

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

Diseño de alternativas de electrificación de Puerto El Carmen

**PROYECTO INTEGRADOR**

Previo la obtención del Título de:

**Ingeniero en Electricidad**

Presentado por:

Johanna Alejandra Delgado López

Jefferson Oswaldo Medrano Pineda

**GUAYAQUIL - ECUADOR**

Año: 2020

## DEDICATORIA

Durante toda mi carrera universitaria pensé en la dedicatoria de mi tesis, el momento llegó y no me alcanzarían las páginas para nombrar a las personas a quienes les debo dedicar este trabajo, que es fruto de varios años de formación humana, académica y profesional. Comenzaré por Dios, continuaré con mi familia, quienes son los pilares de mi vida; desde mis abuelitos hasta mis sobrinos. También se lo dedico a mi hermano de otra madre, Walter Castro; a Fernando Barberán, que, aunque no es de mi familia, ha sido más que un gran maestro y apoyo en los últimos años. A los amigos que me regaló la universidad, con quienes batallamos juntos durante todo el trayecto; sin olvidar a aquel amigo que se nos adelantó a la vida eterna.

Johanna Alejandra Delgado López

## DEDICATORIA

El presente proyecto se lo dedico a mi familia que me acompañó en toda mi vida universitaria; a mis padres que me brindaron incondicionalmente el apoyo y amor sobre todas las cosas; además a mi hermano Vinicio, quien me brindó su ayuda en todo momento. Este logro es para ustedes.

A mi novia María Fernanda Suárez quien siempre estuvo a mi lado dándome ánimos y guiándome con buenos consejos para cumplir el objetivo en esta etapa final.

Jefferson Oswaldo Medrano Pineda

## **AGRADECIMIENTOS**

Comenzaremos agradeciendo a Dios, ya que sin el nada sería posible.

Al Ing. José Gaibor por su paciencia y su tiempo para poder llevar a cabo este proyecto.

Al Ing. Walter Castro por su apoyo incondicional, su dedicación y su tiempo para solventar las dudas en el desarrollo de este trabajo.

A los tutores por la orientación brindada durante la carrera universitaria y finalmente la elaboración del proyecto integrador.

## DECLARACIÓN EXPRESA

"Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Johanna Alejandra Delgado López* y Jefferson Oswaldo Medrano Pineda damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"



---

Johanna Alejandra  
Delgado López



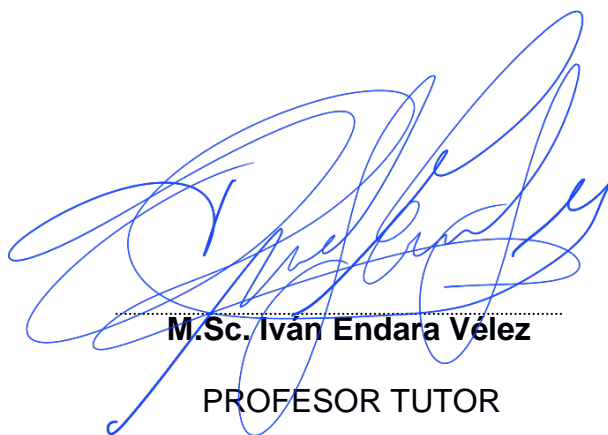
---

Jefferson Oswaldo  
Medrano Pineda

## EVALUADORES

.....  
**M.Sc. Fernando Vaca Urbano**

PROFESOR DE LA MATERIA



.....  
**M.Sc. Iván Endara Velez**

PROFESOR TUTOR



Firmado electrónicamente por:  
**JOHNNY WLADIMIR  
RENGIFO SANTANA**

.....  
**M.Sc. Johnny Rengifo Santana**

PROFESOR COTUTOR

## RESUMEN

En este trabajo, se propone una solución técnica y económicamente viable para la electrificación de la Ciudad Puerto El Carmen de Sucumbios, aprovechando los recursos naturales disponibles en la zona. La ciudad es una de las más remotas conectadas por carretera y al colapsar la línea de subtransmisión con la que se suministraba el servicio eléctrico, se tuvo que recurrir al uso de los servicios de una central termoeléctrica de la empresa Termo Pichincha, ya que el alimentador que abastecía a la ciudad presentaba problemas de convergencia debido a la carga que demandaban los habitantes. Por lo que se realizó un análisis de los límites de transferencia de potencia, con lo que se determinó el valor de demanda exacto en el que el sistema colapsa, con la información obtenida se pudo establecer la cantidad de energía que se requería generar para poder abastecer las necesidades de carga de la ciudad.

Finalmente, en base al análisis realizado se llegó a la conclusión que la mejor opción de electrificación para la Ciudad Puerto El Carmen es la implementación de una Planta fotovoltaica de 676,29 kW, la cual podrá suplir las necesidades de la ciudad en conjunto con el alimentador que viene desde la subestación Tarapoa, pudiendo operar sin ningún inconveniente ante condiciones de falla o mantenimientos preventivos programados.

**Palabras Clave:** Estabilidad, Electrificación, Subestación, Alimentador, Planta Fotovoltaica.

## ***ABSTRACT***

This project proposes a technically and economically viable solution for the electrification of the city Puerto El Carmen of Sucumbios taking advantage of the area's resource. The city is one of the most remoted cities connected by road and when the sub-transmission line that supplied electricity collapsed, it had to be resorted to the services of a thermoelectric plant of the Termo Pichincha Company, since the feeder supplying the city had convergence problems due to the burden demanded by the inhabitants. So, an analysis of the power transfer limits was carried out, thus determined the exact demand value in which the system collapses, with the information obtained it was possible to establish the amount of energy that was required to generate in order to supply the city's cargo needs.

Finally, based on the analysis carried out, it was concluded that the best electrification option for the City of Puerto El Carmen is the implementation of a 676,29 kW photovoltaic plant, which will be able to supply the needs of the city in conjunction with the feeder coming from the Tarapoa substation, being able to operate without any inconvenience in case of failure conditions or scheduled preventive maintenance.

***Keywords:*** *Stability, Electrification, Substation, Feeder, Photovoltaic Plant.*



# ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES .....	6
RESUMEN .....	I
ABSTRACT.....	II
ABREVIATURAS .....	VI
SIMBOLOGÍA.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS .....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS .....	X
CAPÍTULO 1 .....	12
1. Introducción.....	12
1.1 Descripción del problema .....	13
1.2 Justificación del problema .....	13
1.3 Objetivos .....	14
1.3.1 Objetivo General.....	14
1.3.2 Objetivos Específicos.....	14
1.4 Marco teórico .....	14
1.4.1 Entidades y empresas del sector eléctrico ecuatoriano.....	14
1.4.2 Flujos de potencia.....	15
1.4.3 Software para análisis y operación de sistemas eléctricos de potencia (ETAP)	16
1.4.4 Normativas y exigencias regulatorias relacionadas con la expansión de transmisión .....	17
1.4.5 Aspectos de calidad de servicio eléctrico.....	18
1.4.6 Estabilidad de un sistema eléctrico de potencia.....	20
1.4.7 Confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia.....	20
1.4.8 Energía solar fotovoltaica .....	20
CAPÍTULO 2.....	22

2.	METODOLOGÍA.....	22
2.1	ANÁLISIS DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA .....	23
2.2	REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN EXISTENTE DESDE EL SECCIONADOR HASTA EL ÚLTIMO PUNTO DE ENTREGA TRIFÁSICO DE LA CIUDAD PUERTO EL CARMEN.....	24
2.3	DISEÑO DE PLANTA FOTOVOLTAICA .....	28
2.3.1	Ubicación del proyecto.....	28
2.3.2	Radiación de la Zona .....	29
2.3.3	Datos de Radiación por Software Meteonorm 7.1 .....	29
2.3.4	Datos de Radiación según la NASA.....	31
2.3.5	Selección de los paneles fotovoltaicos.....	32
2.3.6	Módulo inversor Freesun fs0680.....	34
2.3.7	String box supervisor .....	35
2.3.8	Celda de media tensión .....	36
2.3.9	Transformador de potencia .....	37
2.3.10	Cálculo de la distribución de los paneles .....	38
2.3.11	Cálculos del número de Paneles en conexión Serie .....	41
2.3.12	Cálculo de la cantidad de paneles fotovoltaicos por agrupación .....	44
2.3.13	Número total de paneles fotovoltaicos para la instalación de la Planta .....	46
2.3.14	Cálculo de la potencia instalada de la planta fotovoltaica .....	46
2.3.15	Ángulo de Inclinación de los módulos Fotovoltaicos .....	46
2.3.16	Cálculo de la distancia mínima de colocación entre filas de módulos .....	48
2.3.17	Estructuras para soporte de los paneles fotovoltaicos .....	49
2.3.18	Cable de conexión Grupo de paneles a String Box.....	50
2.3.19	Cable de conexión de los string Box a los módulos inversores .....	50
2.3.20	Dimensionamiento de baterías .....	51

2.4	Simulación en PVsyst.....	52
CAPÍTULO 3.....		59
3.	Resultados Y ANÁLISIS .....	59
3.1	Repotenciación de la línea de subtransmisión existente desde el seccionador hasta el último punto de entrega trifásico de la ciudad Puerto el Carmen .....	59
3.2	Implementación de la planta fotovoltaica.....	61
3.3	Análisis de costos de la repotenciación de la línea de subtransmisión existente desde el seccionador hasta el último punto de entrega trifásico de la ciudad Puerto el Carmen .....	64
3.4	ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA .....	67
3.4.1	Determinación de los costos por equipos.....	68
3.4.2	Determinación de la inversión inicial del proyecto .....	68
3.4.3	Determinación de ingresos del Proyecto.....	69
3.4.4	Determinación de los costos de operación.....	70
3.4.5	Flujos anuales.....	71
3.4.6	Análisis de los indicadores económicos .....	72
CAPÍTULO 4.....		73
4.	Conclusiones Y RECOMENDACIONES.....	73
Bibliografía.....		75

## **ABREVIATURAS**

UN	Unidad de Negocios
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
CENACE	Operador Nacional de Electricidad
SIN	Sistema Nacional de Interconectado
CNEL	Corporación Nacional de Electricidad
NEC	Norma Ecuatoriana de la Construcción
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
ISO	International Organization for Standardization
IPC	Índice de Precios del Consumidor
VAN	Valor Anual Neto
TIR	Tasa Interna de Retorno
VPMP	Voltaje en el Punto Máximo de Potencia
ISC	Corriente en el Punto Máximo de Potencia

## SIMBOLOGÍA

KWh/m <sup>2</sup>	Kilovatio hora sobre metros cuadrados
°C	Grados Centígrados
KW	Kilovatio
KVAR	Kilo Voltio Amperio Reactivo
KVA	Kilo Voltio Amperio
m	Metro
km	Kilómetro
mm	milímetros
mm <sup>2</sup>	milímetros cuadrados
"	Pulgadas
V	Voltio
A	Amperio
Ohm	Ohmios
Cu	Cobre
Al	Aluminio
AWG	American Wire Gauge
MCM	Mils Circular Mils
ACSR	Conductor de aluminio reforzado de acero
3CP	Trifásica centrada pasante

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Zonas apropiadas para la instalación de plantas de generación eléctrica por vía solar – térmica [6, p. 44]	21
Figura 2.1 Curva PV típica [8]	23
Figura 2.2 Curva QV típica [8]	24
Figura 2.3 Infraestructura eléctrica de CNEL EP – UN Sucumbios [9, p. 71]	25
Figura 2.4 Infraestructura eléctrica de CNEL EP – UN Sucumbios [9, p. 71]	26
Figura 2.5 Límites de transferencia de potencia con el sistema actual	27
Figura 2.6 Límites de transferencia de potencia con las mejoras en el sistema de subtransmisión	27
Figura 2.7 Ubicación del terreno vista desde Google Maps	28
Figura 2.8 Distancia desde la ciudad hasta el lugar donde se diseñó la Planta Fotovoltaica	29
Figura 2.9 Vista superior del lugar donde se instalará la Planta Fotovoltaica	29
Figura 2.10 Ventana donde se colocan los datos geográficos del lugar.	30
Figura 2.11 Datos proporcionados por el software Meteonorm 7.1	30
Figura 2.12 Vista de la página principal de la NASA donde se visualiza la curva de radiación según el mes del año.	31
Figura 2.13 Datos proporcionados por la página de la NASA	31
Figura 2.14 Parámetros eléctricos para STC	33
Figura 2.15 Parámetros eléctricos de Operación Nominal de la Célula	33
Figura 2.16 Características Térmicas	33
Figura 2.17 Condiciones de Operación	34
Figura 2.18 Material de fabricación de la celda fotovoltaica	34
Figura 2.19 Módulo inversor FREESUN FS0680 [10]	35
Figura 2.20 String Box Supervisor [11]	36
Figura 2.21 Celda de Media Tensión [12]	37
Figura 2.22 Transformador de potencia [13]	37
Figura 2.23 Factor de corrección de inclinación en módulos	47
Figura 2.24 Inclinación del panel solar a 10 grados [14]	48
Figura 2.25 Esquema de distancias mínimas entre paneles solares [15]	48

Figura 2.26 Estructura para paneles fotovoltaicos [17]	50
Figura 2.27 Batería de ciclo profundo [18]	52
Figura 2.28 Selección del lugar a instalar el sistema	52
Figura 2.29 Importación de datos de la ubicación agregada	53
Figura 2.30 Datos de radiación en la zona donde se ubicará el sistema	53
Figura 2.31 Ubicación agregada en el proyecto de PVsyst	54
Figura 2.32 Colocación de la orientación de los paneles fotovoltaicos	54
Figura 2.33 Colocación de los equipos que conforman el sistema fotovoltaico	55
Figura 2.34 Perfil diario de las horas de autonomía del sistema	56
Figura 2.35 Características generales de la autonomía del sistema	56
Figura 2.36 Características del banco de baterías del sistema	57
Figura 2.37 Resultados del sistema fotovoltaico	58
Figura 3.1 Simulación del sistema de potencia con las líneas en paralelo	59
Figura 3.2 Curva PV del sistema con las líneas en paralelo	60
Figura 3.3 Curva PV del sistema con líneas en paralelo	60
Figura 3.4 Simulación del sistema de potencia considerando la planta fotovoltaica	61
Figura 3.5 Simulación del sistema de potencia con la planta fotovoltaica	62
Figura 3.6 Curva P-V del sistema de potencia con la planta fotovoltaica	63
Figura 3.7 Curva Q-V con el sistema de potencia con la planta fotovoltaica	64

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Rangos aceptables de variación de voltaje [2, p. 4].....	17
Tabla 2.1 Calibre de los conductores utilizados en las simulaciones.....	26
Tabla 2.2 Valores de radiación obtenidos y su media ponderada.....	32
Tabla 2.3 Comparación de Tipo de Celda. ....	32
Tabla 2.4 Especificaciones técnicas del Módulo Inversor FREESUN FS0680 [10].....	35
Tabla 2.5 Especificaciones técnicas de la celda de media tensión .....	36
Tabla 2.6 Especificaciones técnicas del Transformador de potencia.....	38
Tabla 2.7 Datos de temperatura ambiente de cada mes normal y con el error de +-5% .....	39
Tabla 2.8 Datos relevantes de los Paneles .....	39
Tabla 2.9 Datos relevantes del Inversor .....	40
Tabla 2.10 Tabla de radiación a diferentes ángulos. ....	47
Tabla 2.11 Tabla de la sección de cable seleccionado para el sistema fotovoltaico .....	51
Tabla 2.12 Comparación de los valores teóricos y los simulados.....	58
Tabla 3.1 Tabla de Análisis de estabilidad con el sistema .....	60
Tabla 3.2 Análisis de estabilidad del sistema con la planta fotovoltaica .....	62
Tabla 3.3 Análisis de estabilidad con el sistema fotovoltaico con la mayor demanda requerida por la ciudad.....	62
Tabla 3.4 Alimentadores existentes desde el seccionador hasta la ciudad Puerto El Carmen .....	65
Tabla 3.5 Costo total de los alimentadores requeridos .....	65
Tabla 3.6 Materiales requeridos para el montaje de postes y sus costos unitarios .....	66
Tabla 3.7 Costo total de los materiales para el montaje de los postes .....	66
Tabla 3.8 Producción de Energía Anual del sistema Fotovoltaico .....	67
Tabla 3.9 Producción de Energía Anual del sistema Fotovoltaico .....	67
Tabla 3.10 Costos solo por equipos de la Planta fotovoltaica.....	68
Tabla 3.11 Total de la inversión inicial del proyecto .....	69
Tabla 3.12 Ingresos de 20 años del Proyecto .....	69
Tabla 3.13 Ingresos de 20 años del Proyecto .....	71
Tabla 3.14 Flujos anuales resumidos .....	72



Tabla 3.15 Indicadores económicos .....72

# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUCCIÓN

El desarrollo de un país puede ser evaluado mediante el consumo de energía de cada uno de sus habitantes; ya que con esto se puede tener información de la capacidad industrial del mismo y el avance en la forma de vida de las personas. Ecuador es un país en vías de desarrollo y en este transcurso ha ido aumentando la demanda energética; por lo que se ha visto en la obligación de obtener diversas fuentes generadoras de energía eléctrica (termoeléctricas, hidroeléctricas, parques eólicos y parques fotovoltaicos).

La empresa CELEC – EP es la responsable de la generación y transmisión de la energía eléctrica; y lo hace a niveles de 500-230-138kV. La distribución y comercialización está a cargo de la empresa CNEL – EP a través de sus unidades de negocio dependiendo del área asignada.

El trabajo realizado se enfoca en la parroquia Puerto El Carmen del cantón Putumayo, ubicada en la provincia de Sucumbíos, en la región Oriental del Ecuador, siendo una de las ciudades más remota conectada por carretera. El suministro de energía eléctrica está a cargo de CNEL unidad de negocios Sucumbíos mediante dos líneas de transmisión, una de dichas líneas tuvo que salir de operación, por lo que actualmente se llega a esta ciudad a través de una central termoeléctrica de la empresa Termo Pichincha, llegando con su servicio hasta un sector de la frontera de Colombia.

Con los antecedentes mencionados, surge la necesidad de realizar los estudios necesarios para que la confiabilidad y estabilidad del sistema de potencia no se vea afectado y por ende no afectar a los habitantes de la zona.

El objetivo principal de este trabajo es presentar posibles soluciones para la electrificación de la ciudad Puerto el Carmen y concluir con la opción más viable, considerando los factores técnicos, económicos y ambientales.

En este documento se describen los conceptos básicos requeridos, los datos necesarios y los estudios realizados para dar solución al problema de electrificación al que se enfrenta Puerto el Carmen.

El trabajo es realizado en conjunto con personal de CNEL – EP, quienes han facilitado parte de la información necesaria para la ejecución de las respectivas simulaciones, con las que se plantearon las posibles soluciones y el diseño final de la más óptima.

### **1.1 Descripción del problema**

La ciudad Puerto El Carmen del cantón Putumayo es una de las ciudades más remotas conectada por carretera y al salir de operación una de las líneas de transmisión que llegaba a dicha ciudad, se ha tenido que conectar a una central termoeléctrica de la empresa Termo Pichincha.

Llevando a la empresa distribuidora a la necesidad de buscar alternativas que permitan suministrar el servicio eléctrico a dicha ciudad, cumpliendo con los límites de calidad establecidos por las regulaciones nacionales vigentes y manteniendo un equilibrio técnico, económico y cuidado ambiental.

### **1.2 Justificación del problema**

En la actualización del plan de desarrollo y ordenamiento territorial del cantón Putumayo elaborado por el GAD Municipal de Putumayo, se evidencia la presencia de necesidades básicas insatisfechas, entre las cuales se encuentra el servicio eléctrico. [1]

Contar con un servicio eléctrico de calidad es vital para el desarrollo de las poblaciones, ya que su uso es muy importante en diversos campos, como en el sector industrial, educativo y en el de la salud; por lo que se ha planteado presentar soluciones para que la población de la ciudad Puerto el Carmen y por ende del cantón Putumayo cuente con un suministro eléctrico que cumpla con los parámetros mínimos establecidos por las regulaciones nacionales vigentes. Recalcando que Puerto el Carmen es la segunda zona más poblada del cantón. (INEC, 2010)

Se propone encontrar entre las posibles soluciones, la mejor alternativa de electrificación a la parroquia Puerto El Carmen, ya sea por la línea deshabilitada o incluso considerando el uso de energías alternativas, que permitan aprovechar al máximo los recursos de este sector, garantizando viabilidad técnica y económica.

### **1.3 Objetivos**

#### **1.3.1 Objetivo General**

Proponer una solución técnica y económicamente viable para la electrificación de Puerto El Carmen de Putumayo que sea suficiente para abastecer la demanda requerida por los habitantes, respetando los límites de transferencia a nivel de subtransmisión.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

1. Evaluar soluciones técnicas para la mejora del servicio eléctrico cumpliendo las regulaciones nacionales para la población de Puerto El Carmen de Putumayo
2. Presentar la mejor solución de electrificación para puerto el Carmen, que garantice viabilidad técnica y económica.

### **1.4 Marco teórico**

#### **1.4.1 Entidades y empresas del sector eléctrico ecuatoriano**

A continuación, se mencionan las entidades y empresas encargadas del sector eléctrico ecuatoriano:

- **Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER):** Ente encargado de la formulación y normativa pertinente, planes de desarrollo y políticas sectoriales para aprovechar de forma eficiente los recursos.
- **Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP):** Encargada de la generación, transmisión, distribución comercialización, importación y exportación de energía eléctrica.
- **Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP):** La empresa más grande de distribución y comercialización de energía eléctrica. Opera a través de sus unidades de negocio asignadas por áreas.

