

Ingeniería Básica de un Parque Solar en Cúcuta, Norte de Santander

Camilo Antonio Caicedo Becerra cód. 2191445 y Omar Ronaldo Rojas Rojas cód. 2185086

Trabajo de grado presentado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director:

Manuel Jose Ortiz Rangel

Magíster en Ingeniería Eléctrica

Codirector:

Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga

Doctor en Ciencias con Énfasis en Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela De Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Ingeniería Eléctrica

Bucaramanga

2025

**Tabla de contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	8
1. Objetivos .....	10
1.1 Objetivo general .....	10
1.2 Objetivos específicos .....	10
2. Generalidades del proyecto .....	11
2.1 Marco referencial .....	11
2.1.1 Antecedentes .....	11
2.1.2 Radiación, irradiación e irradiancia .....	17
2.1.3 Paneles solares .....	17
2.1.4 Inversores .....	18
2.1.5 Centros de transformación .....	19
2.1.6 AutoCAD .....	20
2.1.7 PVsyst .....	20
2.1.8 Resultados .....	20
2.1.8.1 Comparación de equipos .....	22
2.1.8.2 Ángulos de inclinación y orientación .....	25
2.1.8.3 Disposición física de la planta .....	26
2.1.8.4 Capacidad de la planta según PVsyst .....	33
2.1.8.5 Selección de conductores, regulación y pérdidas de energía .....	33
2.1.8.6 Malla de puesta a tierra .....	42
2.1.8.7 Canalizaciones y ductos .....	44
2.1.8.8 Memoria de cantidades .....	44

# INGENIERÍA BÁSICA DE UN PARQUE SOLAR EN CÚCUTA

	3
2.8.1.9 Diagrama unifilar de la subestación.....	45
3. Conclusiones .....	46
4. Recomendaciones .....	48
Referencias bibliográficas.....	49

**Lista de tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Tabla comparativa de paneles.....	22
Tabla 2. Tabla comparativa de inversores .....	22
Tabla 3. Especificaciones relevantes del centro de transformación.....	24
Tabla 4. Especificaciones relevantes del panel seleccionado .....	24
Tabla 5. Especificaciones relevantes del inversor seleccionado.....	24
Tabla 6. Comparación de ángulos de inclinación según bases de datos .....	26
Tabla 7. Comparación de potencia según ángulos de inclinación calculados.....	33
Tabla 8. Datos para regulación y perdidas de arreglo de paneles a inversor .....	37
Tabla 9. Datos para regulación y perdidas de inversor a centro de transformación.....	39
Tabla 10. Datos para regulación y perdidas centro de transformación a celda de 34.5 kV .....	41
Tabla 11. Memoria de cantidades del proyecto .....	44
Tabla 12. Diagrama unifilar de la planta.....	45

**Lista de figuras**

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Terreno del proyecto.....	12
Figura 2. Irradiancia DNI mensual y promedio .....	13
Figura 3. Irradiancia DIFF mensual y promedio .....	14
Figura 4. Porcentaje de nubosidad mensual y promedio .....	14
Figura 5. Precipitación corregida mensual y promedio .....	15
Figura 6. Temperatura máxima mensual y promedio .....	15
Figura 7. Irradiancia de onda corta mensual y promedio.....	16
Figura 8. Diagrama de flujo del proyecto .....	21
Figura 9. Dimensiones .....	27
Figura 10. Distancias de seguridad del terreno (color negro).....	30
Figura 11. A) Medidas de la mesa 14x2. B) Medidas de la mesa 28x2.....	31
Figura 12. Disposición final de la planta .....	32

## Resumen

**Título:** Ingeniería Básica de un Parque Solar en Cúcuta, Norte de Santander

**Autor:** Camilo Antonio Caicedo Becerra, Omar Ronaldo Rojas Rojas

**Palabras Clave:** Paneles Solares, Inversores, Conductores, Capacidad Instalada, Corriente Alterna (AC), Corriente Directa (DC).

**Descripción:** El presente proyecto desarrolla la ingeniería básica de un parque solar fotovoltaico con una capacidad instalada de 10 MW, ubicado en el municipio de Cúcuta, Norte de Santander, específicamente en el sector de Tonchalá, en una zona caracterizada por su clima cálido, con una temperatura promedio de 35°C y una altitud de aproximadamente 200 m sobre el nivel del mar. Esta ubicación presenta condiciones ideales para la instalación de sistemas fotovoltaicos debido a su alta radiación solar y su cercanía con la frontera, lo que facilita la integración en los mercados de energía de la región.

El proyecto abarca desde la disposición física de los componentes de un sistema solar fotovoltaico (SSFV), incluyendo cálculos de ángulos de inclinación, hasta la elaboración de la memoria de cálculos, conforme a los lineamientos del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE).

El inversionista de este proyecto es Centrales Eléctricas de Norte de Santander (CENS), operador de red que presta el servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica en los departamentos de Norte de Santander, Cesar y Bolívar. Actualmente, CENS atiende a más de 628.521 usuarios (Centrales Eléctricas de Norte de Santander, s.f.), contribuyendo al desarrollo energético y a la mejora de la calidad de vida en la región.

Este proyecto responde a la necesidad de avanzar en la transición energética y fomentar el uso de fuentes renovables, promoviendo un modelo energético más sostenible y eficiente. Su implementación no solo permitirá satisfacer la demanda energética de manera limpia, sino que también impulsará el desarrollo económico del sector eléctrico y fortalecerá la seguridad energética en la región.

---

Trabajo de Grado

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Ingeniería Eléctrica. Director: Manuel José Ortiz Rangel, Magíster en Ingeniería Eléctrica. Codirector: Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga, Doctor en Ciencias con Énfasis en Ingeniería Eléctrica.

### Abstract

**Title:** Basic Engineering for a Solar Park in Cúcuta, Norte de Santander

**Author:** Camilo Antonio Caicedo Becerra, Omar Ronaldo Rojas Rojas

**Keywords:** Solar Panels, Inverters, Conductors, Installed Capacity, Alternating Current (AC), Direct Current (DC).

**Description:** This project develops the basic engineering for a photovoltaic solar park with an installed capacity of 10 MW, located in the municipality of Cúcuta, Norte de Santander, specifically in the Tonchalá sector, in an area characterized by a warm climate, with an average temperature of 35°C and an altitude of approximately 200 m above sea level. This location offers ideal conditions for the installation of photovoltaic systems due to its high solar radiation and its proximity to the border, which facilitates integration into the region's energy markets. The project covers everything from the physical layout of the components of a solar photovoltaic system (SSFV), including inclination angle calculations, to the preparation of the calculation report, in accordance with the guidelines of the Technical Regulations for Electrical Installations (RETIE).

The investor in this project is Centrales Eléctricas de Norte de Santander (CENS), a grid operator that provides public electricity distribution and marketing services in the departments of Norte de Santander, Cesar, and Bolívar. CENS currently serves more than 628,521 users (Centrales Eléctricas de Norte de Santander, n.d.), contributing to energy development and improving the quality of life in the region.

This project responds to the need to advance the energy transition and encourage the use of renewable sources, promoting a more sustainable and efficient energy model. Its implementation will not only meet energy demand in a clean manner, but will also boost the economic development of the electricity sector and strengthen energy security in the region.

---

Thesis

Faculty of Physical and Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic, and Telecommunications Engineering. Electrical Engineering. Director: Manuel José Ortiz Rangel, Master's in Electrical Engineering. Co-director: Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga, PhD in Electrical Engineering.

## Introducción

La energía fotovoltaica ha ganado relevancia en las últimas décadas como una opción sostenible para generar electricidad mediante la conversión de la luz solar. Gracias a su carácter renovable, su abundancia y su bajo impacto ambiental, esta tecnología ha impulsado cambios significativos en la matriz energética de muchos países, ayudando a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y a diversificar las fuentes de energía. En contraste con las fuentes de energía convencionales, como el carbón y el petróleo, la energía solar ofrece una alternativa limpia y descentralizada.

En el caso de Colombia, el departamento de Norte de Santander se destaca por su alto potencial de irradiación solar, el cual cuenta con 5,184 horas solar pico (HSP) por día (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, s.f.), lo que lo convierte en una región atractiva para la generación de energía renovable. Aprovechando esta ventaja, el operador de red local, Centrales Eléctricas de Norte de Santander (CENS), ha planteado la necesidad de desarrollar un parque solar fotovoltaico en el municipio de Cúcuta. Este proyecto no solo representa un paso hacia la sostenibilidad, sino también una oportunidad para fortalecer la capacidad de suministro de energía en la región y mejorar la calidad de vida de sus habitantes.

A nivel internacional, el desarrollo de proyectos fotovoltaicos ha demostrado ser una estrategia eficaz para diversificar las fuentes energéticas y disminuir el impacto ambiental. Sin embargo, implementar un parque solar en esta zona particular plantea desafíos específicos que requieren un diseño adaptado a las condiciones locales, como la intensidad de la irradiación, la topografía y las características de la red eléctrica existente.

En este trabajo se propone el diseño de la ingeniería básica para un parque solar de 10 MWp, la cual consiste en realizar la memoria de cálculos del proyecto, la cual contiene la

disposición física de los paneles, la selección de equipos, la selección de conductores y los cálculos de regulación y pérdidas de energía.

Al finalizar el proyecto, se espera que este parque solar ayude a satisfacer la demanda de energía en la región de manera limpia y eficiente, contribuyendo así a una transición energética sostenible. Este proyecto no solo promoverá el uso de fuentes renovables, sino que también establecerá un modelo para futuras iniciativas de energía limpia en la región.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo general**

Diseñar la ingeniería básica de un parque solar de 10 MWp en Cúcuta, Norte de Santander, para CENS (Centrales Eléctricas de Norte de Santander), que incluya la selección y caracterización de equipos, junto con la disposición física del conjunto de paneles.

### **1.2 Objetivos específicos**

Seleccionar y caracterizar los equipos necesarios (paneles solares, inversores y centros de transformación), y encontrar la disposición física más eficiente de los paneles.

Calcular ángulos de inclinación y potencias de los paneles utilizando PVsyst y datos meteorológicos, así como determinar la capacidad total de la planta.

Desarrollar la memoria de cálculo y la memoria de cantidades del proyecto.

## **2. Generalidades del proyecto**

En este capítulo se exponen los conceptos técnicos necesarios para el diseño del parque solar, incluyendo los antecedentes con datos relevantes de la zona y las restricciones presentes. También se definen los conceptos fundamentales para la comprensión del proyecto, junto con la descripción de los equipos principales, sus criterios de selección y las herramientas de software utilizadas.

