

DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO TIPO ON GRID QUE SUPLIRÁ EL  
60% DE LA CARGA ELÉCTRICA TOTAL DE LA EMPRESA INCOEL S.A.S  
UBICADA EN LA CIUDAD DE BOGOTÁ



JULIAN DIAZ REYES  
SMITH GIRALDO ORJUELA

UNIVERSIDAD ANTONIO NARIÑO  
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA, ELECTRÓNICA Y BIOMÉDICA  
BOGOTÁ D.C, COLOMBIA  
2021

DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO TIPO ONGRID QUE SUPLIRÁ EL  
60% DE LA CARGA ELÉCTRICA TOTAL DE LA EMPRESA INCOEL S.A.S  
UBICADA EN LA CIUDAD DE BOGOTÁ

JULIAN DIAZ REYES  
CÓDIGO: 11131414784  
SMITH GIRALDO ORJUELA  
CÓDIGO: 11131618022

Proyecto de grado para optar el título de:  
INGENIERO ELECTROMECAÁNICO

DIRECTOR (A):  
Mtro. JUAN CARLOS MONROY CASTRO

UNIVERSIDAD ANTONIO NARIÑO  
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA, ELECTRÓNICA Y BIOMÉDICA  
BOGOTÁ D.C, COLOMBIA  
2021

## **Agradecimientos**

Expresamos especial agradecimiento a los profesores de la Universidad Antonio Nariño, los cuales nos han guiado durante este proceso de formación, a nuestras familias por su apoyo y comprensión. A nuestros compañeros por todos los momentos compartidos, por los trabajos que realizamos juntos y por todos los momentos en los cuales se prestó el tiempo y la dedicación para aclarar las dudas presentadas durante la carrera, así como por la confianza depositada en nosotros.

## Resumen

Se desea aprovechar la energía solar, mediante el diseño de sistema fotovoltaico que permita reducir los costos de facturación de energía eléctrica y realizar un aporte en la reducción de la huella de carbono generada por la empresa Ingeniería y Construcción Eléctrica INCOEL S.A.S. Debido a estas condiciones se debe tener en cuenta la normatividad legal vigente establecida por RETIE, NTC 2050, CREG, UPME y el operador de red (Enel Codensa), este último, dará la aprobación al proyecto eléctrico el cual contará con un medidor bidireccional que registrara la energía consumida y la energía inyectada a la red, de esta forma se generará un retroactivo a la empresa por la producción de energía eléctrica. Este proyecto se realizará en la cubierta de la compañía que está ubicada en la ciudad de Bogotá. Se realiza entonces un levantamiento de información relacionada con la infraestructura de red eléctrica interna y externa, se presenta un análisis sobre el estudio de cargabilidad y una vez verificadas todas las variables que determinaban la capacidad del sistema fotovoltaico se logra diseñar un sistema con nueve paneles de 455 W, para una producción anual de energía de 6104 kWh anuales que supliría hasta el 85.46% de la carga eléctrica total que se consume actualmente en la empresa.

**Palabras clave:** Energía renovable, Sistemas de energía fotovoltaica, Sistemas On-grid, SIPRA, SPT

## **Abstract**

We wish to take advantage of solar energy through the design of a photovoltaic system to reduce electricity billing costs and make a contribution to the reduction of the carbon footprint generated by the company Ingeniería y Construcción Eléctrica INCOEL S.A.S. Due to these conditions, the current legal regulations established by RETIE, NTC 2050, CREG, UPME and the network operator (Enel Codensa) must be taken into account. The latter will approve the electrical project, which will have a bidirectional meter that will record the energy consumed and the energy injected into the network, thus generating a retroactive payment to the company for the production of electrical energy. This project will be carried out on the company's roof located in the city of Bogotá. A survey of information related to the internal and external electrical network infrastructure was carried out, an analysis of the loadability study was presented and once all the variables that determined the capacity of the photovoltaic system were verified, a system with nine 455 W panels was designed, for an annual energy production of 6104 kWh per year, which would supply up to 85.46% of the total electrical load currently consumed by the company.

**Keywords:** Renewable energy, Photovoltaic energy systems, On-grid systems, SIPRA, SPT

## TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	12
<b>1. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO</b> .....	13
<b>1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b> .....	13
<b>1.2 JUSTIFICACIÓN</b> .....	14
<b>1.3 OBJETIVOS</b> .....	16
<b>1.3.1 Objetivo General</b> .....	16
<b>1.3.2 Objetivos Específicos</b> .....	16
<b>2. MARCO HISTÓRICO Y CONTEXTUAL</b> .....	17
<b>3. MARCO TEÓRICO</b> .....	18
<b>3.1 ENERGÍA RENOVABLE</b> .....	18
<b>3.2 TENSIÓN ELÉCTRICA</b> .....	19
<b>3.3 CORRIENTE ELÉCTRICA</b> .....	19
<b>3.4 CIRCUITOS ELÉCTRICOS</b> .....	20
<b>3.5 ENERGÍA FOTOVOLTAICA</b> .....	22
<b>3.5.1 Panel solar</b> .....	22
<b>3.5.2 Conexiones en red (On grid)</b> .....	24
<b>3.5.3 Conexiones fuera de red (Off grid)</b> .....	25
<b>3.5.4 Medidor bidireccional</b> .....	26
<b>3.5.5 Inversor</b> .....	27
<b>3.5.6 Radiación solar</b> .....	27
<b>4. MARCO NORMATIVO</b> .....	28
<b>5. DESARROLLO DEL PROYECTO</b> .....	29
<b>5.1 RADIACIÓN SOLAR EN COLOMBIA</b> .....	29
<b>5.2 UBICACIÓN DEL PROYECTO</b> .....	31
<b>5.3 SISTEMA DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA EMPRESA INCOEL SAS.</b> 33	
<b>5.3.1 Requisitos operador de red</b> .....	37
<b>5.3.2 Diagramas unifilares de la compañía.</b> .....	39
<b>5.3.3 Registro de consumo de energía</b> .....	45
<b>5.3.4 Análisis del nivel de tensión requerido</b> .....	58
<b>5.3.5 Cálculo de campos electromagnéticos</b> .....	58
<b>5.3.6 Cálculo de transformadores</b> .....	58
<b>5.3.7 Cálculo del Sistema de Puesta a Tierra</b> .....	58
<b>5.3.8 Cálculo y coordinación de protecciones</b> .....	59
<b>5.3.9 Equipo de medida</b> .....	60
<b>5.3.10 Distancias de seguridad y espacios de trabajo</b> .....	61

<b>5.4 SELECCIÓN DE EQUIPOS, PROYECCIÓN DE GENERACIÓN Y ARREGLO PANELES</b> .....	63
<b>5.5 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA</b> .....	67
<b>5.6 SELECCIÓN DE CONDUCTORES EN DC</b> .....	69
<b>5.7 INSTALACIÓN DE PANELES SOLARES</b> .....	83
<b>6. ANÁLISIS FINANCIERO</b> .....	87
<b>6.1 PRESUPUESTO DE OBRA</b> .....	87
<b>6.2 RETORNO DE LA INVERSIÓN</b> .....	88
<b>7. ANÁLISIS DE RIESGOS</b> .....	88
<b>7.1 ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO Y FALLA A TIERRA</b> .....	88
<b>7.2 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO</b> .....	90
<b>7.3 ANÁLISIS DE RIESGOS POR RAYOS</b> .....	91
<b>7.4 ANÁLISIS DE RIESGOS DE ORIGEN ELÉCTRICO</b> .....	95
<b>7.5 MATRIZ DE ANÁLISIS DE RIESGOS</b> .....	95
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....	102
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	104

## TABLA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Instalaciones administrativas de INCOEL SAS - Ingeniería. Fuente: Autores.	13
Ilustración 2: Instalaciones administrativas de INCOEL SAS – Sala de Juntas. Fuente: Autores	13
Ilustración 3: Instalaciones administrativas de INCOEL SAS – Gerencia. Fuente: Autores	14
Ilustración 4: Distribución del parque de generación eléctrica colombiano. Fuente: UPME	15
Ilustración 5: Tipos de energía renovable. Fuente: Economipedia (2021)	18
Ilustración 6: Ley de Ohm. Fuente: Ekuatio (2021)	19
Ilustración 7: Corriente eléctrica. Fuente: Asifunciona (2021)	19
Ilustración 8: Corriente directa. Fuente: sfe-solar (2021)	20
Ilustración 9: Corriente alterna. Fuente: sfe-solar (2021)	20
Ilustración 10: Circuito en serie. Fuente: CPI Antonio Orza Couto (2021)	21
Ilustración 11: Circuito en paralelo. Fuente: Electrónica online (2021)	21
Ilustración 12: Circuito en mixto. Fuente: CPI Antonio Orza Couto (2021)	21
Ilustración 13: Proceso fotovoltaico. Fuente: Eclipse (2020)	22
Ilustración 14: Radiación solar. Fuente: El periódico de la energía (2020)	23
Ilustración 15: Panel Solar Monocristalino. Fuente: SolarTech (2021)	23
Ilustración 16: Panel Solar Policristalino. Fuente: Solar-Tech (2021)	24
Ilustración 17: Sistema de energización On grid. Fuente: Lighting (2021)	25
Ilustración 18: Sistema de energización Off grid. Fuente: Exin (2021)	26
Ilustración 19: Flujo de energía con el uso de un medidor bidireccional. Fuente: Enerpanel (2021)	26
Ilustración 20: Inversor de corriente en un sistema de energización fotovoltaico. Fuente: Alibaba (2021)	27
Ilustración 21: Tipos de radiación. Fuente: Heliosfera (2021)	28
Ilustración 22: Mapa de radiación solar en Colombia. Fuente: IDEAM (2021)	30
Ilustración 23: Variación mensual de radiación solar en Colombia. Fuente: IDEAM (2021)	30
Ilustración 24: Promedio mensual de radiación en Bogotá. Fuente: IDEAM (2021)	31
Ilustración 25: Ubicación geográfica de Incoel SAS. Fuente: Google Maps (2021)	31
Ilustración 26: Demarcación del predio a intervenir. Fuente: Google Earth (2021)	32
Ilustración 27: Área demarcada para la implementación del sistema fotovoltaico. Fuente: Autores	32
Ilustración 28: Evidencia fotográfica del área real a intervenir. Fuente: Autores	33
Ilustración 29: Relación de área del predio a intervenir. Fuente: Autores	33
Ilustración 30: Redes eléctricas de Codensa en el sector. Fuente: Autores	35
Ilustración 31: Estructura CTU 502. Fuente: Codensa	35
Ilustración 32: Centro de transformación urbano 8 - CTU 502. Fuente: Autores	36
Ilustración 33: Centro de distribución propiedad de Codensa. Fuente: Autores	36
Ilustración 34: Transformador de uso general propiedad de Codensa de 45 kVa refrigerado en aceite. Fuente: Autores	37
Ilustración 35: Disponibilidad de la red para la conexión de autogeneración y generación distribuida. Fuente: Codensa	38
Ilustración 36: Evidencia de interconexión del transformador a sistemas fotovoltaicos. Fuente: Codensa	39
Ilustración 37: Diagrama unifilar de celda de medida norma AE 303. Fuente: Autores	39
Ilustración 38: Diagrama unifilar del tablero principal ubicado en piso 1. Fuente: Autores	41
Ilustración 39: Diagrama unifilar del tablero piso 2. Fuente: Autores	41
Ilustración 40: Diagrama unifilar del tablero piso 3. Fuente: Autores	42
Ilustración 41: Diagrama unifilar del tablero piso 4. Fuente: Autores	43



Ilustración 42: Diagrama unifilar del tablero regulado piso 1. Fuente: Autores .....	44
Ilustración 43: Evidencia de instalación de analizador de red. Fuente: Autores.....	45
Ilustración 44: Referencia técnica del analizador de red. Fuente: Autores. ....	45
Ilustración 45: Número de eventos vs VA de la potencia total aparente. Fuente: Autores...	47
Ilustración 46: Resumen con los valores entregados por el analizador de redes potencia aparente. Fuente: Autores .....	48
Ilustración 47: Número de eventos vs watts (W) de la potencia total activa. Fuente: Autores .....	49
Ilustración 48: Resumen con los valores entregados por el analizador de redes potencia activa. ....	50
Ilustración 49: Número eventos vs voltio-amperios reactivos (VAr) de la potencia total reactiva. Fuente: Autores. ....	51
Ilustración 50: Resumen con los valores entregados por el analizador de redes potencia reactiva. Fuente: Autores. ....	52
<i>Ilustración 51: Gráfica general de potencia activa en kW. Fuente: Autores .....</i>	<i>54</i>
Ilustración 52: Número eventos vs energía consumida (Vah) de la energía aparente. Fuente: Autores. ....	55
Ilustración 53: Resumen con los valores entregados por el analizador de redes energía. Fuente: Autores. ....	56
Ilustración 54: Gráfica energía consumida. Fuente: Autores .....	57
Ilustración 55: Conductor del electrodo de puesta a tierra. Fuente: NTC 2050.....	59
Ilustración 56: Interconexiones de puestas a tierra. Fuente: RETIE (2013-2014).....	59
Ilustración 57: Funciones de protección. Fuente: Fronius (2021) .....	60
Ilustración 58: Distancias de seguridad y espacios de trabajo. Fuente: Codensa (2021) ....	62
Ilustración 59: Distancias mínimas para trabajos en partes energizadas. Fuente: NTC 2050 .....	62
Ilustración 60: Límites de aproximación eléctrica. Fuente: RETIE (2013).....	63
Ilustración 61: Máximo de paneles a instalar en cubierta. Fuente: Autores. ....	64
Ilustración 62: Ranking de paneles solares. Fuente: Selectra (2021).....	64
Ilustración 63: Especificaciones del panel seleccionado - Parte 1. Fuente: JA Solar.....	65
Ilustración 64: Especificaciones del panel seleccionado - Parte 2. Fuente: JA Solar.....	65
Ilustración 65: Comparativo de eficiencia para selección de inversores. Fuente: Fronius (2021) .....	66
Ilustración 66: Definiciones técnicas del inversor seleccionado p1. Fuente: Fronius (2021)	66
Ilustración 67: Definiciones técnicas del inversor seleccionado p1. Fuente: Fronius (2021).	66
Ilustración 68: Curva de eficiencia del inversor. Fuente: Fronius (2021).....	67
Ilustración 69: Radiación global en Bogotá. Fuente: IDEAM (2021) .....	68
Ilustración 70: Radiación directa en INCOEL SAS. Fuente: Autores. ....	68
Ilustración 71: Temperatura nominal. Fuente: NTC2050 (2021).....	70
Ilustración 72: Selección de cable. Fuente: KUKABLE (2021).....	71
Ilustración 73: Selección de protección termomagnética. Fuente: Electropartes (2021) .....	72
Ilustración 74: Selección de protección termomagnética. Fuente: Autores. ....	72
Ilustración 75: Selección de conductor de puesta a tierra. Fuente: NTC (2050). ....	73
Ilustración 76: Selección de ducto. Fuente: NTC (2050). ....	73
Ilustración 77: Ficha técnica del aislamiento externo del conductor .....	74
Ilustración 78: Definición de área del conductor. ....	75
Ilustración 79: Máxima potencia del inversor.....	76
Ilustración 80: Análisis de Factor de potencia (FP). Fuente: Autores .....	77
Ilustración 81: Resultados de análisis de Factor de potencia (FP). Fuente: Autores. ....	77
Ilustración 82: Grafica de Factor de potencia media (FP). Fuente: Autores.....	78

Ilustración 83: Capacidad de corriente permisible en conductores aislados Fuente: NTC 2050.....	79
Ilustración 84: Calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra Fuente: NTC 2050 ....	80
Ilustración 85: Diagrama unifilar del tablero regulado (protección termomagnética) piso 1. Fuente: Autores .....	81
Ilustración 86: Diagrama unifilar de conexión entre paneles e inversor. Fuente: Autores ....	82
Ilustración 87: Montaje de paneles. Fuente: Autores.....	83
Ilustración 88: Instalación de instalación Tipo DECK. Fuente: Aulinsolar (2021) .....	83
Ilustración 89: Tarifas de kWh establecidas por Codensa .....	88
Ilustración 90: Coordinación de protecciones. Fuente: Autores.....	89
Ilustración 91: Unifilar con coordinación de protecciones. Fuente: Autores.....	90
Ilustración 92: Dimensiones de la estructura a proteger: Fuente: Autores.....	91
Ilustración 93: Mapa densidad de rayos. Fuente: Seguridad eléctrica Ltda (2021).....	91
Ilustración 94: Tabla densidad de rayos Colombia. Fuente: Seguridad Eléctrica Ltda. (2021) .....	92
Ilustración 95: Características del entorno. Fuente: Autores. ....	92
Ilustración 96: Características de las acometidas de servicio eléctrica y telecomunicaciones. Fuente: Autores. ....	93
Ilustración 97: Acción preventiva frente al riesgo por rayo. Fuente: Autores. ....	94
Ilustración 98: Evaluación de pérdidas. Fuente: Autores.....	94
Ilustración 99: Resultado evaluación del riesgo. Fuente: Autores.....	95
Ilustración 100: Matriz de riesgos - Arco, Modulo inversor. Fuente: Autores .....	96
Ilustración 101: Matriz de riesgos - Ausencia, Cuarto técnico. Fuente: Autores .....	97
Ilustración 102: Matriz de riesgos - Contacto, Equipos de baja tensión. Fuente: Autores....	97
Ilustración 103: Matriz de riesgos - Contacto, Cuarto técnico baja tensión. Fuente: Autores	98
Ilustración 104: Matriz de riesgos - Electricidad estática, Cuarto de baja tensión. Fuente: Autores .....	98
Ilustración 105: Matriz de riesgos –Tablero y Equipos. Fuente: Autores .....	99
Ilustración 106: Matriz de riesgos – Rayos. Fuente: Autores.....	99
Ilustración 107: Matriz de riesgos – Tensión de contacto, Cuarto eléctrico. Fuente: Autores .....	100
Ilustración 108: Matriz de riesgo - Tensión de paso, Cuarto eléctrico. Fuente: Autores.....	100
Ilustración 109: Acciones del riesgo identificado. Fuente: Autores.....	101

## TABLA DE TABLAS

Tabla 1: Consumo semestral en kWh de la empresa INCOEL SAS.....	16
Tabla 2: Relación de Planos del Proyecto.....	34
Tabla 3: Relación de energía consumida por la empresa.....	58
Tabla 4: Características del equipo de medida.....	61
Tabla 5: Arreglo garantizado de voltaje.....	67
Tabla 6: Componentes del sistema de armado tipo DECK.....	84
Tabla 7: Componentes principales del montaje de planta fotovoltaica a instalar .....	85
Tabla 8: Presupuesto de Obra .....	87
Tabla 9: Retorno de la Inversión .....	88

## INTRODUCCIÓN

Los sistemas de energía fotovoltaica tienen sus principales referentes históricos desde mediados del siglo XVIII con el descubrimiento del efecto fotovoltaico por Becquerel, que posteriormente se adapta a través del uso de paneles solares y que se implementan en Sistemas On Grid, los cuales se encuentran conectados directamente con la red eléctrica local. El sistema está diseñado para que, durante las horas de luz del día, el usuario consuma la energía producida por el sistema fotovoltaico y durante la noche tome energía de la red (debido a que el sistema no almacena energía). (Vivin.solar, 2021)

Los sistemas On Grid se conectan en paralelo a la red garantizando que el fluido eléctrico de alguna de las dos fuentes, en este caso la red comercial que proviene del comercializador local de energía y la planta fotovoltaica que utiliza la irradiación solar para producir o generar energía eléctrica a través de módulos fotovoltaicos, los cuales por medio de cableado llegan a un inversor que transforma la corriente continua (CC) en corriente alterna (CA) y que al ser conectada al tablero de distribución esta pueda ser consumida por medio del cableado interno de la casa.