- **Centro Nacional de Control de la Energía u Operador Nacional de Electricidad (CENACE):** responsable de la operación y administración del funcionamiento técnico y comercial del Sistema Nacional de Interconectado (SNI) y de las conexiones internacionales.
- **Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL):** Regula y controla las actividades del servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general.

#### 1.4.2 Flujos de potencia

El correcto funcionamiento de un sistema de potencia en condiciones normales depende de que la generación sea suficiente para satisfacer la demanda y las pérdidas, el voltaje en las barras esté dentro de los límites admisibles; es decir dentro del  $\pm 5\%$  del voltaje nominal (según la norma IEEE 1100-2005), los generadores operen dentro sus rangos establecidos y que no se encuentren sobrecargadas las líneas de transmisión ni los transformadores.

Los análisis de flujos de potencia o flujos de carga tienen como objetivo determinar los parámetros de voltaje en todos los puntos y la potencia que pasa a través de cada uno de los equipos que conforman el sistema de potencia. El estudio es de suma importancia al momento de planear, diseñar o mejorar la operación de un sistema, por lo que se debe realizar bajo las siguientes consideraciones:

- Operación normal:
  - Nivel de cargas, pérdidas y perfiles de tensiones.
  - Planeamiento de redes y escenarios.
  - Verificar el estado estacionario para estudios de cortocircuito y estabilidad.
- En contingencia:
  - Nivel de cargas y perfil de tensiones.
  - Simulación de contingencias y estrategias para el restablecimiento del servicio eléctrico.
  - Estrategias de rechazo de carga.

Los estudios de flujos de potencia pueden ser extensos y tediosos, por lo que se utilizan herramientas computacionales como ETAP, PowerWorld, DigSilent, Cymdist entre otros. La resolución se basa en los siguientes métodos iterativos:

- Gauss Seidel: realiza el flujo de potencia hasta que los voltajes de las barras en una iteración difieren en lo mínimo con los voltajes en la otra iteración.
- Newton Raphson: resuelve las ecuaciones hasta que los errores de potencia activa y reactiva en las barras se encuentre dentro de los límites establecidos.

Las barras de voltaje deben especificar por lo menos dos de los siguientes parámetros; magnitud de voltaje, ángulo del voltaje, potencia activa o potencia reactiva y según esto las barras se definen de la siguiente manera:

- Barras de carga: no posee generación y los parámetros que se establecen son Potencia Activa (P) y Potencia Reactiva (Q).
- Barras de voltaje controlado: donde se encuentra los generadores, se puede regular la magnitud de voltaje y también se conoce P. Conocida como barra PV.
- Barra de compensación: Es la referencia de voltaje para las otras barras por lo que se establece el ángulo de voltaje como cero y se tiene que definir la magnitud de voltaje.

### **1.4.3 Software para análisis y operación de sistemas eléctricos de potencia (ETAP)**

ETAP es una de las herramientas digitales más completas a nivel mundial de soluciones de energía, permite realizar estudios en cualquier campo eléctrico, ya sea generación, transmisión, distribución, transporte o industrial.

Entre los estudios que se pueden llevar a cabo con esta herramienta, se tiene:

- Análisis de flujo de energía (Flujo de carga, flujo de carga DC, flujo de carga desequilibrado, etc.)
- Análisis de cortocircuito
- Análisis de fallas
  - Flujo de falla/cortocircuito
  - Localizar de fallas
  - Falla serie y falla simultánea

- Coordinación de protecciones
- Análisis de red
- Estudios de arco eléctrico
- Modelado y análisis de fuentes de energía renovable
- Sistemas de almacenamiento de energía
- Simulación de fuentes de corriente y voltaje armónicas
- Evaluaciones de confiabilidad
- Análisis de contingencia
- Sistemas de puesta a tierra
- Líneas de transmisión

#### 1.4.4 Normativas y exigencias regulatorias relacionadas con la expansión de transmisión

Los aspectos regulatorios que se utilizan en planes de expansión de transmisión son [2]:

- **Niveles de voltaje y generación de potencia reactiva:** en resumen, las regulaciones sobre este punto definen que se debe declarar al CENACE los equipos de control de voltaje y potencia reactiva, mantener los niveles de voltaje en las barras de las subestaciones dentro de los límites admisibles, ajustar los TAPS de los transformadores reductores a la posición indicada por el CENACE y corregir los nodos donde no se puede cumplir con el control de voltaje.

En la tabla 1.1 se indican los niveles de voltaje que deben respetar las empresas transmisoras. En cuanto al factor de potencia, se debe mantener un valor de 0,96 inductivo o superior inductivo en los diferentes niveles de demanda. [2, p. 4]

	Normal	Emergencia
<b>Alto Voltaje</b>	±5%	±7%
<b>Medio Voltaje</b>	±8%	±10%
<b>Bajo Voltaje. Urbanas</b>	±8%	±10%
<b>Bajo Voltaje. Rurales</b>	±10%	±13%

Tabla 1.1 Rangos aceptables de variación de voltaje [3]

- **Cargabilidad de líneas de transmisión y transformadores:** En este punto se indica que no se permiten sobrecargas permanentes a largo plazo, a corto y muy corto plazo se fijan límites de sobrecarga; todo esto sin sobrecargar los equipos. Define la necesidad de expansión cuando los transformadores están operando al 80% de su capacidad máxima.  
Y finalmente, para flujos de carga se considera en estado estacionario contingencias simples en líneas de transmisión, en contingencias no se permiten sobrecargas de los transformadores sobre el 100% de su capacidad, por lo que en las líneas de 230kV o 138kV solo se permiten sobrecargas de hasta el 10%, sin superar los límites térmicos. [2, p. 5]
- **Libre acceso al Sistema Nacional de Transmisión:** La empresa transmisora debe permitir el libre acceso a terceros a la capacidad de transmisión.

#### **1.4.5 Aspectos de calidad de servicio eléctrico**

Las empresas distribuidoras en Ecuador, de acuerdo a sus áreas de concesión, tienen la obligación de ofrecer un servicio de calidad [3]

Los aspectos de calidad se miden considerando los siguientes términos:

- Calidad del producto:
  - Niveles de voltaje:
  - Perturbaciones de voltaje
  - Factor de potencia
- Calidad del servicio técnico:
  - Frecuencia de interrupciones
  - Duración de interrupciones
- Calidad el servicio Comercial:
  - Atención de solicitudes
  - Atención de reclamos
  - Errores en medición y facturación.

ARCONEL tiene la obligación de brindar un informe de la calidad del servicio técnico, calculado para toda la red de distribución (Rd) y para cada alimentador primario de medio voltaje (Aj), detallando lo siguiente: [3]



- Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado (FMIK): Indica la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio. Y matemáticamente se expresa de la siguiente forma:

$$FMIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVAf_{s_i}}{KVA_{inst}} \quad (1.1)$$

$$FMIK_{Aj} = \frac{\sum_i kVAf_{s_{iAj}}}{KVA_{instAj}} \quad (1.2)$$

- Tiempo total de interrupción por kVA nominal instalado (TTIK): Indica el tiempo promedio en que el kVA promedio no tuvo servicio.

$$TTIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVAf_{s_i} \cdot Tfs_i}{KVA_{inst}} \quad (1.3)$$

$$TTIK_{Aj} = \frac{\sum_i^{Aj} kVAf_{s_{iAj}} \cdot Tfs_{iAj}}{KVA_{instAj}} \quad (1.4)$$

Donde:

$FMIK$ : Frecuencia media de interrupción por kVA nominal instalado, expresado en fallas por kVA.

$TTIK$ : Tiempo total de interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA

$\sum_i$ : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio “i” con duración mayor a tres minutos, para el tipo de causa considerada en el período de análisis.

$\sum_i^{Aj}$ : Sumatoria de todas las interrupciones de servicio en el alimentador “Aj” en el período en análisis.

$kVAf_{s_i}$ : Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones “i”

$KVA_{inst}$ : Cantidad de kVA nominales instalados.

$Tfs_i$ : Tiempo fuera de servicio para la interrupción “i”

$R_d$ : Red de distribución global

$A_j$ : Alimentador primario de medio voltaje “j”

#### **1.4.6 Estabilidad de un sistema eléctrico de potencia**

La estabilidad es una propiedad de los sistemas de potencia que trata de conservar el estado de operación de los mismo en equilibrio bajo condiciones operativas normales, aún después de haber percibido una perturbación. [4, p. 3]

La estabilidad se clasifica en:

- **Estabilidad de ángulo.** - Se enfoca en mantener el sincronismo y balance de torque de las máquinas.
- **Estabilidad de frecuencia.** - Más enfocada en generación y carga del sistema, ya que es la encargada de balancear la potencia activa.
- **Estabilidad de Voltaje.** - Encarga de mantener nivel de voltaje de estado estable y balance de la potencia activa de la carga.

La estabilidad puede ser medida a través del tiempo: se tiene la estabilidad transitoria, considerada perturbación de gran magnitud y su tiempo de estudio es mayor a los 10 segundos; la estabilidad a mediano plazo involucra grandes perturbaciones de voltaje y frecuencia, su tiempo de estudio es de varios minutos; la estabilidad a largo plazo presenta uniformidad de frecuencia del sistema y su estudio es de varios minutos; la estabilidad de la tensión de gran perturbación es considerada la más crítica y se produce por conmutaciones en el sistema, variaciones de carga o problemas en la coordinación de protecciones.

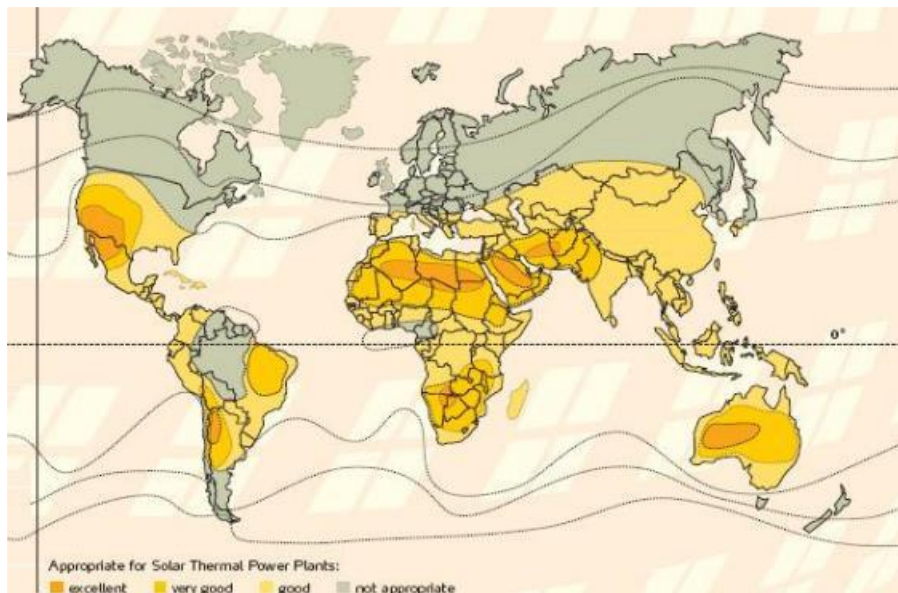
#### **1.4.7 Confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia**

La confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia viene dada por la capacidad de brindar un servicio de energía con el menor caso de interrupciones y la calidad del servicio eléctrico a entregar al consumidor. [5, p. 5]

#### **1.4.8 Energía solar fotovoltaica**

El sol es la mayor fuente de energía que se tiene en el mundo, al ser un recurso natural no es contaminante y su uso está disponible para todos, en algunos lugares con mayor ventaja que otros. La ubicación del Ecuador permite aprovechar en gran magnitud este recurso, tal como lo indica a siguiente figura extraída de la revista científica “Energía Solar” publicado por la Academia Nacional de Ciencias Exactas, físicas y naturales (2016) [6, p. 43]

Donde se aprecia que el Ecuador es considerado como un buen lugar de recepción de irradiación solar.



**Figura 1.1 Zonas apropiadas para la instalación de plantas de generación eléctrica por vía solar – térmica [6, p. 44]**

Este trabajo se enfoca en generación eléctrica fotovoltaica que básicamente utiliza los rayos solares a través de paneles solares para suministrar el servicio.

Entre los conceptos básicos importantes para el diseño de una planta de generación eléctrica fotovoltaica se tiene:

- **Radiación solar:** La energía que emite el sol, es uno de los parámetros más importantes en el diseño y selección de paneles solares, ya que la irradiación varía dependiendo de la ubicación y puede ser radiación directa, difusa o reflejada.
- **Geometría solar:** Determina la localización del sol en diferentes horas y fechas, es decir el supuesto recorrido que realiza el sol en el cielo. Se determina mediante los ángulos conocidos como altura solar (ángulo formado entre la posición aparente del sol en el cielo con la horizontal del lugar) y azimut solar (ángulo formado por la posición del sol y la dirección del verdadero sur).
- **Recorrido óptico de la radiación solar:** Es el recorrido de la radiación solar a través de la atmósfera y depende de la perpendicularidad a la que está el sol con la superficie.

# CAPÍTULO 2

## 2. METODOLOGÍA

Tomando como base la red nacional de interconectado, se procedió a identificar y determinar las líneas de interés de este proyecto, es decir las que parten de la subestación de Tarapoa, llegan a un seccionador ubicado a 40km de la subestación para finalmente alimentar la ciudad Puerto El Carmen de la provincia de Sucumbíos, que es donde se basó el presente estudio.

Con los datos de los clientes y el consumo de cada uno en diferentes horarios, se escogió el peor escenario; es decir donde se encontró la mayor demanda. Como siguiente paso se realizó la distribución de cargas aislando a la ciudad Puerto El Carmen; para proceder con el flujo de cargas y obteniendo como resultado un sistema eléctrico de potencia sin solución, es decir el sistema no convergía. Para determinar los límites de estabilidad se recurrió al estudio de curvas de potencia activa versus voltaje y potencia reactiva versus voltaje (PV y QV), obteniendo así los límites de potencia con los que el sistema trabaja sin inconvenientes y que serviría para determinar la cantidad de potencia se requería generar o suplir mediante ajustes en los dispositivos existentes.

Cabe recalcar que en la actualidad la ciudad de estudio se encuentra aislada del sistema nacional interconectado y alimentada por una termoeléctrica, la que se desconectó para realizar los análisis pertinentes, ya que el objetivo es no depender de ella.

Revisando exhaustivamente el sistema, se propone de forma preliminar la repotenciación de los alimentadores.

Entre las opciones de electrificación siempre se tuvo presente el uso de energías renovables, por lo que se estudiaron las actividades económicas de Puerto El Carmen, su ubicación y las condiciones climáticas, concluyendo que la mejor opción era la aplicación de paneles fotovoltaicos.

Una vez establecida la mejor opción de generación renovable, se procedió a calcular los parámetros necesarios para la instalación de paneles solares, dimensionando la planta fotovoltaica con una capacidad total instalada de 679,26 kW, con la finalidad

de eliminar la electrificación por parte de la termoeléctrica y que la planta fotovoltaica opere en conjunto con el alimentador que viene desde la subestación Tarapoa.

## 2.1 ANÁLISIS DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA

El estudio de transferencia de potencia se realizó mediante el análisis de las curvas potencia activa versus voltaje y potencia reactiva versus voltaje.

La curva PV es conocida como curva nariz por su forma, tal como se observa en la figura 2.1, donde sobresale el punto crítico, que es donde el sistema presenta el colapso de tensión, indicando que después de ese límite no hay solución en el sistema, por eso se dan los problemas de convergencia presentados en la actualidad.

Para determinar estas curvas se requieren de diversas iteraciones, comenzando por un caso base y continuando con los pasos predictores (define la dirección del movimiento) y correctores, lo que se realiza a través del software, en este caso ETAP. A través de los puntos mencionados, se estiman la siguiente solución y así sucesivamente hasta encontrar el punto crítico. [7, p. 8]

Después de varias simulaciones de flujo de potencia realizados en las diferentes barras, se determinó el peor caso, que es en la barra denominada "final", el último punto de entrega trifásico al pueblo, por lo que el estudio se basa en ella.

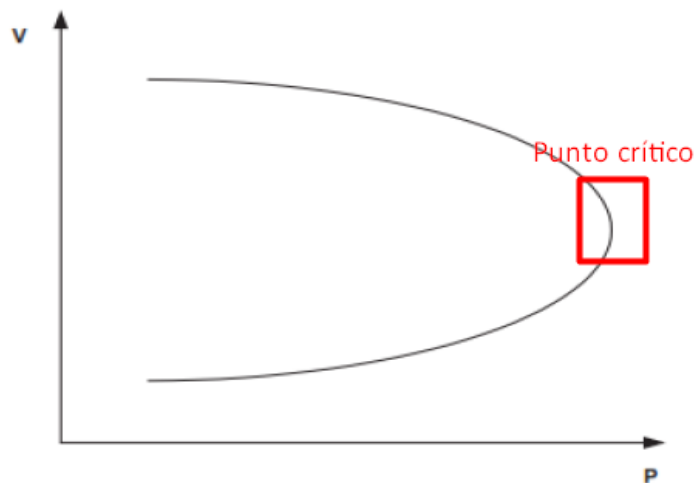


Figura 2.1 Curva PV típica [8]

El análisis de la curva QV es de suma importancia para garantizar niveles de tensión adecuado y su análisis fue realizado junto con las curvas PV, con lo que se pudo identificar la barra crítica. De esta curva se identificó el punto donde se requería la menor cantidad de potencia reactiva.

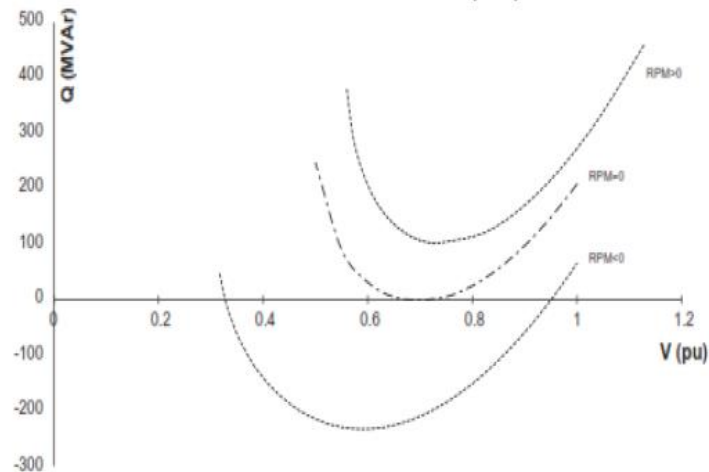


Figura 2.2 Curva QV típica [8]

## 2.2 REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN EXISTENTE DESDE EL SECCIONADOR HASTA EL ÚLTIMO PUNTO DE ENTREGA TRIFÁSICO DE LA CIUDAD PUERTO EL CARMEN

Los conductores juegan un papel muy importante en la transmisión de energía eléctrica, ya que una mala elección del mismo produce grandes caídas de potencial, afectando la calidad de servicio y los niveles de voltaje adecuados requeridos para el correcto funcionamiento de determinados equipos eléctricos.

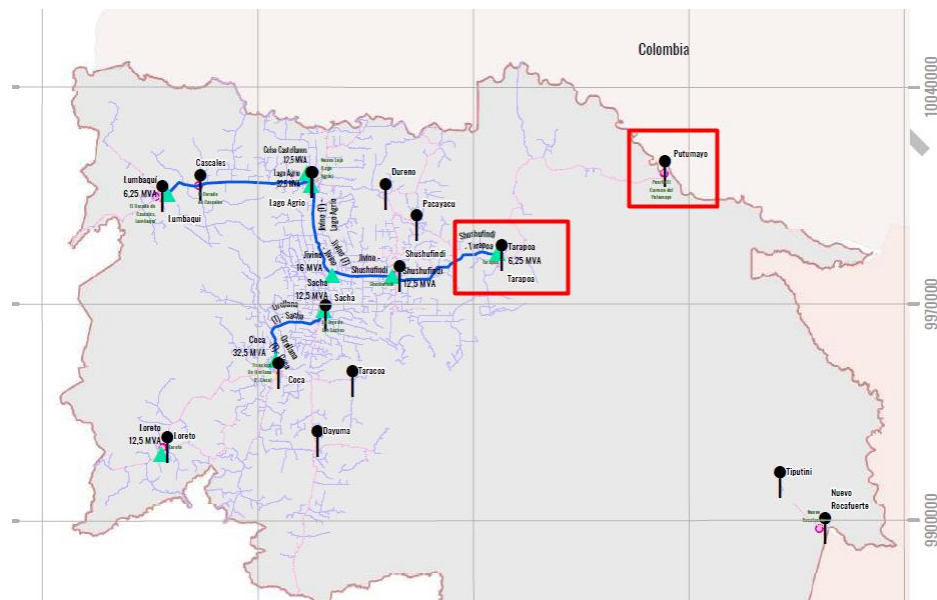
Tomando como base la teoría de resistividad y la ley de ohm, expresadas matemáticamente como se indica en la fórmula (2.1) y (2.2) respectivamente; se tiene que, la caída de potencial es directamente proporcional a la longitud del conductor y a su resistividad, e inversamente proporcional a su sección.

$$R = \frac{\rho L}{A} \quad (2.1)$$

$$\Delta V = R * I = \frac{\rho L}{A} * I \quad (2.2)$$

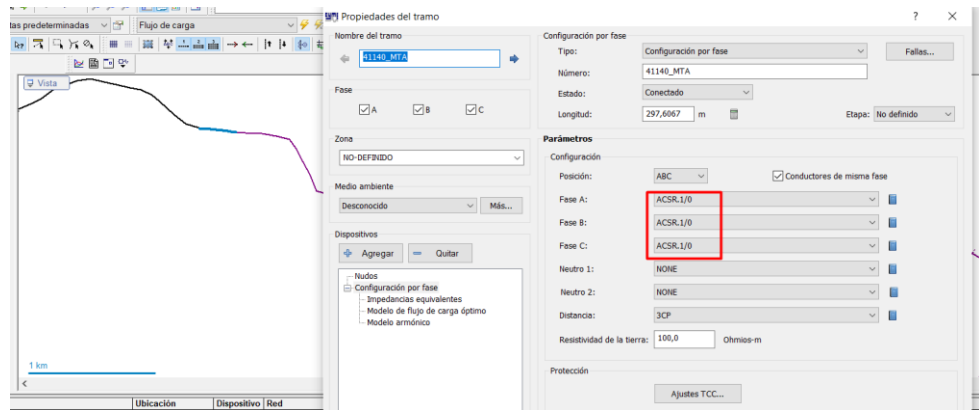
Definiendo mediante diversas simulaciones la necesidad de aumentar la sección de los conductores de la línea trifásica a nivel de 13,8 kV desde la subestación de Tarapoa hasta Puerto El Carmen de Putumayo y agregando una línea en paralelo, teniendo como antecedentes lo detallado a continuación:

- La subestación de Tarapoa se encuentra a más de 60 km de distancia de Puerto El Carmen, tal como se indica en la estructura de CNEL – UN Sucumbios.