### **2.1 Marco referencial**

#### ***2.1.1 Antecedentes***

En los últimos años, la energía solar fotovoltaica ha avanzado significativamente como una solución clave en la lucha contra el cambio climático, al tratarse de una fuente de energía renovable y de bajo impacto ambiental. Este tipo de energía se genera aprovechando la luz solar mediante el efecto fotoeléctrico, proceso en el que ciertos materiales emiten electrones al recibir radiación electromagnética, generando así electricidad.

La propuesta de un parque solar en Cúcuta de 10 MW resulta especialmente relevante al aprovechar la alta radiación solar de la región para generar energía de manera eficiente. Este tipo de proyectos no solo refuerza el sistema eléctrico, aportando confiabilidad y seguridad al suministro de energía en la zona, sino que también incentiva el uso de fuentes limpias y la inversión en proyectos de gran escala. Además, promueve la transición hacia una menor dependencia de las fuentes de energía no renovables.

La zona de estudio del proyecto (Figura 1) se encuentra en las afueras de Cúcuta, Norte de Santander. Inicialmente, el OR CENS propuso la construcción de una subestación en el área marcada en morado en la imagen, con una superficie aproximada de 2,32 hectáreas.

Posteriormente, se adquirió la totalidad del lote señalado en azul, donde se ubicará el parque solar. Restando el área destinada a la subestación, se dispone de 9,98 hectáreas útiles para el diseño del parque solar.

### Figura 1

*Terreno del proyecto*



*Nota.* Adaptado por el autor en Google Earth.

Para esta área de estudio, se consultaron fuentes de NASA POWER (NASA, s.f.) con el objetivo de obtener datos mensuales relevantes que apoyen el análisis del proyecto. Se utilizó una latitud promedio de  $7,887745^\circ$  y una longitud de  $-72,5617^\circ$ , correspondientes a la ubicación del terreno en estudio. A partir de estas coordenadas, se generaron bases de datos que incluyen los siguientes parámetros:

Irradiancia Directa Normal (DNI) e Irradiancia Difusa (DIFF) sobre la superficie.

Porcentajes de nubosidad en la zona.

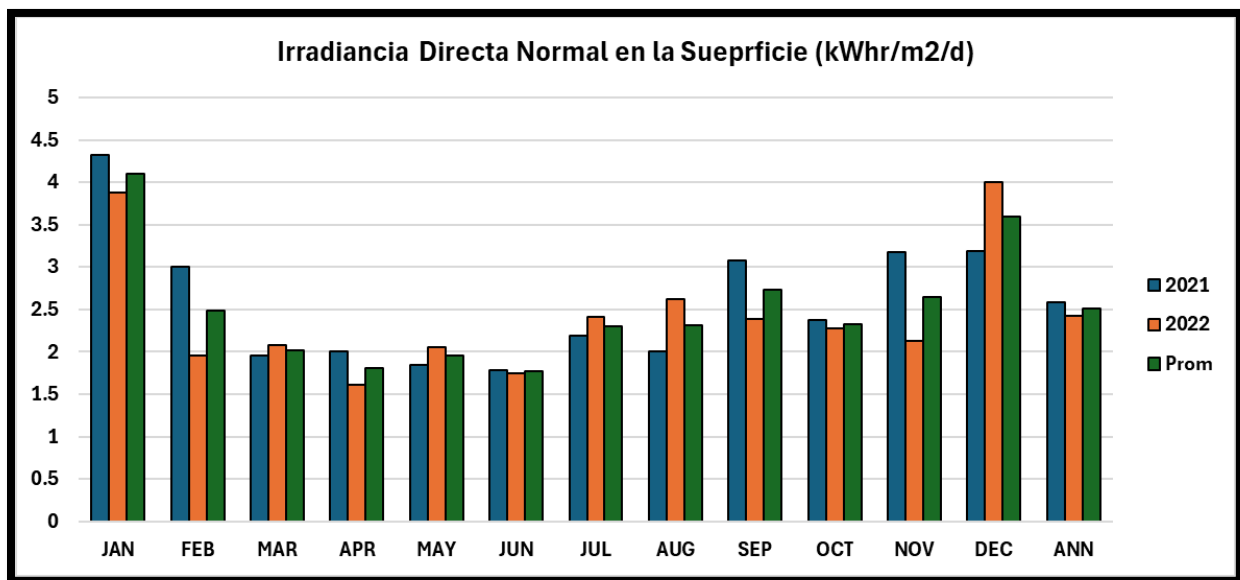
Precipitación promedio anual.

Temperatura máxima registrada en el área.

Adicionalmente, se calculará un promedio de estos datos considerando el rango de años estudiados (2021 y 2022 de los cuales tiene registro NASA POWER), con el fin de conocer un estimado mensual reciente (Esta información se puede encontrar en el Anexo 01. Datos de NASA POWER).

## Figura 2

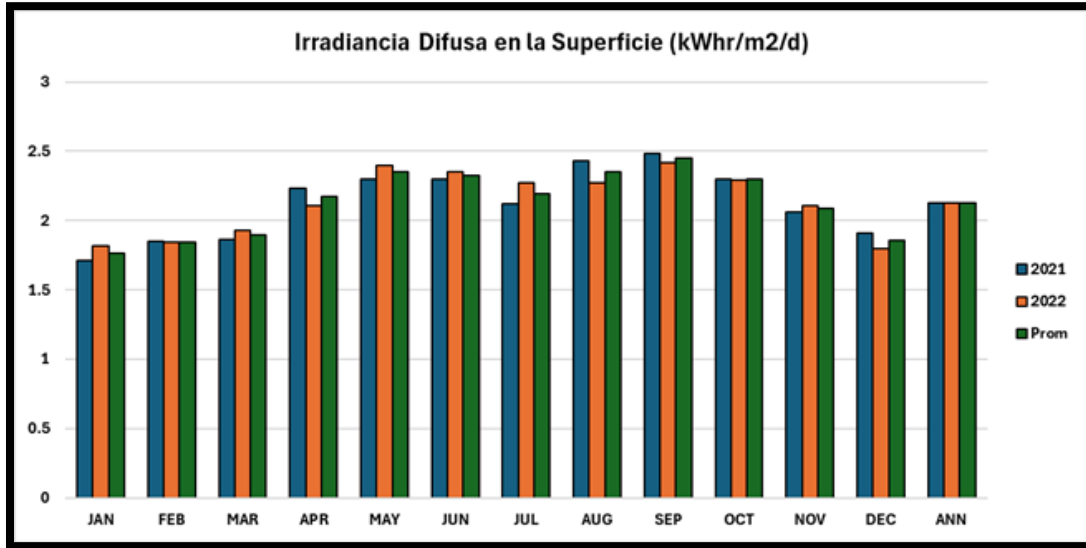
*Irradiancia DNI mensual y promedio*



*Nota.* Adaptado por el autor utilizando los datos de NASA POWER en el anexo 01.

**Figura 3**

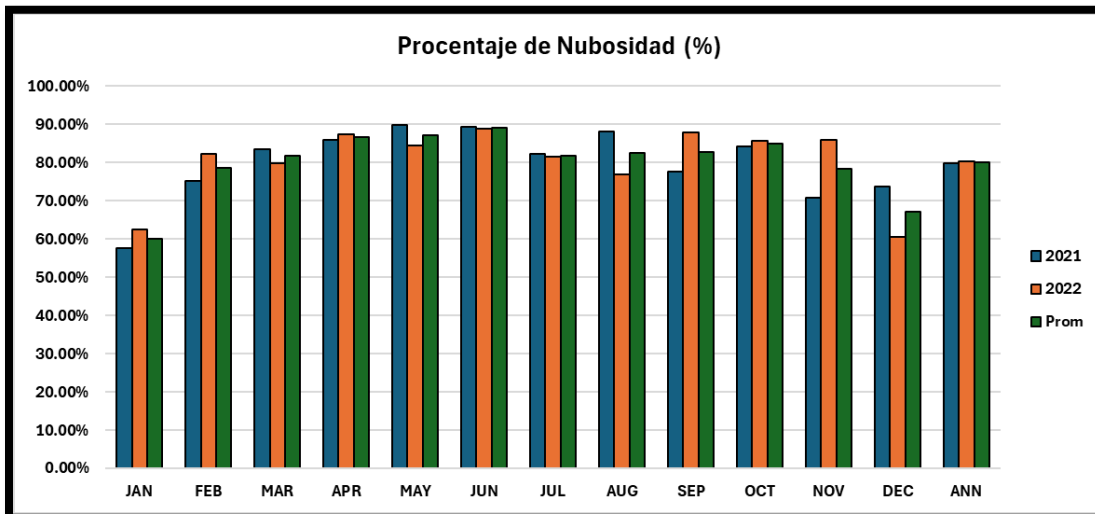
*Irradiancia DIFF mensual y promedio*



*Nota.* Adaptado por el autor utilizando los datos de NASA POWER en el anexo 01.

**Figura 4**

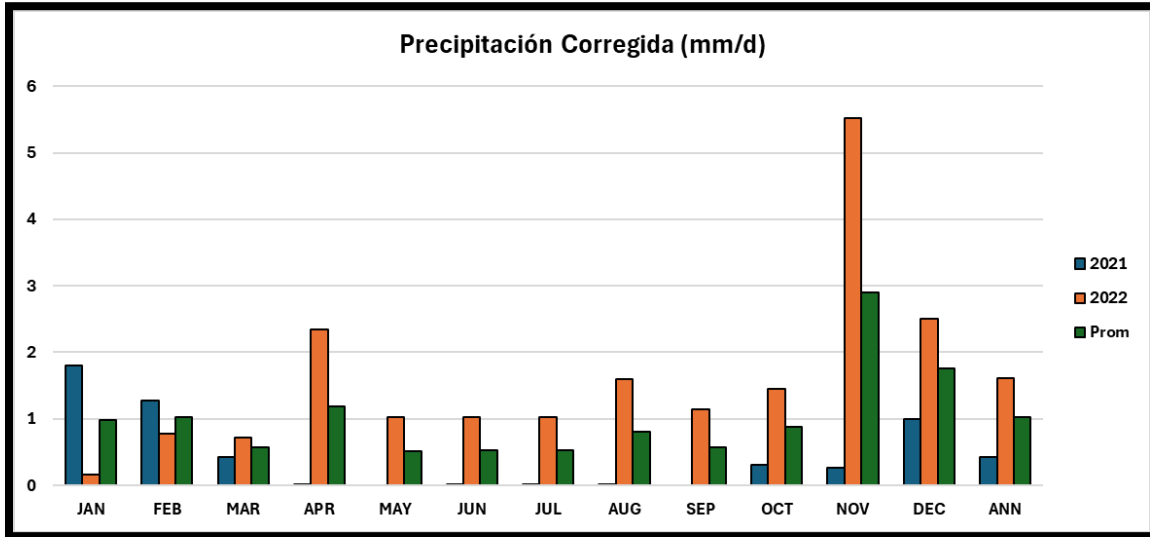
*Porcentaje de nubosidad mensual y promedio*



*Nota.* Adaptado por el autor utilizando los datos de NASA POWER en el anexo 01.

