7   | 96535,23                       |
| 8   | 99216,41                       |
| 9   | 10189,22                       |
| 10  | 104580,04                      |
| 11  | 108601,81                      |
| 12  | 111283,63                      |
| 13  | 113964,81                      |
| 14  | 116646,62                      |
| 15  | 120669,03                      |
| 16  | 123350,21                      |
| 17  | 127372,61                      |
| 18  | 130054,43                      |
| 19  | 134076,84                      |
| 20  | 138098,61                      |

*Nota.* Se presenta en la Tabla 44 el ingreso monetario por costo de energía con generación distribuida (GD) en los próximos 20 años de vida útil. Elaboración propia.



Teniendo el costo de compra de la generación distribuida, se tiene que determinar el ingreso monetario para la venta de clientes del A.H Alaska del Norte tomando el mismo valor de la venta de precios de energía sin proyecto, en la ecuación 46 se puede observar que el ingreso por venta de energía debe ser igual el de sin proyecto, esto es debido a que el cliente no se le aumentará o disminuirá el precio establecido inicialmente.

$$IG_{SFV} = IG_{VE} \quad (46)$$

Donde tenemos:

- $IG_{SFV}$  : Ingreso por la venta de energía por generación anual
- $IG_{VE}$  : Ingreso por la venta de energía sin proyecto

Tomando ese criterio, reemplazamos en la Tabla 45, se puede observar el ingreso monetario de la venta de energía para los próximos 20 años con la implementación de la Generación Distribuida con Sistemas Fotovoltaicos.

**Tabla 45***Ingreso Monetario por venta de energía con Generación Distribuida (GD)*

| Año | $IG_{SFV}$ |
|-----|------------|
| 1   | 252 728,84 |
| 2   | 256 804,57 |
| 3   | 264 957,99 |
| 4   | 273 109,47 |
| 5   | 281 262,89 |
| 6   | 285 338,63 |
| 7   | 293 492,05 |
| 8   | 301 643,53 |
| 9   | 309 796,95 |
| 10  | 317 950,37 |
| 11  | 330 177,59 |
| 12  | 338 331,01 |
| 13  | 346 482,49 |
| 14  | 354 635,91 |
| 15  | 366 865,07 |
| 16  | 375 016,55 |
| 17  | 387 245,71 |
| 18  | 395 399,13 |
| 19  | 407 628,28 |
| 20  | 419 855,50 |

*Nota.* Se presenta en la Tabla 45 el ingreso monetario por costo de venta de energía con generación distribuida (GD) en los próximos 20 años de vida útil.

Elaboración propia.

Una vez calculado el costo de venta de energía mediante la Generación Distribuida utilizando el Sistema Fotovoltaico, también se contempla una compensación proporcionado por el Estado Peruano conocida como el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE). Este fondo está dirigido a favorecer el acceso y continuidad del servicio eléctrico a los usuarios residenciales del servicio público de electricidad cuyos consumos mensuales no superen los 140 kWh/mes, incluidos en las operaciones tarifarias de baja tensión para uso residencial.

Para calcular la Facturación eléctrica del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), se utiliza un porcentaje establecido por el Organismo Supervisor de la Inversión de Energía y Minería (OSINERGMIN). En la ecuación 47, se determinara el subsidio para los 20 años de vida útil, tomando en cuenta el porcentaje de facturación de la compensación social eléctrica que oscila entre el 10% -20%.En este caso seleccionamos el 15% de porcentaje de facturación.

$$IG_{subsidio\ FOSE} = IG_{SFV} (S /) \times 15\% \quad (47)$$

Donde:

- $IG_{subsidio\ FOSE}$ : Ingreso Monetario por el Fondo de Compensación Social Eléctrica.
- $IG_{SFV}$  : Ingreso por la venta de energía por generación anual

En la Tabla 46, se puede observar el ingreso monetario del subsidio del fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) para los próximos 20 años con la implementación de la Generación Distribuida con Sistemas Fotovoltaicos.

**Tabla 46***Ingreso Monetario por el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE)*

| Año | $IG_{\text{Subsidio Fose}}$ |
|-----|-----------------------------|
| 1   | 37909,33                    |
| 2   | 38520,69                    |
| 3   | 39743,70                    |
| 4   | 40966,42                    |
| 5   | 42189,43                    |
| 6   | 42800,80                    |
| 7   | 44023,81                    |
| 8   | 45246,53                    |
| 9   | 46469,54                    |
| 10  | 47692,56                    |
| 11  | 49526,64                    |
| 12  | 50749,65                    |
| 13  | 51972,37                    |
| 14  | 53195,39                    |
| 15  | 55029,76                    |
| 16  | 56252,48                    |
| 17  | 58086,86                    |
| 18  | 59309,87                    |
| 19  | 61144,24                    |
| 20  | 62978,33                    |

*Nota.* Se puede observar en la Tabla 46 el ingreso monetario por el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) en los próximos 20 años de vida útil.

Elaboración propia.

#### 4.7.1.5. Indicadores Económicos

Considerando los cálculos de egresos e ingresos se realizó un flujo de caja proyectado para 20 años de vida útil, el cual se detalla en la Tabla 47.

**Tabla 47**

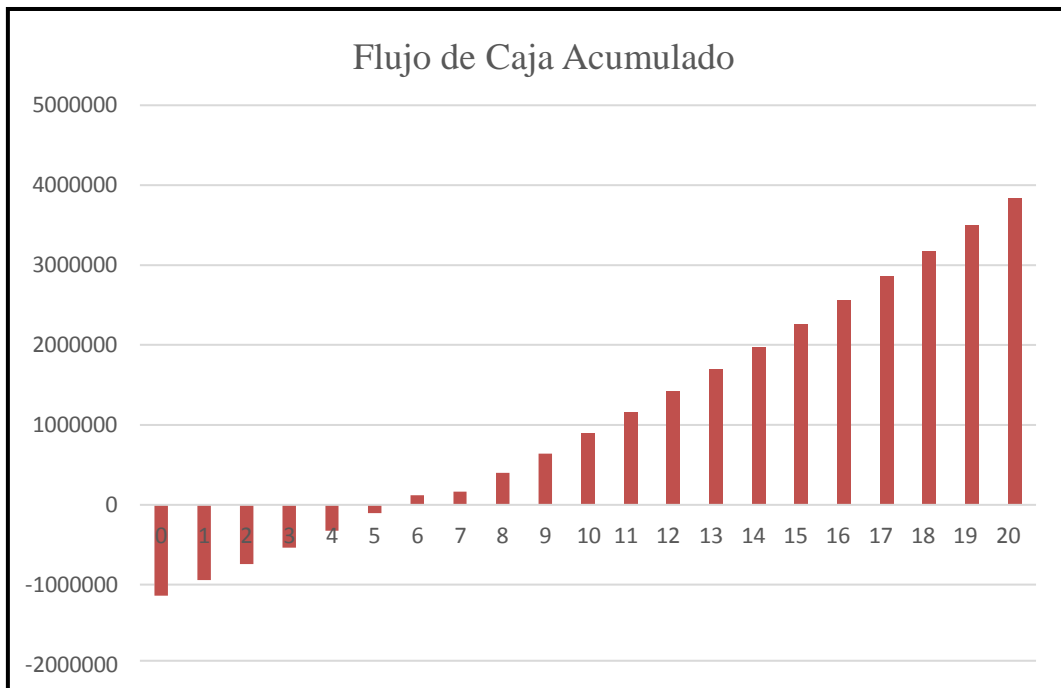
*Flujo de Caja económico del Sistema Fotovoltaico.*

| Año | Egresos<br>(S/) | Compra de<br>Energía con GD | COyM      | Subsidio<br>FOSE | Precio de la<br>Venta de<br>Energía | Flujo de caja<br>neto (S/) |
|-----|-----------------|-----------------------------|-----------|------------------|-------------------------------------|----------------------------|
| 0   | 1 139<br>442,61 |                             |           |                  |                                     | -1 139<br>442,61           |
| 1   |                 | 83127,41                    | 11 394,42 | 37909,33         | 252 728,84                          | 79974,38                   |
| 2   |                 | 84468,00                    | 11 394,42 | 38520,69         | 256 804,57                          | 81751,96                   |
| 3   |                 | 87149,82                    | 11 394,42 | 39743,70         | 264 957,99                          | 85307,98                   |
| 4   |                 | 89831,00                    | 11 394,42 | 40966,42         | 273 109,47                          | 88863,15                   |
| 5   |                 | 92512,81                    | 11 394,42 | 42189,43         | 281 262,89                          | 92419,17                   |
| 6   |                 | 93853,40                    | 11 394,42 | 42800,80         | 285 338,63                          | 94196,75                   |
| 7   |                 | 96535,23                    | 11 394,42 | 44023,81         | 293 492,05                          | 97752,77                   |
| 8   |                 | 99216,41                    | 11 394,42 | 45246,53         | 301 643,53                          | 101307,94                  |
| 9   |                 | 10189,22                    | 11 394,42 | 46469,54         | 309 796,95                          | 104863,96                  |
| 10  |                 | 104580,04                   | 11 394,42 | 47692,56         | 317 950,37                          | 108419,98                  |
| 11  |                 | 108601,81                   | 11 394,42 | 49526,64         | 330 177,59                          | 113752,74                  |
| 12  |                 | 111283,63                   | 11 394,42 | 50749,65         | 338 331,01                          | 117308,75                  |
| 13  |                 | 113964,81                   | 11 394,42 | 51972,37         | 346 482,49                          | 120863,92                  |
| 14  |                 | 116646,62                   | 11 394,42 | 53195,39         | 354 635,91                          | 124419,94                  |
| 15  |                 | 120669,03                   | 11 394,42 | 55029,76         | 366 865,07                          | 129753,55                  |
| 16  |                 | 123350,21                   | 11 394,42 | 56252,48         | 375 016,55                          | 133308,72                  |
| 17  |                 | 127372,61                   | 11 394,42 | 58086,86         | 387 245,71                          | 138642,32                  |
| 18  |                 | 130054,43                   | 11 394,42 | 59309,87         | 395 399,13                          | 142198,34                  |
| 19  |                 | 134076,84                   | 11 394,42 | 61144,24         | 407 628,28                          | 147531,94                  |
| 20  |                 | 138098,61                   | 11 394,42 | 62978,33         | 419 855,50                          | 152864,70                  |

*Nota.* Se puede presenta en la Tabla 47, el flujo de caja económico del sistema fotovoltaico, teniendo como vida útil de 20 años, un egreso inicial de S/ 1 139 442,61, y también un costo de operación y mantenimiento de S/ 11 394,43, un flujo de caja económico desde el cuarto año de funcionamiento de S/ 155763,11  
Elaboración propia.

**Figura 23**

*Flujo de Caja Acumulado*



*Nota.* Se presenta en la Figura 23, el diagrama del flujo de caja acumulado teniendo como relación la cantidad de soles por los 20 años de vida útil que tiene el sistema fotovoltaico. Elaboración propia.

Se selecciona una tasa de interés de 12%, común para proyectos de generación con fuentes de energía renovable, se puede observar en la tabla 48, se muestra los resultados calculados del VAN y el TIR, por lo cual se obtuvieron a partir del Microsoft Excel.

**Tabla 48***Resultados del VAN y TIR*

|                   |              |
|-------------------|--------------|
| TASA              | 12%          |
| Inversion inicial | 1 139 442,61 |
| VAN               | S/538 521,74 |
| TIR               | 19%          |

*Nota.* Se puede observar en la Tabla 48, los siguientes indicadores económicos del proyecto, una tasa de descuento del 12%, una inversión inicial del proyecto es de S/ 1 139 442,61, VAN de S/ 538 521,74 y un TIR del 19%

Estos resultados permiten concluir sobre la viabilidad económica del proyecto, obteniendo un valor actual neto de S/. 538 521,74y un TIR de 19%.

## 4.7.2. Análisis Ambiental

Los componentes principales del sistema fotovoltaico, generan una cierta cantidad de emisiones equivalentes de  $CO_2$ , sin embargo, al implementar un sistema fotovoltaico, genera energía eléctrica, que no emite gases de efecto invernadero.

### 4.7.2.3. Emisiones equivalentes de $CO_2$ generadas por el sistema

Las emisiones provienen de los componentes principales del sistema fotovoltaico. Según Acero (2023), en la Tabla 49, detalla los factores de emisiones asociados de cada uno de los equipos del sistema fotovoltaico mencionados y donde al final podemos apreciar los valores y la suma de las emisiones equivalentes de  $CO_2$ .

**Tabla 49**

*Resultados de emisiones equivalentes de  $CO_2$  generados por el sistema*

| Ítem | Descripción                          | LCE                    | Cantidad                   | Subtotal<br>(t $CO_2$ ) |
|------|--------------------------------------|------------------------|----------------------------|-------------------------|
| 1    | Paneles Fotovoltaicos                | 1798 kg $CO_2$ / kW    | 104,98 kWp                 | 188,75                  |
| 2    | Soporte de los paneles fotovoltaicos | 1,74 kg $CO_2$ / kg    | 75kg                       | 0,1305                  |
| 3    | Inversor                             | 172 kg $CO_2$ / unidad | 1                          | 0,172                   |
| 4    | Transformador de 160 kVA             | 112 t $CO_2$ / unidad  | 1                          | 112                     |
| 5    | PV BOX 1080                          | 160 kg $CO_2$ / unidad | 1                          | 0,16                    |
|      |                                      |                        | LCE $CO_2$ (<br>t $CO_2$ ) | 301,21                  |



*Nota.* Se puede observar en la Tabla 49, los componentes del Sistema Fotovoltaico y sus factores de emisiones generadas al sistema, estos valores pudieron ser posible por los datos estadísticos del programa PVSYST según Acero (2023), teniendo un total de 301,21 de t  $CO_2$ . Elaboración propia.

#### **4.7.2.4. Emisiones equivalentes de $CO_2$ reemplazadas por el sistema**

Según el Ministerio del Ambiente (2015), se utiliza el factor de emisiones del SEIN ( $F_{CO_2SEIN}$ ), es de  $0,2611 \frac{tCO_2}{MWh}$  para calcular las emisiones equivalentes de  $CO_2$  reemplazadas por el sistema. Este factor nos permite determinar anualmente las emisiones de  $CO_2$  del ciclo de vida de los paneles fotovoltaicos (LCE) en los próximos 20 años de servicio del Sistema Fotovoltaico, los valores calculados se mostrarán detalladamente en la Tabla 50.

**Tabla 50***Emisiones equivalentes reemplazadas del Sistema Fotovoltaico*

| Año                     | Ea (MWh/año) | LCE     |
|-------------------------|--------------|---------|
| 1                       | 375,51       | 98,83   |
| 2                       | 373,63       | 98,33   |
| 3                       | 371,76       | 97,84   |
| 4                       | 369,91       | 97,35   |
| 5                       | 368,06       | 96,87   |
| 6                       | 366,22       | 96,38   |
| 7                       | 364,38       | 95,90   |
| 8                       | 362,56       | 95,42   |
| 9                       | 360,75       | 94,94   |
| 10                      | 358,95       | 94,47   |
| 11                      | 357,15       | 94,00   |
| 12                      | 355,37       | 93,53   |
| 13                      | 353,59       | 93,06   |
| 14                      | 351,82       | 92,59   |
| 15                      | 350,06       | 92,13   |
| 16                      | 348,31       | 91,67   |
| 17                      | 346,57       | 91,21   |
| 18                      | 344,84       | 90,76   |
| 19                      | 343,11       | 90,30   |
| 20                      | 341,40       | 89,85   |
| LCE (tCO <sub>2</sub> ) |              | 1885,45 |

*Nota.* Se presenta en la Tabla 50, los datos de la energía generada anualmente durante los 20 años, se muestra una reduciendo un 0.5% de su valor inicial, debido al desgaste de los paneles solares. Estos valores se multiplicará con el factor de emisiones del SEIN teniendo un valor de  $0,2611 \frac{\text{TonCO}_2}{\text{Mwh}}$ , teniendo un total de 1 885,45 t CO<sub>2</sub> en el transcurso de los próximos 20 años. Elaboración Propia.

También se ha desarrollado el balance de las emisiones equivalentes del  $CO_2$  , donde incluirá las emisiones generadas y reemplazadas del sistema, para poder determinar el ahorro de las emisiones de  $CO_2$  en los próximos 20 años de servicio que producirá los paneles fotovoltaicos, es ilustrado en la Tabla 51.

**Tabla 51**

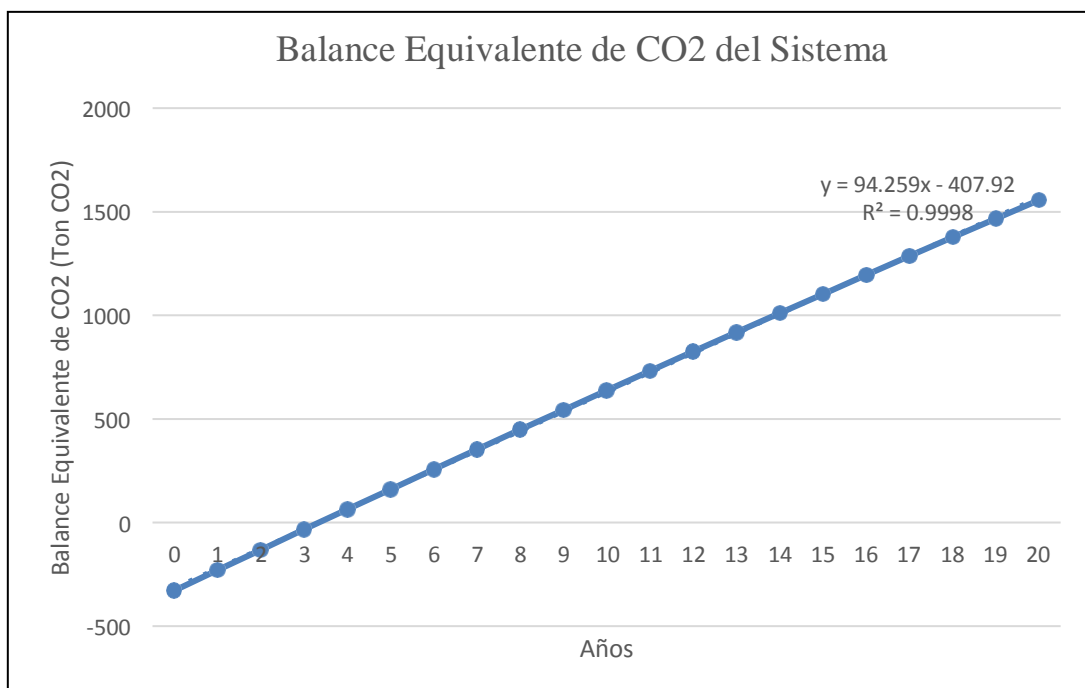
*Balance de Emisiones equivalentes del Sistema Fotovoltaico*

| Año | E. Generadas<br>(t/ $CO_2$ ) | E. Reemplazadas<br>(t/ $CO_2$ ) | Balance (t $CO_2$ ) |
|-----|------------------------------|---------------------------------|---------------------|
| 0   | 301,21                       | 0                               | -301,21             |
| 1   | 0                            | 98,83                           | -202,38             |
| 2   | 0                            | 98,33                           | -104,05             |
| 3   | 0                            | 97,84                           | -6,20               |
| 4   | 0                            | 97,35                           | 91,15               |
| 5   | 0                            | 96,87                           | 188,02              |
| 6   | 0                            | 96,38                           | 284,40              |
| 7   | 0                            | 95,90                           | 380,30              |
| 8   | 0                            | 95,42                           | 475,72              |
| 9   | 0                            | 94,94                           | 570,67              |
| 10  | 0                            | 94,47                           | 665,14              |
| 11  | 0                            | 94,00                           | 759,13              |
| 12  | 0                            | 93,53                           | 852,66              |
| 13  | 0                            | 93,06                           | 945,72              |
| 14  | 0                            | 92,59                           | 1038,32             |
| 15  | 0                            | 92,13                           | 1130,45             |
| 16  | 0                            | 91,67                           | 1222,12             |
| 17  | 0                            | 91,21                           | 1313,33             |
| 18  | 0                            | 90,76                           | 1404,09             |
| 19  | 0                            | 90,30                           | 1494,39             |
| 20  | 0                            | 89,85                           | 1584,24             |

*Nota.* Se presenta en la Tabla 51, el balance total de las emisiones del  $CO_2$  generadas por el Sistema Fotovoltaico, mostrando al final de su vida útil un balance de 1584.24 t $CO_2$ . Además se estima que las emisiones generadas las reemplazadas del sistema es 3,95 años. La Figura 24 ilustra el balance general de emisiones de  $CO_2$  del sistema fotovoltaico. Elaboración propia.