Diferente a los sistemas On Grid, existe una alternativa la cual es viable y usada en lugares remotos donde las redes eléctricas de energía convencional no están cercanas al punto de uso, este se denomina Off Grid y adicional al On Grid utiliza acumuladores o baterías para suplir la carga a consumir en horario donde la irradiación solar sea nula o no sea la mejor, en este caso, la planta fotovoltaica debe calcularse para alimentar el predio más cargar las baterías durante las horas de producción.

De acuerdo con la descripción anterior se presenta para este proyecto el diseño de un sistema de energización fotovoltaica para el suministro de la empresa de Ingeniería y Construcción Eléctrica INCOEL S.A.S., creada el 15 de junio de 2012 en la ciudad de Bogotá, desde esta fecha, la compañía se ha desempeñado en proyectos de ingeniería eléctrica y telecomunicaciones. Dentro de los principales servicios que presta, se encuentran la instalación de redes eléctricas, subestaciones, alumbrado público, plantas eléctricas, redes eléctricas internas, interventorías, plantas solares, entre otros. Por la naturaleza de la Empresa, se considera que el proyecto propuesto tiene beneficios adicionales que inciden en su presencia en el mercado nacional y su referencia ante clientes potenciales.

En el presente documento se relacionan los conceptos teóricos y de contexto, como referente para las bases prácticas que deban vincularse en el diseño del sistema fotovoltaico, para el cual se presenta un análisis de consumo y factores externos de la Empresa; así como los cálculos necesarios para determinar los componentes requeridos y de igual forma, el análisis de riesgos y el análisis financiero que ha de servir como guía a la Empresa, para considerar la implementación del diseño propuesto en este proyecto.

# 1. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

## 1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

INCOEL S.A.S. es una empresa que diseña y/o construye proyectos de ingeniería eléctrica y de telecomunicaciones y dada la experiencia adquirida con diversos clientes, busca implementar en su sede un sistema que sirva como exposición para los potenciales clientes de sistemas fotovoltaicos, asimismo que contribuya a la certificación sobre la norma ISO 50001, de gestión de la energía, y que fundamentalmente reduzca la dependencia del sistema interconectado nacional, lo que conllevaría adicionalmente a una reducción en las emisiones de dióxido de carbono.



*Ilustración 1: Instalaciones administrativas de INCOEL SAS - Ingeniería. Fuente: Autores*



*Ilustración 2: Instalaciones administrativas de INCOEL SAS – Sala de Juntas. Fuente: Autores*



*Ilustración 3: Instalaciones administrativas de INCOEL SAS – Gerencia. Fuente: Autores*

Las Ilustraciones 1, 2 y 3 presentan algunos de los espacios de administración de la empresa, la cual tiene en funcionamiento 12 equipos de cómputo, dos impresoras de alto consumo y servicios adicionales de iluminación eléctrica requerida de manera permanente en la edificación, debido a la escasa iluminación natural con que la edificación cuenta, y que representa un consumo mensual promedio de 679,16 kWh (kilowatt-hora). Se espera entonces brindar una solución que generará aproximadamente un 60% del total de la carga total solicitada en un día hábil laboral, mientras que aquellos días en que la planta fotovoltaica no esté generando energía y las instalaciones de la empresa no demanden consumo, esta se exportará en su totalidad a la red del comercializador de energía (Enel-Codensa), teniendo en cuenta que se podrá observar la cantidad de energía suministrada a la red por medio de un medidor bidireccional el cual registrará también la energía consumida en las instalaciones. El consumo actual se relaciona en la Justificación y como soporte en el capítulo de Desarrollo de este proyecto.

Para el éxito de este diseño y (en un futuro) su implementación, se tendrán en cuenta las cargas asociadas al sistema fotovoltaico, además de su diseño, las cuales deben estar correctamente distribuidas para no afectar el funcionamiento de estas, contando también con la ubicación estratégica ya que dependiendo de esta se logrará captar la mayor radiación solar posible.

## **1.2 JUSTIFICACIÓN**

De acuerdo con la Unidad de Planeación Minero Energético (UPME), Colombia cuenta con una capacidad instalada cerca de 14.4 GW de los cuales un 69.9% es generación hidráulica, 24.8% térmicas a gas, 4.9% térmicas a carbón, 0.4% cogeneradores y 0.1% eólicos, esta información se representa en la Ilustración 2. De acuerdo con lo expuesto con la UPME se puede determinar que Colombia cuenta con un mayor porcentaje de energía generada por hidroeléctricas, sin embargo, estas generan un impacto dual en los costes medioambientales y sociales, por un lado, no genera gases de efecto invernadero puesto que no requiere la quema de ningún combustible fósil y por otro, la deforestación, el impacto en la vida marina y el desplazamiento de grupos étnicos.

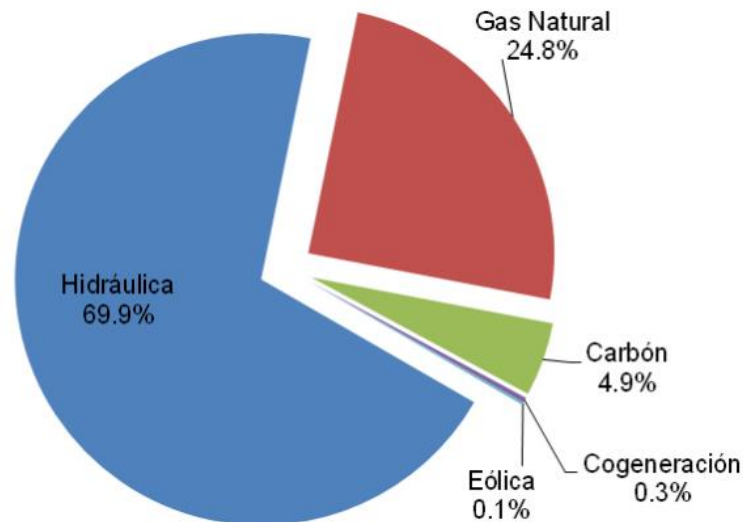


Ilustración 4: Distribución del parque de generación eléctrica colombiano. Fuente: UPME

La ubicación geográfica en la cual se encuentra Colombia, para el aprovechamiento de la irradiación solar, es privilegiada y esta ventaja es empleada en la generación de electricidad, debido a que el desarrollo de estas tecnologías se encuentra en auge el desarrollo de grandes, medianos y pequeños proyectos los cuales son impulsados mediante beneficios tributarios regidos bajo la Ley 1715 del 2014, dentro de los cuales se encuentran:

- *Impuesto de renta:* las personas que realicen inversiones en proyectos para generar FNCE (fuentes no convencionales de energía), tienen derecho a reducir anualmente de su renta, por los 5 años siguientes al año gravable respectivo, el 50 % del valor total de la inversión realizada.
- *IVA:* Los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la pre inversión e inversión, y/o producción y utilización de energía a partir de FNCE (fuentes no convencionales de energía), estarán excluidos de IVA.
- *Aranceles:* Los titulares de inversiones en proyectos de FNCE (fuentes no convencionales de energía), gozarán de exención de derechos arancelarios de importación de maquinaria, materiales e insumos destinados a labores de pre inversión e inversión de proyectos con dichas fuentes.

Aparte de los beneficios tributarios que otorga el gobierno de Colombia, al implementar un sistema fotovoltaico podemos encontrar los siguientes beneficios a nivel general:

- Fuente de energía ilimitada
- Contribuye al desarrollo sostenible
- Reduce el uso de combustibles fósiles
- Beneficios económicos a mediano y largo plazo

Considerando estos beneficios, diferentes empresas y organizaciones buscan implementar este tipo de sistemas de energía renovable, como es el caso de INCOEL SAS. Actualmente, el costo de energía es bastante alto para esta compañía, con valores mensuales que oscilan sobre los \$400.000 mensuales, haciendo que los costos de operación de ésta, sean altos. Por ello, la Empresa se ve obligada a considerar medidas adicionales al uso eficiente de la energía para disminuir el valor de la factura y una de ellas es realizar el diseño de un sistema que pueda generar energía eléctrica mediante fuentes no convencionales y que adicionalmente, pueda reducir el impacto ambiental, económico y social generado actualmente.

Con las consideraciones ambientales mencionadas anteriormente y la pretensión de disminución de costos operativos, se presenta el análisis de consumo de kWh, respecto al último semestre del 2020 en la Tabla 1. De igual manera, se relaciona el total de gramos de CO<sub>2</sub> emitidos de acuerdo con el valor unificado del factor de emisión de energía para inventarios de Gases de Efecto Invernadero (GEI), establecido en 164.38 gramos de CO<sub>2</sub> por kWh, valor concertado entre el Ministerio de Minas y Energía, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y XM. En relación al costo de energía, Enel Codensa facturó a un precio de \$538.8 por kWh.

Tabla 1: Consumo semestral en kWh de la empresa INCOEL SAS.

Mes	kWh	CO <sub>2</sub> (g)	Costo Energía (\$)
<b>Julio</b>	593	97477.34	319508.4
<b>Agosto</b>	632	103888.16	340521.6
<b>Septiembre</b>	679	111614.02	365845.2
<b>Octubre</b>	686	112764.68	369616.8
<b>Noviembre</b>	765	125750.7	412182
<b>Diciembre</b>	720	118353.6	387936
<b>Total</b>	<b>4075</b>	<b>669848.5</b>	<b>2195610</b>

De los datos presentados en la anterior tabla se puede evidenciar un costo de energía superior a dos millones de pesos semestrales y una emisión de 669,848.5 gramos de CO<sub>2</sub>. Con el soporte de estos datos frente a la problemática planteada, la empresa considera el diseño de una planta fotovoltaica tipo On-grid la cual reducirá los costos de energía consumida de la red local y generará retroactivos al inyectar energía producida por la planta fotovoltaica, contribuyendo a la reducción de la huella de carbono generada por esta misma.

## 1.3 OBJETIVOS

### 1.3.1 Objetivo General

Diseñar un sistema fotovoltaico On-grid para suplir por lo menos el 60% de energía eléctrica demandada por la empresa Ingeniería y Construcción Eléctrica INCOEL SAS. correspondiente a la bodega y las oficinas administrativas de la compañía, con el propósito de reducir costos de operación y mitigar impactos ambientales asociados al consumo de energía eléctrica de la red.

### 1.3.2 Objetivos Específicos

- Realizar una síntesis y revisión de las normas y leyes que rigen los proyectos de plantas fotovoltaicas en Colombia.
- Realizar un estudio de cargabilidad en el tablero de distribución principal con un analizador de redes FLUKE 435 serie II, con el fin de determinar la energía consumida y carga requerida por la empresa.
- Dimensionar la potencia a instalar en paneles solares de acuerdo con el requerimiento y el área disponible en la empresa.
- Determinar las especificaciones técnicas y seleccionar los equipos que conformarán el sistema fotovoltaico.
- Realizar los planos eléctricos, de distribución, cortes de planta y diagramas unifilares mediante el software AutoCAD.



- Realizar un análisis de sostenibilidad y retorno de inversión con el cual se espera evidenciar la rentabilidad del proyecto y atraer la inversión de capital

## 2. MARCO HISTÓRICO Y CONTEXTUAL

El físico Edmon Becquerel, en 1839 descubrió el efecto fotovoltaico al experimentar con una celda compuesta por materiales conductores evidenciando que las celdas producían electricidad al estar expuestas a la luz. Posteriormente, en 1873, Smith descubrió que el selenio puede funcionar como fotoconductor, hecho que William Grills confirma en 1876. No obstante, no es sino hasta 1883 que el inventor Charles Fritz crea la primera celda fotovoltaica. Al respecto, Albert Einstein ya anunciaba la importancia de la energía solar y su potencial al establecer que la luz transporta energía (Vivintsolar, s.f).

No obstante, y a pesar de ello, la aplicación de la norma solar fotovoltaica no fue posible sino hasta 1954, cuando los laboratorios Bell crearon una celda solar usando silicio. Posteriormente, en 1964 la Nasa lanza el satélite Nimbus que dependía completamente de una serie de paneles solares fotovoltaicos de 470 vatios(W) para su operación. A partir de esta época Jimmy Carter hizo que paneles solares fueran instalados en el techo de la Casa Blanca. A partir de esta década el uso de la energía fotovoltaica es exponencialmente creciente. Con el crecimiento del uso de las celdas fotovoltaicas, a partir de la segunda parte del siglo XX, se trabajó en el costo y eficiencia de la tecnología fotovoltaica, la cual, ha ido mejorando lentamente, de modo que sus costos han reducido en 10% por año. Lo anterior, por cuanto ha habido un importante conjunto de esfuerzos científicos a evidenciar y mostrar la energía fotovoltaica como una alternativa amigable con el medio ambiente y económica (Vivintsolar, s.f).

En Colombia, es también a partir del siglo pasado que se empezó a usar la energía fotovoltaica, especialmente estuvo dirigida a partir de la segunda parte del siglo XX al sector rural, donde al encontrarse aislados del entorno general se hace posible que la generación solar resulte más económica en el largo plazo. Como establece Rodríguez (2009), surge inicialmente en lugares como Santa Marta con el uso de calentadores solares y posteriormente diferentes universidades fueron integrando estas tecnologías. Estas aplicaciones iniciaron a partir de 1980 mediante el programa de Telecomunicaciones Rurales Telecom en ayuda técnica de la Universidad Nacional de Colombia, debido a que en este tipo de lugares generalmente existe un déficit de provisión eléctrica (Rodríguez, 2009, p. 86). A pesar de esto, el problema de la implementación de estos sistemas se basa principalmente en que no se hace un mantenimiento para la provisión continua del servicio al usuario.

El desarrollo de la energía fotovoltaica en el país, ha estado de la mano del impulso generado por instituciones como el IPSE (Instituto para la Promoción de Soluciones Energéticas), la cual, lidera los procesos de manejo del recurso energético en el campo colombiano. La institución anota que en Colombia existen múltiples aplicaciones de los sistemas energéticos, de modo que, se utilizan mayoritariamente los sistemas híbridos permitiendo que la energía fotovoltaica reduzca costos, y a su vez exista un respaldo de la otra energía base (Rodríguez,2009, p.86). Como se entiende, el desarrollo de la energía fotovoltaica en Colombia data desde la segunda parte del siglo pasado, aunque, su desarrollo ha sido lento a partir del contexto de violencia y desarrollo generado en estas épocas en el país. Cabe mencionar que en el año 2015 Colombia ingresó al ARENA (Agencia Internacional de Energías Renovables), lo que compromete al país en el desarrollo de energías renovables.

En general, el desarrollo de la energía fotovoltaica, data desde el siglo XIX, cuando fue descubierto el efecto fotovoltaico, con el paso del tiempo se han direccionado esfuerzos para

la experimentación de materiales como el Silicio haciendo posible la generación continua de energía eléctrica. No obstante, y a pesar de estos avances, el desarrollo de la energía fotovoltaica ha sido lento, no solo por la agenda en el manejo del recurso energético, sino porque también hasta el siglo pasado se hicieron los estudios pertinentes para reducir sus costos y aumentar su competitividad. En Colombia, el desarrollo creciente y paulatino de la aplicación de la energía fotovoltaica se ha dado desde la década de los 80, aunque, existen importantes antecedentes, su uso es incipiente y existen problemáticas frente a la prestación de este servicio en el país.

### 3. MARCO TEÓRICO

#### 3.1 ENERGÍA RENOVABLE

La energía renovable puede considerarse como aquellas fuentes de energía no convencionales fundamentadas en la utilización de los recursos naturales como lo son: el sol, el viento, el agua, la biomasa vegetal o animal, los cuales son recursos que se pueden renovar ilimitadamente. De acuerdo con el Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático se indica que “La energía renovable es cualquier forma de energía de origen solar, geofísico o biológico que se renueva mediante procesos naturales a un ritmo igual o superior a su tasa de utilización. Se obtiene de los flujos continuos o repetitivos de energía que se producen en el entorno natural y comprende tecnologías de baja emisión de carbono, como la energía solar, la hidroeléctrica, la eólica, la mareomotriz y del oleaje, y la energía térmica oceánica, así como combustibles renovables tales como la biomasa” (IPCC, 2011).