**Figura 5**

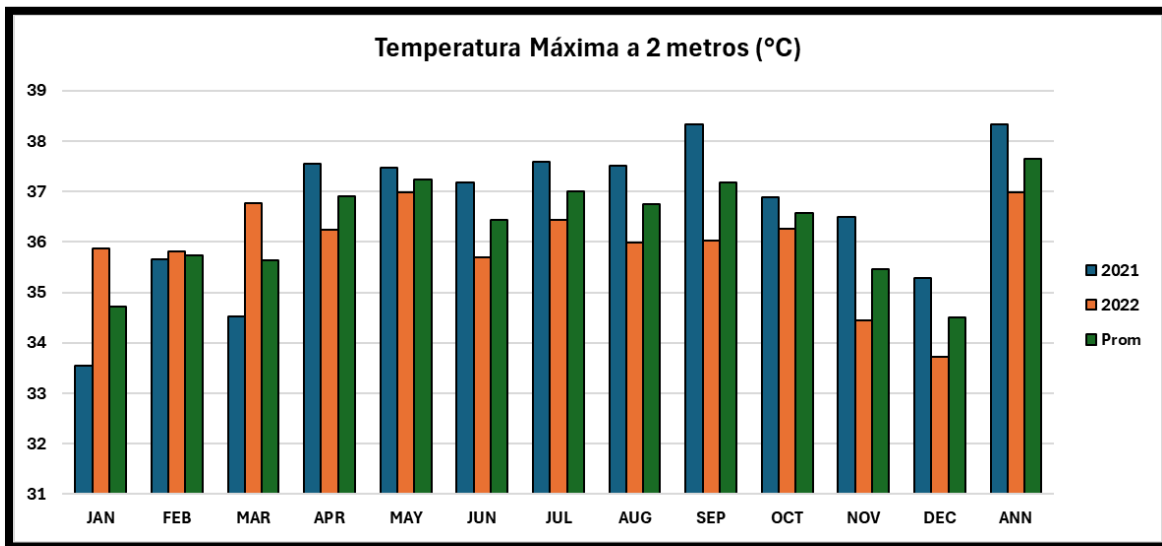
*Precipitación corregida mensual y promedio*



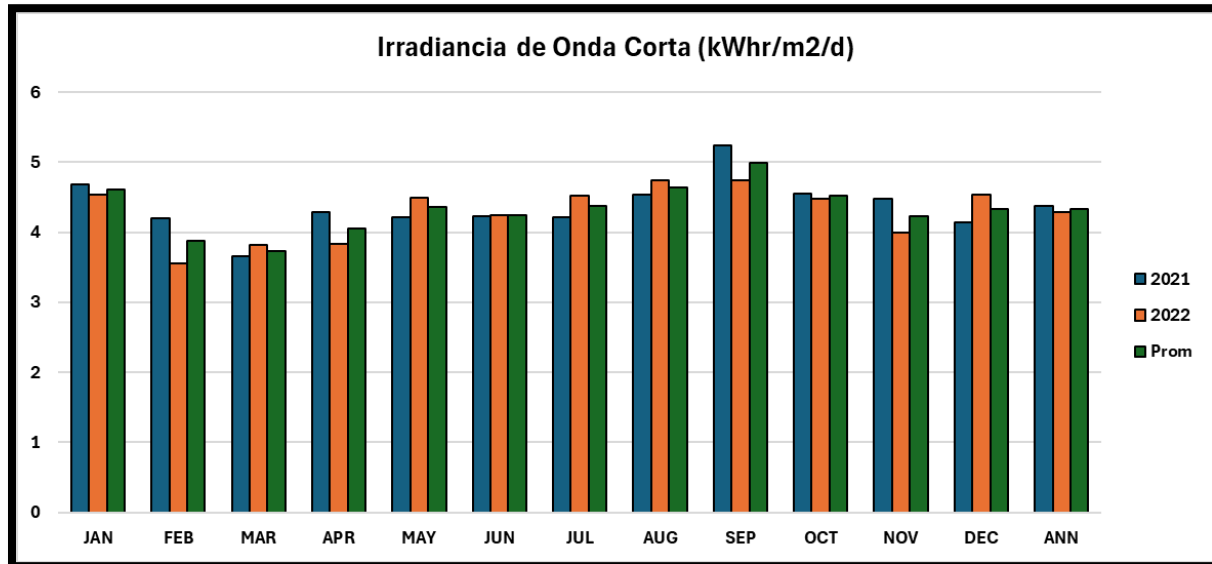
*Nota.* Adaptado por el autor utilizando los datos de NASA POWER en el anexo 01.

**Figura 6**

*Temperatura máxima mensual y promedio*



*Nota.* Adaptado por el autor utilizando los datos de NASA POWER en el anexo 01.

**Figura 7***Irradiancia de onda corta mensual y promedio*

*Nota.* Adaptado por el autor utilizando los datos de NASA POWER en el anexo 01.

En la zona se presentan varias restricciones que disminuyen la capacidad de área para el diseño del parque solar:

En la Figura 1, en la parte superior de la zona sombreada en azul, se observa un cuerpo de agua. Según el Artículo 83, literal d del Decreto Ley 2811 de 1974 (Gobierno de Colombia, 1974), una franja paralela a la línea de mareas máximas o al cauce permanente de ríos y lagos, de hasta 30 metros de ancho, es un bien inalienable e imprescriptible del Estado, por lo que se debe respetar una distancia mínima de 30 metros como área de protección.

En la Figura 1, en la zona sombreada en morado, está proyectada la construcción de la subestación Tonchalá 115 kV. De acuerdo con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (Ministerio de Minas y Energía, 2024), en lo referente a distancias de seguridad y zonas de servidumbre asociadas al nivel de tensión, las instalaciones de 115 kV deben contar con una zona

de servidumbre mínima de 15 metros alrededor de las infraestructuras eléctricas, garantizando la seguridad de las personas, los equipos y las estructuras cercanas. Con base en la información presentada, a continuación, se exponen algunos conceptos clave para facilitar el entendimiento de este proyecto.

### ***2.1.2 Radiación, irradiación e irradiancia***

La radiación solar es un tipo de energía electromagnética emitida por el sol que se propaga en forma de ondas. La irradiación se refiere a la cantidad de energía solar que incide sobre una superficie por unidad de área, y se mide en Joules por metro cuadrado ( $J/m^2$ ) o vatios-hora por metro cuadrado ( $Wh/m^2$ ). La irradiancia, en cambio, es la potencia de radiación solar que incide en una superficie en un instante determinado, y se expresa en vatios por metro cuadrado ( $W/m^2$ ).

### ***2.1.3 Paneles solares***

Los paneles solares son equipos diseñados para convertir la radiación solar en energía eléctrica. Los paneles solares están basados a partir del efecto fotoeléctrico definido anteriormente, están hechos de elementos semiconductores tales como células de silicio, un material que es bastante sensible a la radiación solar por lo que facilita el movimiento de electrones. Estos producen energía eléctrica en DC. Para este proyecto se tendrán en cuenta unos criterios para la selección de Paneles Solares tales como:

Su potencia nominal, se necesitan paneles que sumados alcancen la capacidad total deseada con la menor cantidad de estos.

Eficiencia de conversión, la eficiencia de un panel solar es el porcentaje de energía solar que puede convertir en electricidad, son valores que normalmente están entre 18% y 22%. Un panel con mayor eficiencia ayuda a invertir en menos paneles.

El coeficiente de Temperatura, indica cuanto disminuye la potencia del panel cuando la temperatura aumenta por encima de 25°C. Como el panel se va a ubicar en una zona donde el clima es bastante acalorado, lo ideal es tener un coeficiente de temperatura bajo.

Cumplimiento normativo, los paneles deben cumplir con certificaciones internacionales tales como la IEC 61215 y la IEC 61730, para garantizar seguridad, durabilidad y rendimiento.

#### ***2.1.4 Inversores***

Los inversores son dispositivos que transforman la corriente continua (DC) generada por los paneles solares en corriente alterna (AC), utilizable en la red eléctrica. Utilizan una tecnología llamada MPPT (Maximum Power Point Tracking), que permite que el sistema opere en el punto de máxima potencia del panel en cada momento, optimizando la producción de energía según las condiciones de irradiancia y temperatura, incluso ante la presencia de sombras. Existen diversos tipos de inversores, y para grandes sistemas solares se utiliza principalmente el inversor centralizado. Este tipo de inversor se destaca por su alta capacidad en potencia, tensión y corriente, y generalmente cuenta con múltiples puertos MPPT, permitiendo el seguimiento de varios grupos de paneles de manera eficiente. Para este proyecto se tendrán en cuenta unos criterios para la selección de Inversores tales como:

Capacidad de potencia, se busca tener inversores con una gran capacidad de potencia para que se conecten varios arreglos de paneles.

MPPT, el seguimiento del punto de máxima potencia es importante para que se puedan conectar varios arreglos de paneles y estos estén trabajando óptimamente.

Eficiencia del inversor, esta eficiencia hace referencia a la capacidad que tiene de convertir la energía en DC en AC, se recomienda que sea la mayor posible.

Resistencia a condiciones ambientales, como se tendrá una instalación exterior el inversor debe garantizar que es capaz de soportar con todas las condiciones ambientales.

Cumplimiento normativo, los paneles deben cumplir con certificaciones internacionales tales como la IEC 62109 y la IEC 61683, para garantizar seguridad, durabilidad y rendimiento.

### ***2.1.5 Centros de transformación***

Los centros de transformación son sistemas compactos que alojan transformadores y equipos asociados necesarios para elevar la tensión de la corriente generada en baja tensión (BT) a alta tensión (AT), lo cual facilita la transmisión eficiente de energía a largas distancias. En los sistemas fotovoltaicos, estos centros son esenciales para adaptar la energía generada a los niveles de tensión adecuados para su integración en la red de distribución. Además, los centros de transformación cuentan con dispositivos de protección para ambos lados, tanto en baja como en alta tensión, lo cual protege el equipo y asegura un funcionamiento seguro y confiable en diferentes condiciones operativas. Para este proyecto se tendrán en cuenta unos criterios para la selección de Centros de Transformación tales como:

Capacidad de transformación, se necesita centros de transformación con gran capacidad para que puedan cumplir el objetivo de capacidad deseada.

Relación de transformación, la relación entre la tensión de entrada y salida debe coincidir con los niveles de tensión a los cuales se van a conectar los inversores y el punto de conexión de distribución a media tensión.