**Figura 24**

*Balance General de Emisiones  $CO_2$  del Sistema*



*Nota.* Se puede mostrar en la Figura 24, el balance general de emisiones del  $CO_2$  generadas y reemplazadas por el Sistema Fotovoltaico, donde al final de vida del sistema, se estimó en 3,95 años. Elaboración Propia.

**4.7.3. Resumen de resultados respecto al alimentador CHS031- A.H Alaska del Norte**

**4.7.3.3. Viabilidad Técnica**

**Tabla 52.**

*Resumen de resultados de las simulaciones para el alimentador CHS031-A.H Alaska del Norte*

| Casos de Estudio | Escenario    | Carga Total (MW) | Perdidas (MW) | Tensión máxima (p.u) | Tensión mínima (p.u) | Cargabilidad Máxima (%) |
|------------------|--------------|------------------|---------------|----------------------|----------------------|-------------------------|
| Alternativa A    | Sin proyecto | 0,25235          | 0,00123       | 0,999                | 0,989                | 5,372                   |
| Alternativa B    | Con Proyecto | 0,25235          | 0,00032       | 1                    | 0,998                | 2,752                   |

*Nota.* Se puede observar en la Tabla 52, los resultados de las simulaciones de los distintos casos de estudio sin proyecto (Existente) y con proyecto (Proyectado con la generación distribuida), teniendo como resultado beneficioso la alternativa B con tensión mínima de 0,998 p.u, está dentro de los rangos tolerables por la NTCSE ( $\pm 5\%$ ), pérdidas totales de 0,00032 MW y con una cargabilidad máxima de 2,752 %. Elaboración propia

#### 4.7.3.4. Viabilidad Económica

**Tabla 53.**

*Resumen de resultados económicos*

| Escenario    | VAN           | TIR |
|--------------|---------------|-----|
| Sin proyecto | S/ 106 339,42 | 15% |
| Con Proyecto | S/ 538 521,74 | 19% |

*Nota.* Se puede observar en la Tabla 53, los resultados económicos de los distintos casos de estudio sin proyecto (Existente) y con proyecto (Proyectado con la generación distribuida), teniendo como resultado beneficioso la alternativa B con S/ S/ 538 521 de VAN y TIR de 19%, siendo considerado como un proyecto aceptable.

#### **4.8. Discusión de resultados.**

➤ En relación con el objetivo general, analizar la implementación de la generación distribuida para mejorar la factibilidad del servicio eléctrico en los Asentamientos Rurales de Nuevo Chimbote, los indicadores técnicos evaluados para la capacidad del sistema fotovoltaico encargado de suministrar la energía eléctrica para el A.H Alaska del Norte, en la Tabla 27 se muestra un resumen del suministro eléctrico demostrando una capacidad de 104,98 kVA (190 paneles), una demanda de 104,98 kW y 320 W de pérdidas respectivamente. En relación con los indicadores económicos, la inversión de las potencias toma valores mínimos con una capacidad de 104,98 kVA (190 paneles), donde el valor del TIR es de 19 %, con un VAN de S/ 538 521,74 y el periodo de recuperación de la inversión es de 5 años como se observa en la Tabla 47 y en la Figura 23, con respecto a los indicadores ambientales, en este caso a los indicadores de las emisiones equivalentes de  $CO_2$  , como es de esperarse las emisiones son proporcionales a la capacidad del sistema de generación fotovoltaica, sin embargo, el periodo de compensación es de alrededor de 3.95 años, como se aprecia en la Tabla 50 y en la Figura 24. Comparado en su estudio de Análisis de Generación distribuida a través del diseño de un sistema fotovoltaico conectado al AMT CHS031–Hidrandina U.N Chimbote”, y con un con un VAN de S/. 2,456,546.00 soles, por un periodo de 25 años, donde es necesario recalcar que estas variancias se deben a la variabilidad de la radiación solar en el cual depende el lugar y la cantidad de paneles fotovoltaicos implantados en el sistema de generación fotovoltaica debido que cada lugar es distinto, también la tasa de retorno de inversión (TIR) y la envergadura del proyecto.

➤ Con respecto al primer objetivo específico, determinar la situación actual del suministro eléctrico en los Asentamiento Rurales de Nuevo Chimbote, en este caso se tomó como zona de estudio el A.H Alaska del Norte, en la Tabla 4, se puede observar las características eléctricas de los alimentadores de la subestación eléctrica Chimbote Sur, donde tenemos un nivel de tensión de 13,8 kV, una capacidad instalada de 11,8 MVA, una demanda de 4,5 MW, factor de potencia de 0.92 y caída de tensión de 1,3%, este último dato fue descubierto por el programa DigSilent Power Factory 2021 . Con respecto a Montalban (2021), la línea que está siendo suministrada es por el alimentador C-219, en el cual pertenece a SET Chiclayo, por lo cual tiene las siguientes características eléctricas del alimentador, con un nivel de tensión de 10 kV, una demanda máxima 3,99 MW, factor de potencia de 0,95 y una caída de tensión de 6,13%, esto se debe que en cada subestación eléctrica tiene diferentes características principales para el abastecimiento del suministro eléctrico respectivo.

➤ Acerca del segundo objetivo específico, evaluar el tipo de generación distribuida adecuada para la integración del suministro eléctrico en los Asentamientos Rurales de Nuevo Chimbote, en la Tabla 10, se tomó 8 criterios seleccionados con la implementación del proyecto, donde al final se seleccionó al sistema de generación fotovoltaica con un puntaje ponderado de 2,46. Con respecto a Montalban (2021), utilizaron diferentes valoraciones de porcentaje en cada criterio teniendo un promedio de 2,48 para la selección del sistema de generación fotovoltaica, también concuerda con nuestra selección.



➤ En cuanto al tercer objetivo específico, se comparó los valores de los indicadores técnicos con la generación distribuida en el suministro eléctrico del A.H Alaska del Norte, la energía generada por el sistema es de  $375,51 \frac{MWh}{año}$  para el primer año de funcionamiento, con el pasar de los años se va observar una degradación anual del panel fotovoltaico, donde se obtuvo por la ficha técnica del mismo (observar en el Anexo 7, según corresponda), por lo cual dicho valor es de 0.5% , también se comparó los valores de la caída de tensión y las pérdidas de energía ( W ) que presenta, teniendo como tensión mínima de 0,998 p.u permitiendo estar dentro de los rango tolerables requeridos por las NTCSE ( $\pm 5\%$ ), y 320 W respectivamente, como se muestra Tabla 51. Por el estudio de Mamani (2018), tuvo como resultado con la implementación de la generación distribuida, la caída de tensión de tensión y perdidas de energía, teniendo un valor de 2,302% y 0,103 MW, esto se debe por varios factores por la demanda actual del sistema eléctrico y la potencia generada, también por el esquema unifilar instalada en el programa Power Factory DigSilent 2021.

En cuanto, en los indicadores económicos en la integración de la generación distribuida en el suministro eléctrico del A.H Alaska del Norte, en la Tabla 43, el presupuesto general para el sistema asciende de S/ 1 139 442,61, con un VAN de S/ 538 521,74 y un TIR de 19 % , en lo cual se muestra en la Tabla 52, con una tasa de descuento del 12%. En comparación Santos (2021), presentó un presupuesto de S/. 78,442.40, con una tasa del descuento del 15%, obteniendo un VAN de S/. 82,608.49 y un TIR de 29%, esto es debido a que su proyecto se caracterizó como proyecto público para edificios multifamiliares. En general en las investigaciones para la implementación de sistemas fotovoltaicos, usan una tasa de descuento inferiores al 12%, debido al tipo de proyecto que se propone.

Por otro lado, las emisiones equivalentes de  $CO_2$  generadas y reemplazadas ha teniendo un resultado de 301,21y 1 885,45 t  $CO_2$  de la Tabla 48 y 49 correspondiente, lo que provoca en periodo de los 20 años, considerando el factor de emisiones de SEIN de  $0,2611 \frac{tCO_2}{MWh}$ , así mismo la evitar la electricidad de la red pública, se deja de emitir 2 819,41 t $CO_2$ . La diferencia es muy significativa, teniendo un balance de emisiones generadas y reemplazadas demuestran que se puede ahorrar 1 885,45 t $CO_2$ . En este sentido, también es importante mencionar que en 4 años aproximadamente se compensan las emisiones generadas con las reemplazadas, como se aprecia en la Figura 24. En esa misma línea de ideas Callasi (2020), demostró al integrar la generación distribuida con energía solar fotovoltaica en las redes de media tensión de la ciudad de Cusco, obtuvo un ahorro 0,957 t  $CO_2$ , sin embargo, su análisis no toma en cuenta las emisiones generadas por los dispositivos en sistema general.

➤ En cuanto al cuarto objetivo específico, se realizó un estudio de análisis de confiabilidad en dos escenarios diferentes con la finalidad de ver una comparación y un mejoramiento en los indicadores SAIDI y SAIFI, mostrados en la Tabla 32, donde podemos observar que hay una cierta reducción de 42,61% de SAIDI y de un 42,94 % de SAIFI. En el estudio realizado por Barrionuevo, et al. (2022), tuvo como resultado con la implementación de la generación distribuida, una disminución de 44% del SAIDI y de 29 % de SAIFI, o por el estudio Mamani (2018), tuvo como resultado con la implementación de la generación distribuida, una disminución del 74,63% del SAIDI y 69,26% del SAIFI, esto se debe a los diferentes valores de las variables de confiabilidad, teniendo como parametros las tasas de fallas (veces/año) y el tiempo de reparación (horas), por ello estas variables se encuentra en los reportes de interrupciones de las concesionarias

respectivas, pero teniendo como misma conclusión, con el desarrollo de la generación distribuida mejora la confiabilidad de los suministros eléctricos.

## **V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **5.1. Conclusiones**

- Se analizó la implementación de la generación distribuida teniendo como zona de estudio el A.H Alaska del Norte, demostrando que tiene la capacidad optimizada de 104,98 kWp (190 paneles) del sistema, con un área disponible de 489,2  $m^2$  y en el primer año producirá una energía anual de 375,51  $\frac{MWh}{a}$  en los próximos 20 años, por lo cual constituye como excelente alternativa para el mejoramiento de la factibilidad técnica, económica y ambiental del centro de trabajo investigado.
- Se determinó en el suministro eléctrico del A.H Alaska del Norte está siendo suministrado por el alimentador CHS031, con un nivel de operación de 13.8 kV, factor de potencia de 0,92, demanda máxima de 4,5 MW.
- Se evaluó los tipos de tecnologías de la generación distribuida para el beneficio del A.H Alaska del Norte, teniendo como seleccionado al sistema de generación fotovoltaica que tuvo de puntaje de 2,46 siendo el más alto a diferencia del sistema generación eólica y el sistema de cogeneración quienes tuvieron un puntaje de 1,59 y 1,94 respectivamente.
- Se comparó los diferentes escenarios sin proyecto (Existente) y con proyecto (Proyectado con la generación distribuida), teniendo como tensión mínima 0,998 p.u permitiendo estar dentro de los rangos tolerables requeridos por las NTCSE ( $\pm 5\%$ ), teniendo un mejoramiento del 1,10 % de calidad de servicio eléctrico con respecto al de sin proyecto (Existente), también una reducción de pérdidas desde 1,230 kW a 320 W, además se calculó la viabilidad económica de distintos escenarios de sin proyecto y con proyecto, teniendo como en los índices económicos en sin proyecto

un VAN de S/ 106 339,42 , TIR de 15% y en el caso con proyecto tiene un VAN de S/ 538 521,74 y un TIR de 19 % , siendo la mejor alternativa el escenario con proyecto acoplado con la generación distribuida y en la parte ambiental se tuvo como cantidad total de 1885,45 tCO<sub>2</sub> en los próximos 20 años.

➤ Se propone la implementación de la generación distribuida, ya que tuvo como resultado una disminución de 42,61% (8,439) de SAIDI y de 42,94 % (5,78) de SAIFI, cumpliendo con los rangos de tolerancia establecidas por OSINERGMIN y aumentando la confiabilidad del suministro eléctrico.

## 5.2. Recomendaciones

En referencia a los resultados y la experiencia de la investigación, se recomienda:

- Se recomienda desarrollar programas en simulación de flujo de potencia, como el DigSilent Power Factory, para poder verificar los resultados desarrollados en la investigación.
- Se recomienda tener los reportes de interrupciones del suministro eléctrico del alimentador actualizados por la empresa concesionaria dirigida, para poder emplear los parámetros de confiabilidad en el programa DigSilent Power Factor versión 2021 y verificar si está en el rango de tolerancias impuestas por las normas técnicas de calidad de servicio eléctrico (NTCSE).
- Se recomienda tener conocimientos de las nuevas tecnologías de la generación distribuida para ser aplicadas a un suministro eléctrico tradicional y hacer un mejor uso de las técnicas de distribución de energía eléctrica.
- Se recomienda promover investigaciones relacionadas con el uso de la generación distribuida o de fuentes renovables para poder mejorar su viabilidad técnica, económica y ambiental.
- Se recomienda aplicar esta metodología de evaluación para mejorar la factibilidad y confiabilidad en los suministros eléctricos de distintos Asentamientos Humanos, rurales, que tengan las mismas características similares, como, por ejemplo: las características del consumo energético, la cantidad de demanda, la población, viviendas, etc.

## VI. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Acero, K. (2023). *Estudio del potencial de aplicación de un sistema de aire acondicionado alimentado por energía solar fotovoltaica en la escuela de Educación Superior Pedagógica Pública Chimbote* [Trabajo de grado, Universidad Nacional del Santa]. Repositorio de la Universidad Nacional del Santa. <https://repositorio.uns.edu.pe/handle/20.500.14278/4293>
- Barrionuevo, I., et al. (2022). *Generación Distribuida Fotovoltaica para mejorar la confiabilidad en el Sistema Eléctrico de Lunahuaná – 2021* [Trabajo de grado, Universidad Nacional del Callao]. Repositorio de la Universidad Nacional del Callao. <https://repositorio.unac.edu.pe/handle/20.500.12952/6670>
- Burbano, J. (2022). *Viabilidad Técnico y Económico para la inversión de la Generación Distribuida y Autogeneración Fotovoltaicos* [Trabajo de grado, Universidad Politécnica Salesiana]. Repositorio de la Universidad Politécnica Salesiana. <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/22176>
- Callesi, J. (2020). *Impactos por la integración de la generación distribuida con energía solar fotovoltaica en redes de media tensión de la ciudad del Cusco* [Tesis doctoral, Universidad Andina de Cusco]. Repositorio de la Universidad Andina de Cusco. <https://repositorio.uandina.edu.pe/handle/20.500.12557/3564>
- Carta, J., et al. (2013). *Centrales de Energías Renovables*. 2 Edición.
- Castejón, A. y Santamaría, G. (2010). *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. Editex.
- Chávez, J. (2022). *Análisis de Generación Distribuida a través del diseño de un Sistema Fotovoltaico conectado al AMT CHS031- HIDRANDINA U.N CHIMBOTE* [Trabajo de grado, Universidad Nacional del Santa]. Repositorio de la Universidad Nacional del Santa. <https://repositorio.uns.edu.pe/handle/20.500.14278/3898>

- Corre, G. y Rojas, J. (2017). *Marco de referencia para la planificación de generación distribuida en zonas no interconectadas*. Revista Dialnet, 1(87), 70-87. [https://www.academia.edu/32317670/Marco de referencia para la p lanificaci%C3%B3n de generaci%C3%B3n distribuida en zonas no i nterconectadas](https://www.academia.edu/32317670/Marco_de_referencia_para_la_planificaci%C3%B3n_de_generaci%C3%B3n_distribuida_en_zonas_no_interconectadas)
- Dhaka, R., et al. (2021). Towards a Net Zero Building Using Photovoltaic Panels: A Case Study in an Educational Building. [ Edificio Net Zero utilizando paneles fotovoltaicos: un estudio de caso en un edificio educativo]. *International Journal of Renewable Energy Research – IJRER*, 11(2), 879-889. [https://www.researchgate.net/publication/352544119 Towards a Net Z ero Building Using Photovoltaic Panels A Case Study in an Educat ional Building](https://www.researchgate.net/publication/352544119_Towards_a_Net_Zero_Building_Using_Photovoltaic_Panels_A_Case_Study_in_an_Educational_Building)
- Díaz, P., et al. (2022). Analysis of the DG in a network in Angola based on the IEEE 14-bus system. [Análisis de la Generación Distribuida en una red eléctrica en Angola basado en el Sistema]. *Scientific and Technological Investigation Article*, 43 (2), 1 -11. <http://scielo.sld.cu/pdf/rie/v43n2/1815-5901-rie-43-02-79.pdf>
- Harper, E. (2014). *Instalaciones eléctricas domesticas convencionales y solares fotovoltaicos*. Limusa.
- Huanilo, D. (2019). *Aplicación de la normativa eléctrica para la individualización del suministro provisional colectivo de venta en bloque en media tensión del caserío algodónal en el distrito de Paimas provincia de Ayabaca, Piura dentro de la zona de responsabilidad técnica de Electronoroeste S.A.* [Trabajo de grado, Universidad Nacional del Pedro Ruiz Gallo]. Repositorio de la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo. <https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/3947>

- Mamani, D. (2018). *Integración de las Energías Renovables como Generación Distribuida en Redes Eléctricas inteligentes en Media Tensión en la región del Cusco* [Tesis de maestría, Universidad Andina Nestor Cáceres Velasquez]. Repositorio de la Universidad Andina Nestor Cáceres Velasquez. <http://repositorio.uancv.edu.pe/handle/UANCV/2265>
- Mertens, K. (2019). *Photovoltaics – Fundamentals, Technology, and Practice*. [Fotovoltaica- Fundamentos. Tecnología y practica]. Wiley.
- Ministerio del Medio Ambiente. (2015). *De la COP20/CMP10 al mundo: Manual de Cálculo y Neutralización de GEI para las COP/CMP*. REDIAM. Repositorio del Ministerio del Medio Ambiente. <https://repositoriodigital.minam.gob.pe/handle/123456789/78>
- Montalban, B. (2021). *Propuesta de Integración de un Sistema de Generación Distribuida en la empresa Aldur Nutripellet para determinar los efectos tecnicos en la red de Media Tensión* [Trabajo de grado, Universidad Católica San Toribio de Mogrovejo]. Repositorio de la Universidad Católica San Toribio de Mogrovejo. <https://tesis.usat.edu.pe/handle/20.500.12423/3416>
- Osignermin. (2024). *Pliegos Tarifarios para clientes finales*. <https://www.osinergmin.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegoTarifario?Id=20000>
- Pachar, J. y Quizhpi, W. (2020). *Impacto técnico- económico de la Generación Distribuida Solar Fotovoltaica en grandes consumidores conectados a la red de distribución, caso de estudio. Empresa Graiman, Empresa Continental Tire Andina*. [Trabajo de grado, Universidad Politécnica Salesiana]. Repositorio de la Universidad Politécnica Salesiana. <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/18877>
- Perpiñan, O. (2020). *Energía Solar Fotovoltaica*. Creative Commons.
- Prado, B. (2020). *Análisis Técnico - Económico de una instalación fotovoltaica en consumidores residenciales en áreas rurales aisladas* [Trabajo de grado,



Universidad Politécnica Salesiana]. Repositorio de la Universidad Politécnica Salesiana. <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/19154>

Ramos, E. (2020). La Generación Distribuida: El camino hacia la producción descentralizada de electricidad y pautas para su reglamentación. *Forseti*. 8(11).17-19 <https://revistas.up.edu.pe/index.php/forseti/article/view/1255>

Sanchez, M. (2008). *Energía Solar Fotovoltaica*. Limusa.