**Figura 2.3 Infraestructura eléctrica de CNEL EP – UN Sucumbios [9, p. 71]**

- Actualmente la línea de subtransmisión que alimenta a Puerto El Carmen se encuentra seccionada a la mitad del camino desde la subestación de Tarapoa.
- El calibre de los alimentadores desde el seccionador hasta la ciudad Puerto El Carmen varían entre 1/0 – 2/0 y 4/0, pero mantienen la configuración de las estructuras (3CP – Trifásica centrada pasante). Se muestra en la siguiente figura el primer alimentador que parte desde el seccionador.



**Figura 2.4 Infraestructura eléctrica de CNEL EP – UN Sucumbios [9, p. 71]**

- Actualmente el pueblo se encuentra conectado a la central termoeléctrica, Termo Pichincha, ya que sin ella el sistema eléctrico no converge con la demanda promedio.

Con todos los antecedentes mencionados, se procedió a migrar la información brindada por CNEL EP en el software CYME al software ETAP, donde se realizaron diversas simulaciones cambiando el calibre del conductor, pero manteniendo como constantes las longitudes y el material de los mismos, basados en las tablas de catálogos de proveedores nacionales. Poniendo en evidencia que el cambio del calibre del conductor no era suficiente y se propone montar una línea en paralelo.

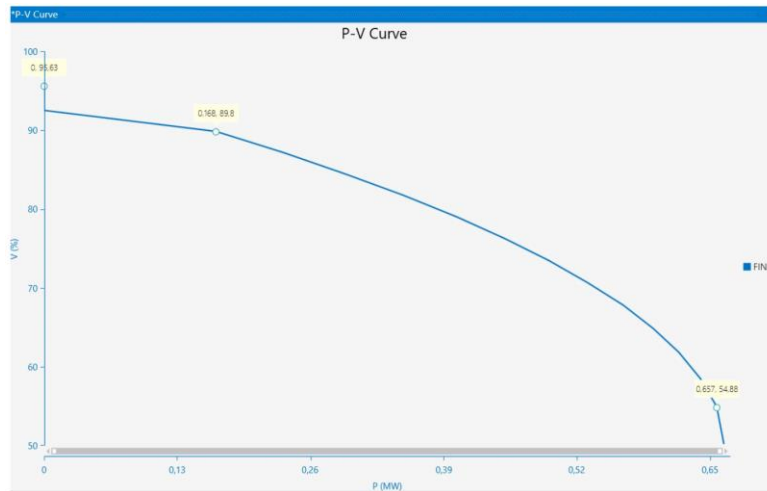
Entre los conductores utilizados, se tiene los que se indican en la tabla que se muestra a continuación:

Código	Calibre (AWG o kcmil)	Sección transversal (mm <sup>2</sup> )	Diámetro del conductor (mm)	Peso total aprox. (Kg/Km)	Carga de rotura (Kgf)	Resistencia a C.C. a 20°C (Ohm/Km)	Capacidad de corriente (A)
Penguin	4/0	107,2	14,31	435,35	3786	0,2610	357
Waxwing	266,8	135,19	15,46	432,10	3120	0,2112	449
Partridge	266,8	135,19	16,30	546,49	5125	0,2091	475
Ostrich	300	152,26	17,28	614,32	5760	0,1860	492
Merlin	336,4	170,45	17,36	544,83	3936	0,1674	519

**Tabla 2.1 Calibre de los conductores utilizados en las simulaciones**



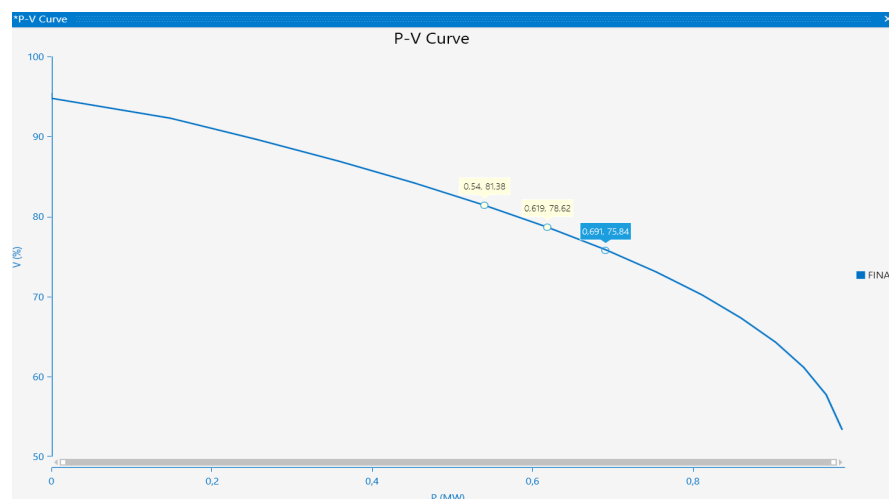
En figura 2.5 se muestran los valores de los límites de transferencia de potencia activa con el sistema de potencial actual, presentando un valor de 657 kW a un voltaje del 54,88%; siendo valores inadmisibles.



**Figura 2.5 Límites de transferencia de potencia con el sistema actual**

En la figura 2.6 se evidencia la mejora de los límites de transferencia de potencia con el cambio de los conductores existente y el montaje de una línea en paralelo desde el seccionador hasta el último punto de entrega trifásico en el pueblo, considerando esta solución como el caso 1.

Pudiendo transmitir 691 kW a un voltaje del 75,84%.



**Figura 2.6 Límites de transferencia de potencia con las mejoras en el sistema de subtransmisión**

## 2.3 DISEÑO DE PLANTA FOTOVOLTAICA

Como caso 2 se propone la instalación de una planta fotovoltaica, cuyas características se detallan a continuación:

### 2.3.1 Ubicación del proyecto

El lugar donde se basa del diseño de la planta fotovoltaica es en un terreno del Cantón Putumayo que se encuentra ubicado a 1,3 km de distancia de la ciudad Puerto el Carmen, el lote tiene una dimensión de 8.000 m<sup>2</sup> y se posiciona a 210 metros sobre el nivel del mar.

#### Coordenadas decimales:

Latitud: 0,117985

Longitud: -75,851603

#### Coordenadas sexagesimales:

Latitud: 0°07'04.8" Norte

Longitud: 75°51'05.8" Oeste

#### Coordenadas UTM:

Zona 18, hemisferio norte

X: 405234,6

Y:13042,3



Figura 2.7 Ubicación del terreno vista desde Google Maps



**Figura 2.8 Distancia desde la ciudad hasta el lugar donde se diseñó la Planta Fotovoltaica**



**Figura 2.9 Vista superior del lugar donde se instalará la Planta Fotovoltaica**

### **2.3.2 Radiación de la Zona**

Para el diseño de la planta fotovoltaica se requerían datos específicos de la zona de instalación, por lo que se recurrió a dos fuentes de información, que proporcionaron valores de radiación directa, difusa y temperatura; con lo que obtuvo una media ponderada al no contar con valores actualizados.

### **2.3.3 Datos de Radiación por Software Meeonorm 7.1**

Con el uso de la versión gratuita del software Meeonorm 7.1, obtenido de la página oficial, se procedió a ingresar los datos geográficos de la zona de interés, tales como latitud, longitud, altitud y huso horario.

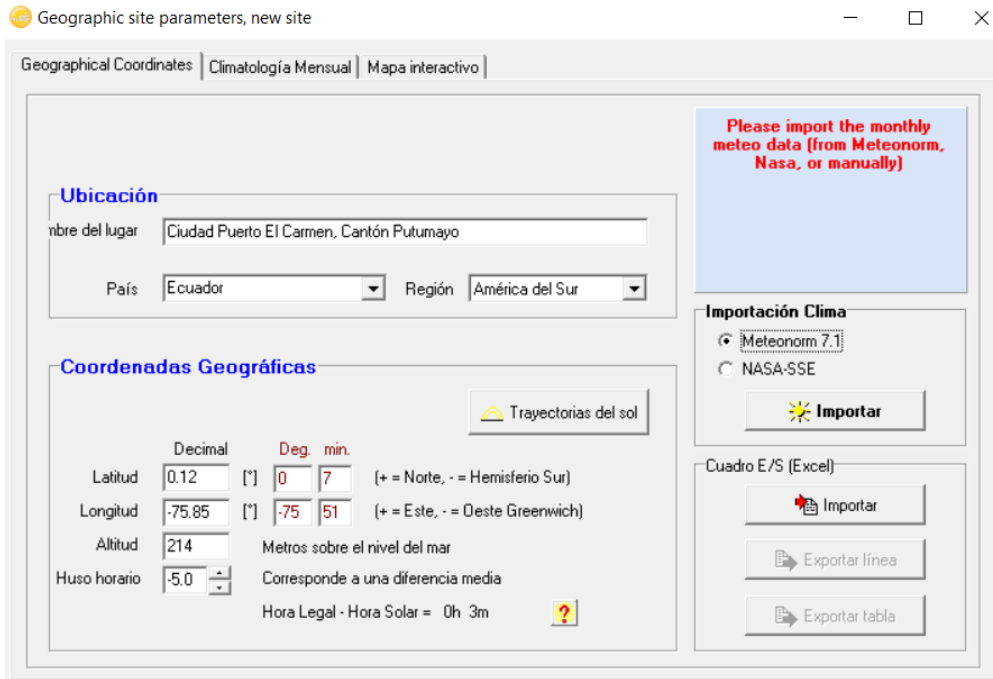


Figura 2.10 Ventana donde se colocan los datos geográficos del lugar.

Donde se obtuvieron los valores de interés mencionados, incluyendo la velocidad del viento, recalcando que la base de datos no se ha actualizado desde el 2019.

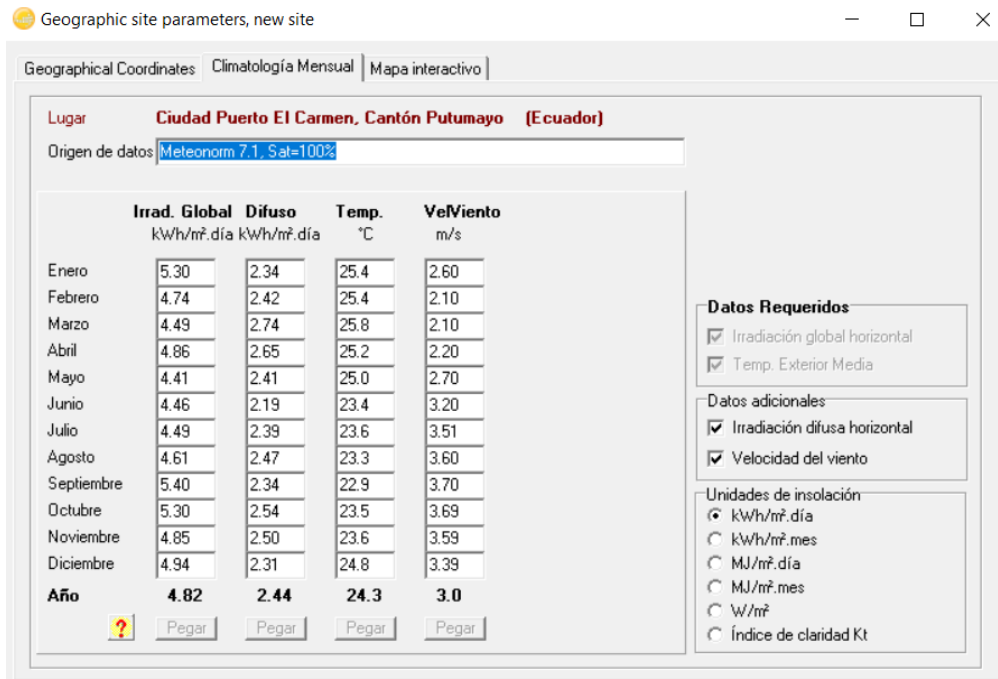
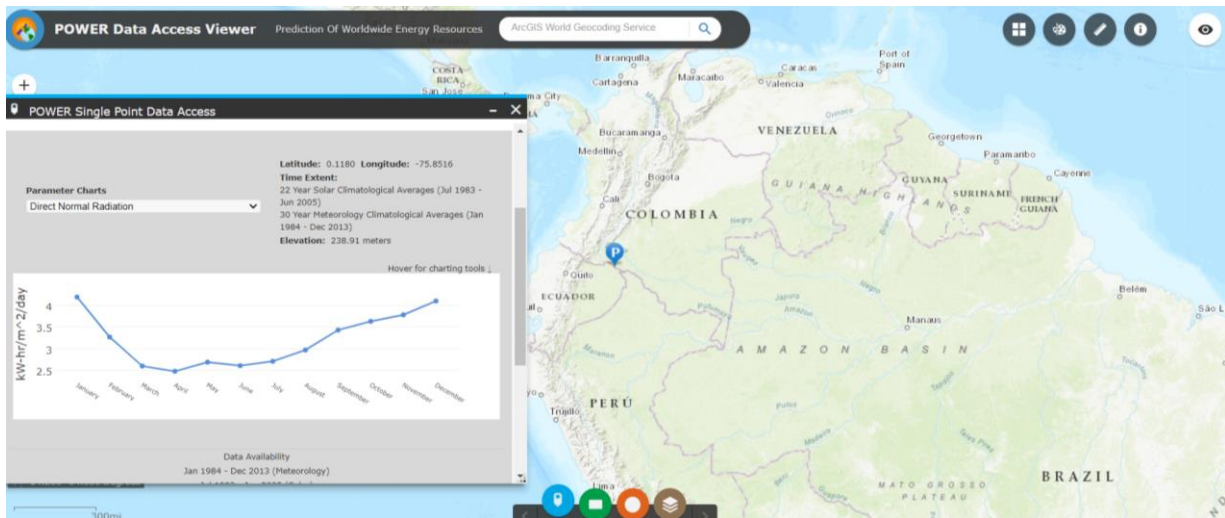


Figura 2.11 Datos proporcionados por el software Meteonorm 7.1

## 2.3.4 Datos de Radiación según la NASA

El uso de esta plataforma solicita los datos geográficos del lugar de estudio para la planta fotovoltaica.



**Figura 2.12 Vista de la página principal de la NASA donde se visualiza la curva de radiación según el mes del año.**

Para luego presentar los valores de interés, que son radiación global, difusa, temperatura y velocidad del viento. Con la desventaja que es información del año 2013.

```

-BEGIN HEADER-
NASA/POWER SRB/FLASHFlux/MERRA2/ 0.5 x 0.5 Degree Climatologies
22-year Additional Solar Parameter Monthly & Annual Climatologies (July 1983 - June 2005), 30-year Meteorological and Solar Monthly & Annual Climatologies (January 1984 - December 2013)
Location: Latitude 0.118 Longitude -75.8516
Elevation from MERRA-2: Average for 1/2x1/2 degree lat/lon region = 238.91 meters Site = na
Climate zone: na (reference Briggs et al: http://www.energycodes.gov)
Value for missing model data cannot be computed or out of model availability range: -999
Parameter(s):
SI_EF_OPTIMAL SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance Optimal (kW-hr/m²/day)
SI_EF_OPTIMAL_ANG_ORT SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance Tilted Surface Orientation (N/S Orientation)
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_MINUS15 SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Minus 15 Tilt (kW-hr/m²/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_VERTICAL SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance for Equator Facing Vertical Surface (kW-hr/m²/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_PLUS15 SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Plus 15 Tilt (kW-hr/m²/day)
SI_EF_TRACKER SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance Tracking the Sun (kW-hr/m²/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_LATITUDE SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Tilt (kW-hr/m²/day)
DNR SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Direct Normal Radiation (kW-hr/m²/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_HORIZONTAL SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance for Equator Facing Horizontal Surface (kW-hr/m²/day)
SI_EF_OPTIMAL_ANG SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance Optimal Angle (Degrees)
Note(s):
Northward facing tilted surfaces are designated negative (-)
PARAMETER JAN FEB MAR APR MAY JUN JUL AUG SEP OCT NOV DEC ANN
-END HEADER-
DNR 4.19 3.27 2.60 2.48 2.69 2.61 2.71 2.97 3.43 3.63 3.78 4.10 3.21
SI_EF_TILTED_SURFACE_HORIZONTAL 4.80 4.26 4.12 3.91 3.84 3.64 3.77 4.18 4.66 4.72 4.62 4.67 4.27
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_MINUS15 4.32 4.01 4.00 3.92 3.96 3.80 3.91 4.25 4.58 4.46 4.22 4.17 4.13
SI_EF_TILTED_SURFACE_LATITUDE 4.80 4.26 4.12 3.91 3.84 3.64 3.77 4.18 4.66 4.72 4.62 4.67 4.27
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_PLUS15 5.05 4.33 4.05 3.73 3.55 3.32 3.45 3.91 4.52 4.75 4.81 4.95 4.20
SI_EF_TILTED_SURFACE_VERTICAL 2.80 2.06 1.55 1.36 1.26 1.22 1.23 1.32 1.42 1.99 2.51 2.88 1.80
SI_EF_OPTIMAL 5.08 4.33 4.12 3.94 3.96 3.82 3.92 4.25 4.66 4.77 4.82 5.00 4.39
SI_EF_OPTIMAL_ANG 22.50 12.50 2.00 -8.00 -17.00 -21.00 -19.50 -12.50 -2.00 9.50 19.50 24.50 1.00
SI_EF_OPTIMAL_ANG_ORT S S S N N N N S S S S S
SI_EF_TRACKER 5.80 4.79 4.48 4.27 4.33 4.15 4.28 4.72 5.26 5.40 5.45 5.68 4.89
    
```

**Figura 2.13 Datos proporcionados por la página de la NASA**

Con los valores obtenidos de las diferentes fuentes de información se obtuvo la media ponderada, otorgando un porcentaje del 70% a lo proporcionado por el software Meteonom 7.1, que es el más actualizado y el 30% a la página de la NASA.

<b>RADIACIÓN GLOBAL DIRECTA</b>			
	<b>NASA KWh/m<sup>2</sup></b>	<b>METEREOM 7.1 KWh/m<sup>2</sup></b>	<b>MEDIA PONDERADA KWh/m<sup>2</sup></b>
<b>ENERO</b>	4,8	5,3	4,95
<b>FEBRERO</b>	4,26	4,74	4,40
<b>MARZO</b>	4,12	4,49	4,23
<b>ABRIL</b>	3,91	4,86	4,20
<b>MAYO</b>	3,84	4,41	4,01
<b>JUNIO</b>	3,64	4,46	3,89
<b>JULIO</b>	3,77	4,49	3,99
<b>AGOSTO</b>	4,18	4,61	4,31
<b>SEPTIEMBRE</b>	4,66	5,4	4,88
<b>OCTUBRE</b>	4,72	5,3	4,89
<b>NOVIEMBRE</b>	4,62	4,85	4,69
<b>DICIEMBRE</b>	4,67	4,94	4,75
<b>PROMEDIO ANUAL</b>	4,27	4,82	4,44

**Tabla 2.2 Valores de radiación obtenidos y su media ponderada**

### **2.3.5 Selección de los paneles fotovoltaicos**

Se comienza estableciendo comparaciones entre los modelos de las celdas fotovoltaicas disponibles en el mercado, como se indica en la tabla 2.3

	<b>Costo elevado</b>	<b>Rendimiento</b>	<b>Calidad</b>	<b>Mayor Captación de Luz solar</b>
<b>Silicio Monocristalino</b>	X	X	X	X
<b>Silicio Policristalino</b>		X	X	X
<b>Silicio Amorfo</b>		X		X

**Tabla 2.3 Comparación de Tipo de Celda.**

El tipo de celda escogida es de material policristalino, a pesar de que la de silicio monocristalino también presenta características similares, pero a un precio más elevado y su uso no es para instalaciones de gran escala.

El diseño de la planta fotovoltaica fue realizado con paneles de silicio policristalinos de la marca Yingli Solar, de modelo YL250-29b, cuyas especificaciones técnicas se detallan en las figuras que se muestran en las imágenes posteriores.