Las características más importantes de las energías renovables son:

- Energías beneficiosas para el medio ambiente.
- Recursos naturales gratuitos e inagotables
- Llegan a lugares aislados
- Independencia energética



Ilustración 5: Tipos de energía renovable. Fuente: Economipedia (2021)

### 3.2 TENSIÓN ELÉCTRICA

Es la diferencia potencial entre dos puntos, también se puede definir como la fuerza que empuja o excita los electrones en un conductor eléctrico. En varios textos académicos como los del CPI Antonio Orza Couto, pueden encontrarse definiciones que añaden: “La diferencia de potencial entre dos puntos del circuito es necesaria para que la corriente circule entre ellos. La unidad de tensión en el SI es el voltio, aunque a veces pueden usarse múltiplos y submúltiplos del mismo. La función del generador de un circuito es mantener una diferencia de potencial entre los polos para que así los electrones estén continuamente circulando desde el polo – al polo + del mismo. Esto lo consigue gracias a lo que se denomina fuerza electromotriz (fem)”. Esta es demostrada mediante la ley de Ohm en función de la resistencia (R) y la corriente eléctrica (I):

$$v = I * R$$

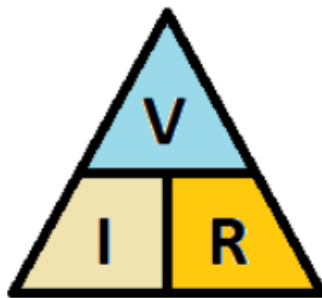


Ilustración 6: Ley de Ohm. Fuente: Ekuatio (2021)

### 3.3 CORRIENTE ELÉCTRICA

Se define a la corriente eléctrica como la velocidad en la que un flujo de electrones se moviliza por medio de un circuito eléctrico cerrado, estos siempre se mueven del polo negativo al polo positivo.

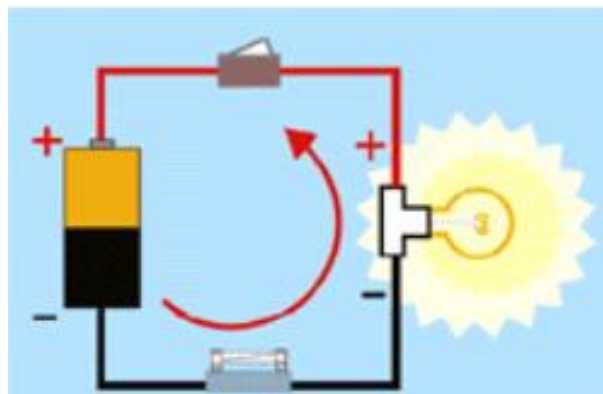


Ilustración 7: Corriente eléctrica. Fuente: Asifunciona (2021)

Existen dos tipos de corrientes eléctricas, las cuales son:

- *Corriente directa (CD)*, la corriente directa circula siempre en un solo sentido, es decir, del polo negativo al positivo de la fuente de fuerza electromotriz (**FEM**) que la suministra. Esa corriente mantiene siempre fija su polaridad, como es el caso de las pilas, baterías y dinamos.

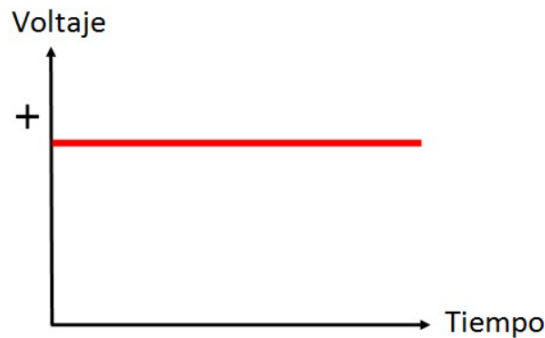


Ilustración 8: Corriente directa. Fuente: sfe-solar (2021)

- *Corriente alterna (AC)*: es un tipo de corriente, en la que la dirección del flujo de electrones va y viene a intervalos regulares. Este tipo de corriente es utilizada en los hogares, industrias, etc. para cualquier tipo de electrodoméstico. (sfe-solar,2021)

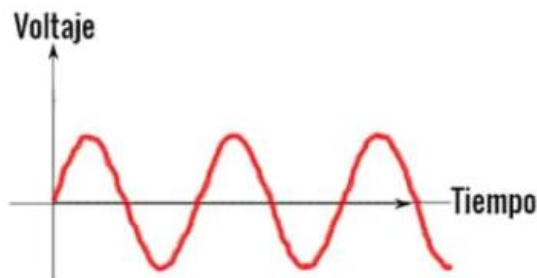


Ilustración 9: Corriente alterna. Fuente: sfe-solar (2021)

### 3.4 CIRCUITOS ELÉCTRICOS

Es una red eléctrica de dos o más componentes que contiene al menos una trayectoria. Existen tres tipos de circuitos eléctricos los cuales se conocen como circuito en serie, circuito en paralelo y circuito mixto.

- *Circuito en serie*: es aquel que posee más de una resistencia, pero solo un camino a través del cual fluye la electricidad (electrones). Desde un extremo del circuito, los electrones se mueven a lo largo de un camino sin ramificaciones, a través de las resistencias, hasta el otro extremo del circuito.

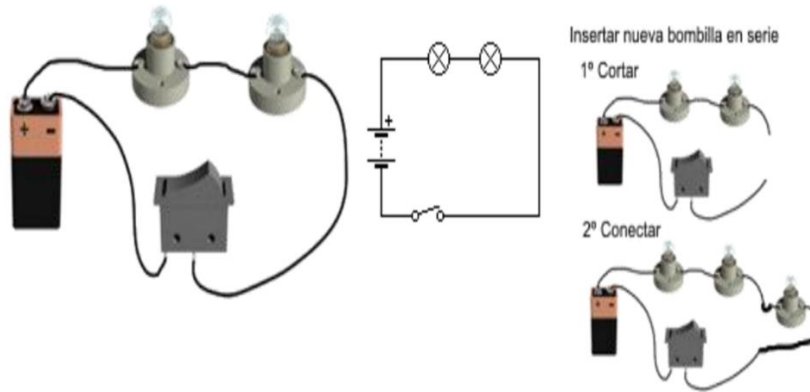


Ilustración 10: Circuito en serie. Fuente: CPI Antonio Orza Couto (2021)

- **Circuito paralelo:** en este circuito hay más de una resistencia y están conectadas por diferentes caminos, esto significa que los electrones pueden viajar de un extremo a otro por varias ramificaciones del circuito, una de las grandes ventajas de este circuito es que la corriente no se verá afectada si se agregan o se eliminan resistores al circuito. (electrónica online 2021).

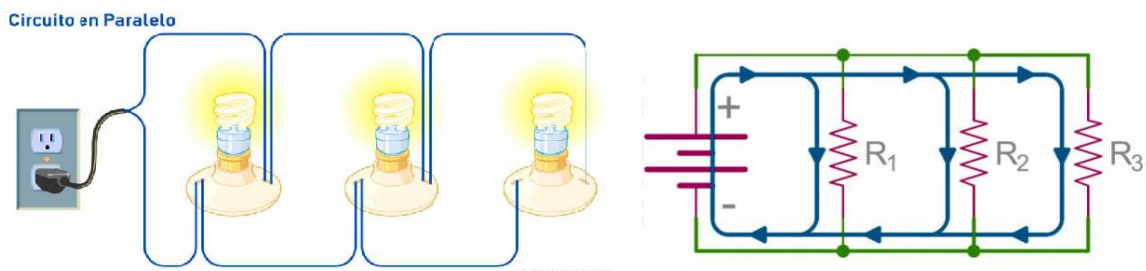


Ilustración 11: Circuito en paralelo. Fuente: Electrónica online (2021)

- **Circuito mixto:** es aquel en el que se combinan conexiones en serie y paralelo.

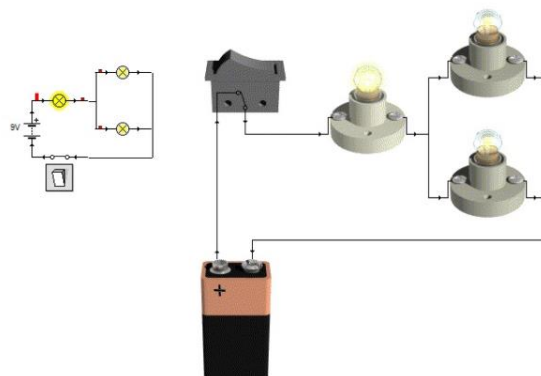


Ilustración 12: Circuito en mixto. Fuente: CPI Antonio Orza Couto (2021)

Como se observa en la ilustración anterior, la bombilla que está en serie será la que más luminosidad obtenga, ya que por ella circula toda la intensidad. Al llegar a la bifurcación la intensidad se divide en dos, una parte para cada lámpara que está en paralelo, por lo que alumbrarán menos.

### 3.5 ENERGÍA FOTOVOLTAICA

La energía fotovoltaica es posible a partir del efecto fotoeléctrico, que consiste en que, bajo ciertas condiciones, los fotones pueden liberar electrones de sus átomos, produciendo de esta manera energía eléctrica. Para que se produzca la liberación de electrones, tal como se presenta en la Ilustración 6, a partir de la radiación solar, es necesario el requerimiento de una cierta cantidad de energía, la cual es denominada banda prohibida o Gap (Báez y Forero, 2018, p.3).

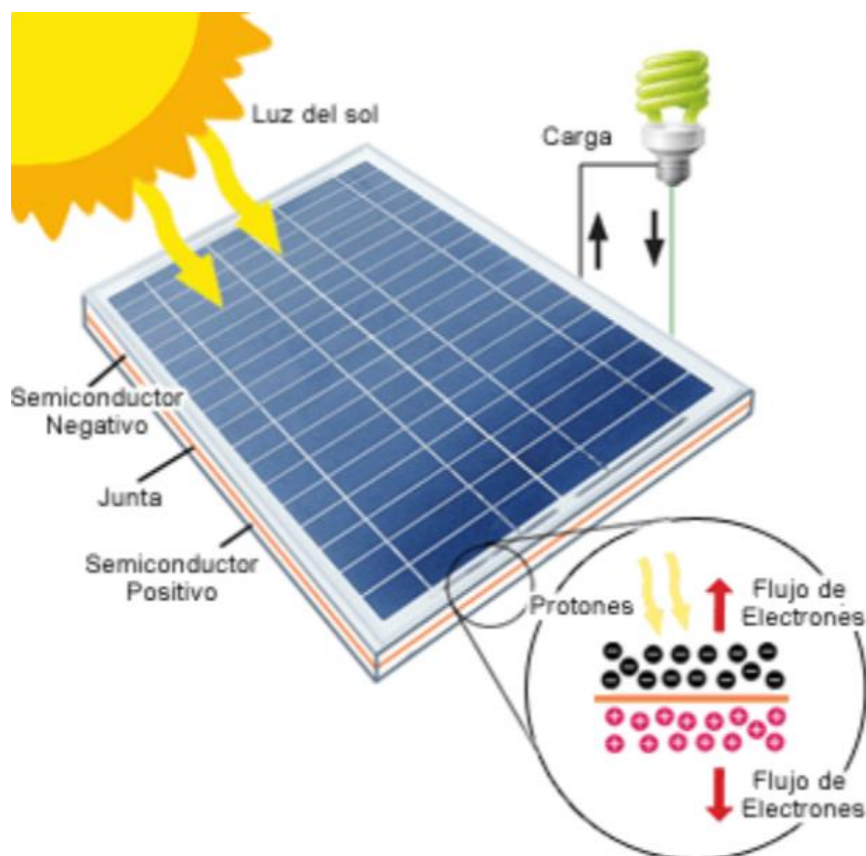


Ilustración 13: Proceso fotovoltaico. Fuente: Eclipse (2020)

El proceso fotovoltaico se basa en la transformación de radiación solar a electricidad, la cual sucede a nivel atómico, se realiza mediante la captación de los electrones libres, los cuales producen una corriente eléctrica. Esta liberación de electrones es posible dado que los paneles solares se encuentran conformados por materiales semiconductores como el silicio que, en principio, permitirían producir a través de cada celda el flujo de electrones necesarios para la producción de energía. En el caso de la reacción fotovoltaica, la célula obliga a los electrones y a los hoyos a ir avanzando hacia el lado opuesto del material semiconductor, produciendo una potencial semidiferencia que genera tensión en ambas partes del material, al igual que sucedería en el caso de unas baterías, conduciendo la energía de un punto a otro (Universidad de Chile, 2005).

#### 3.5.1 Panel solar

Los paneles solares son estructuras creadas a partir de células de silicio y un marco de aluminio, en el cual mediante el proceso fotovoltaico se convierte la radiación solar en energía

eléctrica, existen dos tipos de paneles utilizados en la producción de energía fotovoltaica los cuales son monocristalinos y policristalinos.



Ilustración 14: Radiación solar. Fuente: El periódico de la energía (2020)

- **Paneles monocristalinos:** Estos paneles se fabrican a partir de bloques de silicio cilíndricos, siendo de esta manera una gran ventaja debido a que es el segundo elemento más abundante del planeta, en donde se realiza un dopaje con boro, con el fin de mejorar sus propiedades y hacerlo un material semiconductor (naturgy,2019). Se cortan los cuatro lados del cilindro, con lo que se derrocha abundante silicio y se hacen láminas con bordes redondeados. Por tanto, los cristales tienen una pureza elevada, lo que provoca que el rendimiento de cada celda aumente.



Ilustración 15: Panel Solar Monocristalino. Fuente: SolarTech (2021)

- **Paneles Policristalinos:** Se realizan igualmente que los paneles monocristalinos, a diferencia de estos, los policristalinos el silicio se funde con las impurezas por tal motivo su rendimiento es menos eficiente (naturgy,2019). Se funde en bruto (con impurezas) el silicio y se vierte en un molde cuadrado. Como resultado, las láminas son todas perfectamente cuadradas. Al tener impurezas, se forman policristales que disminuyen la eficiencia.



Ilustración 16: Panel Solar Policristalino. Fuente: Solar-Tech (2021)

Es importante mencionar que la radiación y la temperatura de las células fotovoltaicas inciden en los parámetros de trabajo eléctrico del módulo fotovoltaico, por lo que para incrementar la energía generada se debe utilizar más de un módulo solar fotovoltaico que forma lo que se conoce como campo solar fotovoltaico el cual permitiría la generación de energía necesaria para cualquier aplicación (Sales, Orts, Seguí, s.f). Lo anterior permite que, con los principios de la energía solar se puedan producir desde una planta de pocos kilovatios a una planta de varios megavatios (Báez y Forero,2018, p.9).

### 3.5.2 Conexiones en red (On grid)

Es un sistema conformado por energía fotovoltaica, producida a través de paneles solares, soportes de fijación, cables, un inversor, protecciones eléctricas y un medidor bidireccional, en donde se convierte la energía solar en un integrador de energía dirigida adicionalmente a la red eléctrica convencional. Como se sabe la producción de energía solar es variable dependiendo del clima y la estación del año, por lo que el sistema en red permite inyectar la energía proveniente del sistema fotovoltaico a la red tradicional, de modo que esta supla el déficit restante. Por lo anterior, se concluye que este tipo de sistema es indicado para el consumo de zonas donde la red local de energía cuenta con infraestructura y además reduce los costos de instalación en la medida que no se hace necesario contar con baterías (La guía solar, s.f).

En general estos sistemas se componen de:

- a. Módulo Fotovoltaico o Paneles Solares: Capta y transforma la radiación solar en energía eléctrica.
- b. Inversor de Corriente: Convierte la corriente directa generada por los módulos a el voltaje de corriente alterna, utilizada para el funcionamiento de cualquier dispositivo.
- c. Medidor Bidireccional: Contabiliza la energía generada por los módulos fotovoltaicos.
- d. Consumo eléctrico: El uso de la energía aplicada en los dispositivos.
- e. Conexión a la red eléctrica: Es la conexión que permite la utilización de la energía proveniente tanto de los módulos fotovoltaicos como de la red pública de energía. (Ambiente soluciones, s.f.)



Por lo tanto, la energía fotovoltaica en red supone la instalación de un sistema que permita la conversión de energía para introducirla de forma subsidiaria a la red convencional de energía, reduciendo los costes y satisfaciendo el consumo de energía necesario. En la ilustración 3 se representa un sistema fotovoltaico On grid, con la relación de sus componentes.

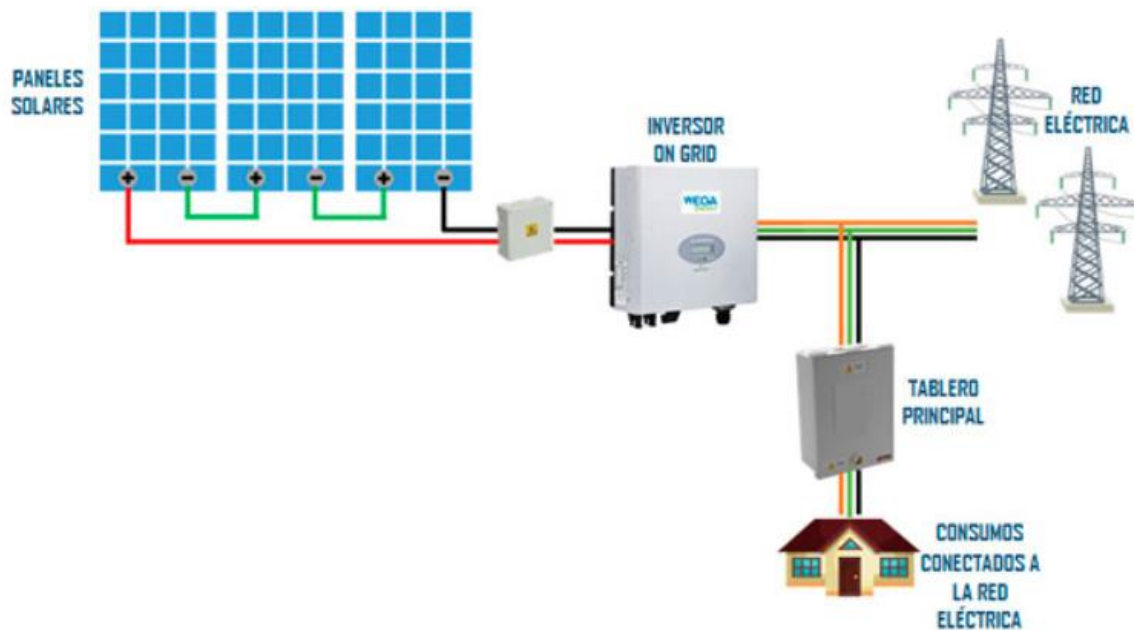


Ilustración 17: Sistema de energización On grid. Fuente: Lighting (2021)

### 3.5.3 Conexiones fuera de red (Off grid)

Es un sistema de autoabastecimiento independiente de la red eléctrica principal, en donde toda la energía consumida, es directamente suministrada por el sol y almacenada en un banco de baterías. Su funcionamiento consiste en la captación de energía solar mediante los paneles solares (monocristalinos o policristalinos), esta energía es enviada a un controlador de carga que se encarga de controlar la energía que circula entre las baterías y los módulos solares fotovoltaicos, dirigiendo a un banco de baterías en donde se almacena, para después llegar al inversor en donde este transforma de 12/24/48 VDC (dependiendo de las baterías instaladas en el sistema fotovoltaico) a 120/208/220/240 VAC.