Eficiencia, un centro de transformación al igual que un transformador de potencia deben contar con una alta eficiencia para reducir las pérdidas.

Compatibilidad con los paneles e inversor seleccionado.

### **2.1.6 AutoCAD**

AutoCAD es un programa de diseño comúnmente utilizado para diseños de ingeniería, en este proyecto se usará para la creación de los planos de la disposición física de los paneles solares y otros componentes, utilizando una licencia de prueba para estudiantes que el propietario proporciona.

### **2.1.7 PVsyst**

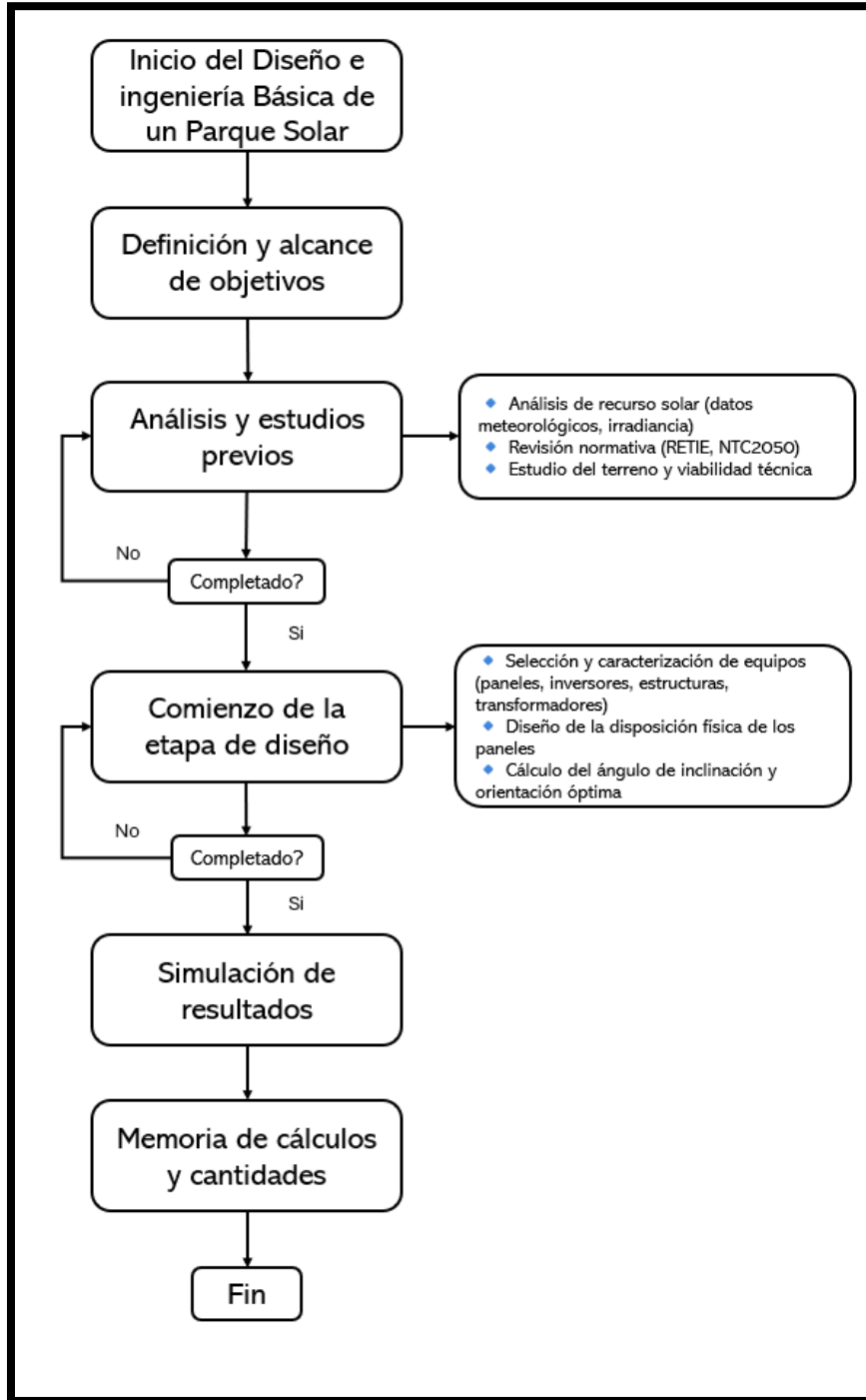
PVsyst es un software especializado en el diseño y simulación de sistemas fotovoltaicos, utilizado para analizar el rendimiento energético de plantas solares. Permite evaluar factores como la radiación solar, la inclinación y orientación de los paneles, las pérdidas del sistema y el impacto de sombras, optimizando así el diseño y la eficiencia de la instalación. En este proyecto, PVsyst se empleará para calcular la producción de energía, determinar la inclinación óptima de los paneles y evaluar el desempeño del parque solar en función de las condiciones climáticas y geográficas del sitio, utilizando una versión gratuita del software que el propietario proporciona.

### **2.1.8 Resultados**

Tras realizar los estudios de conexión y ambientales (realizados por la empresa) necesarios para garantizar la correcta operación del parque solar en el lote seleccionado, y con el propósito de cumplir los objetivos establecidos en este informe, se adoptó la siguiente metodología para el desarrollo del proyecto.

**Figura 8**

*Diagrama de flujo del proyecto*



*Nota.* Adaptado por el autor

**2.1.8.1 Comparación de equipos.** A continuación, para la selección del panel y el inversor, se llevó a cabo una comparación de cinco modelos de cada dispositivo. Se evaluaron sus características técnicas para así seleccionar los equipos que presentaron el mayor número de características favorables.

**Tabla 1***Tabla comparativa de paneles*

Características	TOPBiHiKu7	LG NeON R	JinkiSolarTiger Pro	Trina Solar Vertex S	Canadian Solar Hiku
Potencia Nominal	705 W	400 W	540 W	400 W	450 W
Tipo de Tecnología	Bifacial	Monofacial	Bifacial	Monofacial	Monofacial
Eficiencia Bifacial	85 %	No aplica	30 %	No aplica	No aplica
Eficiencia Panel	22,5%	21,4%	20,6%	20,6%	20,3%
Coefficiente de Temperatura	-0,29%/°C	-0,30%/°C	-0,35%/°C	-0,35%/°C	-0,35%/°C
Dimensiones (mm)	2384x1303x33	1700x1016x40	1762x1134x30	1754x1096x30	1754x1096x30
Garantía de Potencia	30 años	25 años	25 años	25 años	25 años
Garantía del Producto	12 años	25 años	25 años	25 años	25 años

*Nota.* Adaptado por el autor utilizando los datos del anexo 08.

**Tabla 2***Tabla comparativa de inversores*

Características	SUN2000-330KTL-H1	Fronius Symo 20-25 kW	SMA Sunny Tripower	SolarEdge SE30K	GoodWe GW30K
Potencia Nominal	330 kW	20-25 kW	250 kW	30 kW	30 kW
Máxima entrada de voltaje	1500 V	1000 V	1000 V	600 V	1000 V
Eficiencia Máxima	≥99,0%	98,40%	98,50%	98,30%	97,50%
Número de MPPT	6	2	3	3	2
Peso Kg	≤ 112	20	60	20	20

Dimensiones (mm)	1048x732x395	750x440x200	1200x600x300	600x400x200	485x370x150
Protección IP	IP66	IP66	IP65	IP65	IP65
Características Especiales	Diagnóstico IP, refrigeración inteligente	Módulo de comunicación integrado	Monitoreo de rendimiento en tiempo real	Optimización de energía por panel	Monitoreo a través de aplicación

*Nota.* Adaptado por el autor utilizando los datos del anexo 08.

La selección de los paneles solares se basa en los datos recopilados en la Tabla 1, donde se comparan las características técnicas de varias opciones disponibles. De acuerdo con los criterios definidos en el capítulo anterior, el panel TOBIHiKu7 de la marca Canadian Solar destaca por ofrecer las mejores características técnicas y de rendimiento en comparación con los demás modelos evaluados.

La selección de los inversores se fundamenta en la información presentada en la Tabla 2, la cual detalla las especificaciones técnicas de los equipos analizados. Según los criterios establecidos en el capítulo anterior, el inversor SUN2000-330KTL-H1 de la marca HUAWEI presenta un desempeño superior y cumple con los requisitos del proyecto, posicionándose como la opción más adecuada entre las alternativas disponibles.

Para finalizar con el proceso de selección de equipos, se eligió un centro de transformación compatible con el inversor seleccionado. La marca HUAWEI ofrece centros de transformación diseñados para ser totalmente compatibles con sus inversores, lo que garantiza una integración eficiente y confiable en el sistema. En este caso, se seleccionó el centro de transformación JUPITER-6000K-H1, el cual cumple con los requisitos del proyecto y presenta las siguientes especificaciones, evaluadas de acuerdo con los criterios de selección establecidos.

**Tabla 3***Especificaciones relevantes del centro de transformación*

JUPITER-6000K-H1 Smart Transformer Station	Huawei	Unidades
Máximas Entradas en AC	22	
Potencia Nominal	6600	kVA
Voltaje de Entrada	800	V
Voltaje de Salida Nominal	34.5	kV
Frecuencia	60	hz
Eficiencia	99.51%	%

**Nota.** Adaptado por el autor utilizando los datos del Anexo 03. Datos Equipos.

Recapitulando el panel y el inversor seleccionado fueron los siguientes:

**Tabla 4***Especificaciones relevantes del panel seleccionado*

Panel solar TOPBiHiKu7	Canadian Solar	Unidades
Potencia Máxima (Pmax)	705	Wp
Tensión en el Punto de Máxima Potencia (Vmax)	40	V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imax)	18	A
Tensión en Circuito Abierto (Voc)	48	V
Corriente de cortocircuito (Isc)	19	A
Eficiencia	23%	%

**Nota.** Adaptado por el autor utilizando los datos del Anexo 03. Datos Equipos.

**Tabla 5***Especificaciones relevantes del inversor seleccionado*

SUN2000-330KTL-H1	Huawei	Unidades
Potencia de salida	300	kW
Max Current per MPPT	65	A
Max SC Current per MPPT	115	A
Max input Voltage	1500	V
Max PV inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5	-
Eficiencia	99%	%

*Nota.* Adaptado por el autor utilizando los datos del Anexo 03. Datos Equipos.

**2.8.1.2 Ángulos de inclinación y orientación.** La orientación y la inclinación de los paneles solares son factores fundamentales en el diseño de ingeniería, ya que de estas dos variables depende la cantidad de radiación solar que incide sobre los paneles. Esto, a su vez, afecta directamente la potencia generada durante el tiempo de exposición al sol.