Con lo que respecta al resto de equipos requeridos para el sistema fotovoltaico, se decidió considerar al mismo proveedor de las celdas fotovoltaicas, que es Power Electronics.

## CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

### Parámetros eléctricos para STC

Tipo de Módulo			YL250P-29b	YL245P-29b	YL240P-29b	YL235P-29b	YL230P-29b
Potencia de salida	$P_{max}$	W	250	245	240	235	230
Tolerancia	$\Delta P_{max}$	W	-0 / +5				
Eficiencia del módulo	$\eta_m$	%	15,3	15,0	14,7	14,4	14,1
Tensión en $P_{max}$	$V_{mpp}$	V	30,4	30,2	29,5	29,5	29,5
Intensidad en $P_{max}$	$I_{mpp}$	A	8,24	8,11	8,14	7,97	7,80
Tensión en circuito abierto	$V_{oc}$	V	38,4	37,8	37,5	37,0	37,0
Intensidad en cortocircuito	$I_{sc}$	A	8,79	8,63	8,65	8,54	8,40

STC: 1000 W/m<sup>2</sup> Irradiancia, 25°C Tmódulo, AM 1,5 distribución espectral según EN 60904-3  
Reducción media de la eficiencia relativa de 5% a 200 W/m<sup>2</sup> según EN 60904-1

Figura 2.14 Parámetros eléctricos para STC

### Parámetros Eléctricos en Temperatura de Operación Nominal de la Célula(TONC)

			181,1	177,9	174,3	170,7	167,0
Potencia de salida	$P_{max}$	W	181,1	177,9	174,3	170,7	167,0
Tensión en $P_{max}$	$V_{mpp}$	V	27,6	27,2	26,6	26,6	26,6
Intensidad en $P_{max}$	$I_{mpp}$	A	6,56	6,54	6,56	6,42	6,29
Tensión en circuito abierto	$V_{oc}$	V	35,4	34,5	34,2	33,8	33,8
Intensidad en cortocircuito	$I_{sc}$	A	7,12	6,99	7,01	6,92	6,81

TONC: Temperatura en circuito abierto del módulo a 800W/m<sup>2</sup> de Irradiancia, 20°C de temperatura ambiente y 1m/s de velocidad del viento

Figura 2.15 Parámetros eléctricos de Operación Nominal de la Célula

## CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

Temperatura de Operación Nominal de la Célula	TONC	°C	46 +/- 2
Coefficiente de temperatura para $P_{max}$	$\gamma$	%/°C	-0,45
Coefficiente de temperatura para $V_{oc}$	$\beta_{Voc}$	%/°C	-0,33
Coefficiente de temperatura para $I_{sc}$	$\alpha_{Isc}$	%/°C	0,06
Coefficiente de temperatura para $v_{mpp}$	$\beta_{V_{mpp}}$	%/°C	-0,45

Figura 2.16 Características Térmicas

## CONDICIONES DE OPERACIÓN

Máxima tensión del sistema	1000V <sub>cc</sub>
Valor máximo del fusible en serie	15A
Limitación de corriente inversa	15A
Rango de temperaturas de funcionamiento	-40°C hasta 85°C
Máxima carga estática frontal (nieve y viento)	5400Pa
Máxima carga estática posterior (viento)	2400Pa
Max. impacto por granizo (diámetro / velocidad)	25mm // 23m/s

Figura 2.17 Condiciones de Operación

## MATERIALES

Cubierta frontal (material / espesor)	Vidrio templado de bajo contenido en hierro / 3,2 mm
Marco (material / color / color del anodizado / Número de Busbars)	60 / silicio multicristalino / 156 x156 mm / 2 ó 3
Encapsulante (material)	Etilvinilacetato (EVA)
Marco (material / color / color del anodizado / sellado del marco)	Aluminio anodizado / plata / claro / silicona o cinta adhesiva
Caja de conexiones (grado de protección)	≥ IP65
Cable (longitud / sección)	1100mm / 4mm <sup>2</sup>
Conector (tipo / grado de protección)	MC4 / IP67 o Amphenol H4 / IP68

Figura 2.18 Material de fabricación de la celda fotovoltaica

### 2.3.6 Módulo inversor Freesun fs0680

Estos equipos modulares son capaces de soportar instalaciones de hasta 680 kW de potencia, de una forma confiable. Lo más importante de este módulo es que trae 8 módulos de inversores de 125 kWp, lo cual es una ventaja por motivos de mantenimiento o avería de algún módulo, ya que el sistema podrá seguir trabajando sin ningún problema porque los módulos restantes pueden continuar generando energía. Otra característica importante de este módulo inversor es que funciona como maestro - esclavo en sistema rotatorio, es decir que un módulo puede funcionar como maestro, controlando que los demás inversores produzcan la energía requerida en un día y al siguiente día el inversor con menos generación será el esclavo, garantizando que todos los inversores trabajen de la misma forma.





**Figura 2.19 Módulo inversor FREESUN FS0680 [10]**

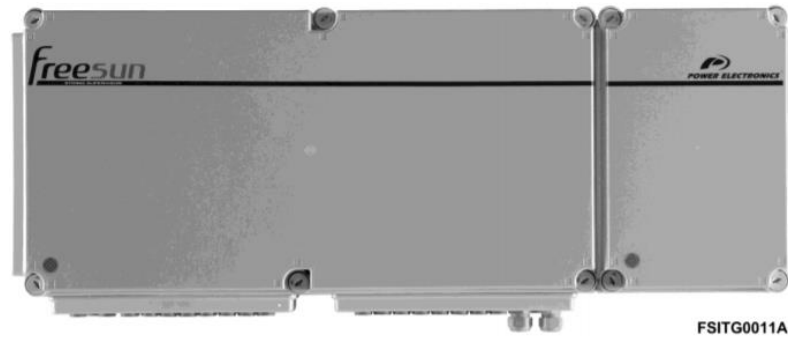
<b>Potencia Nominal</b>	680 kW
<b>Rango de MPPT</b>	520-820 Vdc
<b>Tensión de salida</b>	330 V
<b>Número de módulos</b>	8
<b>Frecuencia</b>	60 HZ
<b>Tensión Máxima de sistema</b>	100 Vdc
<b>Consumo Máximo aprox.</b>	4600 W
<b>Seccionador AC</b>	2500 A
<b>Marca Seccionador</b>	Telergón
<b>Fusibles AC</b>	6X1250A, 2XFASE
<b>Marca Fusibles</b>	Siba
<b>Protección de neutro</b>	6:00 a. m.
<b>Protección IP 21</b>	Siba
<b>Dimensiones</b>	5260X2150X1020
<b>Peso</b>	4500 Kg

**Tabla 2.4 Especificaciones técnicas del Módulo Inversor FREESUN FS0680 [10]**

### **2.3.7 String box supervisor**

Los supervisores string tienen como función principal motorizar el estado de los arreglos de paneles, detectando si existe algún error de funcionamiento. Una aplicación especial de este supervisor es que informan al inversor que paneles conectar, dependiendo de la necesidad de carga del sistema.

El string supervisor tiene una protección contra sobretensión para proteger toda la instalación.



**Figura 2.20 String Box Supervisor [11]**

### **2.3.8 Celda de media tensión**

La celda se instalará dentro del cuarto de tableros y equipos eléctricos; la función principal de este equipo es de recibir y distribuir la energía eléctrica generada por la planta fotovoltaica, y está compuesta por compactos de metal con seccionadores, aislamiento de hexafloruro de azufre e interruptores al vacío que, pueden agregar equipos de medición y protección.

<b>CELDAS DE MEDIA TENSIÓN</b>	
<b>TIPO</b>	Modular
<b>CONFIGURACIÓN</b>	2L + 1P
<b>INTERRUPTOR</b>	630 A
<b>TENSION NOMINAL</b>	24 kV
<b> AISLAMIENTO</b>	SF6
<b>FUSIBLES</b>	125 A
<b>MARCA</b>	SCHNEIDER

**Tabla 2.5 Especificaciones técnicas de la celda de media tensión**



**Figura 2.21 Celda de Media Tensión [12]**

### **2.3.9 Transformador de potencia**

Este elemento es el que permite elevar la tensión del sistema fotovoltaico a los niveles de la red de 13.8 kV, es utilizado en zonas urbanas, industriales, minerías y en grandes proyectos que se requiera utilizar energía eléctrica intensivamente.



**Figura 2.22 Transformador de potencia [13]**

<b>TRANSFORMADOR DE POTENCIA</b>	
<b>POTENCIA</b>	700KVA
<b>TENSIÓN</b>	13,8KV/330V
<b>FRECUENCIA</b>	60HZ
<b>CONEXIÓN</b>	DYn1
<b>RELÉ</b>	DGPT2
<b>REFRIGERACIÓN</b>	ONAN
<b>MARCA</b>	ECUATRAN

**Tabla 2.6 Especificaciones técnicas del Transformador de potencia**

### **2.3.10 Cálculo de la distribución de los paneles**

Para la distribución de los paneles en serie - paralelo se tomó en cuenta las especificaciones de los paneles, tales como: valores de voltaje, corriente y la temperatura del módulo. Para los cálculos se consideró la temperatura ambiente del lugar donde se colocará la planta fotovoltaica, pero con un error del  $\pm 5\%$ .

Cabe recalcar que a medida que la temperatura de los módulos fotovoltaicos incrementa, también lo hace la corriente eléctrica y por este incremento la temperatura del módulo supera los niveles de temperatura ambiente. Si bien es cierto, no siempre se dará el escenario de estas temperaturas elevadas, ya que esta característica depende en mayor parte del clima, por lo que se consideró como temperatura de las celdas fotovoltaicas la de ambiente y no la propia de ellas.

	DATOS TEMPERATURA AMBIENTE MEDIA		DATOS TEMPERATURA AMBIENTE MEDIA ERROR +-5°C	
	MÍNIMA °C	MÁXIMA °C	MÍNIMA °C	MÁXIMA °C
<b>ENERO</b>	22,06	29,21	17,06	34,21
<b>FEBRERO</b>	21,67	28,56	16,67	33,56
<b>MARZO</b>	21,91	28,24	16,91	33,24
<b>ABRIL</b>	21,96	28,48	16,96	33,48
<b>MAYO</b>	22,18	29,41	17,18	34,41
<b>JUNIO</b>	22,21	29,05	17,21	34,05
<b>JULIO</b>	22,05	28,46	17,05	33,46
<b>AGOSTO</b>	21,6	27,61	16,6	32,61
<b>SEPTIEMBRE</b>	20,89	26,95	15,89	31,95
<b>OCTUBRE</b>	20,46	27,06	15,46	32,06
<b>NOVIEMBRE</b>	20,74	28,2	15,74	33,2
<b>DICIEMBRE</b>	21,19	28,72	16,19	33,72
<b>PROMEDIO ANUAL</b>	<b>21,58</b>	<b>28,33</b>	<b>16,58</b>	<b>33,33</b>

**Tabla 2.7 Datos de temperatura ambiente de cada mes normal y con el error de +-5%**

Para el cálculo del número de paneles conectados en serie que deben tener cada uno de los strings, se respetó los requerimientos del inversor y la variación de temperatura del lugar de instalación de la planta fotovoltaica. Otros datos pertinentes que se usaron para este cálculo son los del panel fotovoltaico e inversor presentados a continuación:

DATOS DE PANEL	
<b>V<sub>mp</sub></b>	29,8
<b>STC °C</b>	25
<b>TONC °C</b>	46
<b>β<sub>Vmp</sub> %/°C</b>	-0,45
<b>β<sub>Voc</sub> %/°C</b>	-0,33
<b>V<sub>oc</sub></b>	37,6
<b>α<sub>isc</sub> %/°C</b>	0,06

**Tabla 2.8 Datos relevantes de los Paneles**

DATOS DEL INVERSOR	
V <sub>mp</sub> max.	820
V <sub>mp</sub> min.	475
V <sub>DC</sub> max	1000
I <sub>mp</sub>	10
N° entradas DC	32
N° MPPT'S	8
I <sub>in_min</sub>	40
I <sub>in_max</sub>	150
I <sub>in_maxDC</sub>	1000
α <sub>isc</sub> %/°C	0,03

**Tabla 2.9 Datos relevantes del Inversor**

De la Tabla 2.4 se tomó el valor promedio de las temperaturas máximas y mínimas anuales, considerando un porcentaje de error del ±5%.

Primero se calculó la temperatura mínima del módulo utilizando la temperatura ambiente mínima con la siguiente ecuación:

$$T_{mod. Min} = T_{amb. Min} + \frac{TONC - 20}{800} 1000 \quad (2.3)$$

$$T_{mod. Min} = 49.08 \text{ } ^\circ\text{C}$$

De igual manera se calculó la temperatura máxima del módulo utilizando la temperatura máxima del ambiente.

$$T_{mod. Max} = T_{amb. Max} + \frac{TONC - 20}{800} 1000 \quad (2.4)$$

$$T_{mod. Max} = 65.83 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Después se calculó el incremento de voltaje del módulo fotovoltaico con respecto a la variación de temperatura ambiente mínima:

$$\Delta V_{amb. Min} = (T_{Min. Amb} - T_{nom. Mod})^{\beta_{vpmp}} \quad (2.5)$$

$$\Delta V_{amb. Min} = 3.79 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Incremento de voltaje del módulo fotovoltaico con respecto a la variación de temperatura ambiente máxima:

$$\Delta V_{amb. Max} = (T_{Max. Amb} - T_{nom. Mod})^{\beta_{vpmp}} \quad (2.6)$$

$$\Delta V_{amb. Max} = -3.75 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Se calculó el incremento de voltaje del módulo fotovoltaico con respecto a la variación de temperatura mínima del módulo:

$$\Delta VT. Mod. Min = (T. Min. Mod - T. nom. Mod)^{\beta} v_{pmp} \quad (2.7)$$

$$\Delta VT. Mod. Min = -10.83 \text{ }^{\circ}C$$

Incremento de voltaje del módulo fotovoltaico con respecto a la variación de temperatura máxima del módulo:

$$\Delta VT. Mod. Max = (T. Max. Mod - T. nom. Mod)^{\beta} v_{pmp} \quad (2.8)$$

$$\Delta VT. Mod. Max = -18.37 \text{ }^{\circ}C$$

Con los valores de variaciones de la temperatura ambiente y el módulo fotovoltaico, se calculó la variación de voltaje en los paneles, empezando con el voltaje en base a la temperatura ambiente mínima:

$$V_{pmp. Amb. Min} = V_{pmp} \left(1 + \frac{\Delta V_{min}}{100}\right) \quad (2.9)$$

$$V_{pmp. Amb. Min} = 30.93 \text{ V}$$

Voltaje con respecto a la temperatura ambiente máxima:

$$V_{pmp. Amb. Max} = V_{pmp} \left(1 + \frac{\Delta V_{max}}{100}\right) \quad (2.10)$$

$$V_{pmp. Amb. Max} = 28.68 \text{ V}$$

Voltaje con respecto a la temperatura mínima del módulo:

$$V_{pmp. Mod. Min} = V_{pmp} \left(1 + \frac{\Delta VT. Mod. Min}{100}\right) \quad (2.11)$$

$$V_{pmp. Mod. Min} = 26.57 \text{ V}$$

Voltaje con respecto a la temperatura máxima del módulo:

$$V_{pmp. Mod. Max} = V_{pmp} \left(1 + \frac{\Delta VT. Mod. Max}{100}\right) \quad (2.12)$$

$$V_{pmp. Mod. Max} = 24.32 \text{ V}$$

### 2.3.11 Cálculos del número de Paneles en conexión Serie

Para este cálculo se tomó en cuenta los datos del inversor de la Tabla 2.6 y así se determinó la cantidad máxima y mínima de los paneles en conexión serie para la potencia máxima.

Primero se determinó el número máximo de paneles en serie considerando la temperatura mínima del ambiente.

$$N^{\circ}Max.Serie = \frac{V_{pmp.Max}}{V_{pmp.Amb.Min}} \quad (2.13)$$

$$N^{\circ}Max.Serie = 27$$

Número máximo de paneles en serie considerando la temperatura máxima del ambiente.

$$N^{\circ}Min.Serie = \frac{V_{pmp.Min}}{V_{pmp.Amb.Max}} \quad (2.14)$$

$$N^{\circ}Min.Serie = 17$$

Número máximo de paneles en serie considerando la temperatura mínima del módulo.

$$N^{\circ}Max.Serie = \frac{V_{dcpmp.Max}}{V_{pmp.Mod.Min}} \quad (2.15)$$

$$N^{\circ}Max.Serie = 31$$

Número máximo de paneles en serie considerando la temperatura máxima del módulo.

$$N^{\circ}Min.Serie = \frac{V_{dcpmp.Min}}{V_{pmp.Mod.Max}} \quad (2.16)$$

$$N^{\circ}Min.Serie = 20$$

Después se realizó los cálculos considerando el voltaje de circuito abierto, esto se hizo para no exceder la tensión máxima en circuito abierto, se debe tener en cuenta que el máximo voltaje DC que soporta el inversor es de 100Vdc.

Lo primero que se hizo es encontrar el incremento de Voc con la temperatura mínima del ambiente.

$$\Delta Voc_{T.Amb.Min} = (T.Min - T.nom.Mod)^{\beta}voc \quad (2.17)$$

$$\Delta Voc_{T.Amb.Min} = 2.78$$

Incremento de Voc con la temperatura máxima del ambiente.

$$\Delta Voc_{T.Amb.Max} = (T.Max - T.nom.Mod)^{\beta}voc \quad (2.18)$$

$$\Delta Voc_{T.Amb.Max} = -2.75$$

Incremento de Voc con la temperatura mínima del módulo.

$$\Delta Voc_{T.Mod.Min} = (T.Min.Mod - T.nom.Mod)^{\beta}voc \quad (2.19)$$



$$\Delta VocT. Mod. Min = -7.95$$

Incremento de Voc con la temperatura máxima del módulo.

$$\begin{aligned} \Delta VocT. Mod. Max &= (T. Max. Mod - T. nom. Mod)^{\beta} voc & (2.20) \\ \Delta VocT. Mod. Max &= -13.47 \end{aligned}$$

Cálculo de Voc tomando en consideración la temperatura mínima del ambiente.

$$\begin{aligned} Voc. Amb. Min &= Voc \left(1 + \frac{\Delta Voc. Min}{100}\right) & (2.21) \\ Voc. Amb. Min &= 38.65 V \end{aligned}$$

Cálculo de Voc tomando en consideración la temperatura máxima del ambiente.

$$\begin{aligned} Voc. Amb. Max &= Voc \left(1 + \frac{\Delta Voc. Max}{100}\right) & (2.22) \\ Voc. Amb. Max &= 36.57 V \end{aligned}$$

Cálculo de Voc tomando en consideración la temperatura mínima del módulo.

$$\begin{aligned} Voc. Mod. Min &= Voc \left(1 + \frac{\Delta Voc. Min}{100}\right) & (2.23) \\ Voc. Mod. Min &= 34.61 V \end{aligned}$$

Cálculo de Voc tomando en consideración la temperatura máxima del módulo.

$$\begin{aligned} Voc. Mod. Max &= Voc \left(1 + \frac{\Delta Voc. Max}{100}\right) & (2.24) \\ Voc. Mod. Max &= 32.53 V \end{aligned}$$

Luego se determinó el número máximo de paneles en serie con Voc teniendo en cuenta la temperatura mínima del ambiente.

$$\begin{aligned} N^{\circ} Max. Serie &= \frac{Tension. Max. DC}{Voc. Amb. Min} & (2.25) \\ N^{\circ} Max. Serie &= 26 \end{aligned}$$

Número máximo de paneles en serie con Voc teniendo en cuenta la temperatura mínima del módulo.

$$N^{\circ}Max.Serie = \frac{Tension.Max.DC}{Voc.Mod.Min} \quad (2.26)$$

$$N^{\circ}Max.Serie = 27$$

Con el cálculo realizado tanto con la temperatura mínima del módulo y como con la temperatura ambiente tomando en consideración el Voltaje máximo DC de 1000Vdc del inversor, se puede seleccionar 26 paneles en serie, con lo que se asegura que, con la temperatura ambiente mínima, esta cantidad de paneles no va a sobrepasar el nivel de voltaje máximo de entrada del inversor.

### 2.3.12 Cálculo de la cantidad de paneles fotovoltaicos por agrupación

Este cálculo se realizó tomando en cuenta la corriente máxima que puede soportar el inversor. Se encontró el número mínimo de paneles en conexión paralelo por String por entrada (PMP)

$$N^{\circ}Min.pmp = \frac{I.in.Min}{Ipmp} \quad (2.27)$$

$$N^{\circ}Min.pmp = 4$$

Nota: Esto quiere decir que se conectaran como mínimo 7 paneles en paralelo por cada string.