Santos, M. (2021). *Análisis de viabilidad técnica y económica de un sistema de microgeneración distribuida fotovoltaica para un edificio multifamiliar en el distrito de Chiclayo – Lambayeque* [ Trabajo de grado, Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo]. Repositorio de la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo. <https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/9885>

Tomanguilla, L. (2022). *Propuesta de Implementación de Generación Distribuida con Módulos Fotovoltaicos para mitigar pérdidas de energía en el Alimentador C-212* [Trabajo de grado, Universidad Católica San Toribio de Mogrovejo]. Repositorio de la Universidad Católica San Toribio de Mogrovejo <https://tesis.usat.edu.pe/handle/20.500.12423/5425>

Veritas, B., et al.(2011). *Energía Solar Fotovoltaica*. FC Editorial.

## **VII. ANEXOS**

**Anexo 1. Entrevista interna de la Zona de Estudio para el A.H Alaska del Norte**

**Anexo 2. La matriz de consistencia de la investigación**

**Anexo 3. Diagrama Unifilar de la Subestación Chimbote Sur procesado por el programa DigSilent Power Factory**

**Anexo 4. Diagrama Unifilar de Chimbote Sur- A.H Alaska del Norte**

**Anexo 5. Diagrama Unifilar de Chimbote Sur- A.H Alaska del Norte por el programa DigSilent Power Factory 2021**

**Anexo 6. Diagrama Unifilar de Chimbote Sur- A.H Alaska del Norte con la implementación de la Generación Distribuida por el programa DigSilent Power Factory 2021**

**Anexo 7. Ubicación del sistema fotovoltaico para el A.H Alaska del Norte**

**Anexo 8. Registro de Interrupciones semestrales por alimentador – S.E. Chimbote**

**Anexo 9. Ficha Técnica del panel fotovoltaico**

**Anexo 10. Ficha Técnica del Inversor a Conexión a red**

**Anexo 11. Ficha Técnica del conductor de tramo para corriente continua**

**Anexo 12. Ficha Técnica del conductor para el tramo de corriente alterna**

**Anexo 13. Ficha Técnica del conductor para la conexión del transformador**

**Anexo 14. Ficha Técnica del Fusible seleccionado**

**Anexo 15. Ficha Técnica del descargador de sobretensiones transitoria (DC)**

**Anexo 16. Ficha Técnica del Interruptor Automático Compact (DC)**

**Anexo 17. Ficha Técnica del Vigilante de Aislamiento (DC)**

**Anexo 18. Ficha Técnica de Interruptor de Apertura y Cierre (DC)**

**Anexo 19. Ficha Técnica del descargador de sobretensiones transitoria (AC)**

**Anexo 20. Ficha Técnica del Vigilante de Aislamiento (AC)**

**Anexo 21. Ficha Técnica del Interruptor Automático (AC)**

**Anexo 22. Ficha Técnica de la celda de protección**

**Anexo 23. La solicitud de autorización para el uso de información para el desarrollo del trabajo de investigación**

**Anexo 24. La boleta de atención de la empresa concesionaria de Hidrandina S.A.**

**Anexo 1. Entrevista interna de la Zona de Estudio para el A.H Alaska del Norte**



**ENTREVISTA – DESARROLLO DE TESIS**

**CUESTIONARIO INTERNO DE LA ZONA**



**Personal Entrevistado:**

**Lugar:**

**Fecha y Hora:**

**A. FUENTES DE ENERGIA**

- 1. ¿Qué tipo de electrodomésticos e iluminación consume en su vivienda?**
- 2. ¿Cuánto es el periodo de consumo del uso de los dispositivos eléctricos?**

**B. NIVEL PERSONAL**

- 3. ¿Alguna vez tuvieron problemas con su energía eléctrica?, y si es así, ¿cuánto tiempo se llegó a solucionar la conexión eléctrica?**
- 4. ¿Qué le parece la idea de la implementación de la Generación Distribuida, para mejorar la calidad de servicio eléctrico en los próximos 20 años de servicio?**
- 5. ¿Estaría de acuerdo con el uso de la Energía Renovables como fuente de energía eléctrica?**

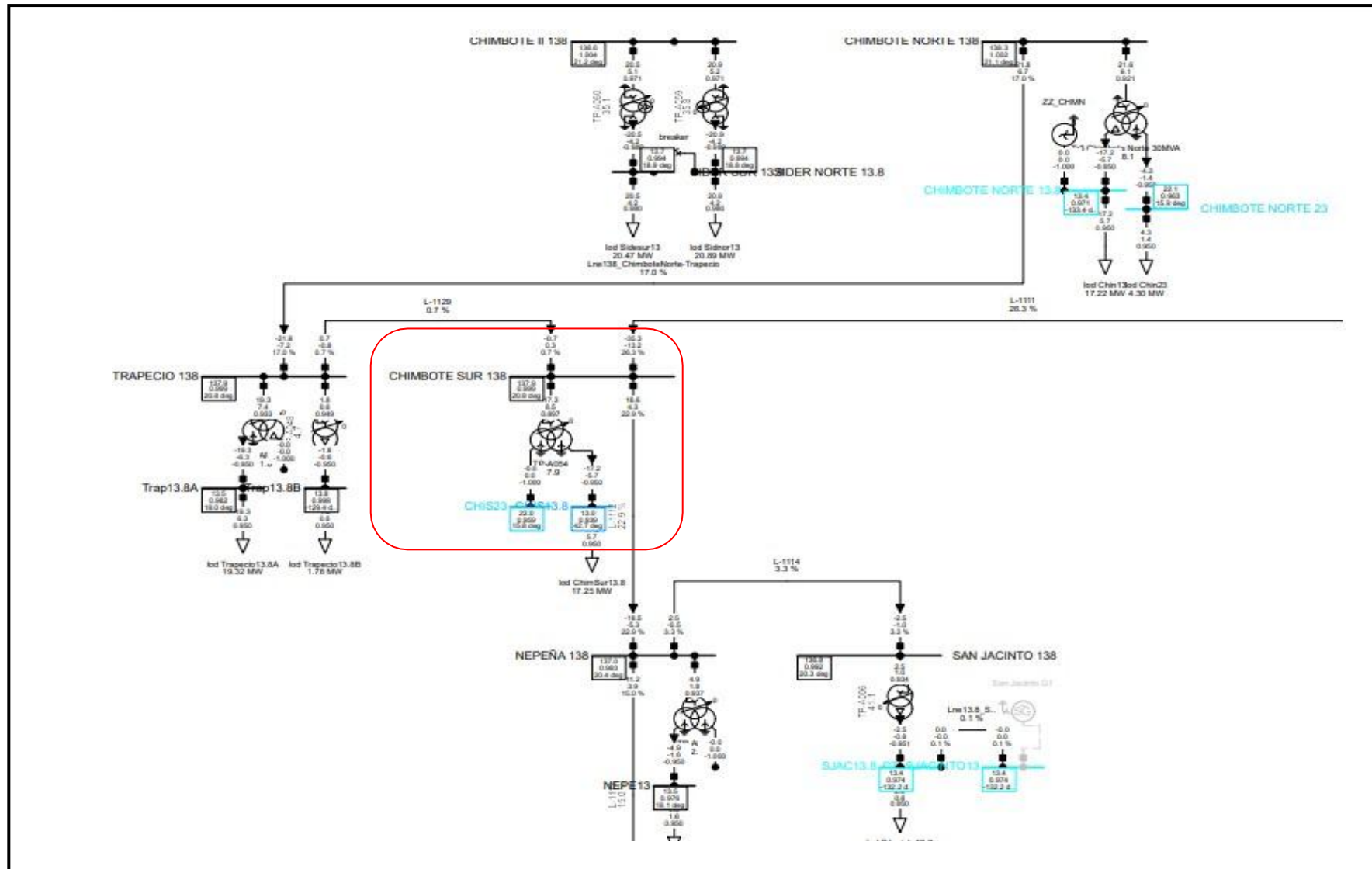
SI

NO

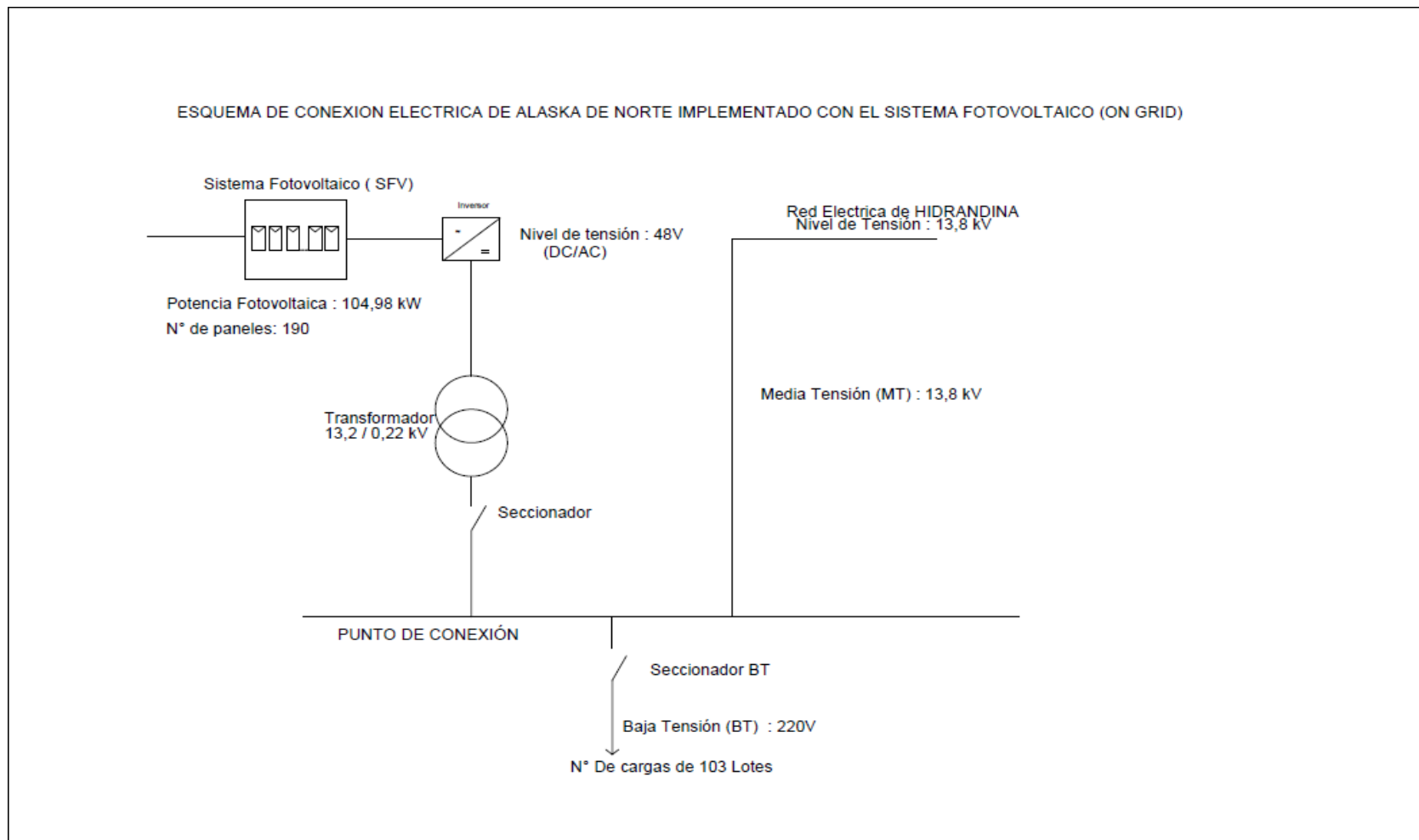
## Anexo 2. Matriz de Contingencia de la Investigación

| Variable                           | Definición Conceptual   | Definición Operacional  | Dimensión               | Indicadores   | Escala de medición   |
|------------------------------------|---|---|-------------------------|---|----------------------|
| Variable dependiente               | Es el punto de la red eléctrica se obtendrá la energía para alimentar las instalaciones de servicio | Se encarga de determinar la necesidad de construcción de redes para poder suministrar la energía en las instalaciones del cliente | Factibilidad Técnica    | Desviación de caída de tensión nominal ( $\Delta V_k$ ) | De intervalo         |
| Factibilidad de Servicio Eléctrico |   |   |                         | Perdidas de energía (kW)                                | Nominal              |
|                                    |   |   |                         | SAIDI   | De intervalo         |
|                                    |   |   |                         | SAIFI   | De intervalo         |
|                                    |   |   | Factibilidad Económica  | VAN   | De razón             |
|                                    |   |   |                         | TIR   |                      |
|                                    |   |   | Factibilidad Ambiental  | t CO2   | De razón             |
| Variable independiente             | Es aquella generación que conecta a la red en el punto mas cercano al consumo                       | Se encarga de inyectar la energía limpia obtenida cerca a la carga que se conecta a la red eléctrica convencional.                | Generación Fotovoltaica | Capacidad Instalada kVA                                 | Nominal              |
| Generación Distribuida             |   |   |                         | Nivel y ubicación de paneles solares                    | Potencia activa (kW) |
|                                    |   |   | Nivel de tensión(kV)    |   | De intervalo         |

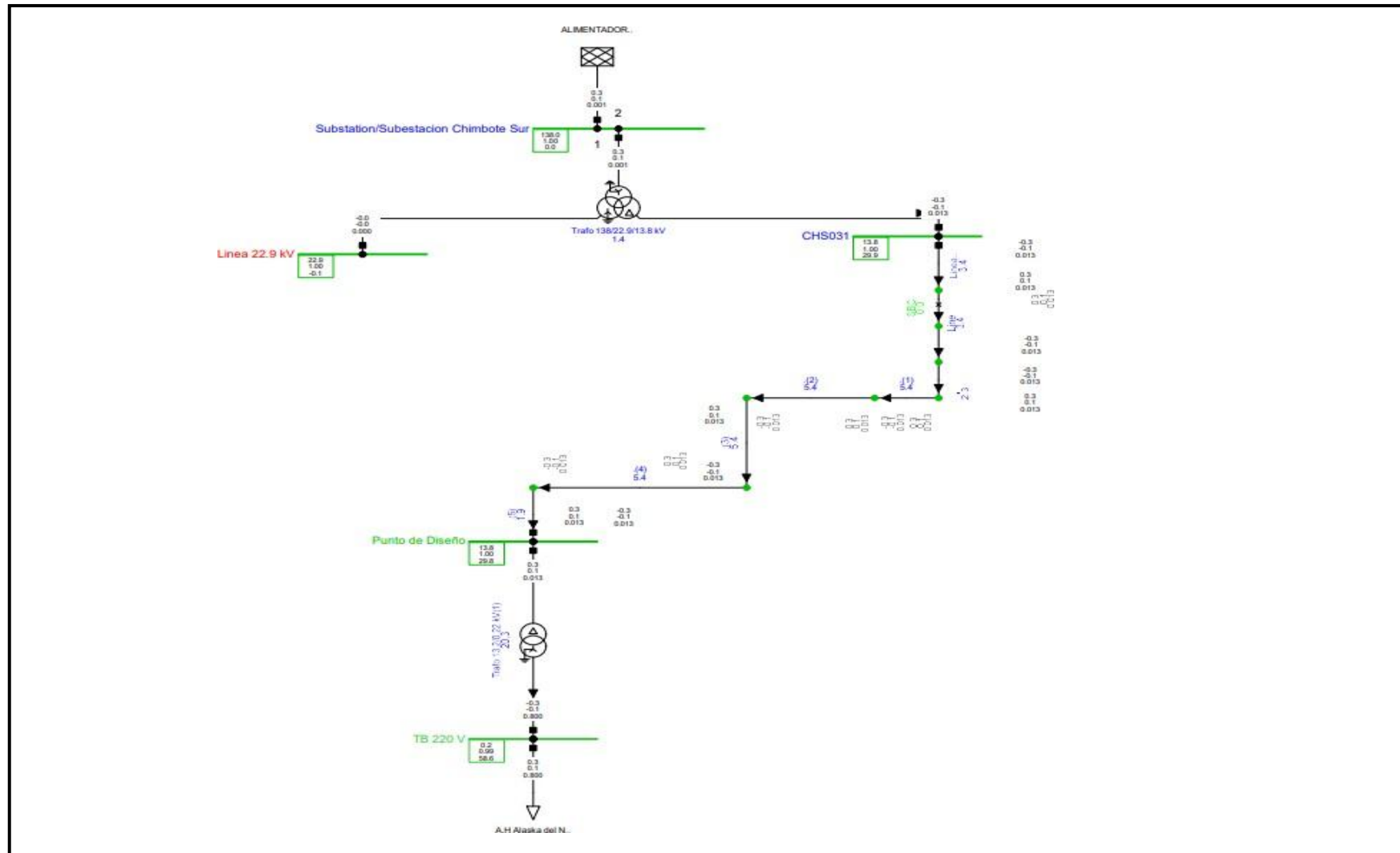
### Anexo 3. Diagrama Unifilar de la Subestación Chimbote Sur procesado por el programa DigSilent Power Factory 2021