El ángulo de orientación se refiere al azimut, que define la dirección hacia la que están orientados los paneles. En Colombia, y particularmente en regiones cercanas al ecuador como Cúcuta, la orientación recomendada es Norte-Sur. Esto se debe a que el país se encuentra en el hemisferio Norte, y el sol sigue una trayectoria de Este a Oeste, lo que permite captar de manera eficiente la radiación solar a lo largo del día.

Si los paneles se orientaran hacia el Norte (configuración Sur-Norte), la captación de radiación sería significativamente menor, ya que gran parte del tiempo los paneles estarían en sombra debido a la posición solar predominante en el hemisferio Norte.

En (Castejón & Santamaría), se menciona una manera aproximada de realizar el cálculo del ángulo de inclinación de los paneles solares, además de la orientación, el ángulo es un factor clave para maximizar la captación de radiación solar. En el diseño de sistemas fotovoltaicos, este ángulo puede calcularse utilizando la siguiente fórmula empírica:

$$\beta = 3,7 + 0,69 * |\varphi|$$

Donde:

- $\beta$ : es el ángulo de inclinación óptimo de los paneles solares (en grados).
- $\varphi$ : es la latitud del sitio en coordenadas decimales (en grados).

Para calcular el ángulo de inclinación óptimo de los paneles solares en el terreno, es necesario conocer la latitud media del sitio. En este caso, la latitud media del terreno es de

7,887745°. Reemplazando en la formula anterior, se obtiene que el ángulo de inclinación óptimo para los paneles solares en este terreno es aproximadamente 9,1425°.

A continuación, se considerarán los resultados de los ángulos de inclinación que el software PVsyst proporciona de manera predeterminada al utilizar diferentes bases de datos meteorológicos como referencia. Estos resultados permiten comparar los valores calculados manualmente con los valores sugeridos por el software, tomando en cuenta las condiciones específicas del sitio, como la latitud, la radiación solar incidente y otros parámetros climáticos.

Para esto primero se tuvo que importar cada base de datos en el proyecto y luego PVsyst de por si calculara un ángulo optimo por base de datos. Los resultados son los siguientes:

**Tabla 6**

*Comparación de ángulos de inclinación según bases de datos*

PVGIS	METEONORM	NREL
20°	20°	20°

*Nota.* Adaptado por el autor utilizando los datos de los anexos 10, 11 y 12.

### 2.8.1.3 Disposición física de la planta

Una vez seleccionados los equipos y encontrado el ángulo de inclinación adecuado, se utilizó un software especializado para convertir un plano en formato KMZ, generado en Google Abarth, a un archivo compatible con el software de diseño AutoCAD en formato DWG. Para este propósito, se empleó el software QGIS, el cual permite realizar un trazado preciso y obtener un archivo ajustado al formato requerido por AutoCAD.

Con el plano en formato DWG y considerando las dimensiones de los equipos seleccionados, se procedió a calcular la disposición física de la planta solar. Este proceso implicó

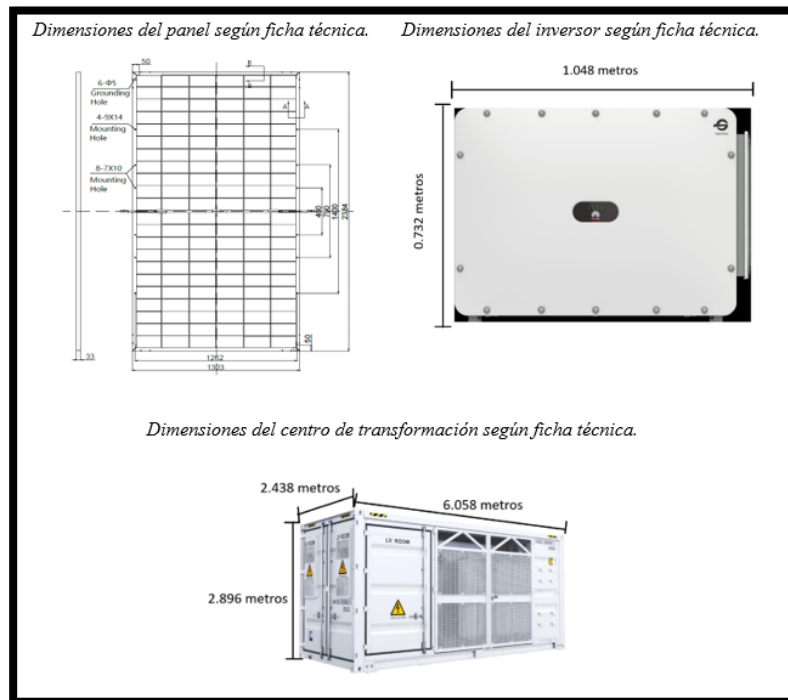
optimizar la ubicación de los paneles solares, inversores y centros de transformación dentro del terreno disponible.

Para realizar la disposición física de los equipos en el software, es imprescindible contar con las dimensiones exactas de cada uno. Estas medidas se obtienen directamente de las fichas técnicas de los equipos seleccionados, las cuales contienen las especificaciones necesarias para garantizar un diseño preciso.

El objetivo de este paso es incorporar las dimensiones de los equipos en el diseño, asegurando además que se respeten las distancias de seguridad estipuladas en el capítulo anterior del marco teórico.

### Figura 9

#### *Dimensiones*



**Nota.** Adaptado por el autor, tomada de los anexos 13, 14.1 y 15.1.

La Figura 9 presenta las dimensiones físicas de los equipos seleccionados, información necesaria para su representación precisa en el software de diseño.

Previo a la disposición física, es fundamental definir los arreglos de paneles solares que estarán conectados al inversor. Para ello, se retoma la información recopilada en la Tabla 5. Según la ficha técnica del inversor seleccionado, este tiene una potencia máxima de 330 kVA, un rango de voltaje de operación entre 500 V y un máximo de 1500 V, y una corriente máxima por MPPT de 65 A. Por lo tanto, el diseño del arreglo de paneles debe cumplir las siguientes condiciones:

La tensión del arreglo no debe exceder la tensión máxima de operación del inversor.

Los paneles conectados en paralelo deben respetar la corriente máxima permitida por el MPPT del inversor.

La Tabla 4 detalla las especificaciones de los paneles solares seleccionados, que tienen una capacidad nominal de 705 W, una tensión de circuito abierto de 48 V, y una corriente de cortocircuito de 19 A. Con esta información, se procederá a calcular el número óptimo de paneles en serie y en paralelo que cumplan con los requisitos técnicos del inversor.

Con un arreglo de 28 paneles en serie, se obtiene una tensión de circuito abierto de 1347 V, que se encuentra dentro del rango de operación permitido por el inversor.

Para los arreglos en paralelo, se calculó dividiendo la corriente máxima soportada por el inversor entre la corriente de cortocircuito de cada panel solar. Es decir,  $65 \text{ A} \div 19 \text{ A} \approx 3$ , redondeando al entero más cercano, lo que resulta en 3 arreglos en paralelo para no exceder la corriente máxima del inversor por MPPT.

La potencia total de los paneles debe estar dentro del rango de operación del inversor, cuya potencia nominal es de 300 kW, con una potencia máxima de 330 kVA. Para cumplir con este

criterio, se diseñó un sistema compuesto por 16 arreglos de paneles, cada uno con 28 paneles en serie, lo que da una potencia total aproximada de 316 kW, valor que se encuentra dentro del rango operativo del inversor. La distribución de los arreglos entre los 6 MPPT del inversor será la siguiente:

MPPT 1 a MPPT 4: 3 arreglos en paralelo por cada uno.

MPPT 5 y MPPT 6: 2 arreglos en paralelo por cada uno.

Esta configuración permite distribuir eficientemente los 16 arreglos, sin sobrepasar los valores máximos de las especificaciones técnicas del inversor.

Para la disposición física de los paneles solares, es fundamental considerar las distancias de seguridad establecidas en el capítulo anterior. Estas distancias incluyen:

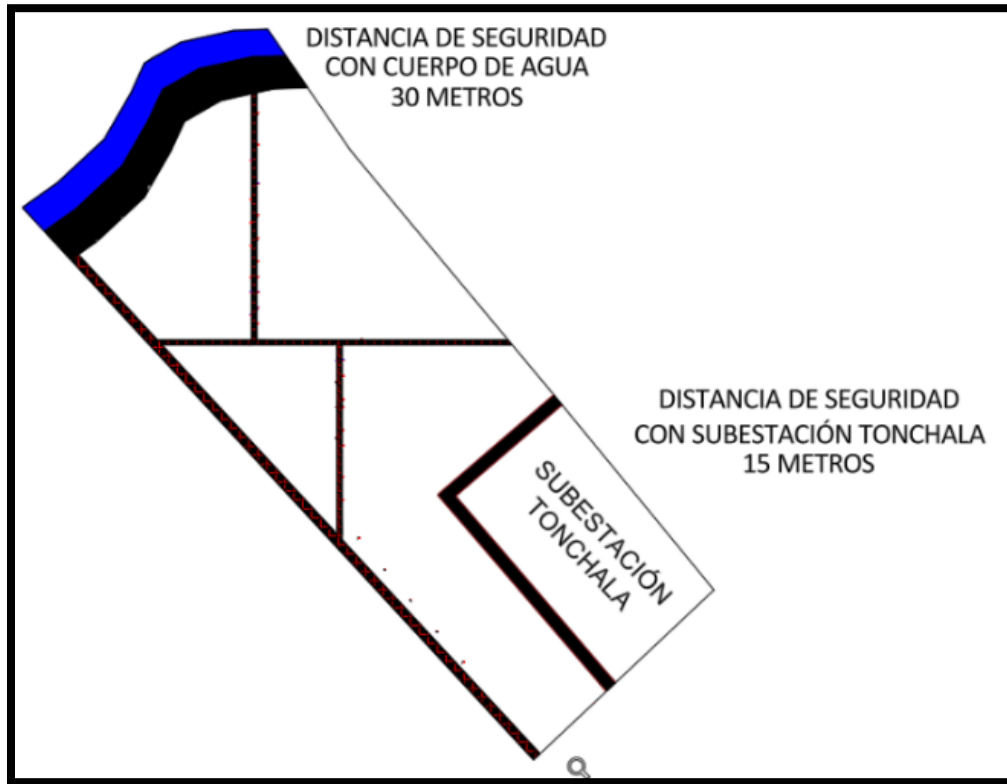
La separación mínima entre la instalación y cuerpos de agua cercanos (30 metros paralelos).

La distancia requerida entre la instalación y la subestación adyacente (10 metros paralelos).

Además, se tendrá en cuenta la planificación de vías de acceso y transporte dentro del parque solar de 7 metros de ancho, necesarias tanto para el montaje inicial como para las labores de mantenimiento periódico.