Número máximo de paneles en conexión paralelo por String por entrada (PMP)

$$N^{\circ}Max.pmp = \frac{I.in.Max}{Ipmp} \quad (2.28)$$

$$N^{\circ}Max.pmp = 15$$

Después se calculó el incremento de Isc teniendo en consideración la temperatura máxima del ambiente.

$$\Delta Isc T.Amb.Max = (T.Max.Amb - Tstc) \alpha_{isc} \quad (2.29)$$

$$\Delta Isc T.Amb.Max = 0.25\%$$

Se calculó el incremento de Isc teniendo en consideración la temperatura máxima del módulo.

$$\Delta Isc T.Mod.Max = (T.Min.Mod - Tstc) \alpha_{isc} \quad (2.30)$$

$$\Delta Isc T.Mod.Max = 0,72\%$$

Se calculó la corriente de cortocircuito considerando la temperatura máxima del módulo.

$$I_{scT.Mod.Max} = I_{sc} \left( 1 + \frac{\Delta I_{scT.Mod.Max}}{100} \right) \quad (2.31)$$

$$I_{scT.Mod.Max} = 8,98 A$$

Número máximo de paneles fotovoltaicos en conexión paralelo en corto circuito por entrada de String.

$$N^{\circ}Max.paralelo = \frac{I.in.Max}{I_{sc.Mod.Max}} \quad (2.32)$$

$$N^{\circ}Max.paralelo = 17$$

Cómo el cálculo de la conexión máxima en paralelo de los paneles proporcionó un valor de 17, se realizó la conexión solo con 17 strings en paralelo para los primeros 3 grupos, para los siguientes 2 grupos se conectarán 15 strings en paralelo y los últimos 2 grupos se conectarán con 12 strings en paralelo.

Lo siguiente que se realizó es determinar la cantidad de corriente máxima que pasará por cada arreglo en paralelo para poder dimensionar el calibre del cable que se utilizará. La corriente máxima que pasa por el grupo de 17 strings en las condiciones normalizadas para el ensayo de paneles.

$$I_{max.pmp.stc} = (N^{\circ}Strings)(I_{pmp}) \quad (2.33)$$

$$I_{max.pmp.stc} = 17 * 10 = 170 A$$

La corriente máxima que pasa por el grupo de 15 strings en las condiciones normalizadas para el ensayo de paneles.

$$I_{max.pmp.stc} = (N^{\circ}Strings)(I_{pmp}) \quad (2.34)$$

$$I_{max.pmp.stc} = (15)(10) = 150 A$$

La corriente máxima que pasa por el grupo de 12 strings en las condiciones normalizadas para el ensayo de paneles.

$$I_{max.pmp.stc} = (N^{\circ}Strings)(I_{pmp}) \quad (2.35)$$

$$I_{max.pmp.stc} = (12)(10) = 120 A$$

Número de Paneles Fotovoltaicos por Agrupación

$$N^{\circ}Paneles x Agrupación = (N^{\circ}Paneles.Serie)(N^{\circ}Paneles.Paralelo) \quad (2.36)$$

$$N^{\circ}\text{Paneles } x \text{ Agrupación} = (26)(17) = 440$$

### 2.3.13 Número total de paneles fotovoltaicos para la instalación de la Planta

Como se tienen 3 grupos, el primero está compuesto por 17 Strings, con un total de:

$$\#Total. Grupo. 25Strings = (\#P.S.)(\#P.P.)(\#Agrupación) \quad (2.37)$$

$$N^{\circ}\text{Paneles } x \text{ Agrupación} = (26)(17)(3) = 1320$$

El segundo está compuesto por 2 grupos de 15 Strings con un total de:

$$\#Total. Grupo. 21Strings = (\#P.S.)(\#P.P.)(\#Agrupación) \quad (2.38)$$

$$N^{\circ}\text{Paneles } x \text{ Agrupación} = (26)(15)(2) = 776$$

El último está compuesto por 2 grupos de 12 Strings con un total de:

$$\#Total. Grupo. 19Strings = (\#P.S.)(\#P.P.)(N^{\circ}\text{Agrupación}) \quad (2.39)$$

$$N^{\circ}\text{Paneles } x \text{ Agrupación} = (26)(12)(2) = 621$$

En total la cantidad de paneles a usar para la Planta fotovoltaica es la siguiente:

$$\#Total. Paneles = \#T. G. 17Str + \#T. G. 15Str + \#T. G. 12Str \quad (2.40)$$

$$N^{\circ}\text{Paneles } x \text{ Agrupación} = 1320 + 776 + 621 = 2717$$

### 2.3.14 Cálculo de la potencia instalada de la planta fotovoltaica

$$Potencia \text{ instalada} = (N^{\circ}\text{Total. Paneles})(Potencia. Out. Panel) \quad (2.41)$$

$$Potencia \text{ instalada} = (2717)(250) = 679,26kW$$

### 2.3.15 Ángulo de Inclinación de los módulos Fotovoltaicos

Para el cálculo de este ángulo se consideró la posición geográfica del lugar donde se va a ubicar la planta fotovoltaica. Sabiendo que el Ecuador se encuentra en la línea ecuatorial, se tiene que la radiación es directa de forma horizontal con respecto al suelo y no es necesario colocar los módulos a un ángulo mayor a cero grados, pero por defectos de rendimiento no es lo más viable ya que la suciedad se acumularía y se tendría que programar mantenimiento a los paneles de forma continua.

Para la elección del ángulo de inclinación se ha basado el cálculo en 4 diferentes medidas, a las cuales se les aplica el factor de corrección de radiación solar para encontrar a la media ponderada de la anterior radiación solar ya calculada.

Incli	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	0.97	0.98	1	1.02	1.03	1.03	1.02	1.01	1	0.98	0.97	0.97
10	0.93	0.96	0.99	1.03	1.05	1.05	1.04	1.02	0.99	0.96	0.94	0.93
15	0.89	0.93	0.98	1.03	1.06	1.06	1.05	1.02	0.98	0.93	0.89	0.88
20	0.84	0.89	0.96	1.02	1.06	1.07	1.05	1.02	0.96	0.9	0.85	0.83
25	0.79	0.85	0.93	1.01	1.06	1.07	1.05	1	0.94	0.86	0.79	0.77
30	0.73	0.8	0.9	0.99	1.05	1.07	1.04	0.98	0.9	0.81	0.74	0.7
35	0.66	0.75	0.86	0.97	1.04	1.05	1.02	0.96	0.87	0.76	0.67	0.63
40	0.59	0.69	0.82	0.94	1.02	1.04	1	0.93	0.82	0.7	0.6	0.56
45	0.52	0.63	0.76	0.9	0.99	1.01	0.97	0.89	0.77	0.64	0.53	0.49
50	0.44	0.56	0.71	0.85	0.95	0.98	0.94	0.85	0.72	0.58	0.46	0.41
55	0.37	0.49	0.65	0.81	0.91	0.94	0.9	0.8	0.66	0.51	0.38	0.32
60	0.28	0.41	0.58	0.75	0.87	0.9	0.85	0.75	0.6	0.44	0.3	0.24
65	0.2	0.34	0.52	0.69	0.81	0.85	0.8	0.69	0.54	0.36	0.22	0.16
70	0.12	0.26	0.44	0.63	0.76	0.79	0.75	0.63	0.47	0.29	0.14	0.12
75	0.1	0.18	0.37	0.56	0.69	0.73	0.69	0.57	0.4	0.21	0.12	0.11

Figura 2.23 Factor de corrección de inclinación en módulos

Las medidas angulares utilizadas para la selección de la inclinación de los módulos solares se presentan en la siguiente tabla.

	0°	5°	10°	15°
ENERO	4,95	4,80	4,60	4,41
FEBRERO	4,40	4,32	4,23	4,10
MARZO	4,23	4,23	4,19	4,15
ABRIL	4,20	4,28	4,32	4,32
MAYO	4,01	4,13	4,21	4,25
JUNIO	3,89	4,00	4,08	4,12
JULIO	3,99	4,07	4,15	4,19
AGOSTO	4,31	4,35	4,40	4,40
SEPTIEMBRE	4,88	4,88	4,83	4,78
OCTUBRE	4,89	4,80	4,70	4,55
NOVIEMBRE	4,69	4,55	4,41	4,17
DICIEMBRE	4,75	4,61	4,42	4,18
	4,43	4,42	4,38	4,30

Tabla 2.10 Tabla de radiación a diferentes ángulos.

Se eligió colocar los módulos solares con un ángulo de inclinación de 10 grados con vistas al sur geográfico, esta medida angular se eligió debido a que los proveedores de los módulos fotovoltaicos recomiendan como mínima colocación 10 grados, logrando así una menor suciedad los paneles y por ende requieren de menos mantenimientos.

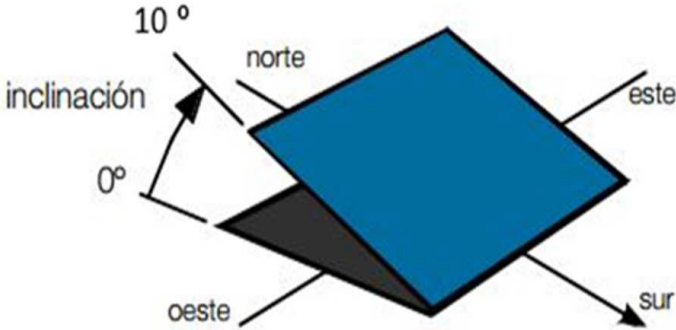


Figura 2.24 Inclinación del panel solar a 10 grados [14]

**2.3.16 Cálculo de la distancia mínima de colocación entre filas de módulos**

Esta distancia mínima es importante al momento del cálculo ya que con esta se asegura evitar sombras proyectadas sobre los módulos contiguos. Esta distancia se determinó considerando la longitud de los paneles a usar, que es de 1.65 m y serán colocadas en estructuras de soporte, para tener dos filas de paneles.

$$d = d1 + d2 \tag{2.42}$$

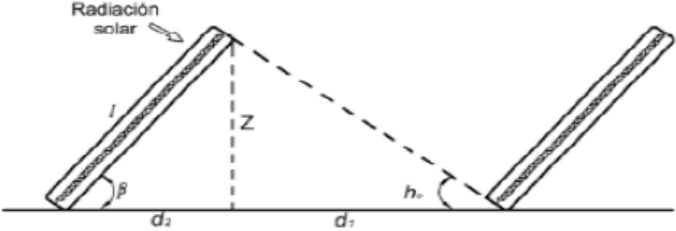


Figura 2.25 Esquema de distancias mínimas entre paneles solares [15]

$$Ho = (90^\circ - \text{Latitud del Lugar}) - 23.5^\circ \tag{2.43}$$

$$Ho = (90^\circ - 0^\circ) - 23.5^\circ = 66.5^\circ$$

Teniendo la inclinación de los módulos de  $10^\circ$ , se calculó la longitud de los dos paneles de la fila como una sola longitud.

$$L = (2)(1.65) = 3.3m \quad (2.44)$$

Se calculó Z de la siguiente manera:

$$Z = (L)\text{Sen}(10^\circ) \quad (2.45)$$

$$Z = 0.57 m$$

Se calculó “d” de la siguiente manera:

$$d = L\left(\frac{\text{Sen}(\beta)}{\text{Tan}(\theta)} + \text{Cos}(\beta)\right) \quad (2.46)$$

$$d = 3.3 * \left(\frac{\text{Sen}(10^\circ)}{\text{Tan}(66.5^\circ)} + \text{Cos}(10^\circ)\right)$$

$$d = 4.36 m$$

Finalmente, se halló la distancia mínima entre paneles por fila:

$$d1 = d - \frac{Z}{\text{Tan}(\beta)} \quad (2.47)$$

$$d1 = 4.36 - \frac{0.57}{\text{Tan}(10^\circ)}$$

$$d1 = 1.11 m$$

Con esta distancia mínima calculada, se asegura que no exista sombras en los paneles continuos y que el trabajo de mantenimiento sea cómodo al momento de pasar por las filas de los paneles.

### **2.3.17 Estructuras para soporte de los paneles fotovoltaicos**

El material y la forma de construcción de las estructuras de los paneles fotovoltaicos utilizadas en el diseño, se considera el cumplimiento de la norma ISO 9223; la cuál menciona que tipo de metal o aleación se selecciona según el tipo de atmósfera y estimación de corrosividad.

Como la planta se va a colocar en la región del oriente, cerca del río Putumayo y la humedad y la polución es alta, se ha considerado categoría de corrosividad nivel C4 [16]

Para las estructuras se ha considerado que los materiales a usar serán de acero inoxidable, ya que este material es perfecto para el ambiente tipo C4 [16]

Cada estructura será tipo mesa, pero con el ángulo de inclinación de 10 grados, tendrá 26 paneles conectados en serie, como el número de paneles calculado fue de 4011 para toda la instalación, se fabricará 155 estructuras.



**Figura 2.26 Estructura para paneles fotovoltaicos [17]**

### **2.3.18 Cable de conexión Grupo de paneles a String Box**

Para este tramo de instalación que corresponde al cable que parte del arreglo de paneles hasta los supervisores de voltaje, se dimensionó cable flexible de cobre y que el aislamiento de su chaqueta sea resistente a intemperies y calentamientos.

Teniendo en cuenta los valores de corrientes del supervisor String de  $I_{sc}=8.92A$  y  $I_{pmp}=8.39A$ , para este tramo se dimensionó cable de  $6mm^2$ .

### **2.3.19 Cable de conexión de los string Box a los módulos inversores**

Para esta selección de cable se utilizó la siguiente fórmula en base a las distancias entre los string box y los módulos inversores que se encuentran dentro del cuarto de tableros y equipos.

$$I_{sc} = \frac{2 * I_{max. Agrup.} * \rho * Distancia * FS}{\Delta V} \quad (2.48)$$



N° Filas	N° Serie	Isc (A)	Ipmp (A)	Vpmp (V)	Isc.Grupo (A)	Ipmp.Grupo (A)	D	ρ	Vtotal (V)	%ΔV	ΔV	Distancia (m)	FS	Distancia*FS (m)	Sección Isc(mm²)	Sección Ipmp(mm²)	Sección cable (mm²)
25	26	8,92	8,39	29,8	223	209,75	56	0,0179	774,8	1,50%	11,622	34	1,15	39,1	26,85863	25,262765	50
25	26	8,92	8,39	29,8	223	209,75	56	0,0179	774,8	1,50%	11,622	60	1,15	69	47,39757	44,58135	50
25	26	8,92	8,39	29,8	223	209,75	56	0,0179	774,8	1,50%	11,622	70	1,15	80,5	55,29717	52,011575	50
21	26	8,92	8,39	29,8	187,32	176,19	56	0,0179	774,8	1,50%	11,622	80	1,15	92	53,08528	49,931112	60
21	26	8,92	8,39	29,8	187,32	176,19	56	0,0179	774,8	1,50%	11,622	90	1,15	103,5	59,72094	56,172501	60
19	26	8,92	8,39	29,8	169,48	159,41	56	0,0179	774,8	1,50%	11,622	100	1,15	115	60,03693	56,46971	70
19	26	8,92	8,39	29,8	169,48	159,41	56	0,0179	774,8	1,50%	11,622	110	1,15	126,5	66,04062	62,116681	70

**Tabla 2.11 Tabla de la sección de cable seleccionado para el sistema fotovoltaico**

### 2.3.20 Dimensionamiento de baterías

La planta fotovoltaica es considerada como un complemento para la línea que viene desde la subestación de Tarapoa, pero según el histórico de datos del consumo de energía eléctrica de Puerto el Carmen, se tiene una demanda máxima de 646 kW durante las 18h00 y las 22h00 horas, horario en el que no se cuenta con la presencia solar y que la línea no está en capacidad de suplir por sí sola dicho requerimiento, por lo que se plantea el uso de un banco de baterías, que será el encargado de almacenar la energía no utilizada durante el día y cuya capacidad sea lo suficiente para complementar el suministro de energía proveniente de la subestación; es decir que entre las baterías y la subestación pueden cubrir una demanda de hasta 646 kW.

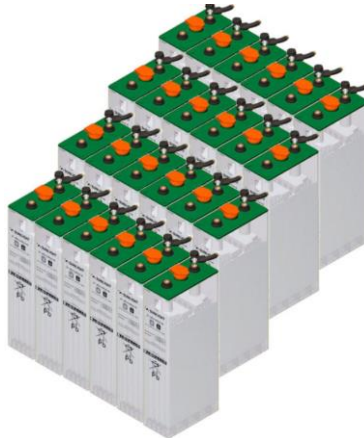
$$\frac{Ah}{día} = \frac{\text{Consumo en la noche}}{\text{Eficiencia del inversor}} = \frac{300kW/0.93}{330V} = 977,51 \text{ Ah/día} \quad (2.49)$$

El banco de baterías tendrá una capacidad de 977,51 Ah, usando baterías de 48v y 120 Ah, para el cálculo de baterías en paralelo se utilizará un factor de profundidad de descarga de la batería, la cual será del 20%, esto quiere decir que el banco no podrá llegar al 100% de descarga por cuestión de protección del dispositivo de almacenamiento.

$$\text{Baterías Paralelo} = \frac{\frac{Ah}{día} \times \text{Días autónomos}}{\frac{\text{Prof. descarga}}{\text{Capacidad batería}}} = 40 \text{ baterías} \quad (2.50)$$

Para el cálculo de baterías en serie, se dividió el voltaje total del sistema 330 V para el voltaje de la batería seleccionada el cual es 48 v, esto dio un total de 7 baterías, en total

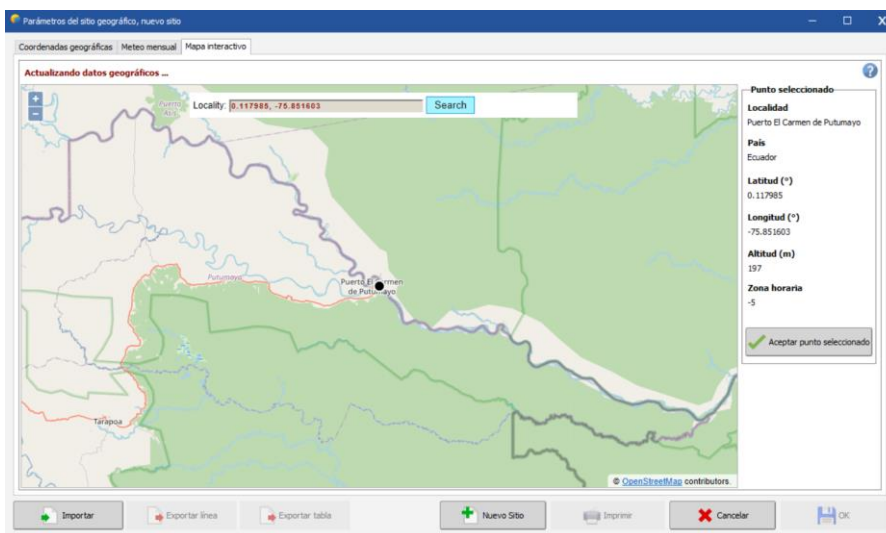
el sistema tendrá un banco de baterías de 40 arreglos en paralelo de 7 baterías en conexión serie.



**Figura 2.27 Bateria de ciclo profundo [18]**

## 2.4 Simulación en PVsyst

Para corroborar el correcto funcionamiento de la planta fotovoltaica planteada en el ítem 2.3, se utilizó el software PVsyst con los datos de la ubicación exacta donde se instalará el sistema.



**Figura 2.28 Selección del lugar a instalar el sistema**

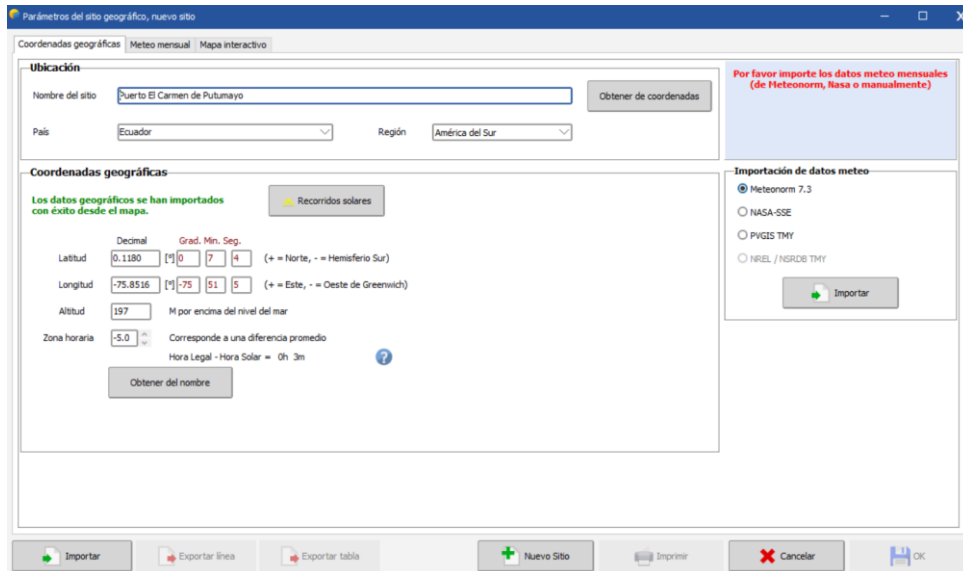


Figura 2.29 Importación de datos de la ubicación agregada

En la figura 2.28 se muestran los datos de radiación solar obtenidos con el software, del lugar seleccionado para la instalación de la planta fotovoltaica.