#### Anexo 4. Diagrama Unifilar de Chimbote Sur- A.H Alaska del Norte

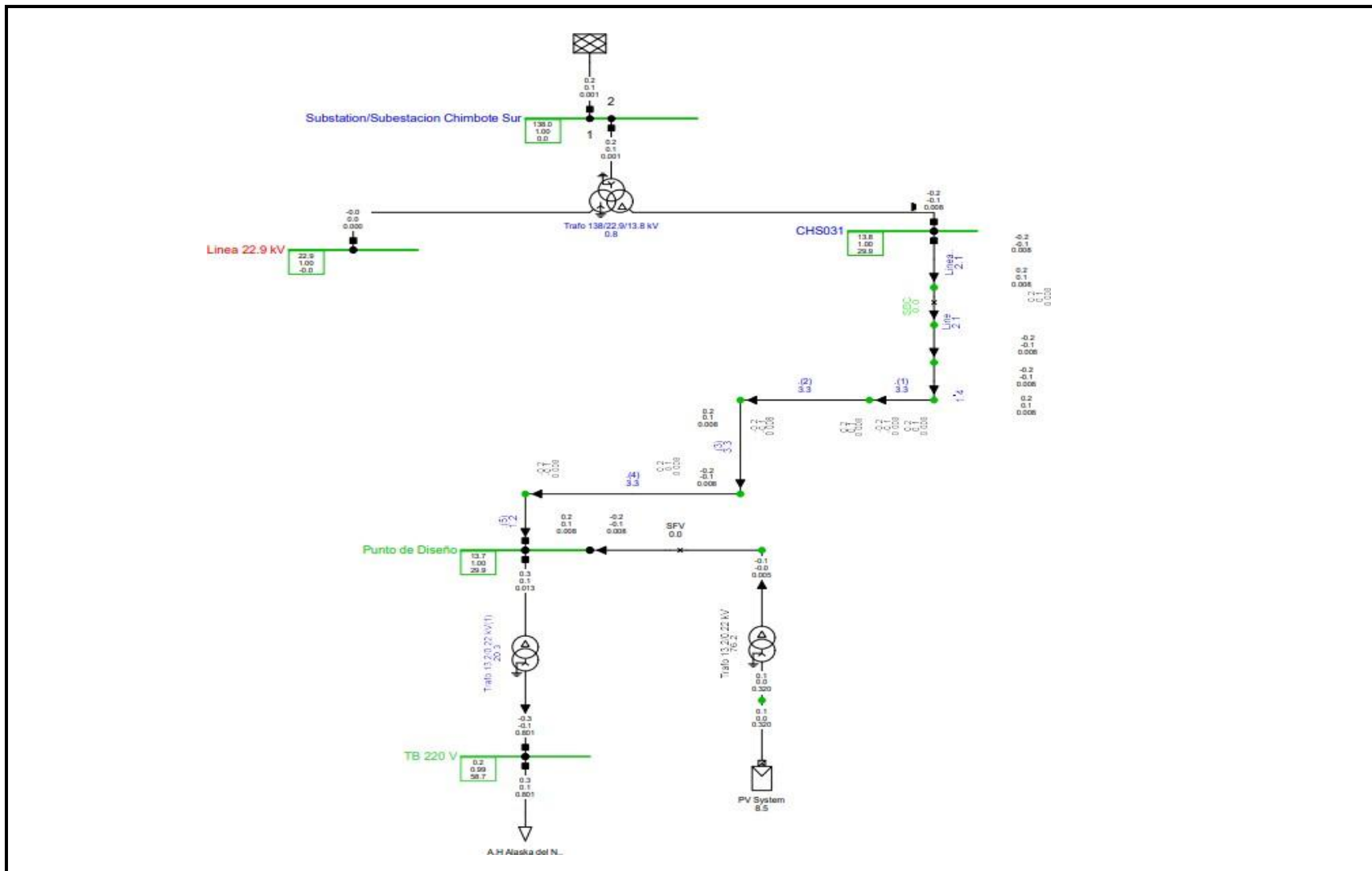


Anexo 5. Diagrama Unifilar de Chimbote Sur- A.H Alaska del Norte con el programa DigSilent Power Factory 2021

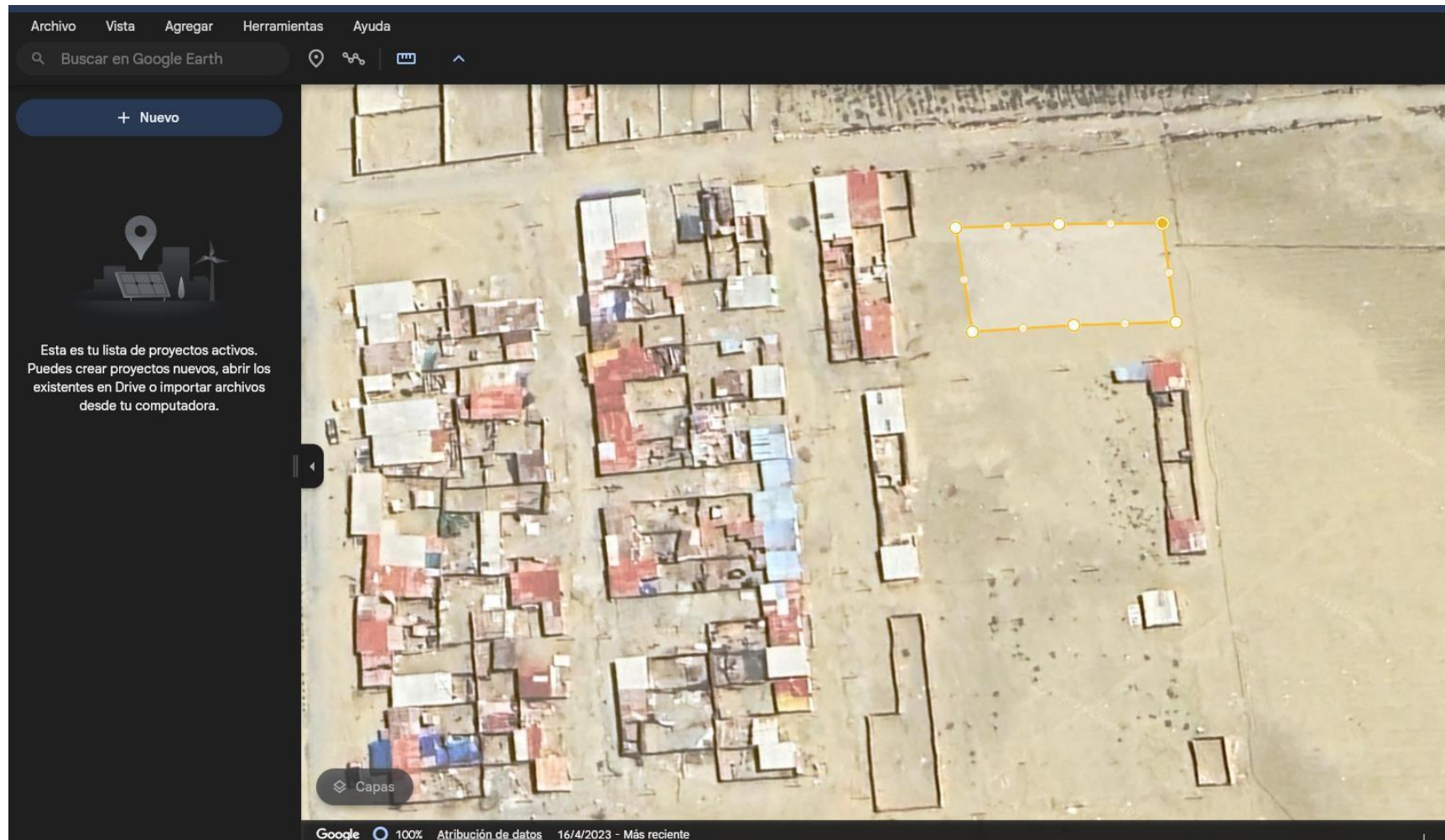




**Anexo 6. Diagrama Unifilar de Chimbote Sur- A.H Alaska del Norte con la implementación de la Generación Distribuida por el programa DigSilent Power Factory 2021**



## Anexo 7. Ubicación del sistema fotovoltaico para el A.H Alaska del Norte



*Nota.* Tomado por Google Earth, 2023.



## Anexo 9. Ficha Técnica del panel fotovoltaico

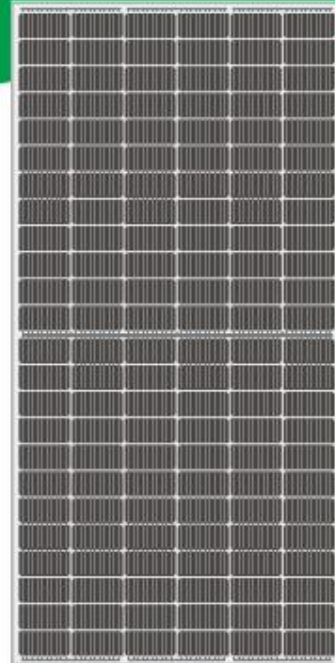


# ATLAS by Eco Green Energy

## 530-550W

M10 / 182 mm Cell - 144 Half-cell

Founded in 2008, Eco Green Energy is a french brand solar PV manufacturer and distributing now its PV module in more than 60 countries over the world. Atlas series solar modules are made only with grade A cells for highest power generation, lowest LCOE, and ensured more than 25 years lifespan.



### KEY FEATURES



Gallium-doped Technology



Lower LCOE and BOS



Anti PID/ Low LID protection



Less Hot Spot Shading effects



Lower temperature coefficient

### 144-Cell

MONOCRYSTALLINE MODULE

### 21.28%

MAXIMUM EFFICIENCY

### 0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

### GRADE A

CELLS GUARANTEED

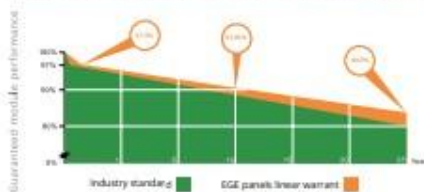


French Quality Module



### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12-Year Product Warranty · 25-Year Linear Power Warranty



Eco Green Energy Group Ltd. 2018. All rights reserved.  
Add: 299 Xing Cheng Road, Chong Chuan District, Nantong, Jiangsu, China  
Tel: +86 513 6669088 / E-mail: info@eco-greenenergy.com

### COMPREHENSIVE CERTIFICATES

IEC 61215/ IEC 61730 / IEC 61701 / IEC 62716  
ISO 9001 : Quality Management Systems



Facebook: [www.facebook.com/EGENantong](https://www.facebook.com/EGENantong)  
LinkedIn: [www.linkedin.com/company/eco-green-energy/](https://www.linkedin.com/company/eco-green-energy/)  
Website: [www.eco-greenenergy.com](http://www.eco-greenenergy.com)

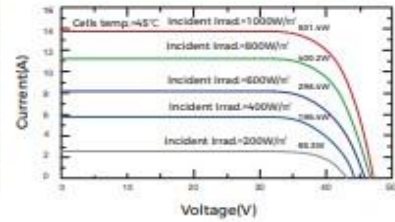


**ELECTRICAL DATA AT STC\***

|                             |         |         |         |         |         |
|-----------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Power output (Pmax)         | 530 W   | 535 W   | 540 W   | 545 W   | 550 W   |
| Power tolerance             | 0→+5 W  | 0→+5 W  | 0→+5 W  | 0→+5 W  | 0→+5 W  |
| Module efficiency           | 20.51 % | 20.70 % | 20.89 % | 21.09 % | 21.28 % |
| Maximum power voltage (Vmp) | 40.58 V | 40.68 V | 40.79 V | 40.89 V | 40.98 V |
| Maximum power current (Imp) | 13.06 A | 13.15 A | 13.24 A | 13.33 A | 13.42 A |
| Open circuit voltage (Voc)  | 49.29 V | 49.39 V | 49.49 V | 49.59 V | 49.68 V |
| Short circuit current (Isc) | 13.64 A | 13.73 A | 13.83 A | 13.92 A | 14.01 A |

\*Standard Test Conditions: Irradiance: 1 000 W / m<sup>2</sup> • Cell temperature: 25°C • AM: 1.5

**PV MODULE : EGE-540W-144M(M10)**

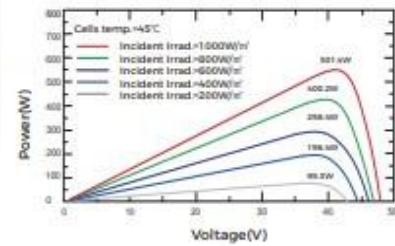


**ELECTRICAL DATA AT NMOT\***

|                             |          |          |          |          |          |
|-----------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Power output (Pmax)         | 395.18 W | 398.91 W | 402.64 W | 406.37 W | 410.10 W |
| Maximum power voltage (Vmp) | 38.05 V  | 38.14 V  | 38.24 V  | 38.33 V  | 38.42 V  |
| Maximum power current (Imp) | 10.37 A  | 10.44 A  | 10.52 A  | 10.59 A  | 10.66 A  |
| Open circuit voltage (Voc)  | 45.71 V  | 45.80 V  | 45.90 V  | 45.99 V  | 46.07 V  |
| Short circuit current (Isc) | 11.09 A  | 11.16 A  | 11.24 A  | 11.32 A  | 11.39 A  |

\*Nominal Operating Cell Temperature: Irradiance: 800 W / m<sup>2</sup> • Ambient temperature: 20°C • AM: 1.5 • Wind speed: 1 m/s

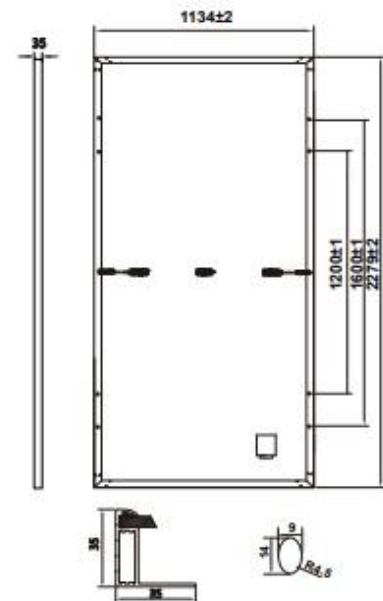
**PV MODULE : EGE-540W-144M(M10)**



**MECHANICAL CHARACTERISTICS**

|                             |  |
|-----------------------------|--|
| Cell type                   | Monocrystalline (182x91 mm)  |
| Number of cells             | 144  |
| Dimensions                  | 2279x1134x35mm (1.5mm Cell Gap)  |
| Weight                      | 29 kg  |
| Glass                       | 3.2 mm tempered glass, High transmission (>94%), Anti-Reflective Coating |
| Frame                       | Anodized aluminium alloy   |
| Junction box                | IP68 rated (3 by pass diodes)  |
| Cable                       | 4.0mm <sup>2</sup> ; 300mm(+) / 300mm(-); Length can be customized       |
| Connector                   | MC4 or MC4 compatible  |
| Max front load (e.g.: snow) | 5400 Pa  |
| Max back load (e.g.: wind)  | 2400 Pa  |

**Dimension of PV Module (mm)**



**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

|                                 |            |
|---------------------------------|------------|
| NOCT                            | 45°C ±2 °C |
| Temperature coefficient of Pmax | -0.35%/°C  |
| Temperature coefficient of Voc  | -0.28%/°C  |
| Temperature coefficient of Isc  | +0.048%/°C |

**MAXIMUM RATINGS**

|                             |                |
|-----------------------------|----------------|
| Operating temperature range | -40 °C ~+85 °C |
| Maximum system voltage      | 1500 DC (IEC)  |
| Max series fuse rating      | 25 A           |

**PACKAGING (2279x1134x35mm)**

|                   |                      |         |
|-------------------|----------------------|---------|
| Type              | Pcs                  | Weight  |
| Per Pallet        | 31 pcs               | 940 kg  |
| 40ft HQ Container | 620 pcs (20 pallets) | 18.80 t |



Specifications included in this datasheet are subject to change without prior notice. Refer to our website for further information or contact one of our sales staff. [www.eco-greenenergy.com](http://www.eco-greenenergy.com)

*Nota.* Tomado del Panel Solar 550 W – 24 V Monocrystalino ECO GREEN ENERGY, Panel Solar Perú, 2023.

## Anexo 10. Ficha Técnica del Inversor a Conexión a red

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



# FRONIUS TAURO

Precombined variant.





System design flexibility



Max. performance up to 50°C



Direct sunlight



Optimizing costs



Active Double Wall Cooling



Power stage replacement

The three-phase Fronius Tauro in the 50 and 100 kW power classes promises maximum performance for central systems even under the harshest conditions.

With its smart hardware design, it offers not just BOS cost optimization but unprecedented flexibility in system design. Simple installation and the fastest service on the market ensure maximum yield.

### TECHNICAL DATA FRONIUS TAURO

| INPUT DATA   | TAURO 50-3-P    | TAURO ECO 50-3-P      | TAURO ECO 99-3-P | TAURO ECO 100-3-P      |
|--|-----------------|-----------------------|------------------|------------------------|
| Number of MPPT trackers  | 3               |                       | 1                |                        |
| Max. input current (I <sub>dc max</sub> )                                | 134 A           | 87.5 A                |                  | 175 A                  |
| Max. input current residual field (PV1 / PV2 / PV3)                      | 36 / 36 / 72 A  | 75 / 75 / - A         |                  | 100 / 100 / - A        |
| Max. short circuit current (PV1 / PV2 / PV3)                             | 72 / 72 / 125 A |                       | 125 / 125 / - A  |                        |
| Max. short circuit current (kernja/meter)                                | 240 A           | 178 A                 |                  | 258 A                  |
| DC input voltage range (U <sub>dc min</sub> - U <sub>dc max</sub> )      | 200 - 1,800 V   |                       | 580 - 1,000 V    |                        |
| Feed-in start voltage (U <sub>dc start</sub> )                           | 280 V           |                       | 650 V            |                        |
| Usable MPPT voltage range (U <sub>app min</sub> - U <sub>app max</sub> ) | 480 - 870 V     |                       | 580 - 930 V      |                        |
| Number of DC connectors (PV1 / PV2 / PV3)                                | 1 / 1 / 1       |                       | 1 / 1 / -        |                        |
| Max. PV generator power (P <sub>dc max</sub> )                           |                 | 75 kW <sub>peak</sub> |                  | 150 kW <sub>peak</sub> |

| OUTPUT DATA  | TAURO 50-3-P | TAURO ECO 50-3-P                 | TAURO ECO 99-3-P | TAURO ECO 100-3-P |
|--|--------------|----------------------------------|------------------|-------------------|
| AC nominal output (P <sub>ac,n</sub> )                           |              | 50,000 W                         | 99,000 W         | 100,000 W         |
| Max. output power  |              | 50,000 VA                        | 99,000 VA        | 100,000 VA        |
| AC output current (I <sub>ac max</sub> )                         |              | 76 A                             |                  | 152 A             |
| Grid connection (U <sub>ac,n</sub> )                             |              | 3~NPE 400/230 V; 3~NPE 380/220 V |                  |                   |
| Frequency (frequency range f <sub>min</sub> - f <sub>max</sub> ) |              | 50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)       |                  |                   |
| Power factor (cos φ <sub>ac</sub> )                              |              | 0 - 1 incl. f. cap.              |                  |                   |

| GENERAL DATA   | TAURO 50-3-P | TAURO ECO 50-3-P   | TAURO ECO 99-3-P | TAURO ECO 100-3-P |
|--|--------------|--|------------------|-------------------|
| Dimensions (height x width x depth)                      |              | 755 x 1,100 x 346 mm (without wall mount)  |                  |                   |
| Weight   | 82 kg        | 74 kg  |                  | 103 kg            |
| Degree of protection                                     |              | IP 65  |                  |                   |
| Protection class   |              | 1  |                  |                   |
| Wight-time consumption                                   |              | < 16 W   |                  |                   |
| Cooling  |              | Active cooling technology and double wall system   |                  |                   |
| Installation   |              | Indoor and outdoor <sup>1)</sup>   |                  |                   |
| Ambient temperature range                                |              | -40 - + 65 °C <sup>2)</sup>  |                  |                   |
| Certificates and compliance with standards <sup>3)</sup> |              | AS/NZS 4777.2:2020, IEC62108-1/-2, VDE-AR-N 4105:2018, IEC62116, EN58548-1:2019 G EN50548-2:2019, VDE-AR-N 4110:2018, CEI 0-16:2019, CEI 0-21:2018 |                  |                   |

<sup>1)</sup> Direct under the sun is possible  
<sup>2)</sup> Optional AC-disconnect mounted inside the inverter: from - 25 to + 65 °C  
<sup>3)</sup> These are planned certificates. For the current certificates, please see [www.fronius.com/tauro-cert](http://www.fronius.com/tauro-cert)

Nota. Tomado de Inversor de red por Fronius Tauro Eco, Solar Energy (2023).

## Anexo 11. Ficha Técnica del conductor de tramo para corriente continua

exZhelent SOLAR

# EXZHELLENT® SOLAR

ZZ-F - Libre de halógenos

1.8 kV DC - 0,6/1 kV AC

### NORMAS:

#### CONSTRUCCIÓN

TÜV 2Pfg 1169  
EN 50618

#### REACCIÓN AL FUEGO

|               |             |
|---------------|-------------|
| IEC 60332-1-2 | IEC 61034-2 |
| EN 60332-1-2  | EN 61034-2  |
| IEC 60754-1   |             |
| EN 60754-1    |             |



### CONSTRUCCIÓN:

#### 1. CONDUCTOR

Cobre, clase 5 según IEC 60228.