**Figura 10**

*Distancias de seguridad del terreno (color negro)*



*Nota.* Adaptada por el autor utilizando AutoCAD.

Con base en estas consideraciones, se decidió instalar los paneles solares en configuraciones que optimicen el espacio y la eficiencia de la instalación. Los arreglos de 28 paneles se colocarán en dos tipos de estructuras o "mesas":

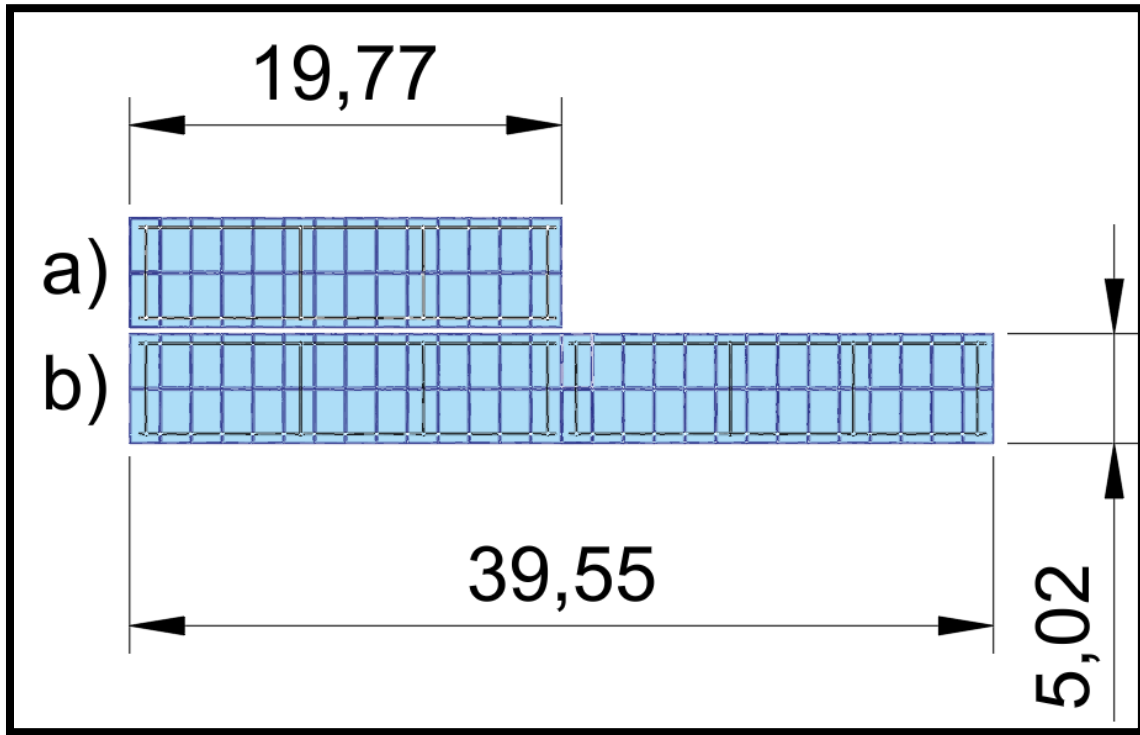
Mesa de 28x2 paneles: Esta configuración corresponde a dos arreglos de 28 paneles, dispuestos en dos filas de 28 paneles cada una.

Mesa de 14x2 paneles: Esta configuración corresponde a un solo arreglo de 28 paneles, dividido en dos filas de 14 paneles cada una.

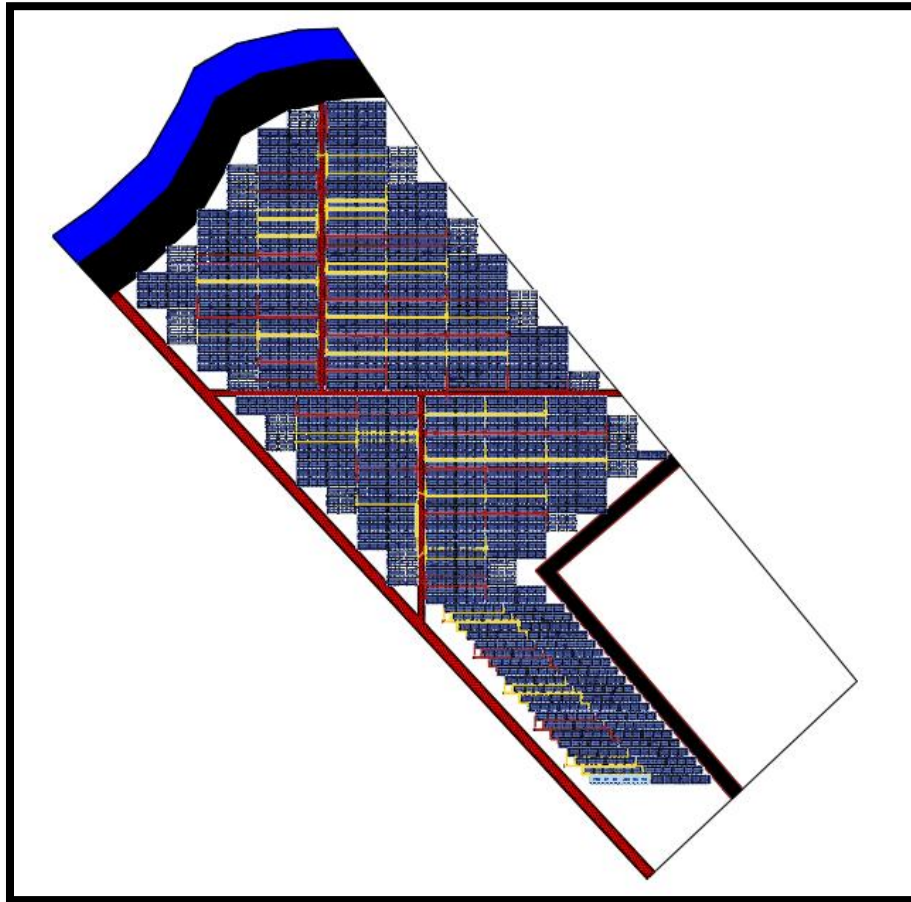
Al final tendrán las siguientes medidas cada una de las mesas:

**Figura 11**

A) Medidas de la mesa 14x2. B) Medidas de la mesa 28x2



*Nota.* Adaptada por el autor utilizando AutoCAD.

**Figura 12***Disposición final de la planta*

*Nota.* Adaptada por el autor utilizando AutoCAD.

En total se obtuvieron los siguientes resultados de la disposición de equipos:

Un total de 15.680 paneles solares

Un total de 35 inversores

Un total de 2 centros de transformación

Los planos vistos anteriormente estarán ubicados en el Anexo\_16 plano disposición equipos.

**2.8.1.4 Capacidad de la planta según PVsyst.** Utilizando los ángulos de inclinación calculados en la sección 5.2, se empleó el software PVsyst para determinar los resultados de generación esperados. En la pestaña de sistema dentro del software, se analizó la potencia del sistema en condiciones STC (Condiciones Estándar de Prueba) y la potencia máxima generada según el ángulo de inclinación previamente calculado. Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

**Tabla 7**

*Comparación de potencia según ángulos de inclinación calculados*

Condición	Calculado (9.1°)	PVGIS (20°)	METEONORM (20°)	NREL (20°)
STC [MW]	10,343	10,343	10,343	10,343
MAX [MW]	11,188	11,303	11,303	11,303

*Nota.* Adaptado por el autor, tomada los anexos 9, 10, 11 y 12.

**2.8.1.5 Selección de conductores, regulación y pérdidas de energía.** En esta sección se realizará la selección de los conductores eléctricos y los cálculos correspondientes a la regulación de voltaje y las pérdidas de energía, de acuerdo con los lineamientos establecidos en la Norma CENS – EPM (donde se pueden encontrar en el Anexo 17. NORMAS CENS).

El Capítulo 2 de la norma (Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P. (CENS), 2008), titulado Parámetros de diseño, contiene los procedimientos y fórmulas necesarios para el cálculo de regulación de voltaje y pérdidas de energía en el sistema. Para realizar estos cálculos de manera precisa, es necesario utilizar las tablas incluidas en el Capítulo 11, Especificaciones de producto, las cuales proporcionan algunas constantes requeridas para los conductores en el cálculo de regulación y pérdidas.

Recapitulando de la Norma CENS, la regulación de tensión se calcula de la siguiente manera:

$$R\% = \frac{F_c K_g}{V_L^2} M$$

Donde:

$F_c$  = Factor de corrección. Se establece de acuerdo con el tipo de conexión y al tipo de sistema del circuito según la Tabla 30 del capítulo 11.

$M$  = Momento eléctrico. Se calcula como el producto de la potencia aparente en KVA y longitud del tramo en metros.

$V_L$  = Voltaje de línea.

$K_g$  = Constante de regulación generalizada del conductor y se calcula como:

$$K_g = (R \cos(\varphi) + XL \sin(\varphi))$$

Donde:

$R$  = Resistencia por unidad de longitud a una temperatura determinada Ohm/km (se encuentra en la tabla 14 del capítulo 11).

$\varphi$  = Angulo de factor de potencia de la carga

$XL$  = Reactancia inductiva por unidad de longitud del conductor.

En este caso de una instalación fotovoltaica, la constante  $K_g$  estará determinada por una tabla determinada dependiendo del conductor en la tabla 28 del capítulo 11.

Se tomará como límite de la regulación el valor de 2% para baja tensión y 5% para media tensión.

El cálculo de las pérdidas de potencia se calcula de la siguiente manera:

$$PL\% = \frac{RM}{V_L^2 \cos(\varphi)} * 100\%$$

El límite de las pérdidas de energía esta por el 7%.

La selección de conductores se hará de la siguiente manera:

Se tienen en cuenta que se usaran conductores en 3 sectores de diferente tensión y potencia, del arreglo de paneles en serie al MPPT del inversor en 1347 [V] con una corriente de 19 [A], del inversor al centro de transformación en 800 [V] con una potencia máxima de 330 [kVA] y del centro de transformación a la celda del punto de conexión en 34.5 [kV] con una potencia máxima de 6.6 [MVA].

CENS proporciona varias tablas con la capacidad de conductores en el capítulo 11 tabla 8, según esto se procede a calcular la corriente máxima que pasara por cada conductor según la zona en la que se encuentre:

Para la conexión entre los paneles solares y el inversor, se conoce que circulará una corriente de cortocircuito de 19 [A]. Por lo tanto, es necesario seleccionar un conductor cuya capacidad nominal de corriente sea igual o superior a este valor.

Además, deben considerarse factores de corrección que influyen en la capacidad real del conductor, tales como:

Temperatura ambiente, que afecta la disipación de calor del conductor.