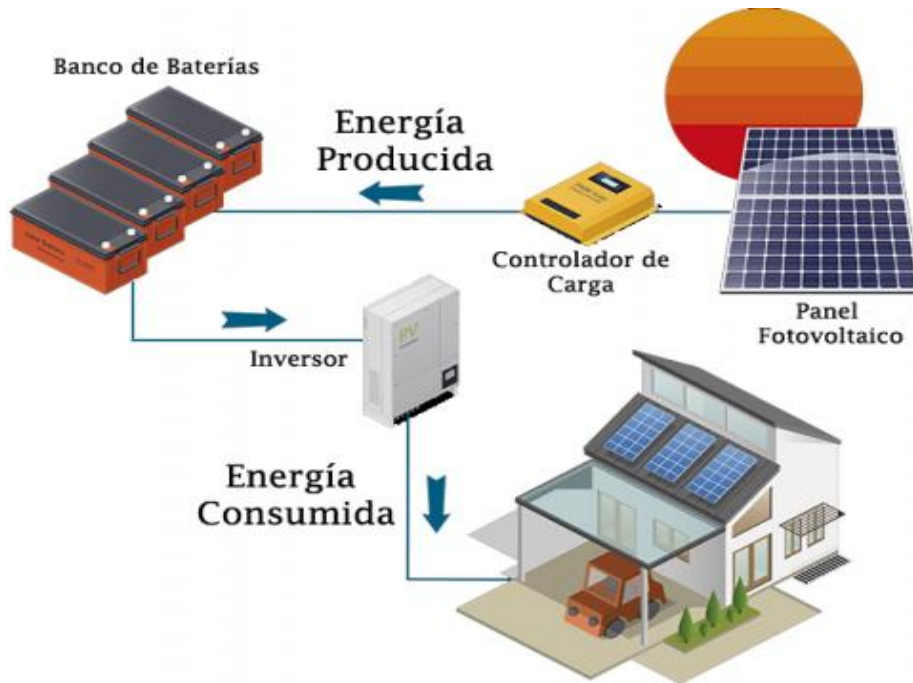


Ilustración 18: Sistema de energización Off grid. Fuente: Exin (2021)

### 3.5.4 Medidor bidireccional

Este es uno de los elementos más importantes de los proyectos de implementación fotovoltaica On grid, tanto a nivel industrial como residencial. Este medidor tiene la capacidad de medir la energía exportada a la red eléctrica comercial y la energía entregada por el proveedor de red, en este caso ENEL CODENSA. Su funcionamiento interno se da mediante un oscilador, el cual interrumpe la corriente continua generando una onda rectangular, la cual es enviada a un transformador interno para acercarla a una onda sinusoidal. En la ilustración 5 se representa el flujo de energía presente con la inclusión de un medidor bidireccional.

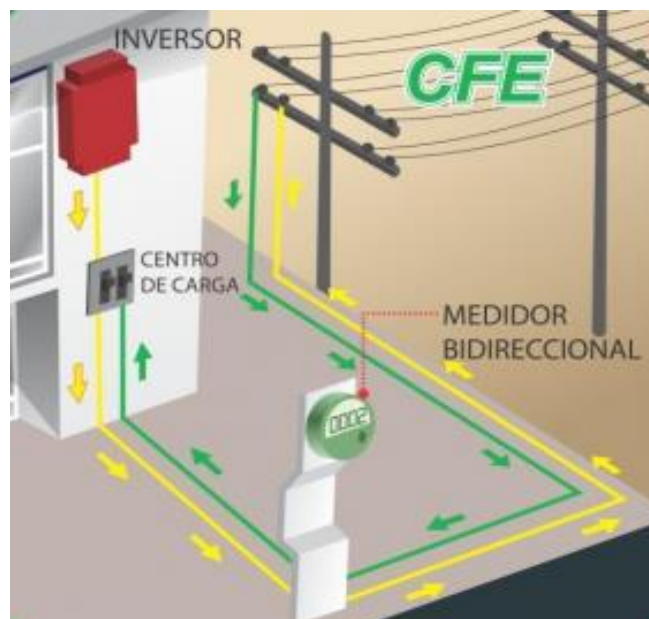


Ilustración 19: Flujo de energía con el uso de un medidor bidireccional. Fuente: Enerpanel (2021)

### 3.5.5 Inversor

Los inversores empleados en sistemas solares fotovoltaicos son aquellos equipos que transforman la energía producida por la instalación fotovoltaica (paneles solares), la cual se transmite de forma de corriente continua, siendo esta transformada en corriente alterna para su uso final, como lo puede ser iluminación, electrodomésticos, etc. En la Ilustración 6 se representa la intervención de un inversor dentro de un sistema de energización fotovoltaico.

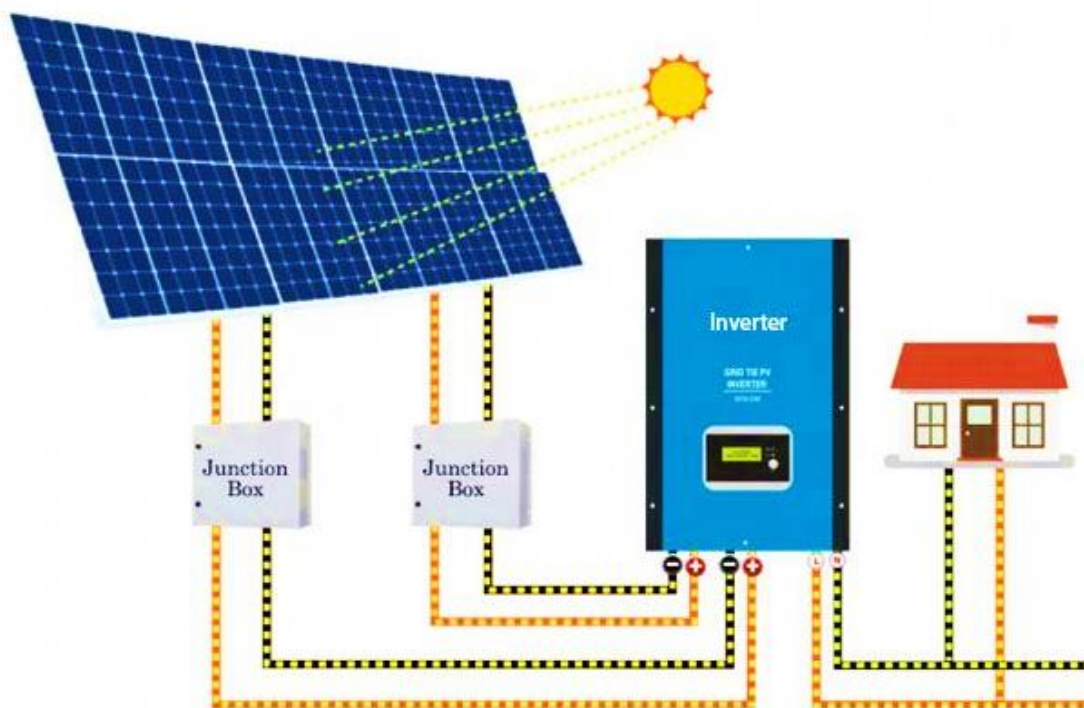


Ilustración 20: Inversor de corriente en un sistema de energización fotovoltaico. Fuente: Alibaba (2021)

### 3.5.6 Radiación solar

Es la energía emitida por el sol, la cual es propagada por ondas electromagnéticas, esta energía es la que determina el comportamiento de los procesos atmosféricos y climáticos del planeta, esta energía es producida por el sol mediante la fusión nuclear que se da en su núcleo y disipada por la superficie solar, la cual es aprovechada para procesos de energía fotovoltaica.

Las unidades de irradiación corresponden a kWh/m, el tiempo se determina en horas [h] y por lo tanto las unidades de energía o irradiación por unidad de superficie equivalen a  $h \cdot W/m^2$ , De acuerdo con como se especifica en las ecuaciones 1 y 2.

$$\text{Radiación Solar} = \text{Energía} / \text{Área de Tiempo} (Wh/m^2) \quad (\text{Ecuación 1})$$

$$\text{Radiación Solar} = \text{Energía} / \text{Área} (kWh/m^2\text{día}) \quad (\text{Ecuación 2})$$

La ecuación 1 se utiliza para satisfacer la necesidad de exactitud, realizando observaciones de tiempo más exactas, en donde se registran los valores para periodos de hasta de un minuto que son verificados con un piranómetro, teniendo estos resultados se llevan a energía (en Wh/m<sup>2</sup>) al integrarlos estos arrojaran el resultado en hora, para ser más comprensible su lectura se dará como (kWh/m<sup>2</sup>día).

**Tipos de radiación:** Dependiendo de factores asociados a la reflexión o condiciones atmosféricas, puede encontrarse los siguientes tipos de radiación, los cuales pueden identificarse de manera gráfica en la Ilustración 7:

- *Radiación directa:* Esta radiación como su nombre lo indica viene directamente proyectada del sol sin difusión ni reflexión alguna. Esta radiación llega a la superficie de la Tierra sin cambios de dirección.
- *Radiación difusa:* Esta radiación es recibida en la atmósfera terrestre, debido a la difusión de esta, en días nublados en donde la radiación es directa es baja, la radiación difusa es mucho mayor.
- *Radiación reflejada:* Aquella radiación es proyectada o reflejada por la superficie terrestre.

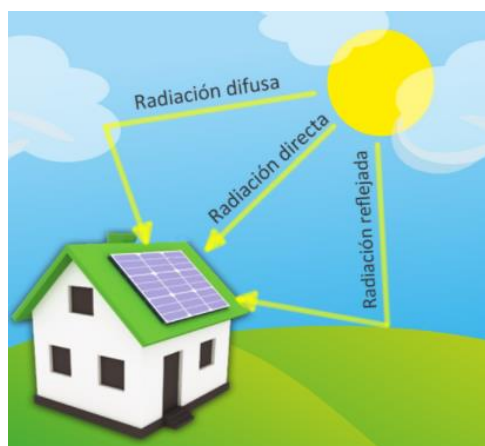


Ilustración 21: Tipos de radiación. Fuente: Heliosfera (2021)

## 4. MARCO NORMATIVO

En Colombia existe un amplio marco normativo que respalda el uso de energías renovables en el país. La principal fuente legislativa del uso de sistemas de energía fotovoltaica es la ley 1715 de 2014, que se creó con el fin de reglamentar la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. La misma ley prevé incentivos tributarios para la inversión de este tipo de sistemas, una vez implementados y cumpliendo los requisitos reglamentados. Como se entiende la ley promueve la inversión particular de proyectos a escala del uso de energías no renovables, que en principio son subsidiarios e integrados a la red eléctrica del país.

En desarrollo de esta ley se encuentran diferentes disposiciones administrativas que la desarrollan, así, por ejemplo, se encuentran: Los decretos 2492 de 2014 y decreto 2469 de 2014 en los cuales se adoptan disposiciones referentes al control de la demanda y políticas en materia de entrega de los excedentes en la generación de energías renovables al sistema de red eléctrica tradicional. El decreto 2143 de 2015 por el cual se regulan los incentivos tributarios otorgados a quienes desarrollen y ejecuten proyectos de energías renovables en el país. La resolución del Ministerio de Ambiente 1283 de 2016 por la cual se establecen

procedimientos y requisitos para la certificación de beneficio ambiental en desarrollo de proyectos que hagan uso de energías renovables. El decreto 348 de 2017 por el cual se adiciona en lo que respecta al establecimiento de lineamientos de política pública en lo relacionado con la gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala. El decreto 1543 de 2017, por el cual se reglamenta el fondo de energías no convencionales y Gestión eficiente de la energía.

Por otra parte, las disposiciones normativas también abordan las resoluciones que regulan los procedimientos para la exención del IVA por la generación de energía renovable como lo es la resolución UPME 585 de 2017 y la Resolución del Ministerio de Ambiente 2000 de 2017. La resolución CREG 015 de 2018 por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y la generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional y otros como la resolución 203 de 2020 por medio de las cuales se realizan modificaciones a las normas de beneficios tributarios para la generación de energías renovables.

Como se entiende, en Colombia existe un marco normativo que propende por la creación de proyectos de energía renovable en el país, un aspecto fundamental a tener en cuenta en el desarrollo del proyecto, puesto que estas normativas regulan las exenciones tributarias y las políticas de retribución y conexión a la red de las energías no renovables, en este sentido, es necesario atender a estas normativas para garantizar la retribución monetaria entre los sistemas energéticos no convencionales y tradicionales.

No obstante, y a pesar de esto UPME (2015) resalta críticamente que anterior a 2014 no existen políticas claras que regulen la producción de energías no renovables en el país. Así como aún con la regulación actual existen barreras para la implementación de este tipo de energías, especialmente en que no existe una reglamentación técnica y estándares para la selección de equipos, la configuración y conexión al sistema de energía nacional. Así como no se tiene certeza del impacto del desarrollo de energía fotovoltaica en el sistema energía, ni regulación que promueva el desarrollo de energías inteligentes, así como el financiamiento de las mismas.

## **5. DESARROLLO DEL PROYECTO**

### **5.1 RADIACIÓN SOLAR EN COLOMBIA**

Colombia cuenta con una posición geográfica privilegiada respecto a la disponibilidad del recurso solar. Como se observa en la Ilustración 8, la radiación en Colombia se encuentra entre un promedio de 3.0 KWh/m<sup>2</sup> y 6,0 KWh/m<sup>2</sup>, siendo las regiones del Caribe, la Orinoquia y los valles interandinos, en comparación a las regiones del occidente y suroccidente de Colombia, además de algunas que se encuentran aislados de las cordilleras como lo son el Amazonas y el Putumayo.

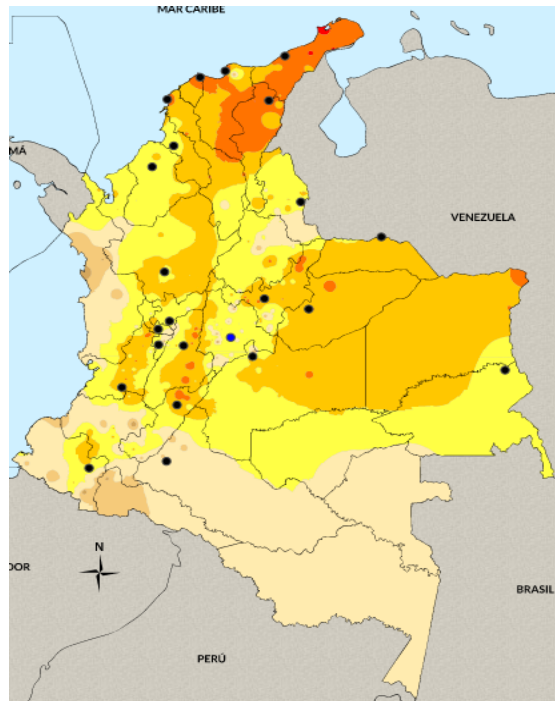


Ilustración 22: Mapa de radiación solar en Colombia. Fuente: IDEAM (2021)

Como análisis adicional realizado por el IDEAM, se estableció que la radiación solar en la superficie colombiana aumenta o disminuye entre un 5% y 10%, esto debido a los fenómenos naturales denominados, del Niño y la Niña, los cuales son fenómenos en donde se presentan fuertes tormentas tropicales y sequias en distintos meses del año. En la Ilustración 23 se muestra la variación de radiación solar presente en los diferentes meses del año.

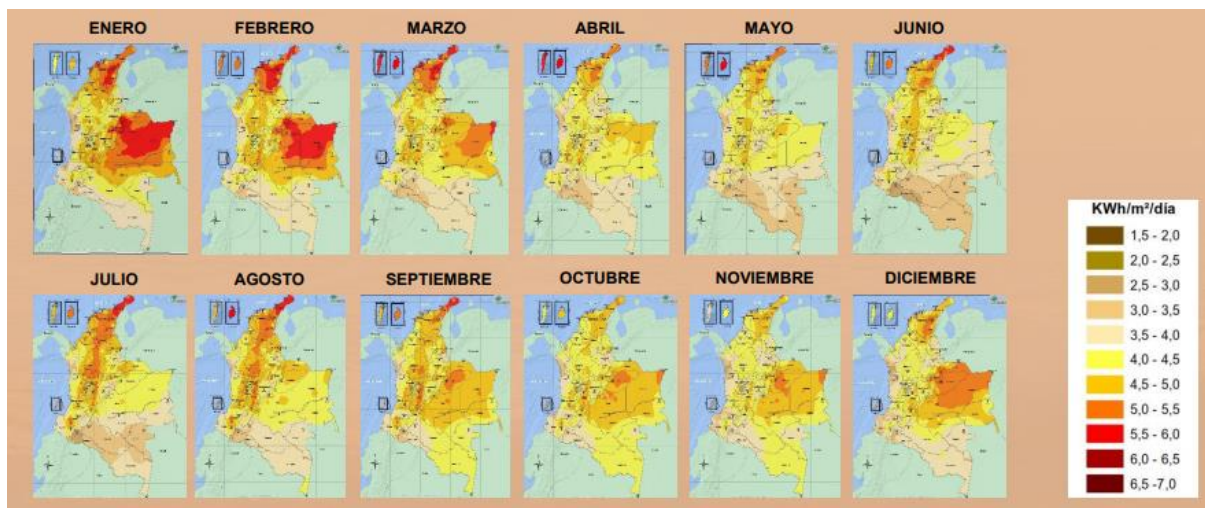


Ilustración 23: Variación mensual de radiación solar en Colombia. Fuente: IDEAM (2021)

Por su parte, la ciudad de Bogotá, que se encuentra a una altura aproximada de 2600 msnm y su temperatura ronda entre 15 y 22°C. Debido a su ubicación geográfica sobre el altiplano boyacense, específicamente sobre la cordillera oriental, se da un tipo de radiación difusa, lo cual disminuye considerablemente su radiación directa y por ende el potencial de generación de energía. Este tipo de radiación es variable y se encuentra entre los 3,0 kWh/m<sup>2</sup> a 4,7 kWh/m<sup>2</sup>, tal como se evidencia en la Ilustración 10.