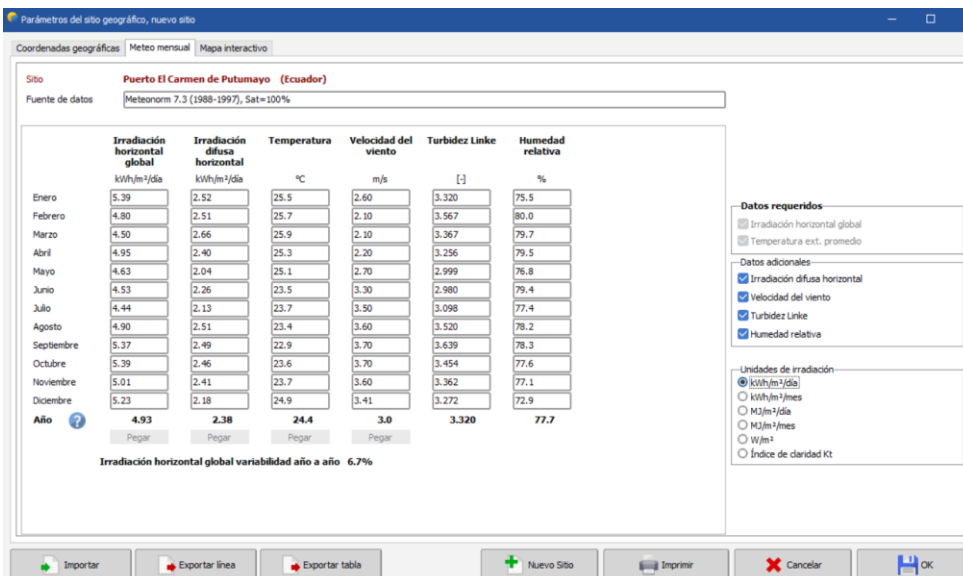


Figura 2.30 Datos de radiación en la zona donde se ubicará el sistema

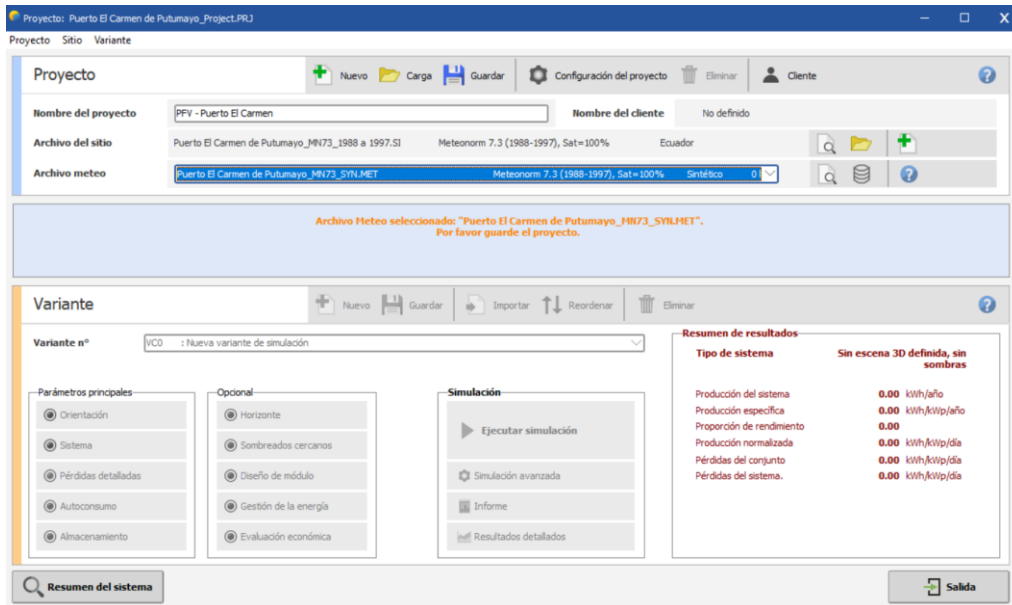


Figura 2.31 Ubicación agregada en el proyecto de PVsyst

Se procede a ingresar la orientación de los paneles definida en el ítem 2.3.15, con ángulos de:

- Inclinación =  $10^\circ$
- Azimut =  $0^\circ$

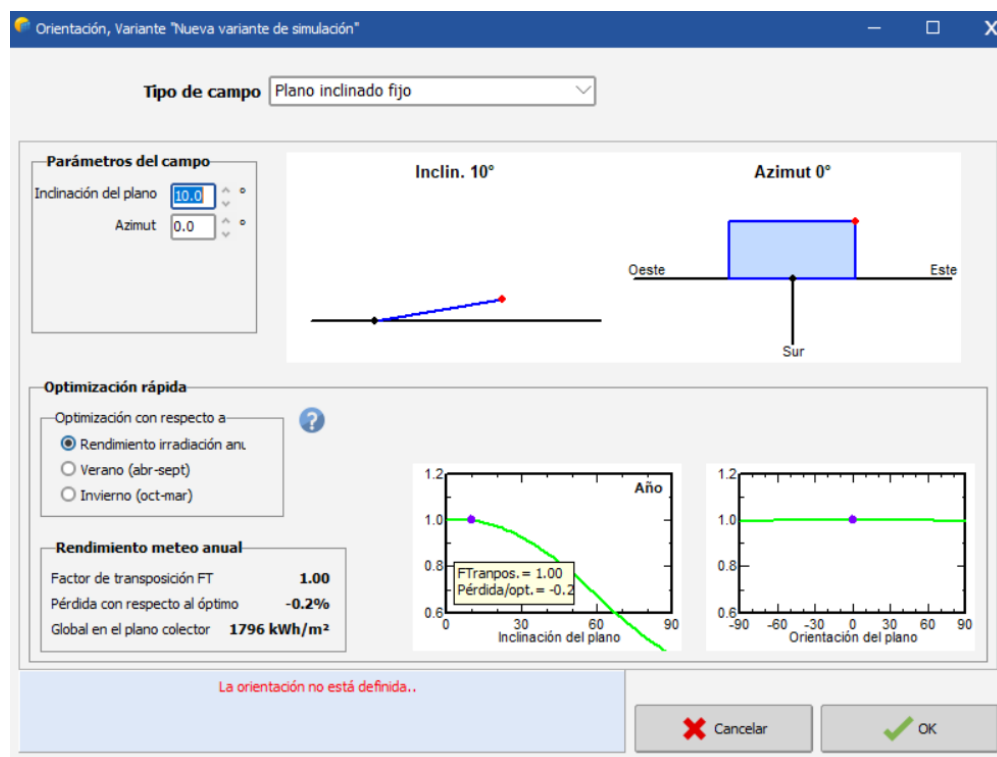
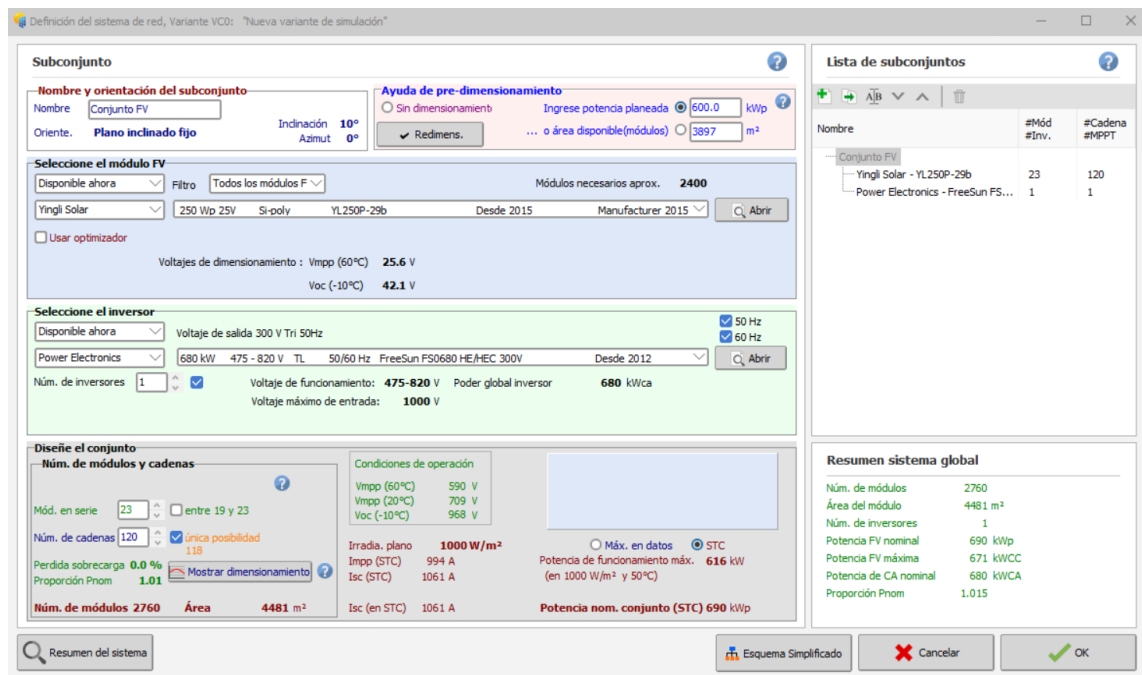


Figura 2.32 Colocación de la orientación de los paneles fotovoltaicos

Se agrega el resto de equipos que fueron definidos a lo largo del desarrollo mostrado en el ítem 2.3 para la planta fotovoltaica, así como la configuración de los paneles e inversores.



**Figura 2.33 Colocación de los equipos que conforman el sistema fotovoltaico**

Por la necesidad de que el sistema sea autónomo durante las 18h00 y las 22h00 para abastecer la demanda requerida, debido a la ausencia de la luz solar, se procedió a agregar en el software un perfil diario de los valores pico de demanda, considerando los 7 días de la semana, tal como se demuestra en las siguientes figuras.

Cabe recalcar que la planta fotovoltaica funciona en conjunto con el alimentador que viene desde la subestación de Tarapoa.

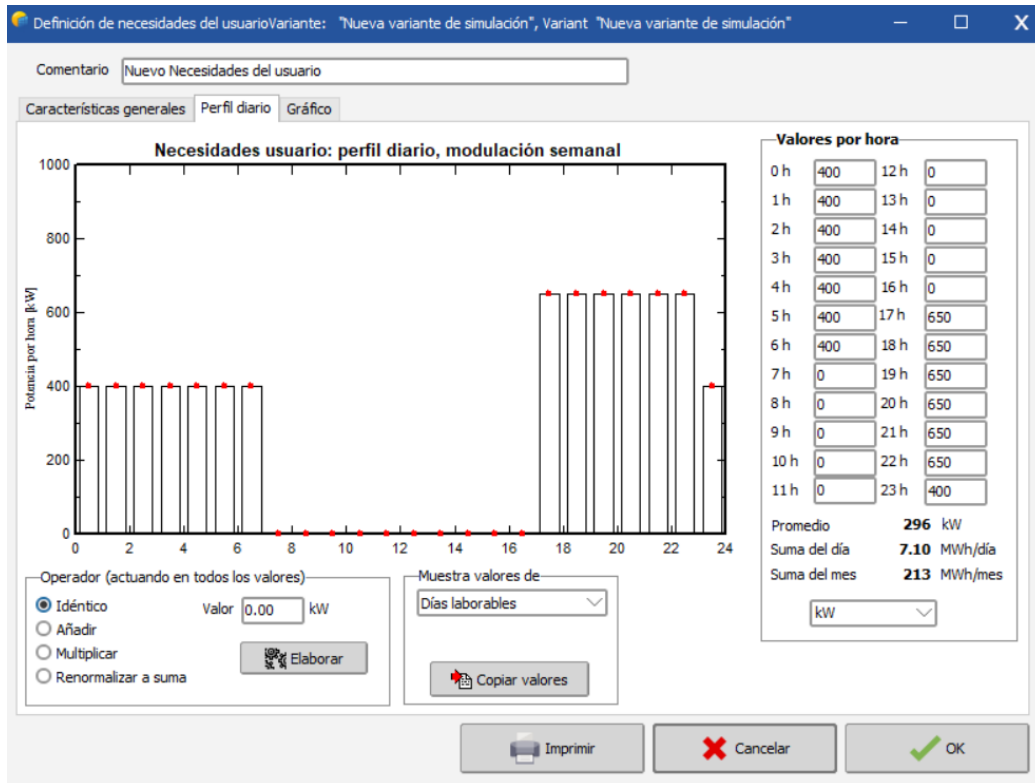


Figura 2.34 Perfil diario de las horas de autonomía del sistema

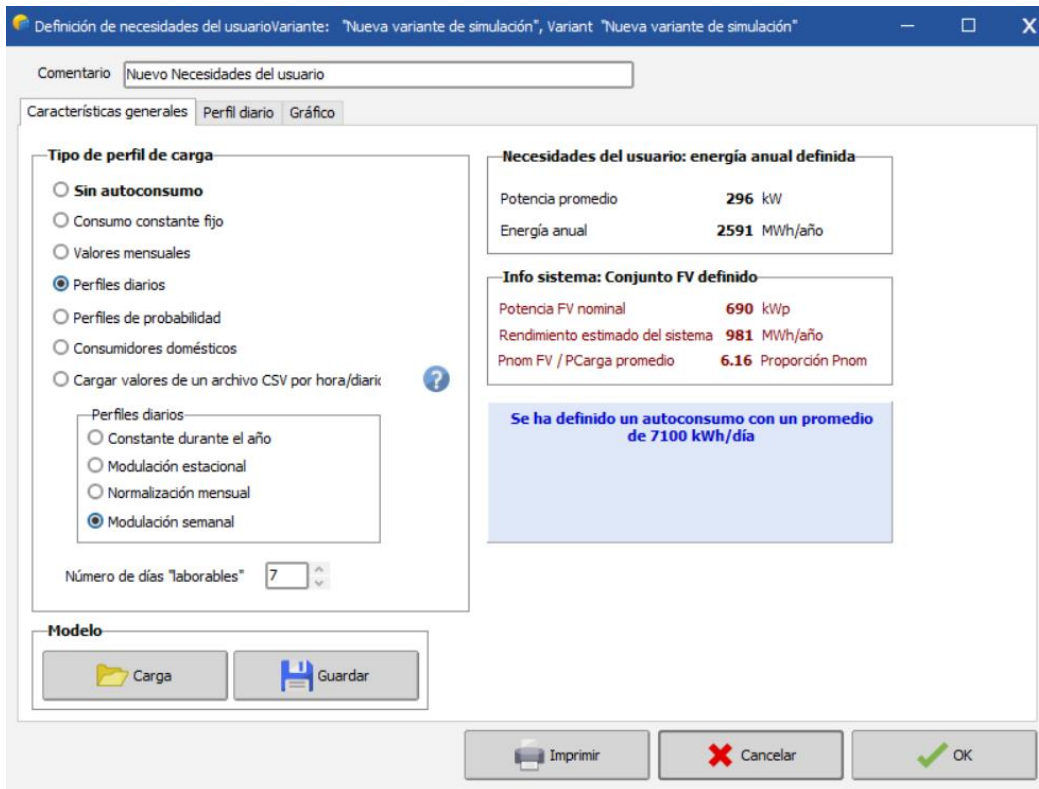
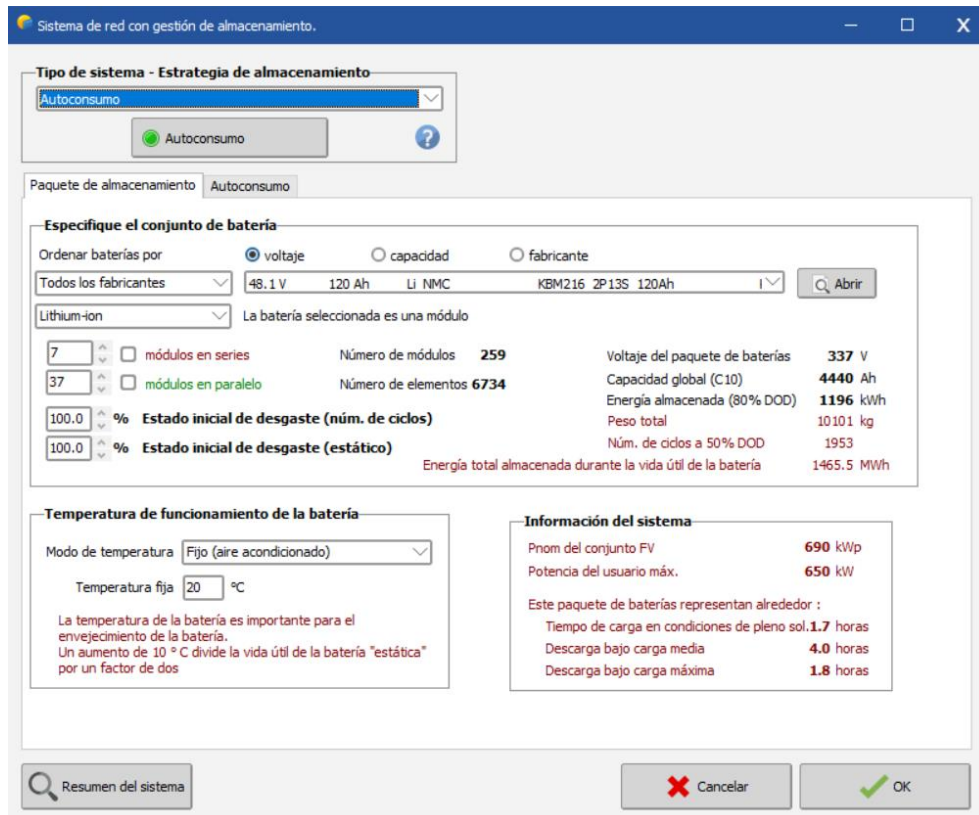


Figura 2.35 Características generales de la autonomía del sistema

Con los datos mencionados, se eligió el tipo de batería definida y el software recomendó la cantidad de baterías en serie y paralelo que se necesitan en el sistema para cumplir con el objetivo mencionado, que es ser autónomo durante las horas de ausencia solar, es decir durante la noche.



**Figura 2.36 Características del banco de baterías del sistema**

Una vez que se agregaron todos los datos del sistema fotovoltaico conectado a la red y ejecutando la simulación, se obtuvieron los valores que se muestran en la figura 2.37, corroborando que el diseño planteado en el ítem 2.3 cumple con los datos teóricos mostrados.

Se realiza la respectiva comparación de los valores calculados y los simulados en la tabla 2.12, con porcentajes de error bajos, a excepción de las pérdidas del sistema que presenta un error del 50% pero se debe a que son valores relativamente bajos.

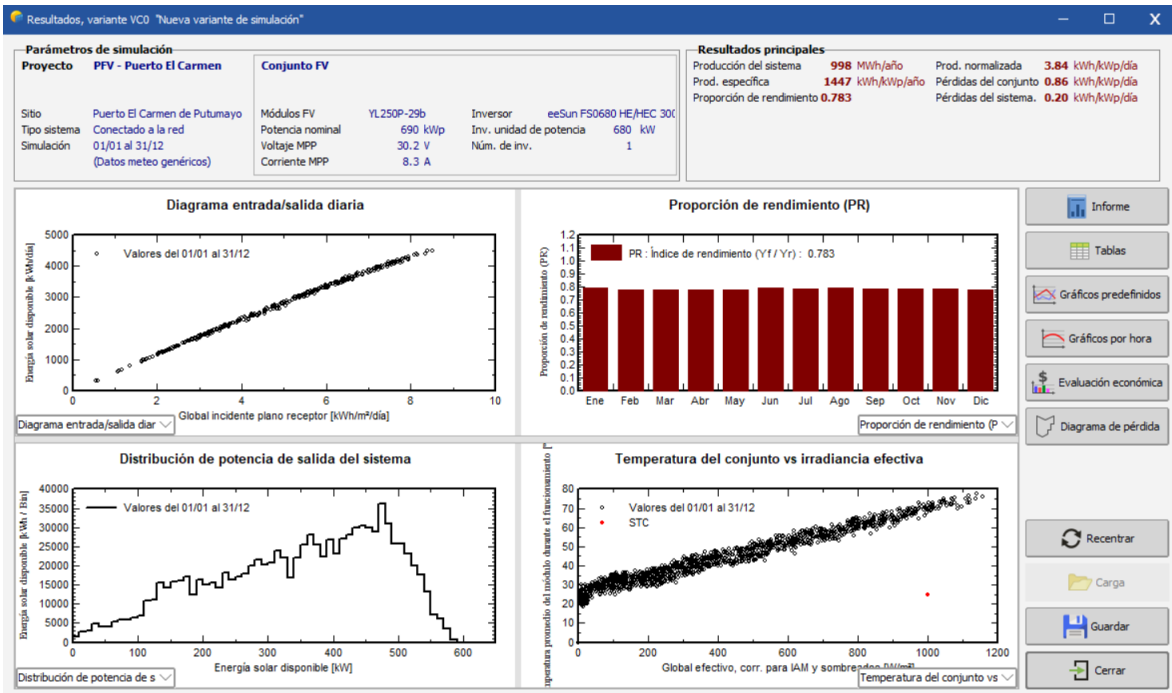


Figura 2.37 Resultados del sistema fotovoltaico

RESULTADOS DEL DISEÑO - PLANTA FOTOVOLTAICA			
	Datos del PVsyst	Datos Calculados	Porcentaje de error [%]
Energía anual del sistema [MWh/año]	998	936,66	6%
Rendimiento del sistema [%]	0,783	0,84	7%
Pérdidas del sistema [kWh/día]	0,0002	0,0001	50%