#### 2. AISLAMIENTO

Compuesto de EVA reticulado.  
Color natural.

#### 3. CUBIERTA EXTERIOR

Compuesto de EVA reticulado.  
Colores rojo o negro.

### APLICACIONES:

Pensados para la interconexión de paneles en instalaciones fotovoltaicas y para la conexión de estos con las cajas de conexión y los inversores, tanto en interiores, exteriores e instalaciones fijas o móviles (seguidores solares), como en tierra, tejados o integrados en edificios. No recomendado para instalación subterránea, ya sea bajo tubo o directamente enterrado.

Estos cables no están diseñados para ser sumergidos.

Temperatura máxima del conductor: +90 °C (120 °C durante 20.000 horas)

Temperatura mínima de trabajo: -40 °C.



### CERTIFICACIONES:



• QUALITY  
• SAFETY  
• TYPE  
• APPROVED



LCIE se aplica a secciones desde 4 mm<sup>2</sup> hasta 25 mm<sup>2</sup> inclusive.

TÜV no se aplica a la sección 300 mm<sup>2</sup>.

## CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS:

| Código de General Cable | Sección (mm <sup>2</sup> ) | Díametro nominal exterior (mm) | Peso nominal (kg/km) | Radio mínimo de curvatura (mm) | Intensidad máx. admisible al aire 60 °C * (A) | Caida de tensión DC system (V/A.km) |
|-------------------------|----------------------------|--------------------------------|----------------------|--------------------------------|---|-------------------------------------|
| 1614107                 | 1x2,5                      | 4,8                            | 45                   | 20                             | 41  | 22,9                                |
| 1619108                 | 1x4                        | 6,0                            | 65                   | 25                             | 55  | 14,2                                |
| 1619109                 | 1x6                        | 6,6                            | 85                   | 25                             | 70  | 9,45                                |
| 1619110                 | 1x10                       | 8,0                            | 135                  | 35                             | 96  | 5,43                                |
| 1614111                 | 1x16                       | 8,5                            | 195                  | 35                             | 132   | 3,46                                |
| 1614112                 | 1x25                       | 10,2                           | 290                  | 45                             | 176   | 2,22                                |
| 1614113                 | 1x35                       | 11,5                           | 390                  | 50                             | 218   | 1,57                                |
| 1614114                 | 1x50                       | 13,7                           | 550                  | 55                             | 267   | 1,10                                |
| 1614115                 | 1x70                       | 15,2                           | 750                  | 65                             | 332   | 0,772                               |
| 1614116                 | 1x95                       | 17,1                           | 970                  | 70                             | 397   | 0,585                               |
| 1614117                 | 1x120                      | 19,1                           | 1.215                | 80                             | 471   | 0,457                               |
| 1614118                 | 1x150                      | 21,2                           | 1.525                | 85                             | 541   | 0,368                               |
| 1614119                 | 1x185                      | 23,1                           | 1.830                | 95                             | 615   | 0,301                               |
| 1614120                 | 1x240                      | 26,7                           | 2.415                | 135                            | 745   | 0,228                               |
| 1614121                 | 1x300                      | 29,8                           | 3.045                | 150                            | 857   | 0,182                               |

\* Temperatura máxima del conductor de 120 °C, según TÜV 2Pfg 1169:2007.

Valores nominales sujetos a variación en función de la tolerancia de fabricación.



## Anexo 12. Ficha Técnica del conductor para el tramo de corriente alterna

### N2XY 0,6/1 kV FB Unipolar

Contacto  
Venta Local  
ventas.peru@nexans.com

Aplicación general como cable de energía, en instalaciones fijas.

#### DESCRIPCIÓN

##### Aplicacion:

Aplicacion general como cable de energia. En redes electricas de distribucion de baja tension, instalaciones industriales, en edificios y estaciones de maniobra. En instalaciones fijas, en ambientes interiores y exteriores. Se puede instalar en ductos, en lugares secos y humedos.

##### Construccion:

1. Conductor: Cobre blando flexible, clase 5.
2. Aislamiento: Polietileno reticulado XLPE.
3. Cubierta externa: Compuesto de PVC.

##### Principales características:

Buenas propiedades electricas y mecanicas. El aislamiento de polietileno reticulado permite mayor capacidad de corriente en cualquier condicion de operacion, minimas perdidas dielectricas, alta resistencia de aislamiento. La cubierta externa de PVC le otorga una adecuada resistencia a las grasas, aceites y a la abrasion. Resistencia a los rayos solares. No propaga la llama.

##### Seccion:

Desde 2,5 mm<sup>2</sup> hasta 120 mm<sup>2</sup>.

##### Marcacion:

INDECO S.A. N2XY 0,6/1 kV - Seccion - FB - Año - Metrado secuencial.

##### Embalaje:

En carretes de madera no retornables.

##### Color:

Aislamiento: Natural.

Cubierta externa: Negro.

##### Normas nacionales

**NTP-IEC 60228:** Conductores para cables aislados.

**NTP-IEC 60502-1:** Cables de energia con aislamiento extruido y sus aplicaciones para tensiones nominales desde 1 kV y 3 kV.



#### NORMAS

**Internacional** IEC 60228;  
IEC 60332-1-2; IEC 60502-1;  
IEC 60811-401; IEC 60811-402;  
IEC 60811-409; IEC 60811-501;  
IEC 60811-502; IEC 60811-504;  
IEC 60811-505; IEC 60811-506;  
IEC 60811-507; IEC 60811-508;  
IEC 60811-509

**Nacional** ICEA S-95-658; NTP-  
IEC 60228; NTP-IEC 60502-1;  
UL 2556

# N2XY 0,6/1 kV FB Unipolar

Contacto  
Venta Local  
ventas.peru@nexans.com

| Características de construcción                    |   |
|--|---|
| Flexibilidad del conductor                         | Clase 5 IEC 60228                         |
| Características eléctricas                         |   |
| Tensión nominal de servicio U <sub>0</sub> /U (Um) | 0.6/ 1 (1.2) kV                           |
| Rigidez dieléctrica                                | 3.5 kV                                    |
| Tiempo Rigidez Dielectrica Vca al aislamiento      | 5 min.                                    |
| Características de uso                             |   |
| No propagación de la llama                         | IEC 60332-1-2; FT1                        |
| Resistencia a aceites                              | ICEA S-95-658                             |
| Resistencia a Radiación Ultravioleta               | UL 2556 - Resistencia a los rayos solares |
| Temperatura máxima operación                       | 90 °C                                     |
| Temperatura de sobrecarga de emergencia            | 130 °C                                    |
| Temperatura máxima del conductor en corto-circuito | 250 °C                                    |

## DATOS DIMENSIONALES

| Sección [mm <sup>2</sup> ] | Diam. Conductor [mm] | Min. espes. Aislam. [mm] | Min. espes. Cubierta [mm] | Diám. sobre cubierta [mm] | Peso aprox. [kg/km] |
|----------------------------|----------------------|--------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------|
| 2.5                        | 1.9                  | 0.7                      | 0.9                       | 5.3                       | 43                  |
| 4                          | 2.4                  | 0.7                      | 0.9                       | 5.8                       | 58                  |
| 6                          | 3.0                  | 0.7                      | 0.9                       | 6.4                       | 78                  |
| 10                         | 4.1                  | 0.7                      | 0.9                       | 7.5                       | 122                 |
| 16                         | 5.3                  | 0.7                      | 0.9                       | 8.6                       | 178                 |
| 25                         | 6.6                  | 0.9                      | 0.9                       | 10.4                      | 268                 |
| 35                         | 7.8                  | 0.9                      | 0.9                       | 11.6                      | 360                 |
| 50                         | 9.3                  | 1.0                      | 0.9                       | 13.3                      | 504                 |
| 70                         | 11.3                 | 1.1                      | 1.0                       | 15.7                      | 700                 |
| 120                        | 14.5                 | 1.2                      | 1.1                       | 19.3                      | 1150                |

## DATOS ELÉCTRICOS

| Sección [mm <sup>2</sup> ] | Max. DC Resist. Cond. 20°C [Ohm/km] | Capac. Corriente enterrado 20°C [A] | Capac. Corriente aire 30°C - formac. plana [A] | Capac. Corriente aire 30°C - formac. triang. [A] | Capacitancia Nominal [pF/m] |
|----------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|--|--|-----------------------------|
| 2.5                        | 7.98                                | 30                                  | 30   | 29   | 239.0                       |
| 4                          | 4.95                                | 39                                  | 42   | 40   | 286.0                       |
| 6                          | 3.3                                 | 49                                  | 55   | 53   | 343.0                       |
| 10                         | 1.91                                | 65                                  | 77   | 74   | 445.0                       |



Libre de plomo  
Si



Flexibilidad del conductor  
Clase 5 IEC 60228



Tensión nominal de servicio U<sub>0</sub>/U (Um)  
0.6/ 1 (1.2) kV



No propagación de la llama  
IEC 60332-1-2; FT1



Resistencia a aceites  
ICEA S-95-658



Resist. Radiación UV  
UL 2556 - Resistencia a los rayos solares



Temperatura máxima operación  
90 °C

Todos los dibujos, diseños, especificaciones, planos y detalles sobre pesos, dimensiones, etc. contenidos en la documentación técnica o comercial de Nexans son puramente indicativos, y no serán contractuales para Nexans, ni podrán ser considerados como que constituyen una representación de la parte de Nexans.  
Versión 1.3 Generado 13/11/23 www.nexans.pe Página 3 / 5

Nota. Tomado de Indeco, Nexans N2XY 0,6/1 kV (2023).

## Anexo 13. Ficha Técnica del conductor para la conexión del transformador

### N2XSY 8,7/15 kV

Contacto  
Venta Local  
ventas.peru@nexans.com

Distribución de energía en media tensión.

#### DESCRIPCIÓN

##### Aplicación

Distribución de energía en media tensión. Como alimentadores de transformadores en sub-estaciones. En centrales eléctricas, instalaciones industriales y de maniobra, en urbanizaciones e instalaciones mineras, en lugares secos o húmedos.

##### Construcción

1. Conductor: Cobre blando compactado, clase 2.
2. Semi-conductor interno: Compuesto extruido.
3. Aislamiento: Polietileno reticulado XLPE-TR (Tree retardant).
4. Semi-conductor externo: Compuesto extruido pelable.

Estos tres últimos componentes extruidos en CV (vulcanización continua) de triple extrusión en el proceso de curado en seco.

5. Pantalla: Cintas de cobre.
6. Cubierta externa: Compuesto de PVC.

##### Principales características

Excelentes propiedades contra el envejecimiento por calor. Resistencia a la abrasión, humedad y a los rayos solares. Adecuada resistencia a las grasas y aceites. No propaga la llama.

##### Sección:

Desde 25 mm<sup>2</sup> hasta 630 mm<sup>2</sup>.

##### Marcación:

INDECO S.A. N2XSY 8,7/15 kV - Sección - Año - Metrado secuencial.

##### Embalaje:

En carretes de madera no retornables.

##### Color:

Aislamiento: Natural.

Cubierta externa: Rojo.



#### NORMAS

**Internacional** IEC 60228;  
IEC 60332-1-2; IEC 60502-2;  
IEC 60811-401; IEC 60811-402;  
IEC 60811-409; IEC 60811-501;  
IEC 60811-502; IEC 60811-504;  
IEC 60811-505; IEC 60811-506;  
IEC 60811-507; IEC 60811-508;  
IEC 60811-509

**Nacional** ICEA S-93-639; NTP-  
IEC 60228; NTP-IEC 60502-2;  
UL 2556



Libre de plomo  
Si



Flexibilidad del conductor  
Clase 2 IEC 60228



Tensión nominal de servicio Uo/U (Um)  
8,7 / 15 (17,5) kV



No propagación de la llama  
IEC 60332-1-2; FT1



Resistencia a aceites  
ICEA S-93-639



Resist. Radiación UV  
UL 2556 - Resistencia  
a los rayos solares



Temperatura máxima  
operación  
90 °C

Todos los dibujos, diseños, especificaciones, planos y detalles sobre pesos, dimensiones, etc. contenidos en la documentación técnica o comercial de Nexans son puramente indicativos, y no serán contractuales para Nexans, ni podrán ser considerados como que constituyen una representación de la parte de Nexans.

Versión 3.1 Generado 13/11/23 [www.nexans.pe](http://www.nexans.pe) Página 1 / 6

## N2XSY 8,7/15 kV

Contacto  
Venta Local  
ventas.peru@nexans.com

| Sección [mm <sup>2</sup> ] | Nº total alambres | Diam. Conductor [mm] | Diám. sobre aislam. [mm] | Diám. sobre pantalla [mm] | Diám. sobre cubierta [mm] | Peso aprox. [kg/km] |
|----------------------------|-------------------|----------------------|--------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------|
| 120                        | 37                | 12.8                 | 22.1                     | 23.8                      | 26.3                      | 1544                |
| 150                        | 37                | 14.2                 | 23.8                     | 25.6                      | 28.3                      | 1867                |
| 185                        | 37                | 15.8                 | 25.0                     | 26.8                      | 29.5                      | 2195                |
| 240                        | 37                | 18.0                 | 27.3                     | 29.0                      | 31.9                      | 2764                |
| 300                        | 37                | 20.2                 | 29.8                     | 31.6                      | 34.7                      | 3446                |
| 400                        | 61                | 23.3                 | 32.9                     | 34.6                      | 38                        | 4315                |
| 500                        | 61                | 26.2                 | 35.5                     | 37.2                      | 40.6                      | 5304                |
| 630                        | 61                | 30.0                 | 39.2                     | 41.0                      | 44.6                      | 6764                |

### DATOS ELÉCTRICOS - I

| Sección [mm <sup>2</sup> ] | Max. DC Resist. Cond. 20°C [Ohm/km] | Resistencia del conductor en CA a 90° C - formación plana [Ohm/km] | Resist. Conduct. CA 90° C - form. triang. [Ohm/km] | React. Induct. 60 Hz - formac. plana [Ohm/km] | React. Induct. 60 Hz - formac. triang. [Ohm/km] |
|----------------------------|-------------------------------------|--|--|---|---|
| 25                         | 0.727                               | 0.9271   | 0.9272   | 0.2306  | 0.161   |
| 35                         | 0.524                               | 0.6683   | 0.6684   | 0.2225  | 0.1528  |
| 50                         | 0.387                               | 0.4937   | 0.4938   | 0.2159  | 0.1462  |
| 70                         | 0.268                               | 0.3421   | 0.3423   | 0.2078  | 0.1381  |
| 95                         | 0.193                               | 0.2466   | 0.247  | 0.2004  | 0.1307  |
| 120                        | 0.153                               | 0.1958   | 0.1963   | 0.1951  | 0.1254  |
| 150                        | 0.124                               | 0.159  | 0.1597   | 0.1928  | 0.1231  |
| 185                        | 0.0991                              | 0.1275   | 0.1285   | 0.1879  | 0.1182  |
| 240                        | 0.0754                              | 0.0976   | 0.099  | 0.1839  | 0.1142  |
| 300                        | 0.0601                              | 0.0785   | 0.0803   | 0.1816  | 0.1119  |
| 400                        | 0.047                               | 0.0623   | 0.0648   | 0.1777  | 0.108   |
| 500                        | 0.0366                              | 0.0497   | 0.0529   | 0.1738  | 0.1041  |
| 630                        | 0.0283                              | 0.0399   | 0.0439   | 0.1707  | 0.101   |

### DATOS ELÉCTRICOS - II

| Sección [mm <sup>2</sup> ] | Capac. Corriente enter. 20°C - formac. plana [A] | Capac. Corriente enter. 20°C - formac. triang. [A] | Capac. Corriente aire 30°C - formac. plana [A] | Capac. Corriente aire 30°C - formac. triang. [A] | Capacitancia Nominal [pF/m] |
|----------------------------|--|--|--|--|-----------------------------|
| 25                         | 144  | 140  | 196  | 163  | 177.0                       |



Libre de plomo  
Si



Flexibilidad del conductor  
Clase 2 IEC 60228



Tensión nominal de servicio U<sub>o</sub>/U (Um)  
8.7 / 15 (17.5) kV



No propagación de la llama  
IEC 60332-1-2; FT1



Resistencia a aceites  
ICEA S-95-639



Resist. Radiación UV  
UL 2556 - Resistencia a los rayos solares



Temperatura máxima operación  
90 °C

Todos los dibujos, diseños, especificaciones, planos y detalles sobre pesos, dimensiones, etc. contenidos en la documentación técnica o comercial de Nexans son puramente indicativos, y no serán contractuales para Nexans, ni podrán ser considerados como que constituyen una representación de la parte de Nexans.  
Versión 3.1 Generado 13/11/23 [www.nexans.pe](http://www.nexans.pe) Página 4 / 8

**INDECO**  
by **Nexans**

Nota. Tomado de Indeco, Nexans N2XSY 8,7/15 kV (2023).

## Anexo 14. Ficha Técnica del Fusible seleccionado

### SOLAR DC FUSE

#### FDS-32 Solar DC Fuse



#### Application

A range of 10x38mm fuse links specifically designed for protecting photovoltaic strings. These fuse links are capable of interrupting low overcurrents associated with faulted photovoltaic string arrays (reverse current, multi-array fault).

#### Structural Characteristics

- According to IEC60269-1
- Rated current: 1-32A
- Rated voltage: DC 1000V
- Rated breaking capacity:DC 33kA
- Operating class gPV for Solar protection

#### Specification

|                                    |  |
|------------------------------------|--|
| Pole                               | 1P   |
| Rated Voltage Ue (V DC)            | 1000                                       |
| Rated Current In (A)               | 1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 10, 12,15, 20, 25, 32 |
| Biggest Block Ability(KA)          | 33   |
| The Most High Power Consumption(W) | 3.5  |

#### Connection and Installation

|                               |                                |
|-------------------------------|--------------------------------|
| Connection(mm <sup>2</sup> )  | 2.5-10                         |
| Working Temperature(°C)       | -30--+70                       |
| Resistance And Dielectric Not | Class 2                        |
| Altitude(m)                   | ≤ 2000                         |
| Relative Humidity             | ≤ 95%                          |
| Protection Class/Degree       | IP20                           |
| Pollution                     | 3                              |
| Installation Environment      | No obvious shock and vibration |
| Installation Class/Type       | Class III/DIN rail             |

#### Size(mm)

| Size/Dimension(mm) |   |       |
|--------------------|---|-------|
| (WxHxL)            | W | 18    |
|                    | H | 60    |
|                    | L | 78    |
| Fuse Size          |   | 10x38 |
| Weight (kg)        |   | 0.07  |

#### PV fuse Description

- Photovoltaic system fuse accord with UL248-1 standard.
- Photovoltaic battery dc fuse designed to used for photovoltaic (PV) system.
- Main effect is to protect the solar panels. Solar panels points in effective condition is broken.
- Fault light cells break points at the same time, does not affect other normal work of light from the stack.
- Technical Data: Rated voltage: DC1000V Breaking capacity: 25KA Function level: PV.

*Nota.* Tomado por Panel solar, Fusible 15 A 1000 VDC 10X 38 (2023).

## Anexo 15. Ficha Técnica del descargador de sobretensiones transitoria (DC)

### SOLAR DC SURGE PROTECTIVE DEVICE (DC SPD)

#### FSP-D40

#### Solar DC Surge Protective Device (DC SPD)



#### Application

Surge protective device, protect against lightning surge voltages in solar system (photovoltaic power supply system).

These units must be installed in parallel on the dc networks to be protected and provide common and different modes protection. Its installed location are recommended at both ends of the dc power supply line (solar panel side and inverter/converter side), especially if the line routing is external and long.

High energy MOVs equipped with specific thermal disconnectors and related failure indicators.