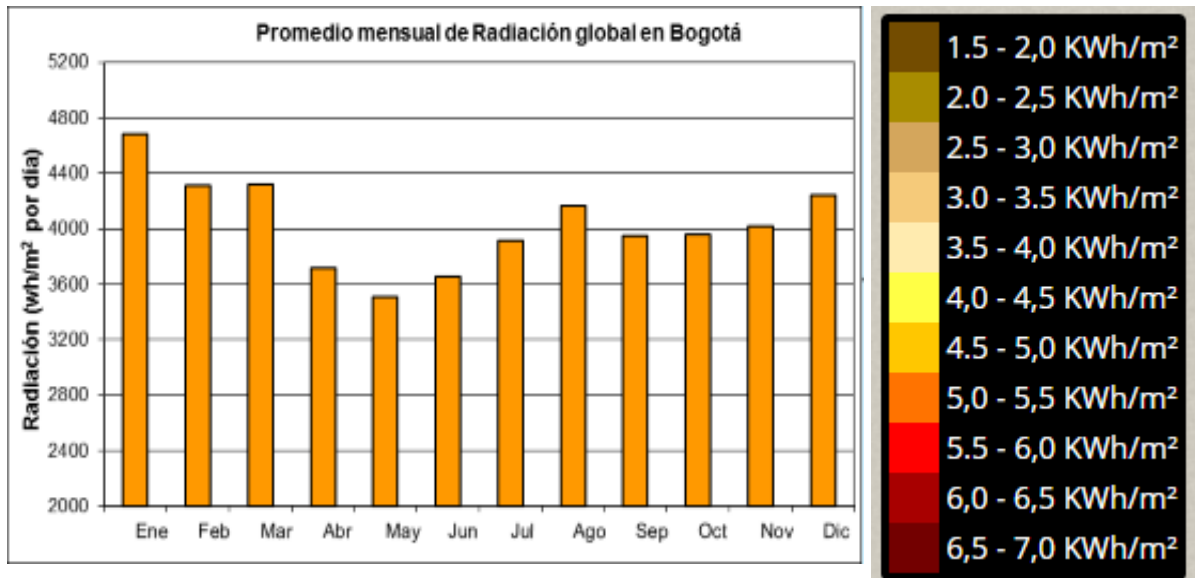


Ilustración 24: Promedio mensual de radiación en Bogotá. Fuente: IDEAM (2021)

## 5.2 UBICACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto a desarrollar está ubicado en la ciudad de Bogotá en la localidad de Kennedy, con las siguientes coordenadas 4°36'06.0"N 74°08'27.8"W y la ubicación final de los paneles solares será la terraza de la edificación de cuatro plantas, con un área de 37.058 m<sup>2</sup>. En las ilustraciones 25 y 26 se presenta la ubicación geográfica de la empresa y la delimitación predial en que tendrá lugar esta intervención.



Ilustración 25: Ubicación geográfica de Incoel SAS. Fuente: Google Maps (2021)

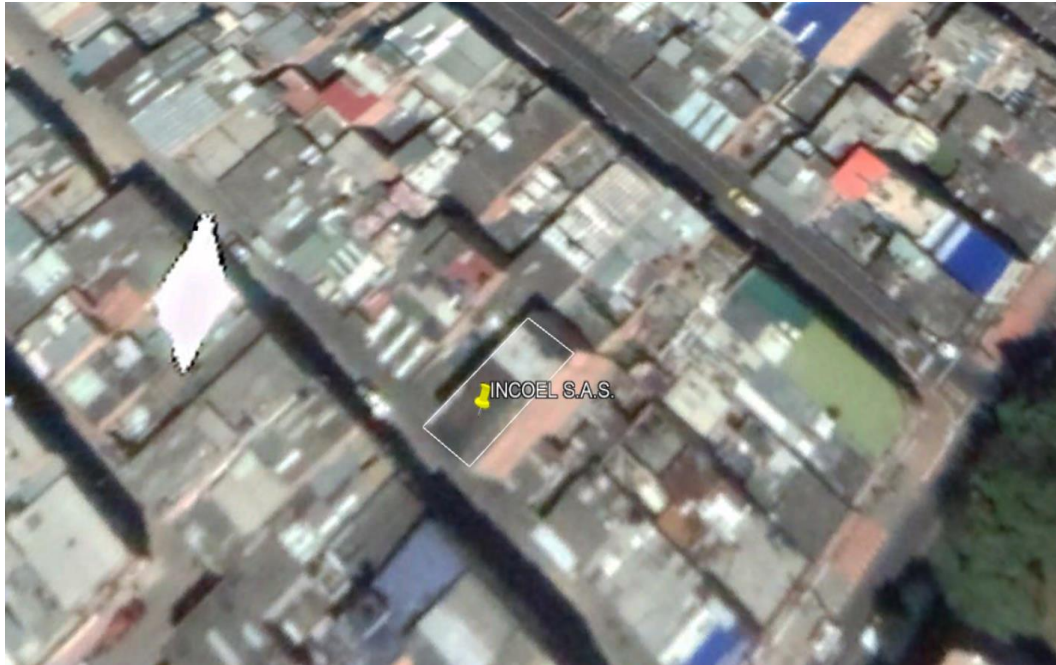


Ilustración 26: Demarcación del predio a intervenir. Fuente: Google Earth (2021)

Dadas las características de la edificación y el análisis de la cantidad de paneles solares necesarios para cubrir el 60% de la cantidad de energía de la Empresa, no será necesario intervenir la totalidad del área de la terraza. En la ilustración 27 se presenta el área demarcada en el predio sobre el cuál se evalúa la implementación del sistema fotovoltaico. De igual forma, se presenta la Ilustración 28 como evidencia del área real a intervenir, así como la Ilustración 29 con la relación de las propiedades relacionadas con el área del predio.

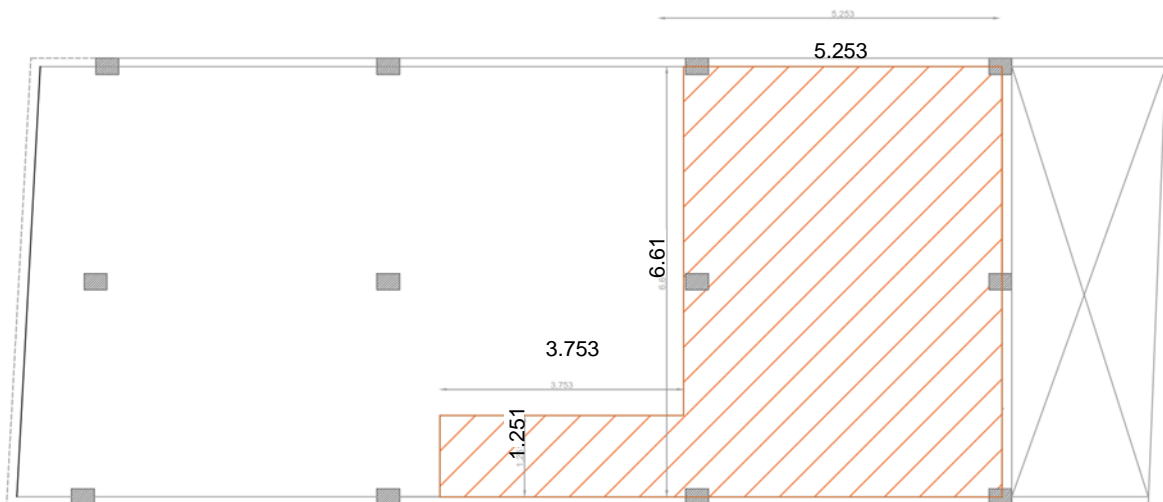


Ilustración 27: Área demarcada para la implementación del sistema fotovoltaico. Fuente: Autores





Ilustración 28: Evidencia fotográfica del área real a intervenir. Fuente: Autores.

PROPERTIES	
Polyline	
<b>General</b>	
Color	248,153,30
Layer	L-ELECT
Linetype	CONTINUA
Linetype scale	0.3
Plot style	ByColor
Lineweight	ByLayer
Transparency	ByLayer
Hyperlink	
Thickness	0
<b>3D Visualization</b>	
Material	ByLayer
<b>Geometry</b>	
Current Vertex	1
Vertex X	1969.2312
Vertex Y	897.2816
Start segment width	0
End segment width	0
Global width	0
Elevation	0
Area	37.0584
Length	30.4592
<b>Misc</b>	
Closed	Yes
Linetype generation	Disabled

Ilustración 29: Relación de área del predio a intervenir. Fuente: Autores

### 5.3 SISTEMA DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA EMPRESA INCOEL SAS.

La empresa Ingeniería y Construcción Eléctrica INCOEL S.A.S. abastece su suministro eléctrico mediante el operador de red local ENEL CODENSA, con número de cuenta 0177581-4 y una carga contratada de 9 kW. Las redes de distribución se encuentran salientes de una estructura con norma Codensa CTU 502 que incluye un transformador refrigerado en aceite de 45 kVa con voltaje primario 11400 kV y voltaje secundario 208 V, este equipo se encuentra identificado por el CD (Centro de Distribución): 29160 y un PF (Punto Físico): 11582104 y sale con un ramal en red abierta con cable 2/0 Al, utilizando como apoyos postes de 12 m en concreto de 750 kg/f sobre la carrera 68G ya que llevan un circuito primario sencillo de 11.4 kV y una red trifásica de 208 V que llegando a la calle 39 H sur deriva para

alimentar esa cuadra utilizando como apoyos dos postes de 510 kg/f antes de llegar al frente de la empresa, allí realizar su derivación con una acometida subterránea en cable 3x8+10 hasta un medidor trifásico de 10 - 100 A. Esta información se evidencia en los Anexos que se describen a continuación:

Tabla 2: Relación de Planos del Proyecto.

ANEXOS	
PLANO	DESCRIPCIÓN
1	Iluminación y tomas según levantamiento realizado a la bodega de INCOEL S.A.S, allí se encuentra la distribución, cableado y equipos instalados.
2	Iluminación y tomas según levantamiento realizado al piso 2 de INCOEL S.A.S, allí se encuentra la distribución, cableado y equipos instalados.
3	Iluminación y tomas según levantamiento realizado al piso 3 de INCOEL S.A.S, allí se encuentra la distribución, cableado y equipos instalados.
4	Iluminación y tomas según levantamiento realizado al piso 4 de INCOEL S.A.S, allí se encuentra la distribución, cableado y equipos instalados.
5	Plano de cubierta. Allí se puede observar en vista de planta la distribución de los paneles, su ubicación y espacio a ocupar en cubierta.
6	Plano con cortes. Se pueden observar dos cortes con las alturas de cada uno de los pisos.
7	Unifilar existente general. Obtenido del levantamiento realizado.
8	Unifilar acometida existente, tipo de medidor, protecciones y conductores asociados.
9	Unifilar existente tablero principal piso 1.
10	Unifilar existente tablero piso 2.
11	Unifilar existente tablero piso 3.
12	Unifilar existente tablero piso 4.
13	Unifilar existente tablero regulado ubicado en piso 1.
14	Unifilar proyectado tablero piso 4 con conexión a sistema fotovoltaico.
15	Unifilar proyectado de sistema fotovoltaico.
16	Plano presentación a Codensa sistema fotovoltaico.

De acuerdo con los planos del proyecto y dando continuidad al análisis de redes de la Empresa, en la siguiente ilustración, se puede observar el levantamiento realizado a las redes de media y baja tensión que se encuentran cercanas al proyecto y surten de fluido eléctrico a la empresa.

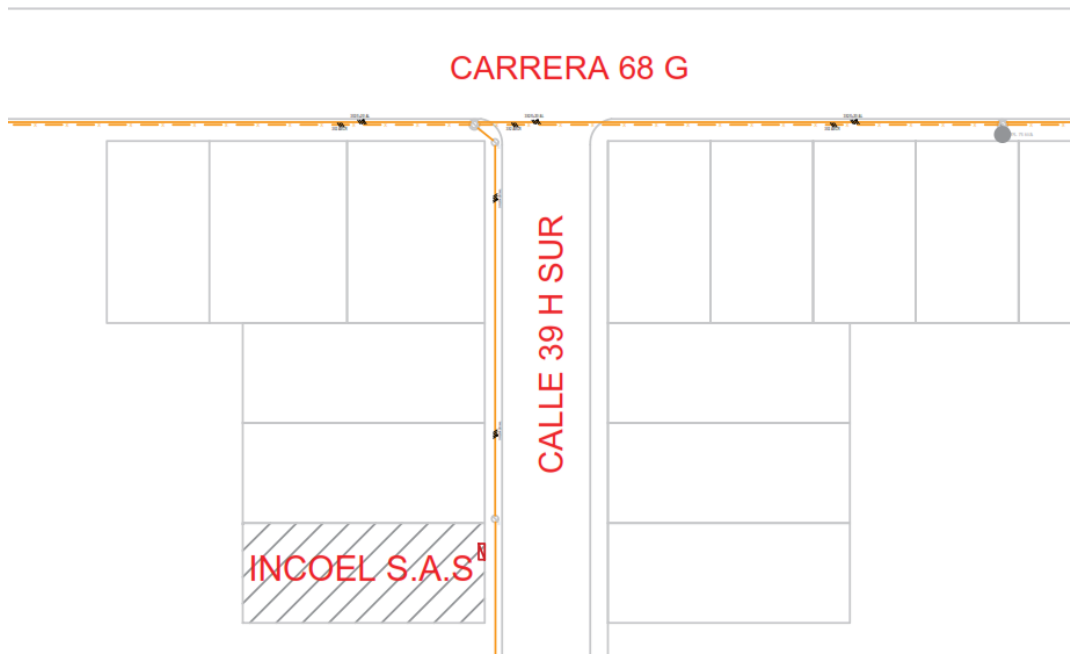


Ilustración 30: Redes eléctricas de Codensa en el sector. Fuente: Autores.

Con base en la norma Codensa según estructura CTU 502 se puede mostrar el tipo de estructura existente del cual la empresa se encuentra alimentada. Esta se puede observar en la siguiente Ilustración.

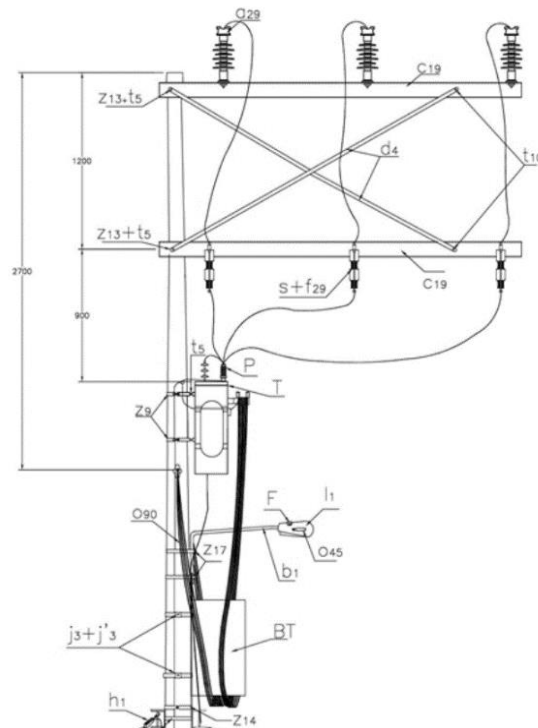


Ilustración 31: Estructura CTU 502. Fuente: Codensa

Realizando el levantamiento de información para determinar la potencia del sistema fotovoltaico se encuentra la estructura antes mencionada en normas, sin embargo, se

encuentra estructura sin normalizar. En la ilustración 32, se presenta evidencia de la estructura disponible que afecta a la locación del proyecto.



*Ilustración 32: Centro de transformación urbano 8 - CTU 502. Fuente: Autores*

Con el fin de identificar plenamente el centro de distribución, durante el levantamiento se logra observar el CD con el número: 29160 tal como se evidencia en la siguiente ilustración.



*Ilustración 33: Centro de distribución propiedad de Codensa. Fuente: Autores.*

Con base en la CREG 030 se requiere verificar el punto de conexión para no exceder el 15% de la potencia obtenida del transformador, es por ello que se decide verificar la potencia del transformador antes de dimensionar la capacidad de la planta fotovoltaica, que como se evidencia en la Ilustración 20 es de 45 kVa.



*Ilustración 34: Transformador de uso general propiedad de Codensa de 45 kVa refrigerado en aceite. Fuente: Autores.*

### **5.3.1 Requisitos operador de red**

Se realiza consulta ante el operador de red y allí se encuentra un procedimiento para la conexión de autogeneración y generación distribuida (Res. CREG 030/18), por ende, se realiza el primer paso que involucra ingresar al aplicativo y realizar la búsqueda con los datos obtenidos en el levantamiento donde se ingresa la identificación del transformador para conocer la disponibilidad de las redes que se van a ver involucradas en el montaje de la planta fotovoltaica, para obtener el registro presentado en la Ilustración 35.