Tabla 2.12 Comparación de los valores teóricos y los simulados





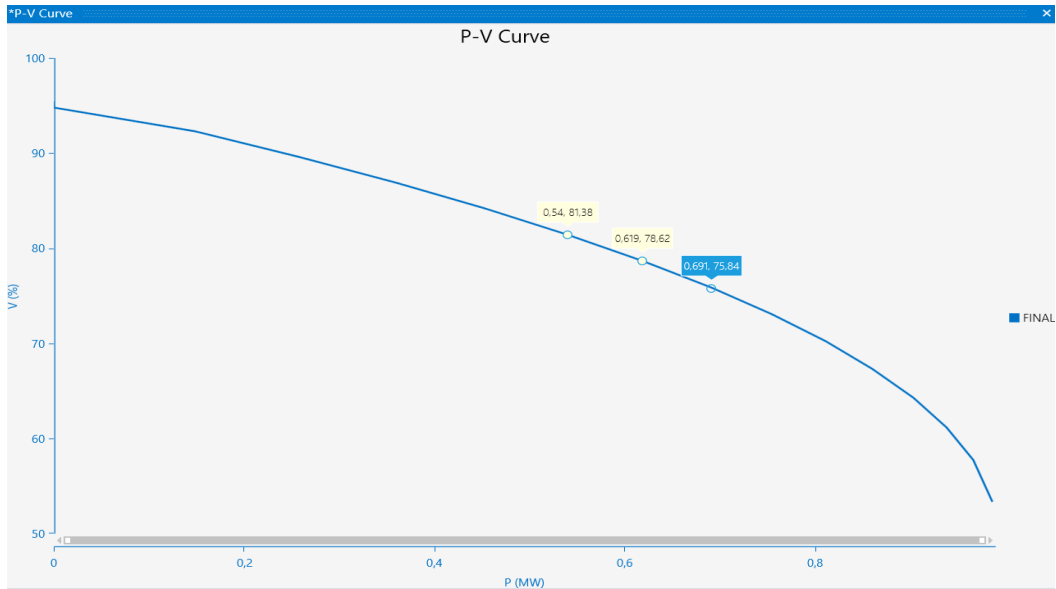


Figura 3.2 Curva PV del sistema con las líneas en paralelo

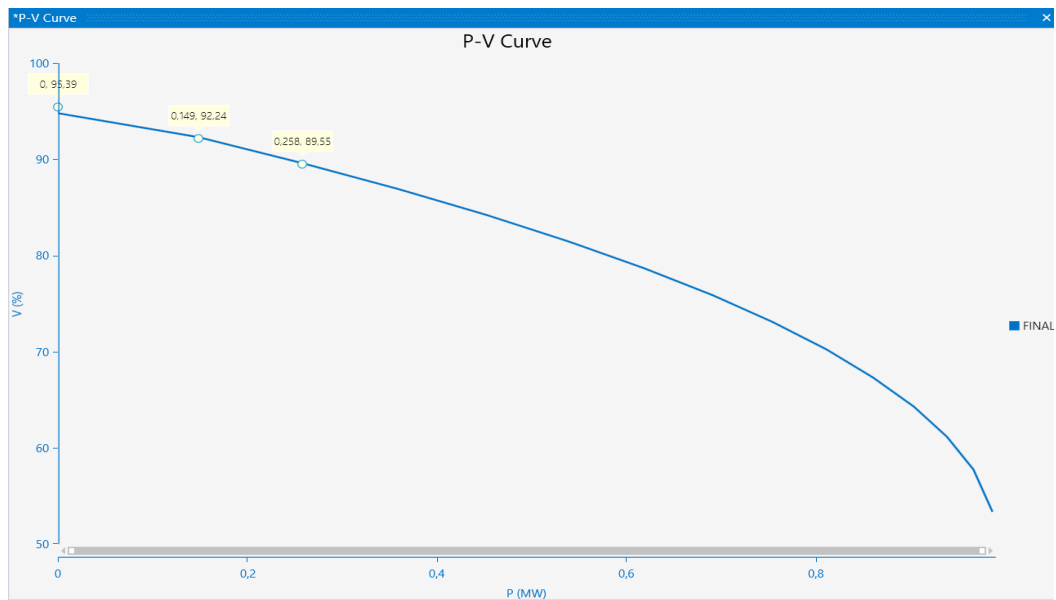


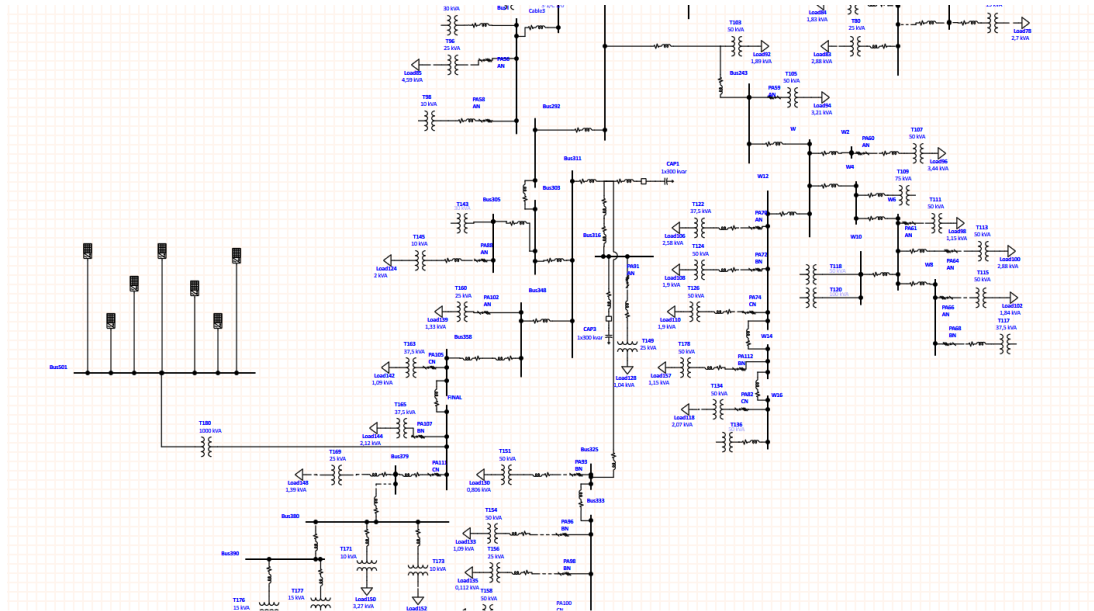
Figura 3.3 Curva PV del sistema con líneas en paralelo

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD		
CURVA P-V (3.2)	Potencia Activa Max. (KW)	Porcentaje Voltaje%
	691	75,84
CURVA P-V (3.3)	Potencia Activa Min. (KW)	Porcentaje Voltaje%
	149	92,24

Tabla 3.1 Tabla de Análisis de estabilidad con el sistema

### 3.2 Implementación de la planta fotovoltaica

Para corroborar si la planta fotovoltaica diseñada es la mejor solución técnica, se utilizó el software ETAP, en el cual se simuló el sistema de potencia desde la subestación Tarapoa hasta el punto final de entrega de la ciudad Puerto El Carmen, incluyendo la simulación de la Planta fotovoltaica.



**Figura 3.4 Simulación del sistema de potencia considerando la planta fotovoltaica**

En el software se consideró la electrificación de la ciudad Puerto El Carmen mediante el sistema fotovoltaico en conjunto con el alimentador trifásico que viene desde la subestación Tarapoa, sabiendo que la planta fotovoltaica ayudara aumentar el límite de transferencia de potencia y mejorar los niveles de voltajes para la demanda de la ciudad en el día.

Lo que proporcionó los siguientes resultados:

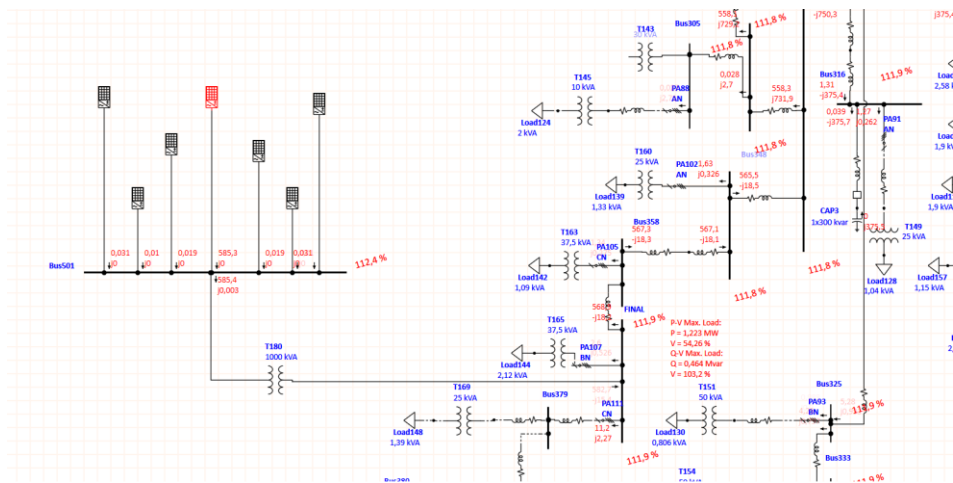


Figura 3.5 Simulación del sistema de potencia con la planta fotovoltaica

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD		
CURVA P-V	Potencia Activa Max. (KW)	Porcentaje Voltaje%
	1,221	54,73
CURVA Q-V	Potencia Reactiva Max. (KW)	Porcentaje Voltaje%
	0,464	103,2

Tabla 3.2 Análisis de estabilidad del sistema con la planta fotovoltaica

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD		
CURVA P-V CONSIDERANDO +-5%	Potencia Activa Max. (KW)	Porcentaje Voltaje%
	583	95,54
CURVA P-V CONSIDERANDO +-8%	Potencia Activa Max. (KW)	Porcentaje Voltaje%
	658	92,88
CURVA P-V CONSIDERANDO +-10%	Potencia Activa Max. (KW)	Porcentaje Voltaje%
	728	90,2

Tabla 3.3 Análisis de estabilidad con el sistema fotovoltaico con la mayor demanda requerida por la ciudad

El análisis se realizó en la barra denominada “final”, que evidenció el peor caso, y ejecutando el análisis de estabilidad de potencia que otorga ETAP, se obtuvieron las curvas P-V y Q-V.

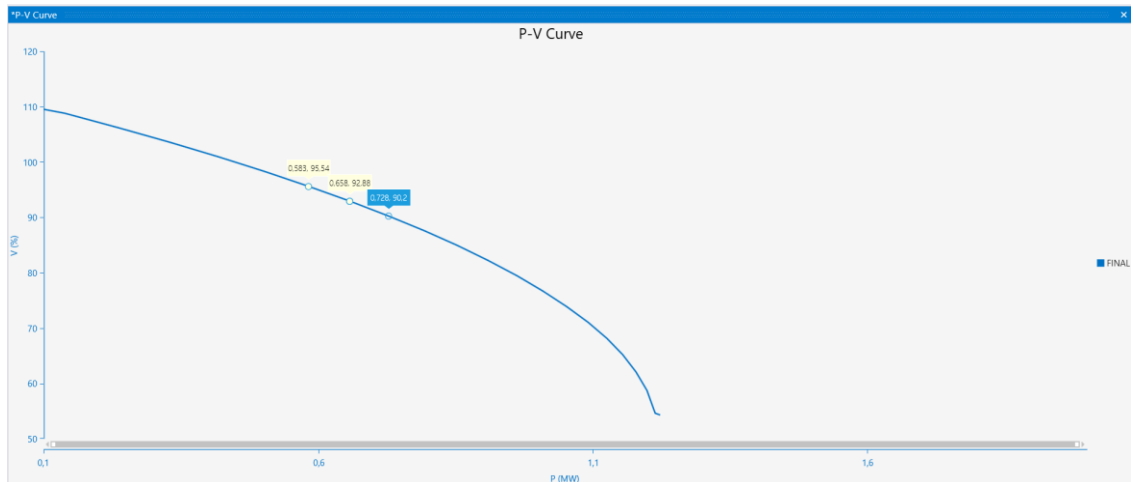
Como se muestra en la Tabla 3.2 la transferencia de potencia aumenta considerablemente, pero los niveles de voltaje están por debajo de los límites

establecidos por la ARCONEL, sin embargo, ni en los horarios de mayor demanda el pueblo requiere esa cantidad de potencia (1.221 kW).

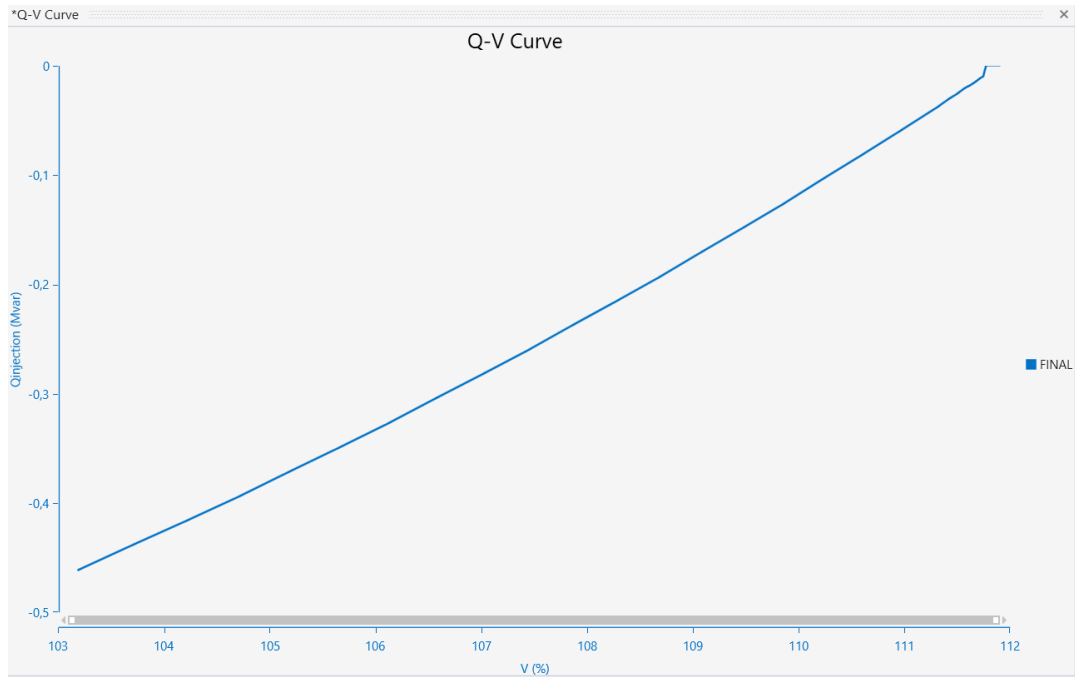
Con los resultados mostrados en la tabla 3.3 se puede asegurar que la línea no colapsa cuando el pueblo demande su potencia máxima, que es de 646 kW, todo esto considerando que la línea que viene de la subestación Tarapoa trabaja en conjunto con la planta fotovoltaica, respetando los límites de voltaje establecidos por la ARCONEL.

Todo este análisis se lo realizó con la curva PV mostrada en la figura 3.6, donde se puede observar que el punto crítico está por encima de la carga máxima demandada por los ciudadanos de Puerto El Carmen y con niveles de voltaje dentro de los límites permitidos, es decir el sistema es capaz de abastecer hasta en los picos máximos de demanda.

Con la curva QV se puede corroborar que el sistema es estable, ya que, al aumentar la inyección de potencia reactiva, no se presentan caídas de voltaje, tal como se muestra en la figura 3.10.



**Figura 3.6 Curva P-V del sistema de potencia con la planta fotovoltaica**



**Figura 3.7 Curva Q-V con el sistema de potencia con la planta fotovoltaica**

### **3.3 Análisis de costos de la repotenciación de la línea de subtransmisión existente desde el seccionador hasta el último punto de entrega trifásico de la ciudad Puerto el Carmen**

La repotenciación de la línea de subtransmisión existente desde el seccionador hasta el último punto de entrega trifásico de la ciudad Puerto El Carmen, que consiste en cambiar el alimentador existente y montar una línea en paralelo representan los costos que se muestran en las tablas a continuación, donde se detallan los conductores existentes, el metraje que se requiere cambiar y el que se debe agregar; todo esto considerando el precio del conductor que presentó los mejores resultados en los análisis de flujo de potencia, es decir el de 336,4kcmil.

<b>ALIMENTADORES EXISTENTES</b>					
<b>1/0 [m]</b>	<b>2/0 [m]</b>				<b>4/0 [m]</b>
29,8	209,414	40	1174,688	14,78	72,75
208,5	326,68	39	240,615	93,61	34,58
309,92	1656,024	42,27	501,8	19,825	92,35
463,83	1762,566	42,47	603,38	33,11	256
393,12	1415,2381	46,21	620,701	76,89	64,23
492,89	1456,559	39,03	37,03	81,29	50,85
833,09	456,589	37,78	347,265	134,07	13,745
588,41	547,2129	41,98	318,04	120,72	81,43
336,88	326,25	38,44	29,62	105,37	212,48
384,21	250,85	37,01	16	130,76	46,85
586,92	1353,85	49,14	175,08	72,3368	134,76
211,05	1299,76	42,33	329,53	63,02	50
394,72	990,06	40,07	185,98	55,09	57,4
647,56	1270,94	42,1	19,96	64,6	73,14
88,5159	687,38	36,66	3,97		10,71
45,809	1361,26	29,82	307		220,4
305	1019,61	34,882	23,03		164,51
115,42	358,86	35,07	87,42		160,49
	1072,52	79,09	90,34		239,5371
	210,34	587,154	38,37		127
	42,1061	76,54	13,33		29,25
	39,4355	1288,56	115,32		176,45
	48,835	1194,57	103,31		34,72
<b>TOTAL DE LOS CONDUCTORES</b>					
<b>6435,6449</b>	<b>28549,7664</b>			<b>2403,632</b>	

**Tabla 3.4 Alimentadores existentes desde el seccionador hasta la ciudad Puerto El Carmen**

<b>Cantidad de cable que se debe cambiar [m]</b>	37389,04
<b>Cantidad de cable que se debe agregar</b>	<b>37389,04</b>
<b>Costo total del cable ACSR 336kcmil</b>	\$3,53
<b>Costo total del conductor</b>	\$263.966,65

**Tabla 3.5 Costo total de los alimentadores requeridos**

Desde el seccionador hasta la ciudad Puerto El Carmen se tienen 400 postes en total, por lo que se ha considerado el costo de la instalación de los mismos para la línea de transmisión en paralelo. A continuación, se detallan cada uno de los materiales con su respectivo costo y el precio total.

DESCRIPCIÓN	CANT.	P. UNITARIO	P. TOTAL
Cruceta de acero galvanizado, universal, perfil "L" 75x75x6mm (2 61/64x2 61/64x1/4")	1	\$33,30	\$33,30
Pie amigo de acero galvanizado, perfil "L" 38x38x6x700 mm (1 1/2x1 1/2x1/4x28")	2	\$5,20	\$10,40
Perno espiga (pin) tope de poste simple de acero galvanizado, 19 mm (3/4") de diam. X 450mm (18") de long. Con accesorios de sujeción	1	\$10,30	\$10,30
Abrazadera de acero galvanizada, platina, simple (3 pernos), 38x4x140-160 mm (1 1/2x11/64x5 1/2-6 1/2")	1	\$3,51	\$3,51
Perno máquina de acero galvanizado, 166 mm (5/8") de diam. X51 mm (2") de long. con tuerca, arandela plana y de presión	2	\$1,17	\$2,34
Perno U de acero galvanizado, 16mm (5/8") de diam. X 150mm (6") de ancho dentro de la U, con 2 tuercas, 2 arandelas planas y 2 de presión.	1	\$2,95	\$2,95
Aislador espiga (pin), de porcelana, clase ANSI 55-5, 15KV	3	\$8,55	\$25,65
Perno espiga (pin) corto de acero galvanizado, 19mm (3/4") de diam. X 300 mm (12") de long	2	\$2,85	\$5,70
Conductor desnudo sólido de AL para ataduras, No. 4AWG	6	\$0,23	\$1,38
Varilla de armar preformada para conductor de Al	3	\$20,36	\$61,08
<b>SUBTOTAL</b>			<b>\$ 156,61</b>

**Tabla 3.6 Materiales requeridos para el montaje de postes y sus costos unitarios**

<b>Cantidad de postes desde el seccionador hasta Puerto El Carmen [u]</b>	400
<b>Costo total del montaje de postes</b>	\$62.644,00

**Tabla 3.7 Costo total de los materiales para el montaje de los postes**



### 3.4 ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

Se comenzó realizando el cálculo de las pérdidas posibles en el sistema, para luego determinar la producción de energía mensual y anual a partir de los datos de radiación solar y la capacidad de generación del sistema solar ya obtenidos.