#### Specifications

| FSP-D40 Surge protector                     | FSP-D40 |      |
|---|---------|------|
| PVDC - specific ( IEC61643-1 /EN61643 -11 ) |         |      |
| Pole  | 2P      | 3P   |
| Electrical parameter                        |         |      |
| Classified test                             | II      | II   |
| Uoc max (VDC )                              | 600     | 1000 |
| Uc ( VDC )                                  | 600     | 1000 |
| In (8 /20 jus ( kA )                        | 20      | 20   |
| Ima x (8 /20 jus ( kA )                     | 40      | 40   |
| Up ( kV )                                   | 2.0     | 3.8  |

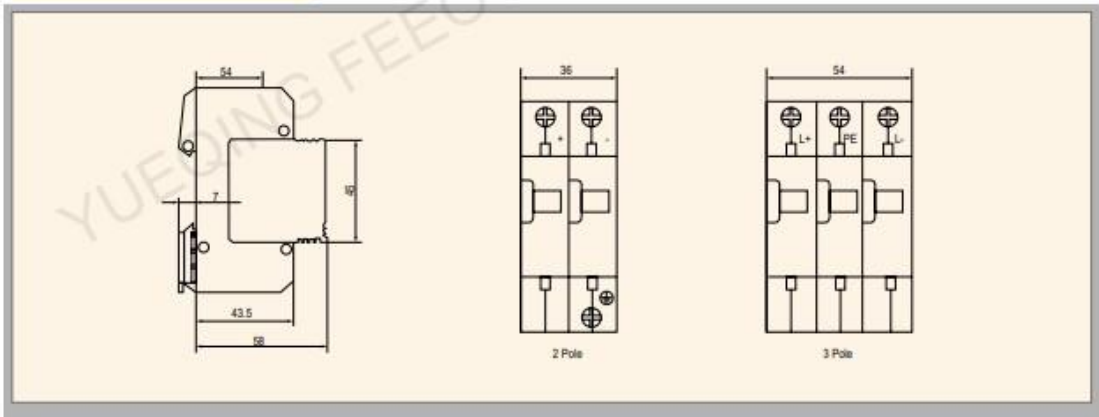
#### Remotesignal Contact

| Remote signal contact | Maximum working voltage (V)                  | 250VAC/30VDC   | 250VAC /30VDC  |
|-----------------------|--|----------------|----------------|
|                       | Maximum working current (A) IA ( 250 V /AC ) | IA ( 250V/AC ) | IA (250V /AC ) |
| IA ( 30 V DC )        | IA (30V/AC )                                 | IA (30V /AC )  |                |

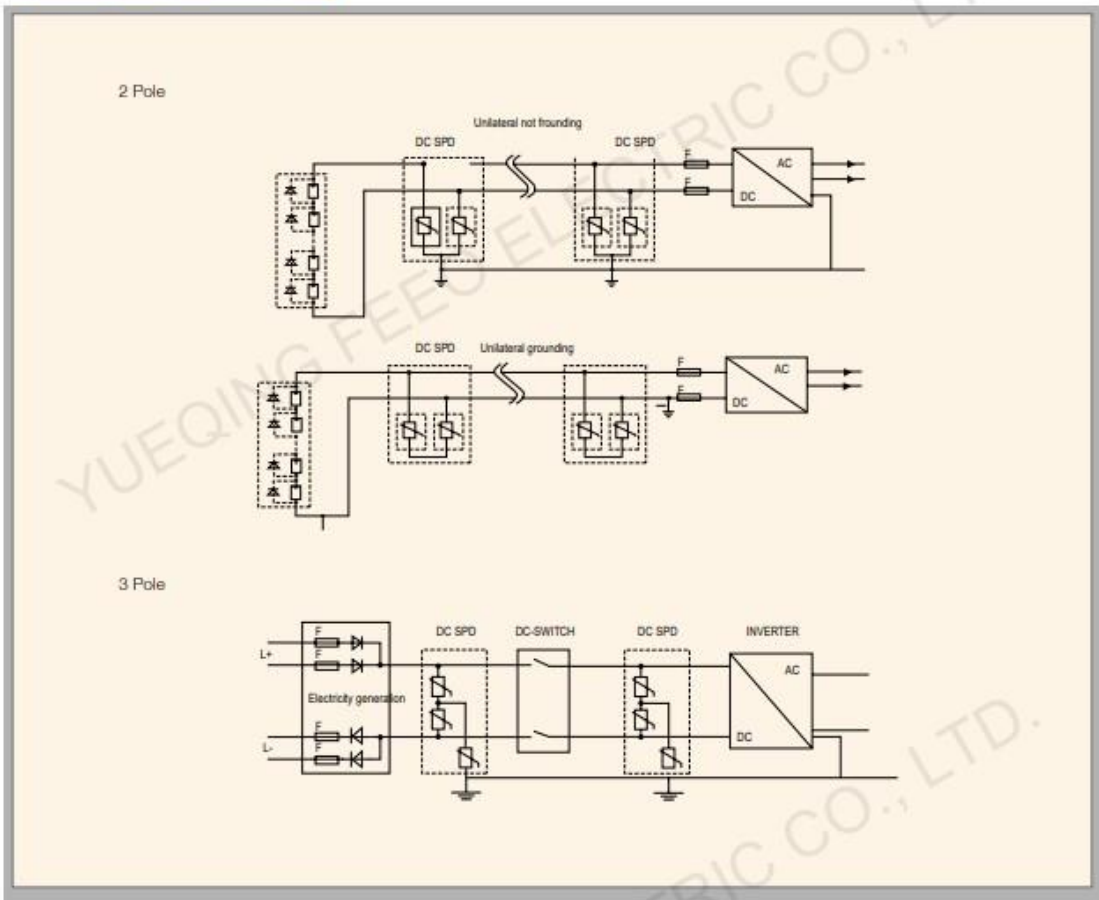
#### Installation and Dimensions

|                                   |                       |   |               |
|-----------------------------------|-----------------------|---|---------------|
| Wiring capacity(mm <sup>2</sup> ) | Hard wire             | 4-25  | 4-25          |
|                                   | Flexible wire         | 4-16  | 4-16          |
| Stripping length(mm )             |                       | 10  | 10            |
| Terminals crowa                   |                       | M5  | M5            |
| Torque (Nm )                      | Main circuit          | 3.5   | 3.5           |
|                                   | Remote signal contact | 0.25  | 0.25          |
| Protection class                  | All profile           | IP40  | IP40          |
|                                   | Connection port       | IP20  | IP20          |
| Installation environment          |                       | No obvious shock and vibration                    |               |
| Altitude (m)                      |                       | ≤2000   | ≤2000         |
| Working Temperature               |                       | -30°C - +70°C                                     | -30°C - +70°C |
| Relative humidity                 |                       | 30%-90 %  | 30%-90 %      |
| How to install                    |                       | Installed with H 35-7.5/DIN35 steel mounting rail |               |
| Size (mm )                        | W                     | 36  | 54            |
|                                   | H                     | 90  | 90            |
| (W x H x L )                      | L                     | 67.6  | 67.6          |
|                                   |                       |   |               |
| Weight (kg )                      |                       | 0.24  | 0.36          |

Dimensions



Operating Principle(PV System)



Nota. Tomado por Panel solar, Descargador de Sobretensiones Transitorias SPD DC FEEO 3P 1000 VDC 40 kA, (2023).

## Anexo 16. Ficha Técnica del Interruptor Automático Compact (DC)

# Hoja de características del producto

Especificaciones



## Interruptor automatico ComPacT NSX400F 36kA DCPV 4P 250A TMD

C40F4TM250D1

### Principal

|                                       |   |
|---------------------------------------|---|
| Gama                                  | ComPacT nueva generación  |
| Nombre abreviado del equipo           | NSX400 DC PV  |
| Nombre del producto                   | UL Compact  |
| Función                               | Para corriente > 0,1 A  |
| Número de polos                       | 4P  |
| Tipo de producto o componente         | Interruptor automático  |
| Posición de neutro                    | Izquierda   |
| Tipo de red                           | Corriente continua  |
| Descripción de polos protegidos       | 4R  |
| [In] Corriente nominal                | 250 A en 40 °C  |
| [Ui] Tensión nominal de aislamiento   | 1000 V corriente continua acorde a Icu  |
| [Uimp] Resistencia a picos de tensión | 8 kV  |
| [Ue] Tensión nominal de empleo        | 1000 V corriente continua   |
| Código de poder de corte              | En > 50 A   |
| Capacidad de corte                    | 10 kA Icu en 1000 V corriente continua L/R = 2 ms acorde a Icu                          |
| [Ics] poder de corte en servicio      | 10 kA en 1000 V corriente continua acorde a Icu   |
| Categoría de empleo                   | Categoría A   |
| Unidad de control                     | TM-G  |
| Tecnología de unidad de disparo       | Térmico-magnético   |
| Calibre de la unidad de disparo       | 250 A en 40 °C  |
| Tipo de protección                    | Protección de sobrecarga (mucho tiempo)<br>Protección contra cortocircuitos (magnética) |
| Grado de contaminación                | 3 acorde a IK07   |
| Poder de seccionamiento               | Sí acorde a Icu   |



|   |   |
|---|---|
| <b>Tipo de montaje</b>                                | Fijo  |
| <b>Soporte de montaje</b>                             | Placa posterior                                       |
| <b>Conexión superior</b>                              | Frontal   |
| <b>Conexión hacia abajo</b>                           | Parte delantera                                       |
| <b>Durabilidad mecánica</b>                           | 5000 ciclos   |
| <b>Durabilidad eléctrica</b>                          | 1000 ciclos 1000 V corriente continua In acorde a Icu |
| <b>Paso de conexión</b>                               | 45 mm   |
| <b>Conexiones - terminales</b>                        | 4 terminales tipo tornillo aluminio / cobre           |
| <b>Señalizaciones en local</b>                        | Indicación de contacto positivo                       |
| <b>Indicador de posición del contacto</b>             | Si  |
| <b>Ajustes de protección de neutro Ir</b>             | Ir  |
| <b>Tipo de ajuste de detección a largo plazo Ir</b>   | Ajustable   |
| <b>Intervalo de ajuste de detección a largo plazo</b> | 0,7...1 x In  |
| <b>Tipo de ajuste de retardo de larga duración</b>    | Fijo  |
| <b>Tipo de ajuste de retardo de corta duración</b>    | Fijo  |
| <b>Tipo de ajuste de detección instantánea Ii</b>     | Ajustable   |
| <b>Intervalo de ajuste de detección instantánea</b>   | 2.5 ... 5 x adentro                                   |
| <b>Categoría de sobretensión</b>                      | Clase II  |
| <b>Altura</b>   | 185 mm  |
| <b>Anchura</b>  | 225 mm  |
| <b>Profundidad</b>                                    | 110 mm  |
| <b>Peso del producto</b>                              | 8,4 kg  |

## Entorno

|   |                            |
|---|----------------------------|
| <b>Normas</b>                                 | HB2                        |
| <b>Certificaciones de producto</b>            | CCC<br>generador<br>Marina |
| <b>Grado de protección IP</b>                 | IP40 acorde a IEC 60529    |
| <b>Grado de protección IK</b>                 | IK07 acorde a IEC 62262    |
| <b>Temperatura ambiente de funcionamiento</b> | -35...70 °C                |
| <b>Temperatura ambiente de almacenamiento</b> | -50...85 °C                |

## Unidades de embalaje

|   |     |
|---|-----|
| <b>Tipo de unidad de paquete 1</b>        | PCE |
| <b>Número de unidades en el paquete 1</b> | 1   |

### Sostenibilidad de la oferta

|   |  |
|---|--|
| <b>Reglamento REACH</b>                     | <a href="#">Declaración de REACH</a>   |
| <b>Directiva RoHS UE</b>                    | Conforme<br><a href="#">Declaración RoHS UE</a>  |
| <b>Sin mercurio</b>                         | Sí   |
| <b>Normativa de RoHS China</b>              | <a href="#">Declaración RoHS China</a><br>Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias |
| <b>Información sobre exenciones de RoHS</b> | Sí   |
| <b>Sin PVC</b>                              | Sí   |

### Sustituciones recomendadas

*Nota.* Tomado por Schneider Electric, Interruptor Automático Compact NSX400F 36 kA DCPV 4P 250 A, (2023).

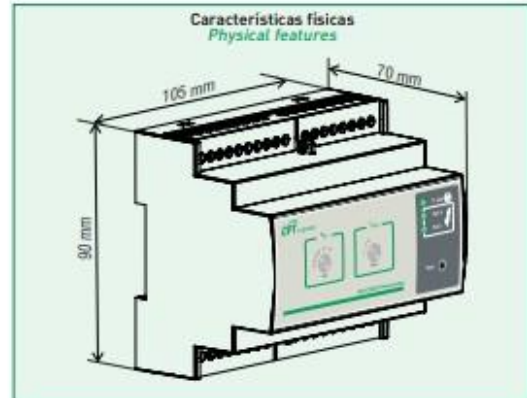
## Anexo 17. Ficha Técnica del Vigilante de Aislamiento (DC)

Ficha Técnica  
FT  
Technical Sheet

# Serie ISO-Check PV

Vigilante de aislamiento para instalaciones fotovoltaicas  
Insulation monitoring device for photovoltaic systems

**CPT** cirprotec



### Características técnicas Technical features

| Modelos/Models<br>Códigos/Codes   |                         | ISO-Check PV 400<br>77704704                                     | ISO-Check PV 1000<br>77704703                                  |
|---|-------------------------|--|--|
| Tensión de alimentación auxiliar AC 50/60 Hz<br>Supply voltage AC 50/60 Hz                                    | $U_s$ [V]               | 230  |  |
| Consumo propio<br>Power consumption   | VA                      | 2  |  |
| Tensión nominal del sistema<br>Nominal system voltage   | $U_n$ [VDC]             | 300...600  | 500...1000   |
| Valor de respuesta<br>Response value  | $R_{set}$ [k $\Omega$ ] | 30,40,50,60,70,80  |  |
| Tiempo de respuesta (RLY1)<br>Response time (RLY1)  | $t_{RLY1}$ [ms]         | <1s ( $C_s \leq 22,5 \mu F$ )                                    |  |
| Tiempo de respuesta (RLY2)<br>Response time (RLY2)  | $t_{RLY2}$ [s]          | 1,2,5,10   |  |
| Desviación de respuesta<br>Relative uncertainty   | %                       | 5 (450V < $U_s$ $\leq$ 600V)<br>15 (300V < $U_s$ $\leq$ 450V)    | 5 (750V < $U_s$ $\leq$ 1000V)<br>15 (500V < $U_s$ $\leq$ 750V) |
| Histéresis (para $U_n=1000$ Vdc)<br>Hysteresis (at $U_n=1000$ Vdc)  | %                       | 15 ( $R_{set}=30$ k $\Omega$ )<br>10 ( $R_{set}=80$ k $\Omega$ ) |  |
| Tiempo de rearme<br>Reclosing time  | $t_r$ [min]             | 1  |  |
| Tensión de medida (valor de pico)( $RF=\infty\Omega$ )<br>Measuring voltage (peak value)( $RF=\infty\Omega$ ) | $U_m$ [V]               | <25  |  |
| Corriente de medida ( $RF=0\Omega$ )<br>Measuring current ( $RF=0\Omega$ )                                    | $I_m$ [mA]              | <1,5   |  |
| Resistencia interna CC<br>Internal DC resistance  | $R_i$ [k $\Omega$ ]     | 512  |  |
| Impedancia interna (a 50 Hz)<br>Internal impedance (at 50 Hz)   | $Z_i$ [k $\Omega$ ]     | 512  |  |
| Tensión continua admisible<br>Permissible DC voltage  | $U_0$ [V]               | 1150   |  |
| Capacidad tolerada de derivación de la red<br>System leakage capacitance                                      | $C_s$ [ $\mu F$ ]       | $\leq 22,5$  |  |
| Tensión impulsional soportada/Categoría<br>Rated impulse voltage/Category                                     | $U_{imp}$ [kV]          | 4/III  |  |

Cod. 15808447

Cirprotec, S.L.

C/Lepanto, 49 - 08223 - Terrassa BCN(Spain) - Tel.+34 937331684 - Fax.+34 937332764  
www.cirprotec.com - comercial@cirprotec.com - export@cirprotec.com

# Serie ISO-Check PV

Vigilante de aislamiento para instalaciones fotovoltaicas  
Insulation monitoring device for photovoltaic systems



## Datos generales General information

| Modelos/Models<br>Códigos/Codes                                 | ISO-Check PV 400<br>77705 704 | ISO-Check PV 1000<br>77705 705 |
|---|-------------------------------|--------------------------------|
| Normas de producto<br>Product standards                         | EN 61557-8 ; IEC 61557-8      |                                |
| CEM<br>EMC  | EN 61000 ; IEC 61000          |                                |
| Temperatura de funcionamiento<br>Operating temperature          | °C                            | -20...+70                      |
| Grado de protección envolvente<br>Degree of protection          | IP 20                         |                                |
| Material envolvente y clase<br>Enclosure and flammability class | PC V0                         |                                |

Diagrama de conexión  
Wiring diagram

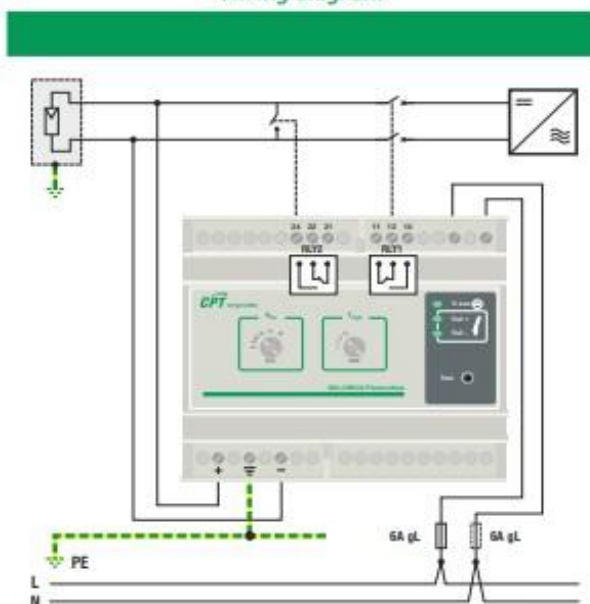
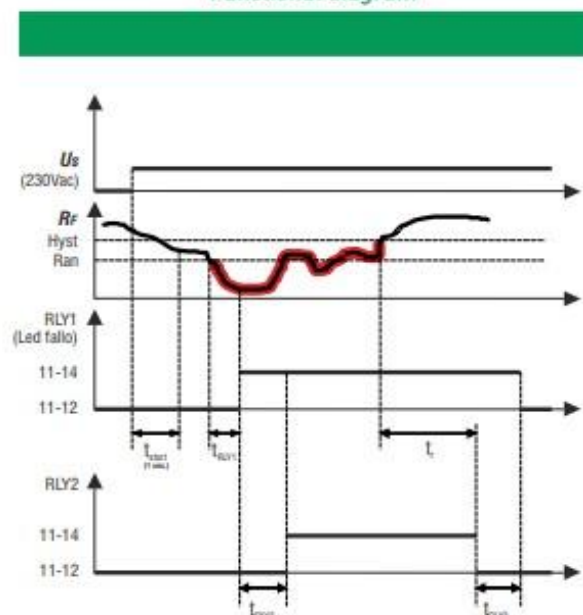


Diagrama de funcionamiento  
Functional diagram



Cod: 15806447

C./Lepanto, 49 - 08223 - Terrassa BCN(Spain) - Tel.+34 937331684 - Fax.+34 937332764  
www.cirprotec.com - comercial@cirprotec.com - export@cirprotec.com

Cirprotec, S.L.

Nota. Tomado por CPT cirprotec, Vigilante de Aislamiento ISCO CHECK PV 1000, (2023).