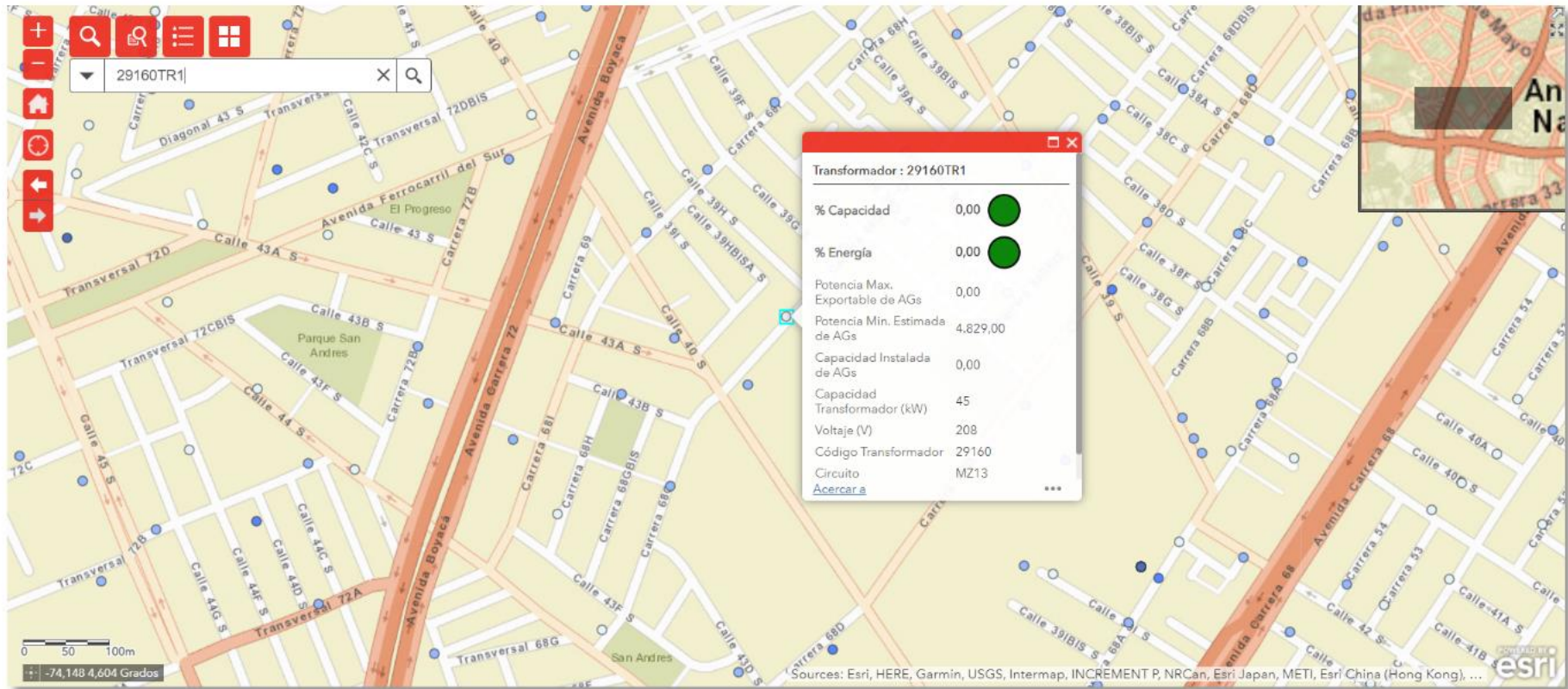


Ilustración 35: Disponibilidad de la red para la conexión de autogeneración y generación distribuida. Fuente: Codensa

Como resumen de la indagación se obtiene que el transformador actualmente no cuenta con sistemas fotovoltaicos interconectados, se confirma la información del levantamiento en cuanto a capacidad del transformador, número de identificación, dirección y tipo de transformador.



Ilustración 36: Evidencia de interconexión del transformador a sistemas fotovoltaicos. Fuente: Codensa.

### 5.3.2 Diagramas unifilares de la compañía.

Para obtener información de los posibles puntos de conexión dentro de la casa y hacer la conexión en paralelo a la red fue necesario realizar el levantamiento de los diagramas unifilares del edificio, de esta forma se obtienen los diagramas relacionados en las Ilustraciones 37 a 42.

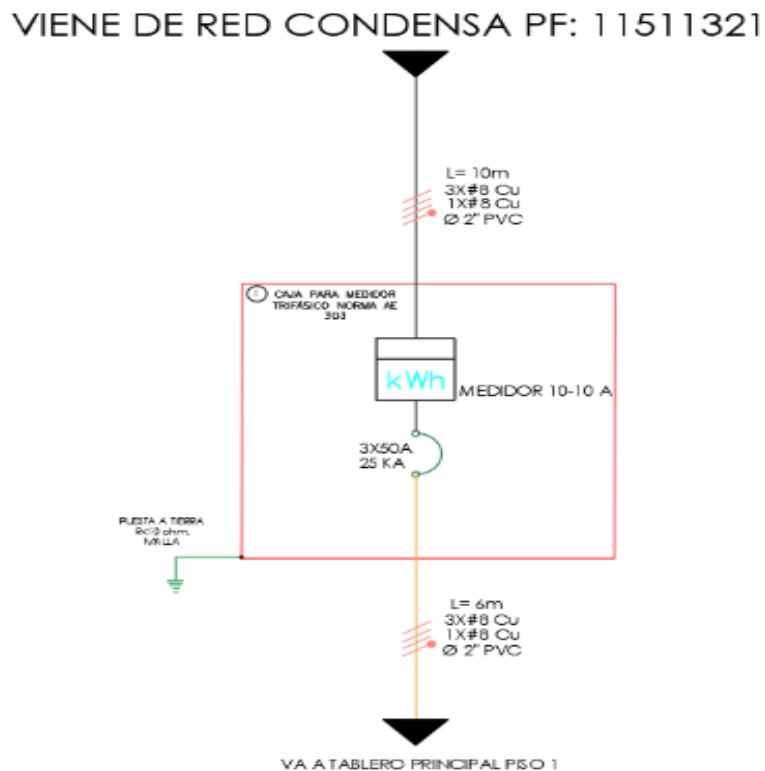


Ilustración 37: Diagrama unifilar de celda de medida norma AE 303. Fuente: Autores

# VIENE DE MEDIDOR TRIFÁSICO

L= 6m  
 3X#8 Cu  
 1X#8 Cu  
 Ø 2" PVC

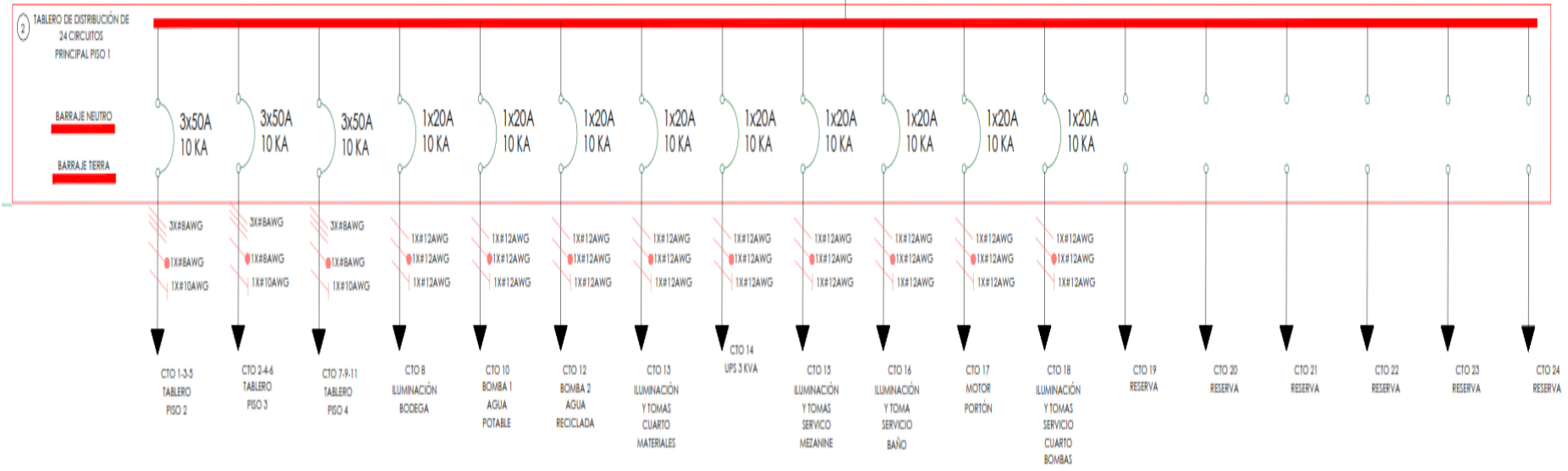




Ilustración 38: Diagrama unifilar del tablero principal ubicado en piso 1. Fuente: Autores

## VIENE DE TABLERO TRIFÁSICO PRINCIPAL PISO 1

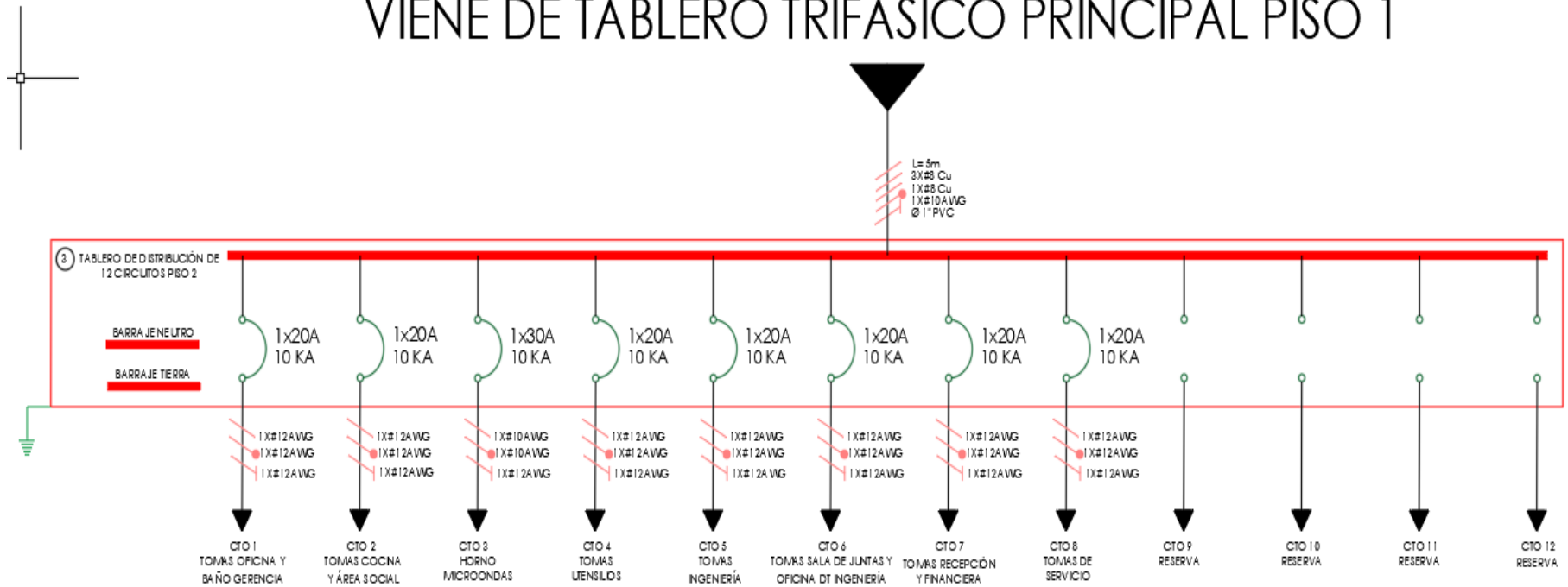


Ilustración 39: Diagrama unifilar del tablero piso 2. Fuente: Autores.

# VIENE DE TABLERO TRIFÁSICO PRINCIPAL PISO 1

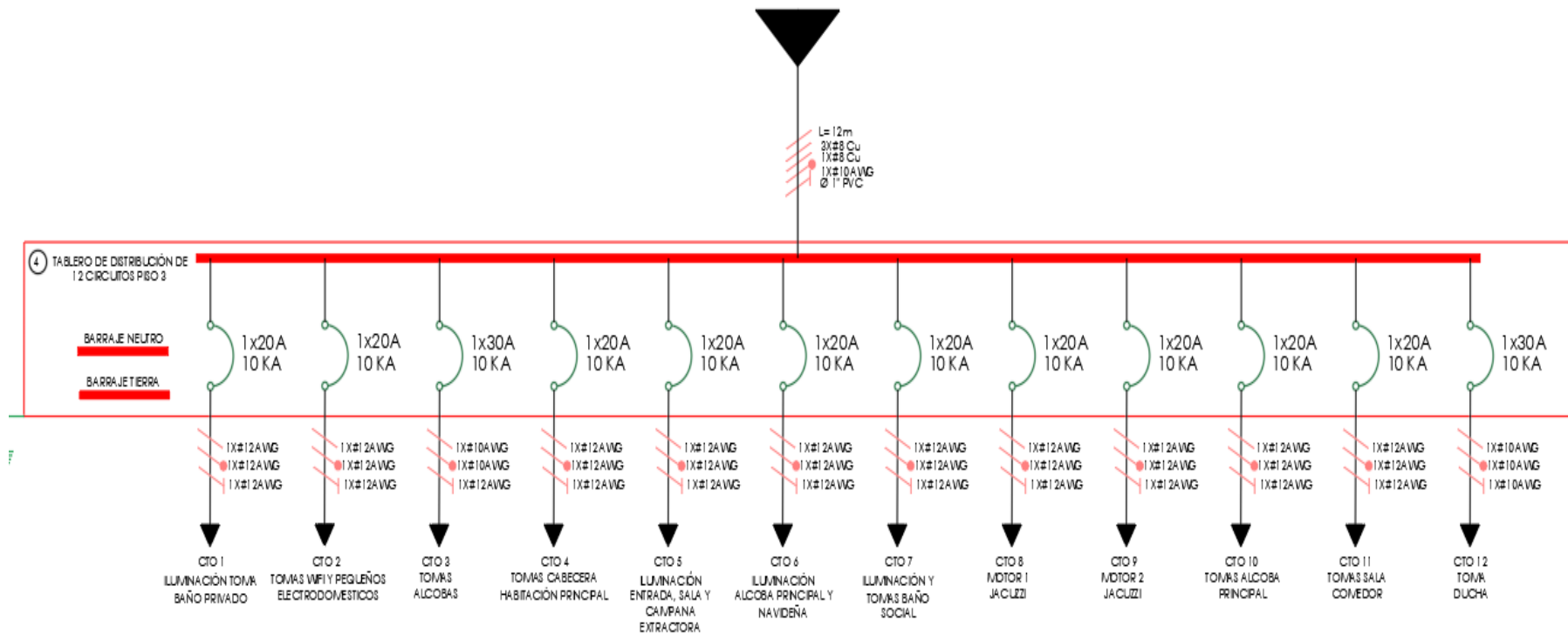


Ilustración 40. Diagrama unifilar del tablero piso 3. Fuente: Autores.

# VIENE DE TABLERO TRIFÁSICO PRINCIPAL PISO 1

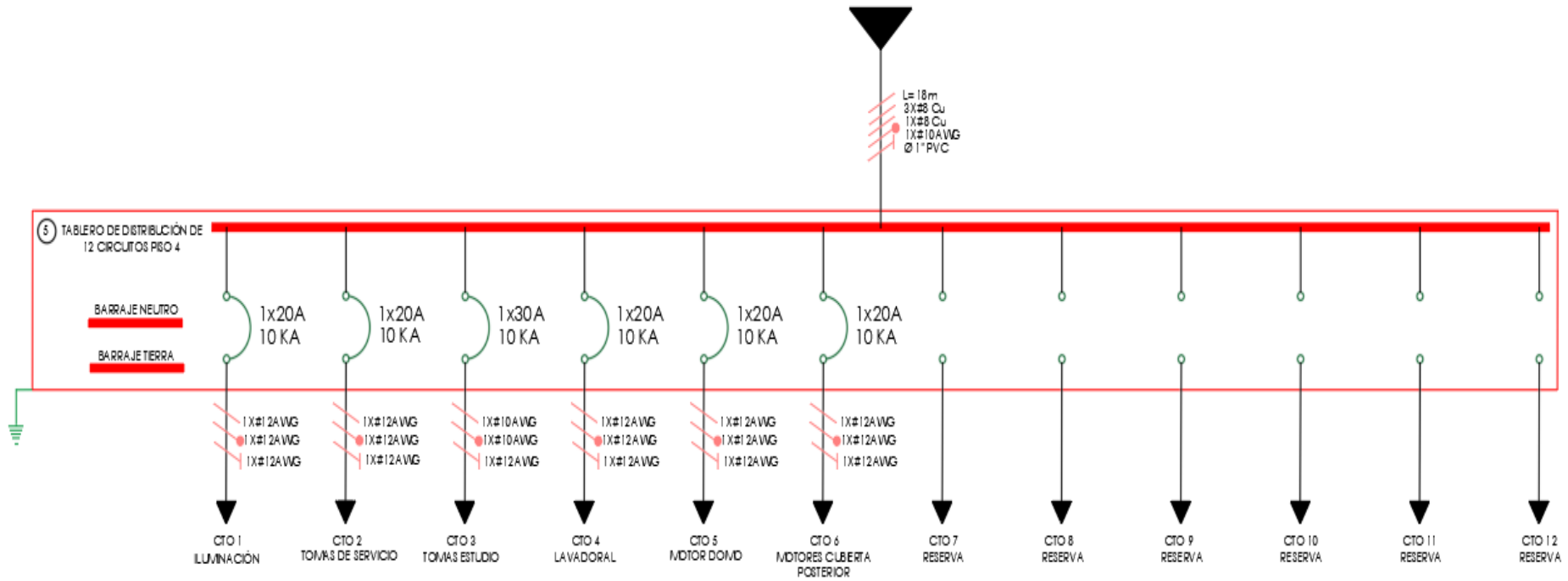


Ilustración 41: Diagrama unifilar del tablero piso 4. Fuente: Autores.

# VIENE DE UPS

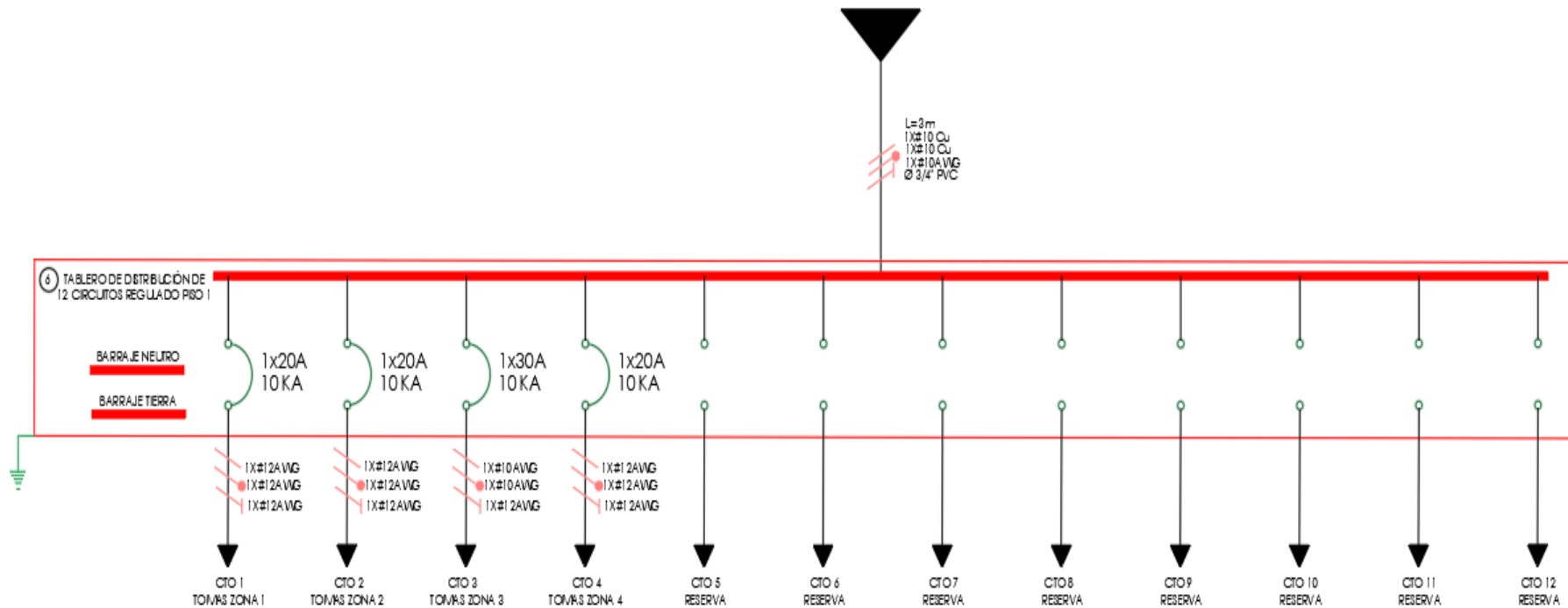


Ilustración 42: Diagrama unifilar del tablero regulado piso 1. Fuente: Autores

Se puede concluir con el levantamiento realizado que el tablero con mejores condiciones para realizar la conexión de la planta fotovoltaica en paralelo a red es el ubicado en el piso 4, esta decisión se toma teniendo en cuenta que es el más cercano al sistema fotovoltaico, cuenta con espacio disponible y tiene comunicación directa al tablero principal.