RENDIMIENTO DEL SISTEMA									
MESES	CABLEADO	TEMP	POLUCIÓN	Mismatch	PMP	CONEX.	INVERSOR	TRAFO	PR
Enero	80%	74%	79%	92,00%	99%	80,70%	80,00%	90%	84%
Febrero	80%	74%	79%	92,00%	99%	80,70%	80,00%	90%	84%
Marzo	80%	74%	79%	92,00%	99%	80,70%	80,00%	90%	84%
Abril	80%	74%	79%	92,00%	99%	80,70%	80,00%	90%	84%
Mayo	80%	75%	79%	92,00%	99%	80,70%	80,00%	90%	84%
Junio	80%	75%	79%	92,00%	99%	80,70%	80,00%	90%	84%
Julio	80%	76%	79%	92,00%	99%	80,70%	80,00%	90%	85%
Agosto	80%	75%	79%	92,00%	99%	80,70%	80,00%	90%	84%
Septiembre	80%	74%	79%	92,00%	99%	80,70%	80,00%	90%	84%
Octubre	80%	74%	79%	92,00%	99%	80,70%	80,00%	90%	84%
Noviembre	80%	74%	79%	92,00%	99%	80,70%	80,00%	90%	84%
Diciembre	80%	73%	79%	92,00%	99%	80,70%	80,00%	90%	84%
<b>PR ANUAL</b>									<b>84%</b>

**Tabla 3.8 Producción de Energía Anual del sistema Fotovoltaico**

MESES	MEDIA PONDERADA KWh/m <sup>2</sup>	Días	PR	KWh/m <sup>2</sup> Mes	POTENCIA (KW)	KWh/m <sup>2</sup> Mes	ENERGÍA (KWh/mes)
Enero	4,95	31	96%	147,99	600,00	1,00	88795,19
Febrero	4,40	28	96%	118,93	600,00	1,00	71360,65
Marzo	4,23	31	96%	126,50	600,00	1,00	75902,87
Abril	4,20	30	96%	121,38	600,00	1,00	72829,40
Mayo	4,01	31	97%	120,08	600,00	1,00	72049,39
Junio	3,89	30	97%	112,59	600,00	1,00	67552,28
Julio	3,99	31	97%	119,49	600,00	1,00	71692,99
Agosto	4,31	31	97%	129,00	600,00	1,00	77402,35
Septiembre	4,88	30	96%	141,26	600,00	1,00	84756,40
Octubre	4,89	31	96%	146,33	600,00	1,00	87796,89
Noviembre	4,69	30	96%	135,68	600,00	1,00	81405,73
Diciembre	4,75	31	96%	141,87	600,00	1,00	85121,05
<b>ENERGÍA ANUAL (KWh)</b>							<b>936665,2</b>

**Tabla 3.9 Producción de Energía Anual del sistema Fotovoltaico**

### 3.4.1 Determinación de los costos por equipos

En las tablas que se muestran a continuación, se detallan los costos de los equipos seleccionados, con lo que se procede a determinar el costo total en equipamiento requeridos para el sistema fotovoltaico.

RAZÓN	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANT.	PRECIO UNITARIO	TOTAL
FREESUN HE	Inversor FS1001	Und.	7	\$ 2.138,00	\$ 14.966,00
STRING SUPERVISOR SFS 24	String Box	Und.	7	\$ 1.772,00	\$ 12.404,00
PANELES FV DE 250W	YL250-29b	Wp	501375	\$ 0,60	\$ 300.825,00
SECCIONADORES DC	Protecciones DC	Und.	1	\$ 8.351,00	\$ 8.351,00
CELDA DE MEDIA TENSIÓN	SCHENEIDER 2L+1P	Und.	1	\$ 5.000,00	\$ 5.000,00
TRANSFORMADOR ECUATRAN	330V/13,8KV	Und.	1	\$ 25.000,00	\$ 25.000,00
ESTRUCTURAS	Costos por los soportes de los paneles solares	Wp	501375	\$ 0,15	\$ 75.206,25
LÍNEA ACOMETIDAD C.C	Cable 1KV 6mm <sup>2</sup>	m.	800	\$ 1,60	\$ 1.280,00
LÍNEA ACOMETIDAD C.C	Cable 1KV 50mm <sup>2</sup>	m.	150	\$ 3,25	\$ 487,50
LÍNEA ACOMETIDAD C.C	Cable 1KV 60mm <sup>2</sup>	m.	400	\$ 7,73	\$ 3.092,00
LÍNEA ACOMETIDAD C.C	Cable 1KV 70mm <sup>2</sup>	m.	1200	\$ 9,31	\$ 11.172,00
LÍNEA ACOMETIDAD C.A	Cable 1KV 150A	m.	100	\$ 170,00	\$ 17.000,00
BANCO DE BATERIAS	Baterias de 48V, 1380Ah	Und.	48	\$ 1.000,00	\$ 48.000,00
MEDIDOR DE ENERGÍA	PowerLogic ION7650	Und.	1	\$ 5.000,00	\$ 5.000,00
<b>TOTAL EQUIPOS</b>					<b>\$ 527.783,75</b>

**Tabla 3.10 Costos solo por equipos de la Planta fotovoltaica**

### 3.4.2 Determinación de la inversión inicial del proyecto

Se determina el costo total del proyecto, considerando los valores por obra civil, instalación, compra del terreno, valor de la ingeniería aplicada, permisos para construcción y patentes del proyecto.

<b>INVERSIÓN INICIAL</b>			
<b>ÍTEM</b>		<b>Costo Total en \$</b>	<b>Descripción</b>
<b>N°</b>	<b>OBRAS Y EQUIPOS</b>		
1	Obras Civiles	\$ 20.000	Costos por trabajos realizados para remover tierra, adecuar el terreno para la instalación, construcción de cuarto eléctrico y base del Transformador.
2	Equipos	\$ 527.784	Costos por todos los equipos usados para la nstalción del sistema.
3	Instalación	\$ 20.000	Costos por trabajos de instlación y conexión de todo el sistema.
4	Iluminación	\$ 5.000	Costos por instalaciones de iluminación para los trabajos en sitio.
		<b>\$ 572.784</b>	
<b>N°</b>	<b>ASESORÍAS PREVIAS</b>		
1	Ingeniería	\$ 10.000	Costos por conocimientos aplicados para el diseño y planificación del proyecto.
2		<b>\$ 10.000</b>	
<b>N°</b>	<b>OTRAS INVERSIONES</b>		
1	Terreno	\$ 900.000	Costos por compra de terreno.
2	Patentes y permisos	\$ 5.000	Costos por permisos y documentos de registro del proyecto.
3	Imprevistos	\$ 5.000	Costos por cualquier inconveniente que se presente en el transcurso de la obra y no se tenga previsto.
		<b>\$ 910.000</b>	
<b>INVERSIÓN INICIAL TOTAL</b>		<b>\$ 1.492.784</b>	

**Tabla 3.11 Total de la inversión inicial del proyecto**

### 3.4.3 Determinación de ingresos del Proyecto

Con el objetivo de determinar la rentabilidad de proyecto, se calculan los ingresos de la planta fotovoltaica para los siguientes 20 años, respetando el índice de precios del consumidor en Ecuador (IPC) para el año presente, que es de -0,93%

<b>INGRESOS</b>							
<b>Producto</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio</b>	<b>Año 1</b>	<b>Año 2</b>	<b>Año 3</b>	<b>Año 4</b>	<b>Año 5</b>
<b>Energía eléctrica</b>	936665,20	0,52	\$ 487.066	\$ 482.536	\$ 478.049	\$ 473.603	\$ 478.049
			<b>\$ 487.066</b>	<b>\$ 482.536</b>	<b>\$ 478.049</b>	<b>\$ 473.603</b>	<b>\$ 478.049</b>
<b>Año 6</b>	<b>Año 7</b>	<b>Año 8</b>	<b>Año 9</b>	<b>Año 10</b>	<b>Año 11</b>	<b>Año 12</b>	<b>Año 13</b>
\$ 473.603	\$ 469.198	\$ 473.603	\$ 469.198	\$ 464.835	\$ 469.198	\$ 464.835	\$ 460.512
<b>\$ 473.603</b>	<b>\$ 469.198</b>	<b>\$ 473.603</b>	<b>\$ 469.198</b>	<b>\$ 464.835</b>	<b>\$ 469.198</b>	<b>\$ 464.835</b>	<b>\$ 460.512</b>
<b>Año 14</b>	<b>Año 15</b>	<b>Año 16</b>	<b>Año 17</b>	<b>Año 18</b>	<b>Año 19</b>	<b>Año 20</b>	
\$ 464.835	\$ 460.512	\$ 456.229	\$ 460.512	\$ 456.229	\$ 451.986	\$ 456.229	
<b>\$ 464.835</b>	<b>\$ 460.512</b>	<b>\$ 456.229</b>	<b>\$ 460.512</b>	<b>\$ 456.229</b>	<b>\$ 451.986</b>	<b>\$ 456.229</b>	

**Tabla 3.12 Ingresos de 20 años del Proyecto**

### 3.4.4 Determinación de los costos de operación

Se calculan los costos de operación del proyecto por el periodo próximo de 20 años, en los cuales se cuenta con los costos por insumos, sueldos de los operarios, gastos básicos, transporte del personal y mantenimientos, separando en costos variables, fijos y otros.

COSTO OPERACIÓN								
N°	ÍTEM	Cant.	Monto \$ / unidad	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
1	<b>COSTOS VARIABLES</b>							
A	Insumos	1	30000	\$ 30.000	\$ 30.000	\$ 29.721	\$ 29.721	\$ 30.000
2	<b>COSTOS FIJOS</b>							
A	Gastos de sueldos y salarios	12	3678,02	\$ 44.136	\$ 43.726	\$ 43.319	\$ 42.916	\$ 42.517
B	Gastos básicos	12	1440	\$ 17.280	\$ 17.280	\$ 17.119	\$ 16.960	\$ 16.802
C	Mantenimientos	4	10000	\$ 40.000	\$ 40.000	\$ 39.628	\$ 39.259	\$ 38.894
D	Gastos generales	12	2107,35	\$ 25.288	\$ 25.288	\$ 25.053	\$ 24.820	\$ 24.589
3	<b>OTROS</b>							
A	Transporte	1	1500	\$ 1.500	\$ 1.486	\$ 1.472	\$ 1.459	\$ 1.472
	<b>TOTAL</b>			<b>\$158.204</b>	<b>\$157.780</b>	<b>\$156.313</b>	<b>\$155.135</b>	<b>\$154.275</b>

Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13
\$ 29.721	\$ 29.721	\$ 30.000	\$ 29.721	\$ 29.721	\$ 30.000	\$ 29.721	\$ 29.721
\$ 42.122	\$ 41.730	\$ 41.342	\$ 40.957	\$ 40.577	\$ 40.199	\$ 39.825	\$ 39.455
\$ 16.646	\$ 16.491	\$ 16.338	\$ 16.186	\$ 16.035	\$ 15.886	\$ 15.739	\$ 15.592
\$ 38.533	\$ 38.174	\$ 37.819	\$ 37.468	\$ 37.119	\$ 36.774	\$ 36.432	\$ 36.093
\$ 24.361	\$ 24.134	\$ 23.910	\$ 23.687	\$ 23.467	\$ 23.249	\$ 23.032	\$ 22.818
\$ 1.459	\$ 1.445	\$ 1.459	\$ 1.445	\$ 1.432	\$ 1.445	\$ 1.432	\$ 1.418
<b>\$152.841</b>	<b>\$151.695</b>	<b>\$ 150.867</b>	<b>\$ 149.464</b>	<b>\$ 148.350</b>	<b>\$ 147.553</b>	<b>\$ 146.181</b>	<b>\$145.098</b>

Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
\$ 30.000	\$ 29.721	\$ 29.721	\$ 30.000	\$ 29.721	\$ 29.721	\$ 30.000
\$ 39.088	\$ 38.724	\$ 38.364	\$ 38.008	\$ 37.654	\$ 37.304	\$ 36.957
\$ 15.447	\$ 15.304	\$ 15.161	\$ 15.020	\$ 14.881	\$ 14.742	\$ 14.605
\$ 35.757	\$ 35.425	\$ 35.095	\$ 34.769	\$ 34.446	\$ 34.125	\$ 33.808
\$ 22.606	\$ 22.396	\$ 22.187	\$ 21.981	\$ 21.777	\$ 21.574	\$ 21.374
\$ 1.432	\$ 1.418	\$ 1.405	\$ 1.418	\$ 1.405	\$ 1.392	\$ 1.405
<b>\$ 144.330</b>	<b>\$ 142.988</b>	<b>\$ 141.934</b>	<b>\$ 141.196</b>	<b>\$ 139.883</b>	<b>\$ 138.859</b>	<b>\$ 138.149</b>

**Tabla 3.13 Ingresos de 20 años del Proyecto**

### 3.4.5 Flujos anuales

Para el cálculo de los flujos anuales se considera un capital de trabajo con el que el proyecto pueda pagar los costos fijos iniciales durante los primeros 6 meses de operación y un cambio del banco de baterías cada 5 años según lo recomendado por el fabricante.

FLUJOS ANUALES RESUMIDOS							
N°	AÑOS	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
1	Ingresos en \$		487.066	482.536	478.049	473.603	478.049
2	Costos \$		158.204	157.780	156.313	155.135	151.695
3	Inversión \$	1.492.784					
5	Capital de trabajo \$	-63.352					63.352
6	Valor de rescate \$						
7,3	Valor por cambio de Batería \$						48.000
8,6	<b>FLUJO NETO</b>	-1.556.136	328.861	324.756	321.736	318.467	278.353

Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13
473.603	469.198	473.603	469.198	464.835	469.198	464.835	460.512
152.841	149.464	150.867	147.553	148.350	145.098	146.181	142.988
				48.000			
320.762	319.734	322.736	321.645	268.484	324.101	318.654	317.524

Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
464.835	460.512	456.229	460.512	456.229	451.986	456.229
144.330	141.196	141.934	138.859	139.883	138.859	138.149
						13.312
						48.000
320.505	319.316	314.294	321.653	316.346	313.128	283.393

**Tabla 3.14 Flujos anuales resumidos**

### 3.4.6 Análisis de los indicadores económicos

Evaluando cada uno de los indicadores económicos detallados anteriormente, considerando la proyección a 20 años como vida útil del proyecto y con una tasa de descuento del 15%, se obtuvieron los siguientes resultados.

INDICADORES ECONÓMICOS A 10 AÑOS OPERACIÓN		
N°	Indicador Económico	Valor Numérico
1	Valor Actual Neto con Inversión (VAN c/Inversión) en \$	<b>\$29.589</b>
2	Valor Actual Neto sin Inversión (VAN s/Inversión) en \$	<b>\$1.585.725</b>
3	Tasa Interna Retorno	<b>15,5%</b>

<b>TASA DE DESCUENTO</b>	<b>15%</b>
--------------------------	------------

**Tabla 3.15 Indicadores económicos**

Bajo el concepto de que la tasa interna de retorno (TIR) indica el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión, se deduce que el TIR obtenido es de 15,5% que es mayor a la tasa de descuento, tal como lo indica la tabla 3.15, por lo que se tiene que la inversión en el proyecto de la planta fotovoltaica es rentable y recuperable en 10 años.

# CAPÍTULO 4

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se plantearon dos soluciones para la electrificación de Puerto El Carmen, siendo la primera la repotenciación de la línea que consiste en el cambio del calibre del alimentador actual y el montaje de una línea en paralelo, por ser aparentemente una solución económicamente viable y con las simulaciones se demostró que, a pesar de todos los cambios realizados, el sistema podía transmitir hasta 691 kW, siendo un valor suficiente para suplir la demanda requerida por los habitantes, pero con niveles de voltajes del 75,85%, que son valores inadmisibles, por lo que se la descartó como solución técnicamente viable.

La segunda solución planteada es la implementación de una planta fotovoltaica que trabaje en conjunto con el alimentador que viene desde la subestación Tarapoa, la cual fue diseñada considerando hasta los mínimos detalles, tanto técnicos como ambientales y se corroboró el dimensionamiento de la misma con el uso del software PVsyst.

El valor más alto de demanda encontrada en el histórico de datos del consumo de Puerto El Carmen es de 646 kW y la planta fotovoltaica trabajando en conjunto con el alimentador que viene de la subestación Tarapoa son capaces de suplir hasta 658 kW trabajando con niveles de voltaje del 92,88%, es decir respetando los niveles de voltaje permitidos por las regulaciones nacionales vigentes. Todo esto considerando como voltaje base el valor de 13,8 kV.

Los módulos inversores seleccionados para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico tienen la tecnología de maestro - esclavo rotatorio, quiere decir que designa a un inversor como controlador de los demás inversores haciendo que generen la cantidad de energía necesaria en ese momento y al siguiente día el inversor que menos producción tuvo lo designan con el controlador y así asegura que los equipos trabajen por igual, evitando disminuir el tiempo de vida útil de dichos equipos.

Considerando el hecho de que el sol, que es el recurso principal para el sistema y que no siempre está disponible, es decir en las noches, la planta fotovoltaica cuenta con un banco de baterías diseñado con una capacidad de 977,51 Ah/día, lo que es

suficiente para abastecer a los habitantes durante las cuatro horas de mayor demanda, es decir entre las 18 y las 22 horas (según el histórico de datos), donde se encontró un valor máximo de 646 kW.

Con los datos obtenidos de radiación mensual se calculó una estimación de la energía que producirá el sistema fotovoltaico en un año, teniendo en cuenta que solo producirá una parte de la demanda requerida, ya que funciona en conjunto con el alimentador de la subestación Tarapoa y con los costos del mercado para la producción de energía fotovoltaica, incluyendo porcentajes de depreciación de los equipos anualmente, se obtuvo un valor aproximado de la producción de energía por año de 936.665,20 kWh.

Con los resultados del análisis técnico económico del sistema fotovoltaico, se recuperaría la inversión en los primeros 10 años, teniendo un valor actual neto con inversión de \$29.589 y un Valor actual neto sin inversión de \$1'585.725. Teniendo en cuenta que la tasa de descuento es del 15% y la tasa interna de retorno en 15 años del 15,5%, se concluye que el proyecto es rentable a este tiempo.



# BIBLIOGRAFÍA

- [1] GADM PUTUMAYO - DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN, «ACTUALIZACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO Y ORDENAMIENTO TERRITORIAL DEL CANTÓN PUTUMAYO, PROVINCIA DE SUCUMBIOS,» PDOT CANTÓN PUTUMAYO, Putumayo, 2014.
- [2] CELEC EP, «PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD,» Quito, 2016.
- [3] CONELEC, «CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN,» Regulación No. CONELEC - 004/01, Quito, 2001.
- [4] P. S. Ing. Antonio Ortiz y I. J. Játiva, Ph.D., «Análisis de Estabilidad de Voltaje en Estado Estable del Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito,» de EPN, Quito, Ecuador, 2010.
- [5] Salazar G., Chusin L. y Escobar B., «Análisis de Confiabilidad de Sistemas de Distribución Eléctrica con Penetración de Generación Distribuida.,» Quito, Ecuador, 2015.
- [6] L. Miguel y W. Roberto, «Energía Solar,» Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales, Buenos Aires, 2016.
- [7] L. Rodriguez, «Análisis de estabilidad de tensión considerando sistemas de monitoreo de área amplia y características de cargas mixtas,» Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, 2015.
- [8] C. Saldivar, «Utilización de las curvas PV y QV como herramienta de análisis de planificación,» Universidad Nacional del Este, Ciudad del Este, 2017.
- [9] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, «Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano,» Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, Quito, 2018.
- [10] P. E. S.L., «Power Electronics,» 19 11 2019. [En línea]. Available: <https://power-electronics.com/productos/solar-products/freesun-hem/>. [Último acceso: 05 02 2020].

- [11] D. Player, «FREESUN STRING BOX,» 03 01 2021. [En línea]. Available: <https://docplayer.es/15252819-String-supervisor-para-la-serie-freesun.html>. [Último acceso: 15 01 2021].
- [12] 2. R. D. S.A., «RG Ddistribuciones S.A.,» RG Distribuciones, 2020. [En línea]. Available: <https://www.rgd.com.co/index.php/producto/celdas-de-media-tension/>. [Último acceso: 12 Enero 2021].
- [13] ECUATRAN, «Ecuatran: Energía que transforma al mundo en Ecuador,» Ecuatran, 2016. [En línea]. Available: <http://www.ecuatran.com/es/transformadores/#potencia#cbp=http://www.ecuatran.com/portafolio/transformador-de-reparacion/>. [Último acceso: 14 enero 2021].
- [14] E. Sebastian, «Eliseo Sebastian - Energía Solar,» 15 Febrero 2018. [En línea]. Available: <https://eliseosebastian.com/orientacion-de-paneles-en-sur-america/>. [Último acceso: 12 Enero 2021].
- [15] E. M. Ambiente, «Eres Medio Ambiente,» Eres medio Ambiente, 16 Enero 2021. [En línea]. Available: <https://eresmedioambiente.com/colocacion-de-paneles-solares/>. [Último acceso: 16 Enero 2021].
- [16] T. Grady, «Corrosion Control in a tunnel environment,» Institution of Civil Engineers, Ottawa, 2017.
- [17] Hilti, «Hilti con la Energía Solar,» Hilti, Madrid, 2018.
- [18] R. d. B. E. SL, «Baterías y Amperios: Soluciones en baterías,» Recuperadora de baterías, 2018. [En línea]. Available: <https://bateriasyamperios.com/product-category/baterias-solares/>. [Último acceso: 16 enero 2021].
- [19] R. Billinton y A. Ronald N., Reliability Evaluation of Power Systems, England: PLENUM PRESS, 1996.
- [20] Directorio del Consejo Nacional de Electricidad, «Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución,» CONELEC, Quito, 2001.
- [21] M. Solannlly, «Manual de Referencia para el uso de herramientas básicas del software ETAP,» Universidad de La Salle, Bogotá, 2015.
- [22] Corporación para la investigación energética, «Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica,» Consejo Nacional de Electricidad, Quito, 2008.

- [23] R. Muñoz y J. Uruchurtu, «Caracterización de la agresividad atmosférica sobre los materiales metálicos estructurales en la zona metropolitana de la ciudad de México,» *Revista Internacional de Contaminación Ambiental*, vol. 18, nº 1, pp. 27-32, 2001.
- [24] D. Sánchez, «Estabilidad de voltaje en sistemas eléctricos de potencia incluyendo curvas de capacidad para líneas de transmisión basado en el método CPF,» Universidad Politécnica Salesiana SEDE Quito, Quito, 2018.
- [25] A. Arenas, P. Mediavilla, G. Fabio y G. Pablo, Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia con Generación Renovable, Quito: Olade, 2015.
- [26] G. Gómez, «Evolución y tendencias de índices de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia,» Tecnología en marcha, San Juan, 2016.