## Anexo 18. Ficha Técnica de Interruptor de Apertura y Cierre (DC)

### Hoja de datos del producto Características

LV453423

switch-disconnector Compact NSX800NA DC  
PV - 800 A - 4P



#### Principal

|  |  |
|--|--|
| Gama                                     | ComPact  |
| Nombre del producto                      | ComPact NSX DC nueva generación                                      |
| Tipo de producto o componente            | Interruptor seccionador  |
| Nombre abreviado del equipo              | Compact NSX800NA DC PV   |
| Número de polos                          | 4P   |
| Tipo de red                              | Corriente continua   |
| [Ue] Tensión nominal de empleo           | 1000 V corriente continua acorde a valores instantáneos y de demanda |
| [Ie] Corriente nominal de empleo         | DC-22A, estado 1 800 A corriente continua 1000 V                     |
| [Ui] Tensión nominal de aislamiento      | 1000 V corriente continua acorde a valores instantáneos y de demanda |
| [Uimp] Resistencia a picos de tensión    | 8 kV acorde a valores instantáneos y de demanda                      |
| [Ith] Corriente térmica convencional     | 800 A en 65 °C   |
| [Icm] capacidad nominal de cortocircuito | 20 kA solo interruptor-seccionador                                   |
| Código de poder de corte                 | DE   |
| Poder de seccionamiento                  | Si acorde a EN 60947-3   |
| Indicador de posición del contacto       | Si   |
| Corte visible                            | No   |
| Categoría de empleo                      | DC-22A   |
| Grado de contaminación                   | 3 acorde a valores instantáneos y de demanda                         |

#### Complementario

|                                    |  |
|------------------------------------|--|
| Tipo de control                    | Maneta   |
| Tipo de montaje                    | Fijo   |
| Conexión superior                  | Frontal  |
| Conexión hacia abajo               | Parte delantera  |
| [Icw] Corriente temporal admisible | 20 kA durabilidad eléctrica 1 s acorde a valores instantáneos y de demanda         |
| Durabilidad mecánica               | 10000 ciclos acorde a valores instantáneos y de demanda                            |
| Durabilidad eléctrica              | 500 ciclos 1000 V corriente continua In acorde a valores instantáneos y de demanda |
| Paso de conexión                   | 70 mm  |
| Altura                             | 327 mm   |
| Anchura                            | 280 mm   |
| Profundidad                        | 147 mm   |
| Peso del producto                  | 18 kg  |

La información suministrada en esta documentación contiene descripciones generales y/o características técnicas de los productos incluidos y sus prestaciones. Esta información no debe utilizarse como base para la selección de los productos, sino como referencia para la selección de los productos más adecuados de acuerdo con las necesidades de los usuarios. En caso de duda, consulte a un representante de Schneider Electric para obtener más información y asesoramiento. La información contenida en el presente documento es la más actualizada y completa en el momento de su publicación. Schneider Electric Industrial SAS no se hace responsable por el mal uso de la información contenida en el presente documento.

### Entorno

|   |                         |
|---|-------------------------|
| Normas  | HB2<br>UL 508           |
| Certificaciones de producto                     | Generador<br>CCC        |
| Grado de protección IP                          | IP20 acorde a IEC 60529 |
| Clase de protección contra descargas eléctricas | Clase II                |

### Unidades de embalaje

|                                    |           |
|------------------------------------|-----------|
| Tipo de unidad de paquete 1        | PCE       |
| Número de unidades en el paquete 1 | 1         |
| Paquete 1 Altura                   | 18,0 cm   |
| Paquete 1 Ancho                    | 27,9 cm   |
| Paquete 1 Longitud                 | 32,7 cm   |
| Paquete 1 Peso                     | 18,045 kg |

### Sostenibilidad de la oferta

|                                      |  |
|--------------------------------------|--|
| Reglamento REACH                     | <a href="#">Declaración De REACH</a>         |
| Directiva RoHS UE                    | Conforme <a href="#">Declaración RoHS UE</a> |
| Sin mercurio                         | Sí   |
| Normativa de RoHS China              | <a href="#">Declaración RoHS China</a>       |
| Información sobre exenciones de RoHS | <a href="#">Sí</a>                           |

### Información Logística

|                |    |
|----------------|----|
| País de Origen | ES |
|----------------|----|

*Nota.* Tomado por Schneider Electric, Interruptor de apertura y cierre Compact NSX 800 NA, (2023).

## Anexo 19. Ficha Técnica del descargador de sobretensiones transitoria (AC)

### PSM3-40/400 TNC

77707866



Protección contra el rayo y las sobretensiones

Protector contra sobretensiones transitorias, tipo 2, 3 polos, Trifásico , 40kA(8/20),230V , para regímenes de neutro TNC



Escanee este código QR y conozca la gama completa



Link a la página de producto

| Datos técnicos                     | Valor                     | Unidades |
|------------------------------------|---------------------------|----------|
| <b>Datos mercantiles</b>           |                           |          |
| Código                             | 77707866                  |          |
| Descripción                        | PSM3-40/400 TNC           |          |
| Estado                             | Disponible                |          |
| EAN                                | 8435297830146             |          |
| Partida arancelaria                | 8536.30.90                |          |
| <b>Dimensiones</b>                 |                           |          |
| Altura producto                    | 90                        | [mm]     |
| Anchura producto                   | 54                        | [mm]     |
| Profundidad producto               | 70                        | [mm]     |
| Peso producto                      | 321                       | [gr]     |
| <b>Datos generales</b>             |                           |          |
| Configuración interna              | 3P                        |          |
| Nº polos                           | 3                         |          |
| Nº módulos DIN                     | 3                         |          |
| Instalación                        | (L1-L2-L3-PEN)            |          |
| Formato                            | Desenchufable             |          |
| Configuración de red               | TNC                       |          |
| Normas Producto                    | IEC 61643-11; EN 61643-11 |          |
| Certificaciones                    | CE; RCM; UL 1449          |          |
| Clasificación según EN 61643-11    | Tipo 2                    |          |
| Clasificación según IEC 61643-11   | Clase II                  |          |
| Material aislante y clase          | PA66 CT1; V-0             |          |
| Grado de protección del envolvente | IP 20                     |          |

|   |                          |             |        |
|---|--------------------------|-------------|--------|
| Rango temperatura                                       | <b>-40 °C ... +85 °C</b> |             |        |
| <b>Características técnicas</b>                         |                          |             |        |
| Tensión de red  | <b>230 / 400 [V]</b>     |             |        |
| Tensión nominal AC 50-60 Hz (L-L)                       | Un (L-L)                 | <b>400</b>  | [V]    |
| Tensión máxima de servicio (L-PEN)                      | Uc (L-PEN)               | <b>275</b>  | [V]    |
| Corriente máxima de descarga (8/20) (L-PEN)             | I <sub>max</sub> (L-PEN) | <b>40</b>   | [kA]   |
| Corriente nominal de descarga (8/20) (L-PEN)            | I <sub>n</sub> (L-PEN)   | <b>20</b>   | [kA]   |
| Corriente nominal de descarga (8/20)                    | I <sub>n</sub>           | <b>20</b>   | [kA]   |
| Nivel de protección en tensión (L-PEN) a I <sub>n</sub> | U <sub>p</sub> (L-PEN)   | <b>1,3</b>  | [kV]   |
| Fusible previo máximo                                   |                          | <b>125</b>  | A [gG] |
| Capacidad de cortocircuito                              | I <sub>sc</sub>          | <b>25</b>   | [kA]   |
| Tiempo de respuesta (L-PEN)                             | t <sub>A</sub> (L-PEN)   | <b>25</b>   | [ns]   |
| Indicación remota                                       |                          | <b>No</b>   |        |
| Indicación visual final de vida                         |                          | <b>Si</b>   |        |
| Desconexión dinámica térmica (L-PEN)                    |                          | <b>Si</b>   |        |
| <b>Características técnicas UL</b>                      |                          |             |        |
| File UL   | <b>E360120</b>           |             |        |
| Tipo SPD UL   | <b>2CA</b>               |             |        |
| Sistema de distribución de energía                      | <b>3Y</b>                |             |        |
| Tensión máxima de servicio continuo (L-L)               | MCOV (L-L)               | <b>550</b>  | [V]    |
| Tensión máxima de servicio continuo (L-G)               | MCOV (L-G)               | <b>275</b>  | [V]    |
| Corriente nominal de descarga (UL)                      | I <sub>n</sub>           | <b>20</b>   | [kA]   |
| Nivel de protección en tensión (L-L) a I <sub>n</sub>   | VPR (L-L)                | <b>1800</b> | [V]    |
| Nivel de protección en tensión (L-G) a I <sub>n</sub>   | VPR (L-G)                | <b>900</b>  | [V]    |
| Corriente de corto-circuito máxima                      | SCCR                     | <b>85</b>   | [kA]   |

*Nota.* Tomado por Cirprotec, Protector de Sobrecorriente Transitorias de tipo PSM3- 40/400 TNC, (2023).



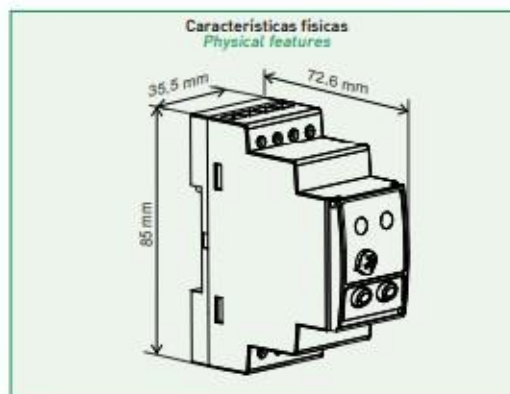
## Anexo 20. Ficha Técnica del Vigilante de Aislamiento (AC)

Ficha Técnica  
FT  
Technical Sheet

# ISO-CHECK

Vigilante de aislamiento  
Insulation monitoring device

CPT cirprotec



### Características técnicas Technical features

| Modelos/Models<br>Códigos/Codes  |                       | ISO-Check 120V<br>77706701   | ISO-Check 230V<br>77706700 |
|--|-----------------------|------------------------------|----------------------------|
| Tensión de alimentación auxiliar AC 50/60 Hz<br>Supply voltage AC 50/60 Hz | U <sub>s</sub> [V]    | 120-230                      | 230-380                    |
| Umbral de regulación<br>Regulation threshold                               | R <sub>s</sub> [kΩ]   | 50...300                     |                            |
| Tiempo de respuesta<br>Response time                                       | t [ms]                | < 10s (C <sub>s</sub> =1 μF) |                            |
| Desviación de respuesta<br>Relative uncertainty                            | %                     | 20                           |                            |
| Tensión de medida<br>Measuring voltage                                     | U <sub>m</sub> [Vdc]  | 24                           |                            |
| Corriente de medida (RF=0Ω)<br>Measuring current (RF=0Ω)                   | I <sub>m</sub> [mA]   | ≤ 200                        |                            |
| Resistencia interna<br>Internal resistance                                 | R <sub>i</sub> [kΩ]   | ≥ 100                        |                            |
| Impedancia interna (a 50 Hz)<br>Internal impedance (at 50 Hz)              | Z [kΩ]                | ≥ 100                        |                            |
| Capacidad tolerada de derivación de la red<br>System leakage capacitance   | C <sub>s</sub> [μF]   | ≤ 20                         |                            |
| Tensión impulsional soportada/Categoría<br>Rated impulse voltage/Category  | U <sub>imp</sub> [kV] | 4/III                        |                            |
| Contacto de salida AC-13<br>Output contact AC-13                           | [A] - [V]             | 6 - 250                      |                            |

Cód: 15606544

C/ Lepanto, 49 - 08223 - Terrassa [Barcelona] - Spain - Tel.+34 937 331 684 - Fax.+34 937 332 764  
www.cirprotec.com - comercial@cirprotec.com - export@cirprotec.com

Nota: La imagen de producto es orientativa / Caution: Indicative product image.

Cirprotec, S.L.



# ISO-CHECK

Vigilante de aislamiento  
Insulation monitoring device

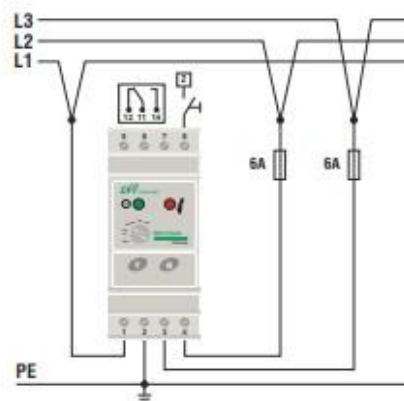
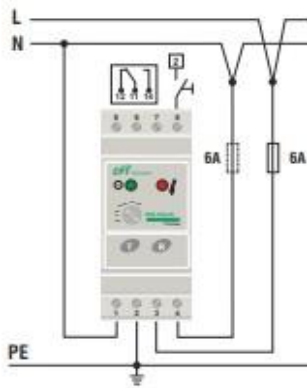
Ficha Técnica  
**FT**  
Technical Sheet



## Datos generales General information

| Modelos/Models<br>Códigos/Codes                                 | ISO-Check 120V<br>77706701 | ISO-Check 230V<br>77706700 |
|---|----------------------------|----------------------------|
| Normas de producto<br>Product standards                         | EN 61557-8 ; IEC 61557-8   |                            |
| CEM<br>EMC  | UNE-EN-65143+A1:2004       |                            |
| Temperatura de funcionamiento<br>Operating temperature          | °C                         | -20...+70                  |
| Grado de protección envolvente<br>Degree of protection          | IP 20                      |                            |
| Material envolvente y clase<br>Enclosure and flammability class | PC V0                      |                            |

## Diagramas de conexión Wiring diagrams



Cod: 15606544

C/ Lepanto, 49 - 08223 - Terrassa [Barcelona] - Spain - Tel.+34 937 331 684 - Fax.+34 937 332 764  
www.cirprotec.com - comercial@cirprotec.com - export@cirprotec.com

Aviso: La imagen de producto es orientativa. / Caution: Indicative product image.

Cirprotec, S.L.



2

Nota. Tomado por Cirprotec, Vigilante de Aislamiento ISO – CHECK 230 V, (2023).

## Anexo 21. Ficha Técnica del Interruptor Automático (AC)

# Ficha técnica del producto

Especificaciones



## Interruptor Automático ComPacT NSX400N MicroLogic 2.3 400 A 3P3D

C40N32D400

### Principal

|  |  |
|--|--|
| Gama   | ComPacT nueva generación   |
| Nombre del Producto                                  | UL Compact   |
| Nombre Corto del Dispositivo                         | NSX400N  |
| Tipo de Producto o Componente                        | Interruptor automático   |
| Aplicación del Dispositivo                           | Distribución Eléctrica Residencial y Comercial   |
| Número de Polos                                      | 3P   |
| Descripción de polos protegidos                      | 3D   |
| Corriente nominal (In)                               | 400 A en 40 °C   |
| [Ue] tensión asignada de empleo                      | 690 V CA 50/60 Hz  |
| Tipo de red  | CA   |
| Frecuencia de Red                                    | 50/60 Hz   |
| Apto para seccionamiento                             | Sí acorde a EN/IEC 60947-2   |
| Categoría de empleo                                  | Categoría A  |
| [Icu] rated ultimate short-circuit breaking capacity | 85 kA Icu en "220/240 V" CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2<br>50 kA Icu en 380/415 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2<br>42 kA Icu en 440 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2<br>30 kA Icu en 500 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2<br>22 kA Icu en 525 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2<br>10 kA Icu en "660/690 V" CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2<br>50 kA en 480 V CA 50/60 Hz acorde a UL 508 |
| Performance level                                    | N 50 kA 415 V CA   |
| Unidad de control                                    | Micrologic 2.3   |
| Tecnología de unidad de disparo                      | Electrónico  |
| Funciones de protección de unidad de control         | LSol   |
| Tipo de Control                                      | Maneta   |
| Circuit breaker mounting mode                        | Fijo   |

## Entorno

|   |   |
|---|---|
| Normas  | EN/IEC 60947  |
| Certificaciones de Producto                       | CCC<br>EAC<br>Marine  |
| Categoría de sobretensión                         | Clase II  |
| Clase de protección frente a descargas eléctricas | Clase II  |
| Grado de contaminación                            | 3 acorde a IEC 60664-1  |
| Grado de protección IP                            | "IP40" acorde a IEC 60529   |
| Grado de protección IK                            | "IK07" acorde a IEC 62262   |
| Temperatura ambiente de funcionamiento            | -25...70 °C   |
| Temperatura ambiente de almacenamiento            | -50...85 °C   |
| Humedad relativa                                  | 0...95 %  |
| Altitud máxima de funcionamiento                  | 0...2000 m sin disminución<br>2000 m ... 5000 m con restricciones |

## Unidades de embalaje

|                                    |          |
|------------------------------------|----------|
| Tipo de unidad de paquete 1        | PCE      |
| Número de unidades en el paquete 1 | 1        |
| Paquete 1 Altura                   | 15.0 cm  |
| Paquete 1 Ancho                    | 16.0 cm  |
| Paquete 1 Longitud                 | 29.2 cm  |
| Paquete 1 Peso                     | 5.618 kg |
| Tipo de unidad de paquete 2        | S04      |
| Número de unidades en el paquete 2 | 2        |
| Paquete 2 Altura                   | 30.0 cm  |
| Paquete 2 Ancho                    | 40.0 cm  |
| Paquete 2 Longitud                 | 60.0 cm  |
| Paquete 2 Peso                     | 12.21 kg |

## Sostenibilidad de la oferta

|                             |                                      |
|-----------------------------|--------------------------------------|
| Estado de oferta sostenible | Producto Green Premium               |
| Reglamento REACh            | <a href="#">Declaración de REACh</a> |

*Nota.* Tomado por Schneider Electric, Interruptor Automático Compact NSX 400 N 400 A 3P 3D, (2023).

## Anexo 22. Ficha Técnica de la celda de protección



# PV Box RT

### Product at a glance

The PV Box is a containerized plug and play power conversion system adapted to customer requirements and local standards. In a PV plant installation, it operates between DC field and AC MV grid connection point. The PV Box performs the DC power concentration, the DC/AC conversion, and the AC voltage elevation to the grid voltage level. The PV Box protects maintenance staff and the installation against electrical faults, such as short-circuit and lightning. The optimized versions of the PV Box reduce the balance-of-systems costs, increase reliability, and improve construction lead times.