### 5.3.3 Registro de consumo de energía

Para conocer la potencia y energía consumida por la empresa se decide instalar un analizador de redes eléctricas, este se montó en el tablero principal de la compañía tal como se evidencia en la Ilustración 43.



Ilustración 43: Evidencia de instalación de analizador de red. Fuente: Autores.

La instalación del equipo se realizó el martes 16 de febrero de 2021 a las 7:16 am hasta el lunes 22 de febrero de 2021 a las 11:55 am para un total de 6 días. Como resultado de la medición encontramos lo siguiente:

Información del instrumento	
Número de modelo	435-II
Número de serie	45163111
Revisión de firmware	V05.07
Información de software	
Versión de Power Log	5.8
Versión FLUKE 430-II DLL	1.2.0.14
Resumen de medición	
Topología de medición	3Ø EN ESTRELLA
Modo de aplicación	Potencia y Energía
Primera medida	16/02/2021 7:16:20 a.m. 684mseg
Última medida	22/02/2021 11:55:20 a.m. 684mseg
Intervalo de grabación	0h 1m 0s 0mseg

Ilustración 44: Referencia técnica del analizador de red. Fuente: Autores.

A continuación, se presenta un resumen general de la medición realizada. En la Ilustración 45 se presenta una gráfica de barras con la relación estadística de número eventos versus la potencia total aparente (VA), así como los valores entregados por el analizador de redes para la potencia aparente presente en la Ilustración 46. En la Ilustración 47 se presenta una segunda gráfica de barras con la relación estadística de número de eventos versus la potencia total activa (W), de igual forma en las siguientes ilustraciones se presenta el resumen con los valores entregados por el analizador de redes para la potencia activa y para la potencia reactiva.

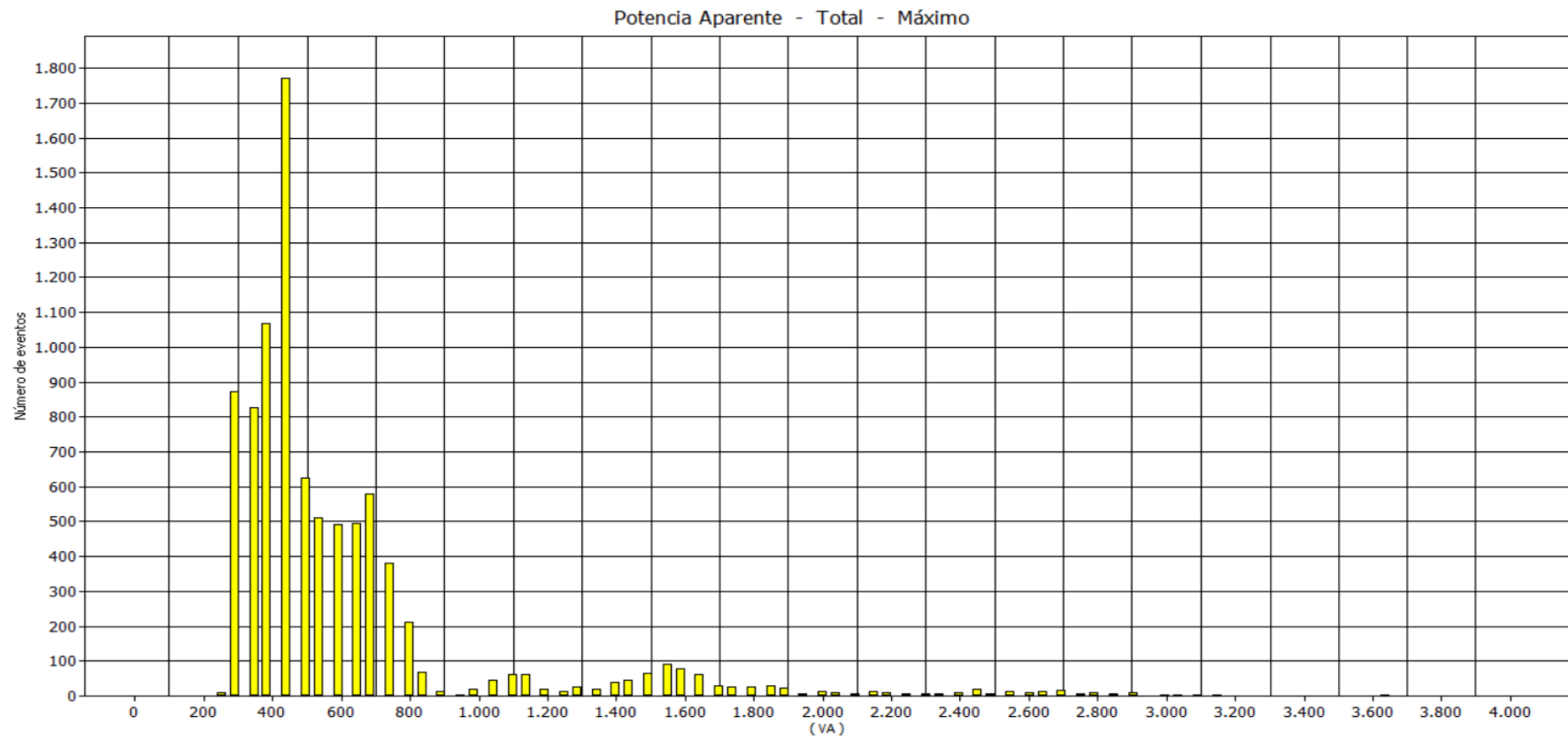


Ilustración 45: Número de eventos vs VA de la potencia total aparente. Fuente: Autores.

<b>Resumen</b>	
Desde	16/02/2021 7:16:20 a.m.
Hasta	22/02/2021 11:55:20 a.m.
Valor máximo	3800 VA
En	19/02/2021 1:29:20 p.m.
Valor mínimo	250 VA
En	20/02/2021 12:01:20 p.m.
$\mu$ (Med)	626,256 VA
s	432,635 VA
5% percentil	300 VA
95% percentile	1600 VA
% [85% - 110%]	31,83%
% [90% - 110%]	31,83 %

*Ilustración 46: Resumen con los valores entregados por el analizador de redes potencia aparente. Fuente: Autores*



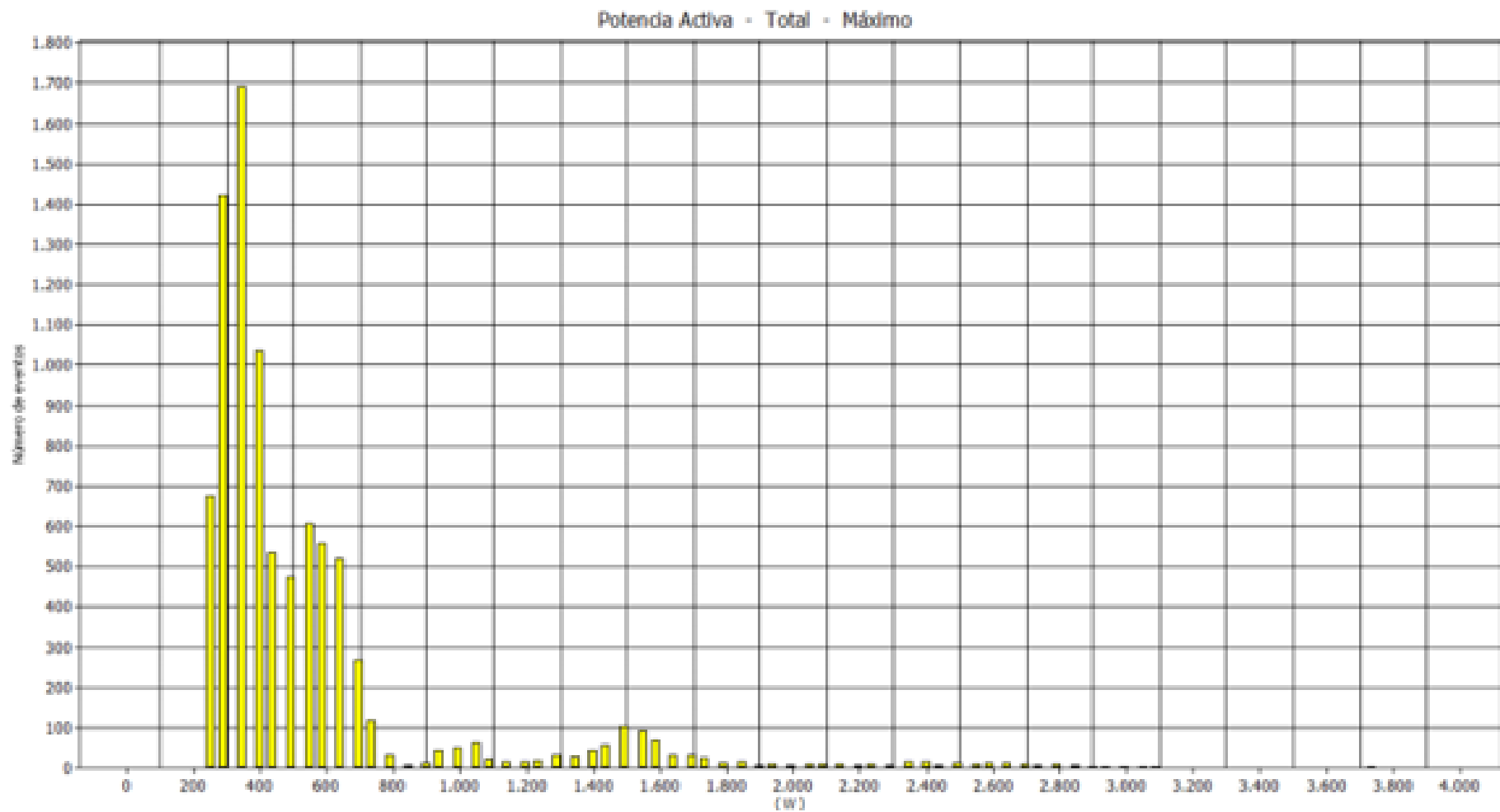


Ilustración 47: Número de eventos vs watts (W) de la potencia total activa. Fuente: Autores

<b>Resumen</b>	
Desde	16/02/2021 7:16:20 a.m.
Hasta	22/02/2021 11:55:20 a.m.
Valor máximo	2400 W
En	19/02/2021 1:30:20 p.m.
Valor mínimo	250 W
En	16/02/2021 9:20:20 p.m.
$\mu$ (Med)	463,946 W
s	223,186 W
5% percentil	250 W
95% percentile	900 W
% [85% - 110%]	14,43%
% [90% - 110%]	14,43 %

*Ilustración 48: Resumen con los valores entregados por el analizador de redes potencia activa.*

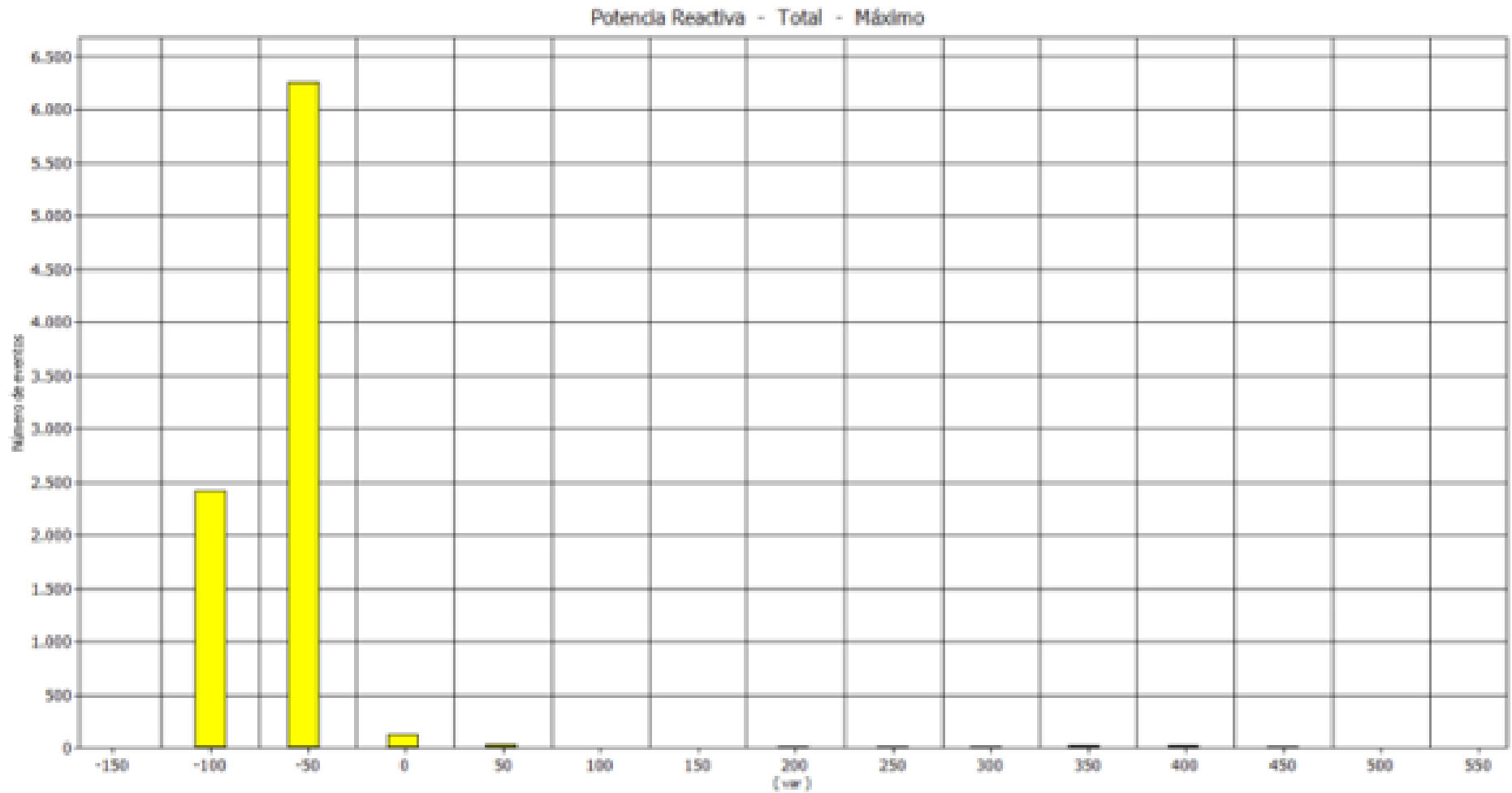


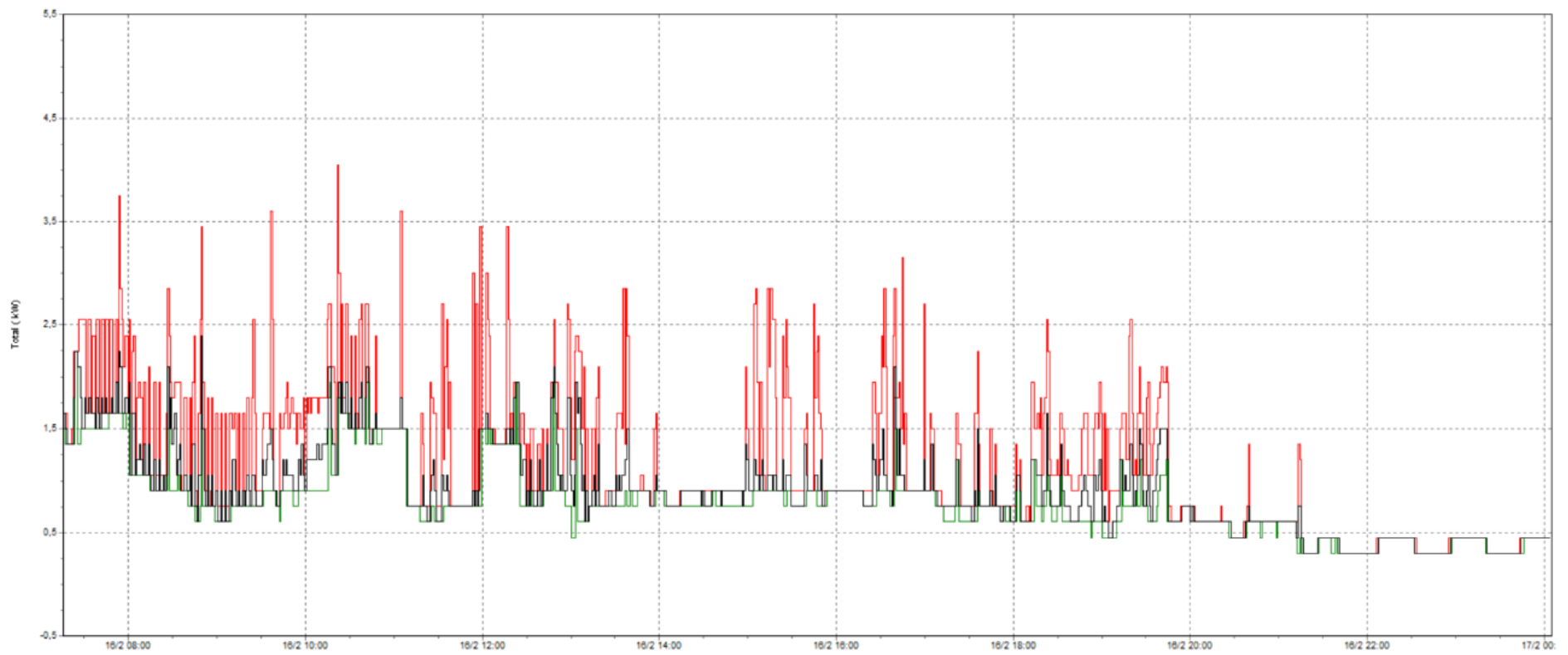
Ilustración 49: Número eventos vs voltio-amperios reactivos (VAR) de la potencia total reactiva. Fuente: Autores.