Agrupamiento de conductores, ya que la proximidad entre ellos dentro de un conducto reduce su capacidad de transportar corriente de manera eficiente.

La Norma CENS, en su Capítulo 11, proporciona las herramientas necesarias para este análisis en las Tablas 10 y 9, donde se especifican los factores de corrección por temperatura y agrupamiento, respectivamente. Estos factores ajustan la capacidad de corriente del conductor, permitiendo determinar si cumple con los requisitos del sistema bajo las condiciones reales de operación.

En este caso, se seleccionará un conductor #10 AWG, el cual tiene una capacidad de corriente nominal de 40 A. Tal como se mencionó al inicio de esta sección, para realizar los cálculos es necesario contar con información adicional, como los siguientes datos:

Factores de corrección.

Momento eléctrico.

Tipo de sistema (monofásico o trifásico).

Resistencia del conductor.

Constante de regulación.

Voltaje de línea correspondiente.

Para este diseño, el sistema se configura como monofásico con una tensión de línea de 3147 V. A partir de estas condiciones, se procederá a calcular el arreglo desde un panel hacia el inversor, basándose en los valores indicados en la siguiente tabla:

**Tabla 8***Datos para regulación y pérdidas de arreglo de paneles a inversor*

CALCULO DE REGULACION CENTRO DE TRANSFORMACION 1														
TRAMO	N	DATO KVA	L	KVA*L	CAL.	F.P.	No FASES	FACTOR	Kg	r	K	I[A]	I [A] COND	CORR
String 1 a Inversor 1	1	19.74	14	268	6mm	1.00	1	2	363.81	3.35	0.000201	15	40	18

**Nota.** Adaptado por el autor.

Donde:

N: Cantidad de cables de neutro a utilizar.

kVA: Potencia del arreglo en [kVA]. En este caso, se refiere a la potencia total del arreglo de 28 paneles.

L: Distancia del cable desde el arreglo hasta el inversor [km].

CAL: Sección transversal del conductor seleccionado [mm<sup>2</sup>]

F.P.: Factor de potencia de la carga. En este caso, es 1 debido a que solo se transporta energía en corriente continua (DC).

No FASES: Número de fases que salen del arreglo. En este caso, es 1 (monofásico).

FACTOR: Factor de corrección aplicado según el tipo de sistema, mencionado en la tabla 30 del capítulo 11 de la norma CENS.

Kg: Constante de regulación, mencionada en la tabla 28 del capítulo 11 de la norma CENS.

r: Resistencia del conductor en [ $\Omega/\text{km}$ ], especificada en la tabla 14 del capítulo 11 de la norma CENS.

K: Resultado del cálculo efectuado entre la constante  $K_g$  y el voltaje de línea de la zona. Para este caso, se toman 1347 V y la constante de 363,81, y el cálculo se realiza de la siguiente manera:

$$K = \frac{K_g}{V_L^2} = 0,000201$$

I: Hace referencia a la corriente calculada con la potencia kVA con la tensión de estudio, ya sea si es para el sistema DC o AC

$$a) I_{DC} = \frac{P}{V}$$

$$b) I_{AC} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_L}$$

Por último, las columnas I COND e I CORR hacen referencia a:

I COND: Capacidad nominal del conductor.

I CORR: Capacidad del conductor corregida utilizando los factores de corrección.

Estos factores de corrección se obtienen de las tablas 10 y 9 del capítulo 11 de la norma CENS. En este caso, se aplican los siguientes valores:

Corrección por agrupamiento: Para un agrupamiento de al menos 9 conductores por conducto, el factor de corrección es 0,7.

Corrección por temperatura: Para una temperatura ambiente de al menos 40 °C, el factor de corrección es 0,91.



*Nota.* Adaptado por el autor.

Siguiendo el mismo procedimiento aplicado al tramo de los arreglos de paneles al inversor, se realizan los cálculos correspondientes para los tramos desde el inversor hasta el centro de transformación. En este caso, se tienen en cuenta las siguientes modificaciones:

El sistema cambia de DC (corriente continua) a AC (corriente alterna).

La tensión del sistema es de 800 V.

Se utilizan 3 conductores por fase.

Se modela un factor de potencia mínimo de 0,9.

Cambia de 2 (para DC) a 1 (para sistemas trifásicos).

El conductor aumenta su sección a 700 MCM, lo que modifica tanto su resistencia [r] como el factor Kg.

La corriente se calcula utilizando la fórmula b) para sistemas en AC:

Aumenta debido al incremento de conductores, ya que ahora se incluyen 3 fases.

Utilizando las fórmulas se tiene:

$$R\% = \frac{F_c K_g}{V_L^2} M = FACTOR * kVA * L * K = 1,76\%$$

$$PL\% = \frac{RM}{V_L^2 \cos(\varphi)} * 100\% = \frac{r * kVA * L}{V * \cos(F:P)} = 1,07\%$$

Tanto la regulación de tensión como el porcentaje de pérdidas de energía cumple con lo estipulado en la norma.

**Tabla 10**

*Datos para regulación y pérdidas centro de transformación a celda de 34.5 kV*

CALCULO DE REGULACION CENTRO DE TRANSFORMACION 1													
TRAMO	N	DATO KVA	L	KVA*L	CAL.	F.P.	No FASES	FACTOR	Kg	r	K	I[A]	I [A] COND CORR
CT1 a celda 34.5 kV	1	5,685.12	50	284256	250 MCM	0.90	3	1	19.41	0.139	1.63E- 08	95	520 473

**Nota.** Adaptado por el autor.

Por último, el procedimiento para calcular el tramo entre el centro de transformación y el punto de conexión en 34,5 kV presenta cambios similares a los mencionados anteriormente. En este caso, se tienen en cuenta las siguientes modificaciones:

La tensión del sistema aumenta a 34,5 kV, lo que reduce significativamente la corriente de transporte.

Se selecciona un conductor de 250 MCM, ya que la corriente en este tramo es menor debido al aumento de tensión. Sin embargo, como criterio técnico de la norma CENS, se decide mantener el uso de calibres en MCM, debido a su mayor resistencia y durabilidad frente a condiciones ambientales.

$$R\% = \frac{F_c K_g}{V_L^2} M = FACTOR * kVA * L * K = 0,46\%$$

$$PL\% = \frac{RM}{V_L^2 \cos(\varphi)} * 100\% = \frac{r * kVA * L}{V * \cos(F:P)} = 0,37\%$$

Nota: Todos los cálculos detallados para este tramo, así como los anteriores de esta sección, se encuentran documentados en Anexo 02. Datos Distancias y Anexo 05. Datos Regulación y Pérdidas del presente informe. Esta decisión se tomó para garantizar un informe principal más claro y conciso, permitiendo que las tablas y los desarrollos matemáticos completos estén disponibles en un apartado específico para quienes deseen consultarlos en profundidad.

**2.8.1.6 Malla de puesta a tierra.** En este proyecto no se contempla el diseño detallado del sistema de puesta a tierra (SPT), sin embargo, se recomienda lo siguiente:

Todos los sistemas eléctricos, independientemente de su tipo, deben contar con un sistema de puesta a tierra (SPT) para garantizar la seguridad de las personas y la protección de los equipos.

Para la puesta a tierra de los paneles solares, la IEEE Std 2778-2020 establece que las estructuras o soportes donde están fijadas las mesas de los paneles pueden utilizarse como sistema de puesta a tierra, siempre que cumplan con los estándares UL 2703 y UL 3703, los cuales certifican que dichas estructuras pueden drenar corrientes de falla. (Garay Córdova & Toledo Illescas, 2023, pág. 24)

Además, considerando posibles impactos de rayos, se recomienda que las estructuras de los paneles actúen como disipadores de corriente de falla atmosférica. Para ello, se debe instalar una varilla de terminación de aire no aislada en el centro de la estructura, lo que permitirá disipar la corriente y reducir la amplitud del voltaje transitorio. (Garay Córdova & Toledo Illescas, 2023, pág. 24)

Para la protección de los cables de corriente continua, el sistema de puesta a tierra debe contar con los siguientes componentes:

Toma de tierra compuesta por electrodos de mínimo 2,4 m cumpliendo con los requisitos de producto del RETIE, y un conductor de cobre enterrado y desnudo de 50 mm<sup>2</sup>, situado a 0,75 m de profundidad según las instalaciones objeto del RETIE. (Carrillo Mardones, 2023, pág. 88)

Conductores de tierra, que conectan el punto de puesta a tierra con los electrodos. (Carrillo Mardones, 2023, pág. 88)

Bornes de tierra, que aseguran la conexión entre la toma de tierra y el circuito de puesta a tierra. (Carrillo Mardones, 2023, pág. 88)

Conductores de protección, que interconectan las masas de la instalación para garantizar la protección contra contactos indirectos. (Carrillo Mardones, 2023, pág. 88)

Para los centros de transformación, se recomienda una puesta a tierra independiente, compuesta por:

Puesta a tierra de servicio: un electrodo no menor de 2,4 m de longitud cumpliendo con los requisitos de producto del RETIE, enterrada a 0,75 m de profundidad según las instalaciones objeto del RETIE, conectada al neutro de baja tensión mediante cables unipolares de cobre, desnudos y de 50 mm<sup>2</sup>. (Carrillo Mardones, 2023, pág. 91)

Puesta a tierra de protección: un sistema conformado por 8 picas en hilera no menores a 2,4 m de longitud cumpliendo con los requisitos de producto del RETIE, unidas mediante un conductor de cobre enterrado y desnudo de 50 mm<sup>2</sup>, a 0,75 m de profundidad según las instalaciones objeto del RETIE. (Carrillo Mardones, 2023, pág. 91)

Para la malla de puesta a tierra de la subestación, se debe seguir lo establecido en la IEEE Std 80 (2013), que define los criterios de seguridad para evitar descargas eléctricas y garantizar la correcta disipación de corrientes de falla.

**2.8.1.7 Canalizaciones y ductos.** Este proyecto no incluye el diseño de canalizaciones o conductos para el tendido de conductores. No obstante, se recomienda seguir las disposiciones de la sección 3.20.6.3 del RETIE vigente, que establece los requisitos para la construcción de ductos subterráneos, así como lo indicado en el artículo 3.17.6, referente al uso de canalizaciones y bandejas portacables.

**2.8.1.8 Memoria de cantidades.** La memoria de cantidades de este capítulo, presentada en la Tabla 11, incluye únicamente la cuantificación de los componentes principales requeridos para la instalación fotovoltaica dimensionada. Las especificaciones técnicas de cada componente eléctrico se encuentran en los Anexos 13, 14.1 y 15.1. Para determinar las cantidades de conductores necesarias, se consideraron las distancias desde cada arreglo de paneles hasta el inversor y desde el inversor hasta el centro de transformación, detalladas en el Anexo 02.