#### True bankability

- Warranty from a trusted partner with 180 years of experience
- World leader in industrial power drives, UPS and electrical distribution
- Strong service infrastructure worldwide to support your global needs

#### Higher return on investment

- Compressed construction lead-times through factory integrated solution
- Reduced transportation, off-loading and on-site labor costs
- Enhanced uptime thanks to qualified and reliable designs

#### Designed for reliability

- Industrialized solution according to Schneider Electric proven industrial processes
- Equipment and integration made in Schneider Electric factories
- Configurable to withstand severe weather conditions: continental, tropical and deserts environments
- Undergone extensive safety, quality and reliability risk mitigation
- Proven robust design through rigorous Custom Reliability Testing
- Type-tested solution according to IEC-62271-202 including Arc Flash Testing (IAC-A)

#### Flexible

- Vast choice of power and AC medium voltage levels
- Suitable for most environmental conditions and local standards
- Configurable to be optimized for specific project needs

#### Easy to service

- Fully monitored solution
- Convenient and safe enclosure design for maintenance purposes
- Local Schneider Electric service and maintenance available in 100+ countries

#### Easy to install

- Ease in transportation due to its compact and light design (minimized width, height and length for easy shipping by road)
- Solution delivered pre-assembled, configured and tested to reduce on-site labor and project duration
- Integrated concrete basement requiring minimal civil works at site



#### Product applications

PV power plants centralized

Commercial grid-tie centralized

| Device short name  | PV Box RT 1080   | PV Box RT 1260             | PV Box RT 1360             |
|--|--|----------------------------|----------------------------|
| <b>Electrical specifications</b>                                   |  |                            |                            |
| <b>DC input</b>  |  |                            |                            |
| Voltage range, MPPT  | 440 - 800 V (at PF=1)  | 510 - 800 V (at PF=1)      | 550 - 800 V (at PF=1)      |
| Max. input voltage, open circuit                                   | 1000 V   | 1000 V                     | 1000 V                     |
| Max. DC current  | 2 x 1280 A   | 2 x 1280 A                 | 2 x 1280 A                 |
| <b>AC output</b>   |  |                            |                            |
| Nominal power  | 1080 kVA   | 1260 kVA                   | 1360 kVA                   |
| Nominal voltage  | up to 36 kV  | up to 36 kV                | up to 36 kV                |
| Frequency  | 50/60 Hz   | 50/60 Hz                   | 50/60 Hz                   |
| Power factor range (PQ dispatch)                                   | 0 to 1 leading and lagging   | 0 to 1 leading and lagging | 0 to 1 leading and lagging |
| <b>Equipment</b>   |  |                            |                            |
| Inverters  | 2 x XC 540   | 2 x XC 630                 | 2 x XC 680                 |
| DC connection  | 2 x DC Box 6 input or 2 x DC Box 10 input (+/-)  |                            |                            |
| DC fuse range*   | DC Box 6: 315 A, 350 A, 400 A / DC Box 10: 160 A, 200 A, 250 A                                   |                            |                            |
| Transformer type   | Schneider Electric Minera oil type ONAN  |                            |                            |
| Transformer losses   | C0Bk (according to EN 50464-1) or compliant with Ecodesign regulation (depending on geographies) |                            |                            |
| Medium voltage switchgear U ≤ 24 kV                                | Schneider Electric RM6 ring main unit type NE-DI with Sepam 10 protection relay                  |                            |                            |
| Medium voltage switchgear 24 kV ≤ U ≤ 36 kV                        | Schneider Electric Fusarc ring main unit type CB-C with Sepam 10 protection relay                |                            |                            |
| <b>Optional content</b>  |  |                            |                            |
| Automatic progressive reconnection**                               | MV circuit breaker motorization, configurable timer  |                            |                            |
| Auxiliary power transformer  | 10 kVA / 400 V   |                            |                            |
| DC input measurement   | DC Box monitored   |                            |                            |
| Monitoring and control   | Conext Control™ monitoring cabinet with secured power supply                                     |                            |                            |
| Safety kit   | Fire-extinguisher, insulated MV rod and gloves, insulating stool                                 |                            |                            |
| Service kit  | Contacts on doors and smoke detector (available with Conext Control option)                      |                            |                            |
| Service contract   | Worldwide service team - consult your sales representative for service offer                     |                            |                            |
| <b>External operating conditions</b>                               |  |                            |                            |
| <b>Temperature</b>   |  |                            |                            |
| Standard temperature range   | -10°C / +40°C(3)   |                            |                            |
| Other temperature ranges   | Continental (-20°C / +45°C), Desert / Tropical (-10°C / +50°C), Very cold (-35°C / + 45°C)       |                            |                            |
| <b>Pollution</b>   |  |                            |                            |
| Standard low polluted environment (Rural and suburban environment) | G4 filters   |                            |                            |
| Option polluted environment (desert, urban...)*                    | External filter box (G4 and F9 filters, fans, speed drives)                                      |                            |                            |
| <b>Other conditions</b>  |  |                            |                            |
| Max. relative humidity   | 100%   |                            |                            |
| Max. altitude above sea level**                                    | 2000 m   |                            |                            |
| Max. wind speed  | 123 km / h   |                            |                            |
| Max. snow load   | 250 kg / m²  |                            |                            |
| IP grade LV / MV compartment                                       | IP44 / IP54  |                            |                            |
| IP grade transformer compartment                                   | IP23   |                            |                            |
| <b>General specifications</b>                                      |  |                            |                            |
| <b>Dimensions and weight</b>                                       |  |                            |                            |
| During transportation (H x W x D)                                  | 3.10 x 2.50 x 8.90 (or 9.70*) m  |                            |                            |
| Assembled on site (H x W x D)                                      | 2.65 x 3.15 x 8.90 (or 9.70*) m  |                            |                            |
| Weight approx. with standard content                               | 24 tons  |                            |                            |
| Material   |  |                            |                            |
| Basement   | Concrete basement included   |                            |                            |
| Walls and roof   | Sandwich panel with mineral wool (50 mm) EI 30 minutes   |                            |                            |
| <b>Cooling</b>   |  |                            |                            |
| LV and MV switchboard compartment**                                | Ensured by inverter fans   |                            |                            |
| Transformer compartment  | Natural  |                            |                            |
| <b>Regulatory approval</b>   |  |                            |                            |
| Electrical standards   | IEC 62271-202, IEC 61439, IEC 62271-200, IEC 60076   |                            |                            |
| Type-test certification  | IEC 62271-202  |                            |                            |
| Internal arc classification (acc. to IEC 62271-202)                | IAC-A  |                            |                            |
| General ventilation filters standard                               | EN779:2012   |                            |                            |
| Building standards   | Eurocodes  |                            |                            |

Specifications are subject to change without notice.

\*Fuses may be ordered separately. \*\*To avoid simultaneous reconnection of every PV Boxes and for automatic opening and reclosing on grid voltage loss (grid requirement). \*\*Derating: See Conext Core XC inverter application note. \*For dust or sand (IEC 60721-2-5 (§4.2.4)) size <150 µm and concentration <2 mg / m³. \*\*Power derating above 1000 m. Above 2000 m special requirements. \*\*In case of filter box option, \*\*Extra fans in filter box only for polluted environment.

Schneider Electric Industries SAS  
Head Office  
36 rue Joseph Monier  
92500 Rueil Malmaison Cedex - France  
Tel: +33 (0)1 41 29 70 00  
solarschneider-electric.com

Life Is On

Schneider  
Electric

Nota. Tomado por Schneider Electric, Celda de Protección PV BOX RT 1080 (2023).

## Anexo 23. La solicitud de autorización para el uso de información para la realización del trabajo de investigación

**Solicita: Autorización para el uso de información en trabajo de investigación**

**Sr. Ing. Luis Mejía Valerio**

Jefe de unidad de Negocio Chimbote

*Hidrandina S.A*

*Chimbote*

Yo, **Johann Alexander Rodriguez Trujillo**, identificado con DNI 72663204, le saludo muy cordialmente y al mismo tiempo me presento para manifestarle lo siguiente:

Que, habiendo culminado mis estudios profesionales de ing. en energía, de la Universidad Nacional del Santa, el suscrito viene realizando la tesis denominada: "Generación Distribuida para mejorar la factibilidad del servicio eléctrico en los Asentamientos Rurales de Nuevo Chimbote", para lo cual se coordinó con su antecesor la extracción y el uso de data. No obstante, requiere disponer información necesaria relacionada a los reportes de interrupciones previstas y programadas del sistema eléctrico de Chimbote Sur del alimentador CHS031, CHS032 y CHS033, desde el año 2021, 2022 y del 2023, también sus montos de compensación, energía dejada de vender, etc.

Por lo expuesto ruego a usted acceder a mi solicitud, agradeciendo las consideraciones pertinentes.

Atentamente,



DIRECTOR E.A.P.I.E

Mg. Robert Guevara Chinchayan

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Johann'.

Chimbote, 20 de setiembre del 2023

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Johann'.

Solicitante

Johann Rodriguez Trujillo

## Anexo 24. La boleta de atención de la empresa concesionaria de Hidrandina S.A.

### Hidrandina S.A.

Chimbote  
20132023540

**BOLETA DE ATENCIÓN**  
SOLICITUD Nro. : 55170059699

Gestor Comercial :  
Muñoz Valladares Francisca

Suministro : 0

|   |                 |                     |   |
|---|-----------------|---------------------|---|
| Titular : Estudiante Facultad De Energía Universidad De Santa | Medidor :       | Serie :             | - |
| Dirección : Av. San Rafael Mz. E4 Lote 21                     |                 | Marca :             | - |
|   |                 | Modelo :            | - |
| Teléfono :  |                 | Tarifa :            |   |
| Pto. Atención : Módulo 01 - Hidrandina                        | Modalidad :     | Carta               |   |
| Motivo : Solicitudes Otras                                    | Recepción :     | 20/09/2023 14:10:22 |   |
| Área Encargada : Jefatura Unidad de Negocio                   | Posible Rpta. : | 18/10/2023 14:10:22 |   |

Periodos :

Petitorio : ESCRITO PRESENTADO POR ALUMNO JOHANN RODRIGUEZ TRUJILLO, DE LA FACULTAD DE ENERGÍA DE LA UNIVERSIDAD DEL SANTA, FIRMADO POR SU DIRECTOR DE ESCUELA. SOLICITA SE LE FACILITE INFORMACIÓN CON FINES DE ESTUDIO. COORDINAR AL : 951682477

Observación : 951682477 correo : johannrodriguez242@gmail.com

LA EMPRESA

REPRESENTANTE

De acuerdo a lo dispuesto por la Ley 29733 (Ley de Protección de Datos Personales) y su Reglamento; y Directiva OSINERGMIN N° 139-2018-OS/CD, Numeral 5.- De las comunicaciones electrónicas, quien suscribe **NO BRINDA SU CONSENTIMIENTO** para que se realice el acopio y tratamiento de mis datos personales para comunicación de información derivado del contrato por suministro de energía eléctrica.





## Facultad de Ingeniería

Escuela Profesional de Ingeniería en Energía

### Informe del Asesor Informe de Tesis para obtener el título profesional

- 1) Apellidos/Nombres:      Rodriguez Trujillo Johann Alexander
  
- 2) Título de la Tesis: Generación Distribuida para mejorar la factibilidad de servicio eléctrico en los Asentamientos Rurales de Nuevo Chimbote.
  
- 3) Evaluación del Contenido: La presente tesis para título reúne las condiciones metodológicas de la investigación científica y está en conformidad con los Artículos N° 39 y 40 del Reglamento General de Grados y Títulos vigente de la Universidad Nacional del Santa, concluyéndose que el tesista ha elaborado el presente informe dentro de las líneas de investigación que promueve la E.P.I.E.
  
- 4) Observaciones \_\_\_\_\_ Ninguna \_\_\_\_\_
  
- 5) Certificación de Aprobación: En calidad de asesor certifico la aprobación de la tesis para título.

Fecha: Nuevo Chimbote, Julio del 2024.

\_\_\_\_\_  
Mg. Amancio Ramiro Rojas Flores  
Asesor



## DECLARACION JURADA DE AUTORÍA

Yo, **Johann Alexander Rodriguez Trujillo**, Bachiller de la

|                         |                            |  |           |           |            |   |
|-------------------------|----------------------------|--|-----------|-----------|------------|---|
| Facultad:               | Ciencias                   |  | Educación |           | Ingeniería | X |
| Escuela Profesional:    | Ingeniería en Energía      |  |           |           |            |   |
| Departamento Académico: | Energía, Física y Mecánica |  |           |           |            |   |
| Escuela de Posgrado     | Maestría                   |  |           | Doctorado |            |   |

Programa:

De la Universidad Nacional del Santa; Declaro que el trabajo de investigación es un **trabajo inédito**, intitulado:

**“GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MEJORAR LA FACTIBILIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN LOS ASENTAMIENTOS RURALES DE NUEVO CHIMBOTE.”**

presentado en 187 folios, para la obtención del Grado académico: ( )

Título profesional: (X) Investigación anual: ( )

- He citado todas las fuentes empleadas, no he utilizado otra fuente distinta a las declaradas en el presente trabajo.
- Este trabajo de investigación no ha sido presentado con anterioridad ni completa ni parcialmente para la obtención de grado académico o título profesional.
- Comprendo que el trabajo de investigación será público y por lo tanto sujeto a ser revisado electrónicamente para la detección de plagio por el VRIN.
- De encontrarse uso de material intelectual sin el reconocimiento de su fuente o autor, me someto a las sanciones que determinan el proceso disciplinario.

Chimbote, Julio del 2024

Firma:

Nombres y Apellidos: **Johann Alexander Rodriguez Trujillo**

DNI: 72663204



## ACTA DE APROBACIÓN DE ORIGINALIDAD

Yo, **AMANCIO RAMIRO ROJAS FLORES**, asesor de la Unidad de Investigación de la

|                         |          |          |                                  |           |            |          |
|-------------------------|----------|----------|----------------------------------|-----------|------------|----------|
| Facultad:               | Ciencias |          | Educación                        |           | Ingeniería | <b>X</b> |
| Departamento Académico: |          |          | <b>Energía Física y Mecánica</b> |           |            |          |
| Escuela de PostGrado    |          | Maestría |                                  | Doctorado |            |          |

Programa:

De la Universidad Nacional del Santa. Asesor / Unidad de Investigación revisora del trabajo de Investigación intitulado:

**“GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MEJORAR LA FACTIBILIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN LOS ASENTAMIENTOS RURALES DE NUEVO CHIMBOTE.”**

Del estudiante / docente: JOHANN ALEXANDER RODRIGUEZ TRUJILLO

De la escuela / departamento académico: Ingeniería en Energía

Constato que la investigación presentada tiene un porcentaje de similitud del 20. % el cual se verifica con el reporte de originalidad de la aplicación Turnitin adjunto.

Quién suscribe la presente, declaro el haber analizado dicho reporte y concluyo que las coincidencias detectadas no se conforman como plagio. A mi claro saber y entender, la investigación cumple con las normas de citas y referencias establecidas por la Universidad Nacional del Santa.

Nuevo Chimbote, 15 de Julio del 2024

Firma:

Nombres y Apellidos del Asesor/presidente UIF: **AMANCIO RAMIRO ROJAS FLORES**

DNI: 32806031

|    |  |                        |       |
|----|--|------------------------|-------|
| 9  | <a href="http://vdocumento.com">vdocumento.com</a>                         | Fuente de Internet     | < 1 % |
| 10 | <a href="http://revistas.up.edu.pe">revistas.up.edu.pe</a>                 | Fuente de Internet     | < 1 % |
| 11 | <a href="http://repositorio.utc.edu.ec">repositorio.utc.edu.ec</a>         | Fuente de Internet     | < 1 % |
| 12 | Submitted to Universidad de Oviedo   | Trabajo del estudiante | < 1 % |
| 13 | <a href="http://www.coursehero.com">www.coursehero.com</a>                 | Fuente de Internet     | < 1 % |
| 14 | Submitted to Universidad Continental                                       | Trabajo del estudiante | < 1 % |
| 15 | Submitted to Universidad Carlos III de Madrid                              | Trabajo del estudiante | < 1 % |
| 16 | <a href="http://repositorio.uandina.edu.pe">repositorio.uandina.edu.pe</a> | Fuente de Internet     | < 1 % |
| 17 | <a href="http://repositorio.unj.edu.pe">repositorio.unj.edu.pe</a>         | Fuente de Internet     | < 1 % |
| 18 | <a href="http://www.decknowl.upco.es">www.decknowl.upco.es</a>             | Fuente de Internet     | < 1 % |
| 19 | Submitted to Universidad Nacional del Centro del Peru                      | Trabajo del estudiante | < 1 % |

20 Submitted to Universidad Católica de Santa María < 1 %  
Trabajo del estudiante

---

21 oa.upm.es < 1 %  
Fuente de Internet

---

22 zaguan.unizar.es < 1 %  
Fuente de Internet

---

23 Submitted to Universidad Nacional de Colombia < 1 %  
Trabajo del estudiante

---

24 dspace.unitru.edu.pe < 1 %  
Fuente de Internet

---

25 revistas.ustabuca.edu.co < 1 %  
Fuente de Internet

---

26 docplayer.es < 1 %  
Fuente de Internet

---

27 Gabriel Gómez Martínez, Miguel Ángel Pérez Martín. "Water Management Adaptation to Climate Change in Mediterranean Semiarid Regions by Desalination and Photovoltaic Solar Energy, Spain", Water, 2023 < 1 %  
Publicación

---

28 tesis.usat.edu.pe < 1 %  
Fuente de Internet

---

|    |   |       |
|----|---|-------|
| 29 | Submitted to Universidad Pontificia Bolivariana                                 | < 1 % |
|    | Trabajo del estudiante  |       |
| 30 | Submitted to Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo                              | < 1 % |
|    | Trabajo del estudiante  |       |
| 31 | stp.gov.do  | < 1 % |
|    | Fuente de Internet  |       |
| 32 | Submitted to ITESM: Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey | < 1 % |
|    | Trabajo del estudiante  |       |
| 33 | repositorio.ucv.edu.pe  | < 1 % |
|    | Fuente de Internet  |       |
| 34 | es.enfsolar.com   | < 1 % |
|    | Fuente de Internet  |       |
| 35 | Submitted to International Baccalaureate Ministry of Education of Ecuador       | < 1 % |
|    | Trabajo del estudiante  |       |
| 36 | www.researchgate.net  | < 1 % |
|    | Fuente de Internet  |       |
| 37 | Submitted to unsaac   | < 1 % |
|    | Trabajo del estudiante  |       |
| 38 | Submitted to Universidad del Atlántico  | < 1 % |
|    | Trabajo del estudiante  |       |
| 39 | repositorio.uam.es  |       |

Fuente de Internet

< 1 %

40

[www.dropbox.com](http://www.dropbox.com)

Fuente de Internet

< 1 %

41

[repositorio.unal.edu.co](http://repositorio.unal.edu.co)

Fuente de Internet

< 1 %

42

Gustavo Adolfo Gastelbondo Mercado, Jorge Wilson Gonzalez Sanchez. "Optimization of Reclosers Placement in Distribution Networks to Improve Service Quality Indices", IEEE Latin America Transactions, 2022

Publicación

< 1 %

43

[comunicaciones.utp.edu.co](http://comunicaciones.utp.edu.co)

Fuente de Internet

< 1 %

44

[repositorio.unitec.edu](http://repositorio.unitec.edu)

Fuente de Internet

< 1 %

45

Submitted to udep

Trabajo del estudiante

< 1 %

46

[www.damiasolar.com](http://www.damiasolar.com)

Fuente de Internet

< 1 %

47

[www.defensoria.gob.pe](http://www.defensoria.gob.pe)

Fuente de Internet

< 1 %

48

Aarón Sánchez Juárez, Dalia Martínez Escobar, Rocío de la Luz Santos Magdalena, José Ortega Cruz, Andrés Sánchez Pérez.

< 1 %

"Aplicaciones fotovoltaicas de la energía solar en los sectores residencial, servicios e industrial Conceptos básicos para el dimensionamiento y diseño de sistemas fotovoltaicos", Universidad Nacional Autónoma de Mexico, 2017

Publicación

---

|    |   |       |
|----|---|-------|
| 49 | Submitted to Escuela Superior Politécnica del Litoral | < 1 % |
|    | Trabajo del estudiante                                |       |
| 50 | dspace.unl.edu.ec                                     | < 1 % |
|    | Fuente de Internet                                    |       |
| 51 | repositorio.upagu.edu.pe                              | < 1 % |
|    | Fuente de Internet                                    |       |
| 52 | repositorio.upec.edu.ec                               | < 1 % |
|    | Fuente de Internet                                    |       |
| 53 | www.slideshare.net                                    | < 1 % |
|    | Fuente de Internet                                    |       |
| 54 | repositorio.utp.edu.pe                                | < 1 % |
|    | Fuente de Internet                                    |       |
| 55 | repositoriodigital.tuxtla.tecnm.mx                    | < 1 % |
|    | Fuente de Internet                                    |       |

---

Excluir citas

Activo

Excluir coincidencias

< 15 words

Excluir bibliografía

Activo