**Tabla 11**

*Memoria de cantidades del proyecto*

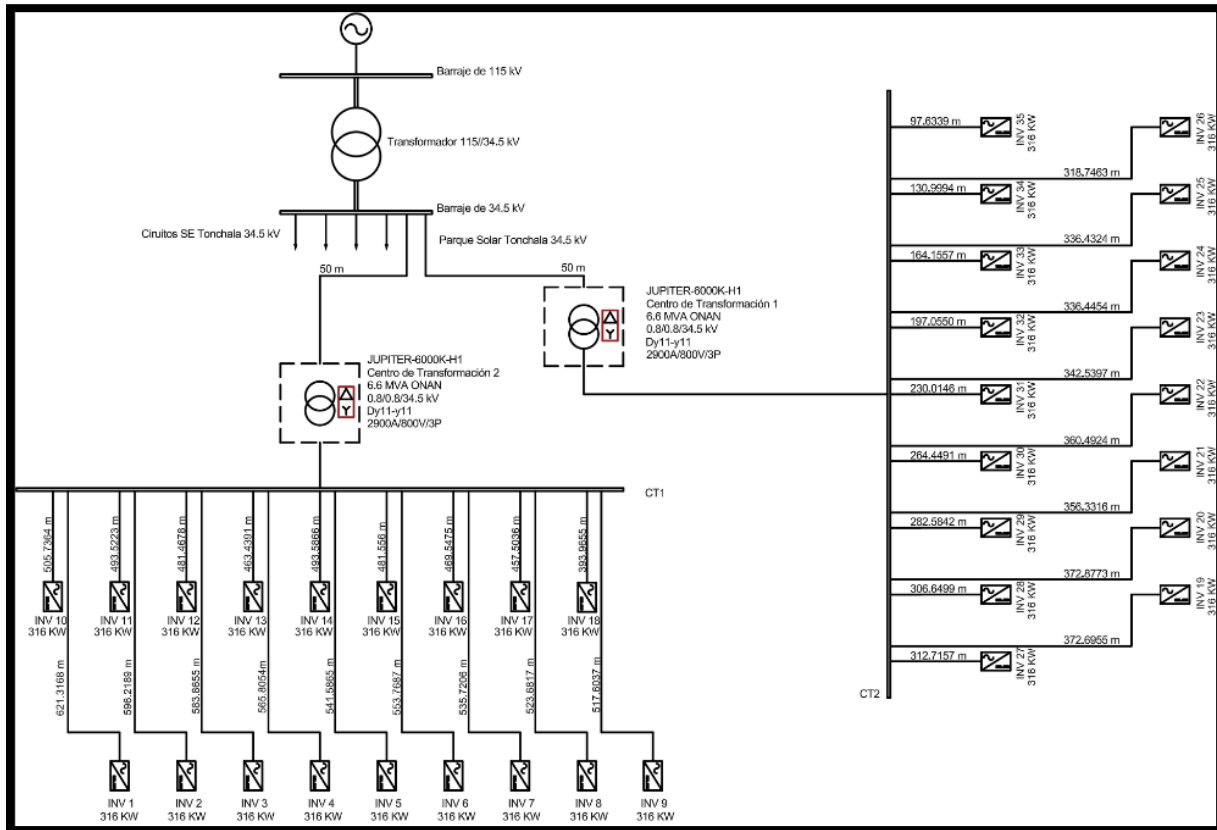
Componente	Cantidad del Componente	Unidad de medida
Panel TOPBiHiKu7	15.680	u
Inversor SUN2000-330KTL-H1	35	u
Centro de Transformación JUPITER-6000K-H1	2	u
Cable 10 AWG	21.536x2	m
Cable 700 MCM	14.063x4	m
Cable 250 MCM	100x4	m
Mesas para los paneles 28x2	254	u
Mesas para los paneles 14x2	51	u

*Nota.* Adaptado por el autor.

**2.8.1.9 Diagrama unifilar de la subestación.** El diagrama unifilar de la planta muestra de manera simplificada la disposición de los equipos, incluyendo arreglos de paneles, inversores y centros de transformación, considerando su capacidad y la distancia entre ellos. Para una visualización más detallada, el Anexo 17 (PLANO\_UNIFILAR) presenta el diagrama unifilar completo.

**Tabla 12**

*Diagrama unifilar de la planta*



*Nota.* Adaptada por el autor utilizando AutoCAD.

### 3. Conclusiones

En este trabajo de grado se dimensionó una planta solar fotovoltaica de 11,8 MWp en un área de 9.98 hectáreas en Cúcuta, Norte de Santander.

Con base a los equipos seleccionados, se destaca la elección del panel TOPBiHiKu7, cuyo coeficiente de temperatura de  $-0,29 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ , el más bajo entre las opciones evaluadas, garantiza menores pérdidas por temperatura, un factor clave dada la alta temperatura de Cúcuta. Además, la selección de un inversor SUN2000-330KTL-H1 y un centro de transformación HUAWEI JUPITER-6000K-H1, ambos de la misma marca, asegura compatibilidad entre los equipos y un mejor desempeño entre ellos.

La disposición física de la planta representa desafíos particulares debido a la proximidad de un cuerpo de agua y una subestación, lo que exigió un diseño que garantizara el cumplimiento de distancias de seguridad. Se respetó la franja de 30 metros establecida por el Decreto Ley 2811 de 1974 para cuerpos de agua, así como la zona de servidumbre de 15 metros requerida por el RETIE para instalaciones de 115 kV. Además, se dejó un espacio de 1 metro entre mesas de paneles para facilitar montaje y mantenimiento, y una vía de 7 metros que permite el tránsito de vehículos y personal, asegurando el acceso adecuado para el mantenimiento de la planta.

Al simular la potencia en función del ángulo de inclinación, se observa que los valores proporcionados por PVsyst mediante sus bases de datos son consistentes ( $20^{\circ}$ ), mientras que el cálculo manual mediante la ecuación de la sección 6.2 arroja un valor diferente ( $9^{\circ}$ ). La simulación muestra un mejor desempeño al usar los ángulos obtenidos con las bases de datos del software, lo que valida que cualquier base de datos de PVsyst permite optimizar la inclinación para maximizar la generación de energía.

Al seleccionar los conductores, se deben considerar los factores de corrección por agrupamiento, ya que estos afectan la temperatura y, por ende, la capacidad de corriente del cable. Además, en los cálculos de regulación y pérdidas de energía, el conductor debe cumplir con los requisitos establecidos en la Norma CENS. Por este motivo, como se menciona en la sección 6.5, los conductores deben tener un calibre dentro o por encima del rango de corriente de los equipos, ya que un mayor calibre incrementa la capacidad de conducción y reduce la resistencia.

#### **4. Recomendaciones**

Se recomienda optimizar la altura de los paneles solares para maximizar el aprovechamiento de la radiación reflejada por el suelo, dado que la tecnología bifacial permite captar energía tanto en la cara frontal como en la posterior. Según (Barrero Jiménez, Romero Bedón, & Paredes Anchatipán, 2024), a medida que el albedo del suelo aumenta, una mayor altura de los paneles mejora la ganancia bifacial, lo que contribuye a un mejor desempeño del sistema fotovoltaico.

Se recomienda sobredimensionar la capacidad de los inversores, como se ha observado en proyectos vistos (Jaracalla, 2025), para garantizar que factores como la nubosidad o la acumulación de polvo en los paneles no limiten la capacidad de generación.

**Referencias bibliográficas**

- Barrero Jiménez, M. A., Romero Bedón, F. R., & Paredes Anchatipán, A. D. (2024). *Análisis de los factores que influyen en la eficiencia de los Paneles Fotovoltaicos Bifaciales*. Ecuador.
- Carrillo Mardones, G. (2023). *Proyecto Conceptual de una Planta Fotovoltaica Tamaño Utility Scale para la generación de Energía Eléctrica*. Madrid-España.
- Castejón, A., & Santamaría, G. (s.f.). *Instalaciones solares fotovoltaicas*.
- Centrales Eléctricas de Norte de Santander. (s.f.). *CENS*. Obtenido de Informes de sostenibilidad: <https://www.cens.com.co/institucional/informes-de-sostenibilidad>
- Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P. (CENS). (2008). *Norma CENS - EPM: Diseño y construcción de sistemas de distribución eléctrica (CNS-NT-01)*. CENS S.A. E.S.P.
- Garay Córdova, P. S., & Toledo Illescas, C. M. (2023). *Análisis de Normatividad de Puesta a Tierra Para Sistemas Fotovoltaicos*. Cuenca-Ecuador.
- Gobierno de Colombia. (1974). *Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente*. Bogota.
- Herrera Piña, L. C., & Sierra Matajira, O. F. (2019). *MALLA DE PUESTA A TIERRA PARA SUBESTACIONES*. Bucaramaga Colombia.
- IEEE. (2013). *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding (IEEE Std 80-2013)*.
- IEEE. (2020). *2778-2020 - IEEE Guide for Solar Power Plant Grounding for Personnel Protection*.

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC). (1998). *Código Eléctrico Colombiano NTC 2050*. Bogotá, Colombia.

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (s.f.). *IDEAM*. Obtenido de <https://www.ideam.gov.co/>

Jaracalla, A. S. (3 de Abril de 2025). *DESmart División Energías Renovables*. Obtenido de Sobredimensionamiento en plantas fotovoltaicas: ¿Un problema subestimado?: <https://www.energys-bo.com/blog/energys-1/sobredimensionamiento-en-plantas-fotovoltaicas-un-problema-subestimado-105>

Jiménez Prieto, C. (2018). *Estudio del diseño de una planta fotovoltaica de 10 Megavatios en Gaborone, Botsuana (Trabajo de grado)*. Universidad Politécnica de Madrid, E.T.S.I. Industriales.

Ministerio de Minas y Energía . (2024). *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE)*.

NASA. (s.f.). *NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources (POWER)*. Obtenido de NASA POWER DAV: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

Prado Mora, C. R. (2008). *Proyecto Eléctrico: Diseño de un sistema eléctrico fotovoltaico para comunidad aislada (Trabajo de grado)*. Universidad de Costa Rica, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Eléctrica.

Presidencia de la República de Colombia. (2007). *Decreto 1575 de 2007: Sistema para la Protección de la Calidad del Agua para Consumo Humano*.

Restrepo Villa, J. J. (2023). *Diseño e ingeniería básica para el proyecto de generación fotovoltaica (Trabajo de grado)*. Universidad de Antioquia, Facultad de Ingeniería, Ingeniería Eléctrica.

Stocco, M., Machado, S., & Bruno, R. (2016). *Diseño de una planta solar fotovoltaica de 50MW*.

Uruguay: UR. FING. Obtenido de <https://hdl.handle.net/20.500.12008/20116>