<b>Resumen</b>	
Desde	16/02/2021 7:16:20 a.m.
Hasta	22/02/2021 11:55:20 a.m.
Valor máximo	500 var
En	18/02/2021 5:13:20 p.m.
Valor mínimo	-100 var
En	16/02/2021 7:40:20 a.m.
$\mu$ (Med)	-58,2848 var
s	48,3994 var
5% percentil	-100 var
95% percentil	-50 var
% [85% - 110%]	0,3587%
% [90% - 110%]	0,3587 %

*Ilustración 50: Resumen con los valores entregados por el analizador de redes potencia reactiva. Fuente: Autores.*

De acuerdo con las anteriores gráficas y el respectivo resumen de los valores entregados por el analizador de redes, haciendo una comparación entre la potencia activa y la reactiva versus la normatividad del operador de red, donde indica que la potencia reactiva no puede superar el 50% de la potencia activa, se puede identificar que la potencia reactiva se encuentra dentro de los rangos normales.

Las siguientes ilustraciones presentan información general de la potencia activa, el número de eventos frente a la energía consumida y la energía aparente, así como el resumen de estos valores.



*Ilustración 51: Gráfica general de potencia activa en kW. Fuente: Autores*

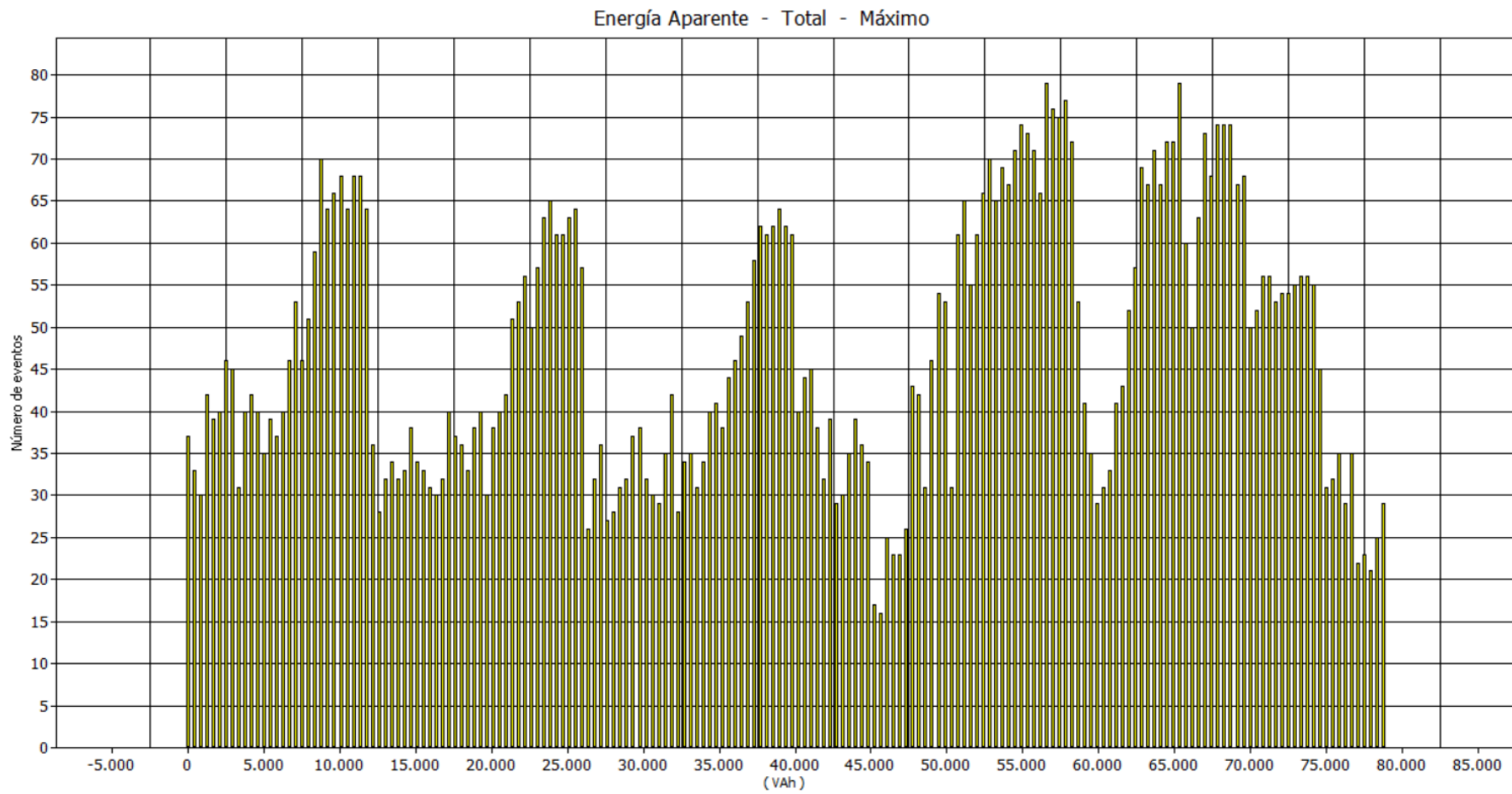
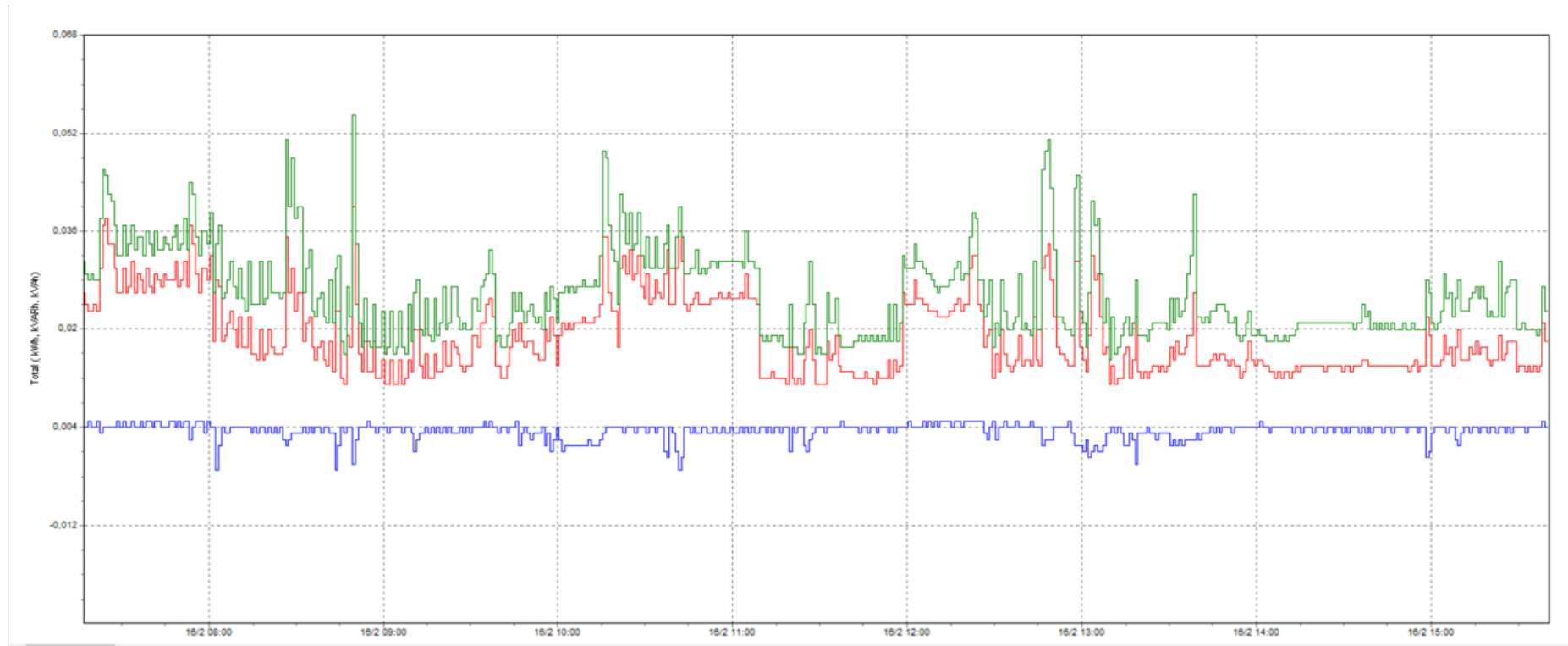


Ilustración 52: Número eventos vs energía consumida (VAh) de la energía aparente. Fuente: Autores.

<b>Resumen</b>	
Desde	16/02/2021 7:16:20 a.m.
Hasta	22/02/2021 11:55:20 a.m.
Valor máximo	79113 VAh
En	22/02/2021 11:55:20 a.m.
Valor mínimo	8 VAh
En	16/02/2021 7:16:20 a.m.
$\mu$ (Med)	41329,6 VAh
s	22697,5 VAh
5% percentil	4846 VAh
95% percentile	7,366E4 VAh
% [85% - 110%]	0,08969%
% [90% - 110%]	0,07848 %

*Ilustración 53: Resumen con los valores entregados por el analizador de redes energía. Fuente: Autores.*





— Energía Activa Max  
— Energía Reactiva Max  
— Energía Aparente Max

Ilustración 54: Gráfica energía consumida. Fuente: Autores

En la tabla 2 se presentan algunos registros sobre la energía consumida desde el 16 hasta el 22 de febrero de 2021, valores que se tomarán como referencia para hacer la proyección de consumo.

Tabla 3: Relación de energía consumida por la empresa.

Fecha	Hora	Energía Aparente Total Max
16/02/2021	7:16:20 a.m..684	31
16/02/2021	7:17:20 a.m..684	62
16/02/2021	7:18:20 a.m..684	91
16/02/2021	7:19:20 a.m..684	119
16/02/2021	7:20:20 a.m..684	148
...	...	...
22/02/2021	11:50:20 a.m..684	164884
22/02/2021	11:51:20 a.m..684	164909
22/02/2021	11:52:20 a.m..684	164934
22/02/2021	11:53:20 a.m..684	164979
22/02/2021	11:54:20 a.m..684	165007
22/02/2021	11:55:20 a.m..684	165013

### 5.3.4 Análisis del nivel de tensión requerido

El sistema eléctrico está dividido en los siguientes niveles de tensión:

- Tensión Nivel I a 208/120V para alimentación desde el inversor hasta el tablero de distribución general del predio.

### 5.3.5 Cálculo de campos electromagnéticos

El presente proyecto no tiene redes eléctricas con corrientes superiores a los 100A, por lo tanto, no es necesario realizar el cálculo de campos electromagnéticos.

### 5.3.6 Cálculo de transformadores

El presente proyecto no contempla la construcción o modificación de subestaciones de distribución, ni el uso de transformadores de tensión.

### 5.3.7 Cálculo del Sistema de Puesta a Tierra

La puesta a tierra debe cumplir con la norma Codensa LA-402, AE 280, AE 281 y el artículo 15 del RETIE, que consta de una varilla de cobre de 2.44 metros por 5/8" y conectada con cable según la siguiente tabla:

Tabla 250-94. Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de c.a.

Sección Transversal del mayor conductor de acometida o su equivalente para conductores en paralelo				Sección transversal (calibre) del conductor al electrodo de puesta a tierra			
Cobre		Aluminio o aluminio recubierto de cobre		Cobre		Aluminio o aluminio revestido de cobre *	
mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil	mm <sup>2</sup>	AWG o Kcmils	mm <sup>2</sup>	AWG o Kcmils	mm <sup>2</sup>	AWG o Kcmils
33,62 o menor	2 o menor	53,5 o menor	1/0 o menor	8,36	8	13,29	6
42,2 o 53,5	1 o 1/0	67,44 o 85,02	2/0 o 3/0	13,29	6	21,14	4
67,44 o 85,02	2/0 o 3/0	107,21 o 126,67	4/0 o 250 kcmil	21,14	4	33,62	2
107,21 hasta 177,34	4/0 hasta 350 kcmil	152,01 a 253,35	300 a 500 kcmil	33,62	2	53,50	1/0

Ilustración 55: Conductor del electrodo de puesta a tierra. Fuente: NTC 2050

En este caso nuestro mayor calibre es N° 8 Cu, por lo tanto, la conexión con la varilla de puesta a tierra debe ser mínimo en calibre N°8 Cu.

Las varillas de puesta a tierra deben tener una separación mínima de dos veces su longitud y deben estar interconectadas entre sí como se muestra en la siguiente figura:

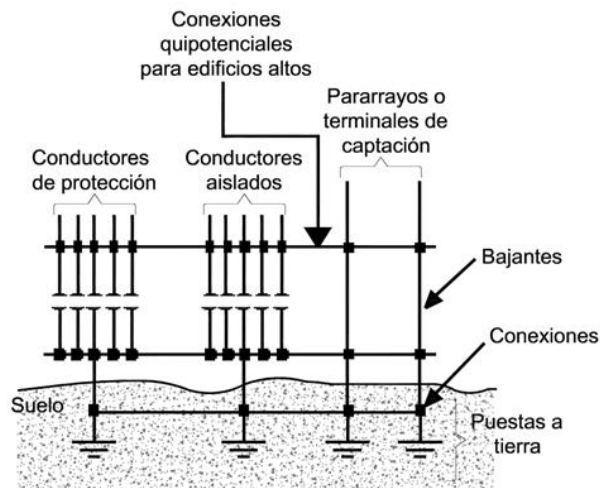


Ilustración 56: Interconexiones de puestas a tierra. Fuente: RETIE (2013-2014)

El sistema fotovoltaico de referencia al Sistema de Puesta a Tierra existente en el predio mediante el barraje de tierras dispuesto en el tablero de distribución principal, en el cual todas las cometidas que entran y salen del inversor, incluido la estructura metálica de la planta fotovoltaica se encuentran conectadas a dicho SPT.

### 5.3.8 Cálculo y coordinación de protecciones

Según los requerimientos para la interconexión del AGPE para entrega de excedentes de generación a la red, el sistema cuenta con el siguiente listado de funciones de protección:

NIVEL DE TENSIÓN 1 (208V)		POTENCIA 0.01 (MW)	
TIPO DE PROTECCIÓN	EQUIPO USADO	VALOR UMBRAL	TIEMPO DESCONEXIÓN (s)
BAJA TENSIÓN (ANSI 27)	FRONIUS SYMO 10.0-3 208-240	0.5*Vn	0.2
SOBRE TENSIÓN (ANSI 59)	FRONIUS SYMO 10.0-3 208-240	1.2*Vn	0.2
SOBRE TENSIÓN DE SECUENCIA CERO (ANSI 59N)	FRONIUS SYMO 10.0-3 208-240	1.2*Vn	0.2
BAJA FRECUENCIA (ANSI 81U)	FRONIUS SYMO 10.0-3 208-240	57 Hz	0.2
SOBRE FRECUENCIA (ANSI 81O)	FRONIUS SYMO 10.0-3 208-240	63 Hz	0.2
SOBRE POTENCIA ADELANTE (ANSI 32)	FRONIUS SYMO 10.0-3 208-240	N/A	N/A
ANTI ISLA (IEEE 1547)	FRONIUS SYMO 10.0-3 208-240	N/A	N/A
SOBRE CORRIENTE DE FASES Y TIERRA (ANSI 51/51N)	FRONIUS SYMO 10.0-3 208-240	30*In	0.5

Ilustración 57: Funciones de protección. Fuente: Fronius (2021)

De acuerdo con las funciones de protección definidas en la tabla anterior, se presenta a continuación información adicional que sirve como referente para el diseño del sistema fotovoltaico objeto de este proyecto:

- **ANSI: FUNCION 27 Y FUNCION 59:** Cuando los niveles de tensión a la salida del inversor son < 88% y mayor al 106% de la tensión de alimentación de la red, (esto debido a anomalías en el sistema de control del inversor o por falla de aislamiento), el sistema se desconecta totalmente. El tiempo de reconexión a la red se da en un lapso de 5 segundos.
- **ANSI: FUNCION 81U Y FUNCION 81O:** El inversor se sincroniza con la red para realizar el proceso de inversor de señal DC-AC de tal manera que la señal de tensión de salida este en fase con la señal del operador de red. Por tal motivo el inversor cuenta con un sistema en el cual toma como offset 60 Hz de la red y en el caso de presentar diferencias entre la señal de referencia y la señal de salida, automáticamente se sincroniza y de no ser posible (esto debido a fallos en la lógica del equipo), automáticamente obtura el sistema y se desconecta. El valor admisible para la operación del inversor está en el rango de  $\pm 0.05$  Hz.
- **ANSI: FUNCION 32:** El inversor cuenta con un sistema el cual garantiza que el flujo de potencia se dará en un solo sentido, protegiendo así todos los elementos del AGPE ante una posible inyección de energía desde la red comercial hacia el sistema fotovoltaico.
- **PROTECCION ANTI-ISLA:** El inversor funciona únicamente cuando hay señal de tensión del operador de red. En dado de existir una falla y ausencia de señal de tensión del OR, el equipo se desconecta automáticamente.

### 5.3.9 Equipo de medida

Teniendo en cuenta las características de la instalación, el voltaje que alimenta la casa, la carga contratada, la corriente a manejar y el equipo disponible en el comercio, se debe adquirir un equipo de medida bidireccional con las siguientes características:

Tabla 4: Características del equipo de medida.

Medidor	Trifásico tetrafilar
Tensión Nominal:	3x58/100 ... 277/480 V
Corriente Nominal:	5
Corriente Máxima:	120
Clase:	1 o menos
Esquema de conexión:	AE414

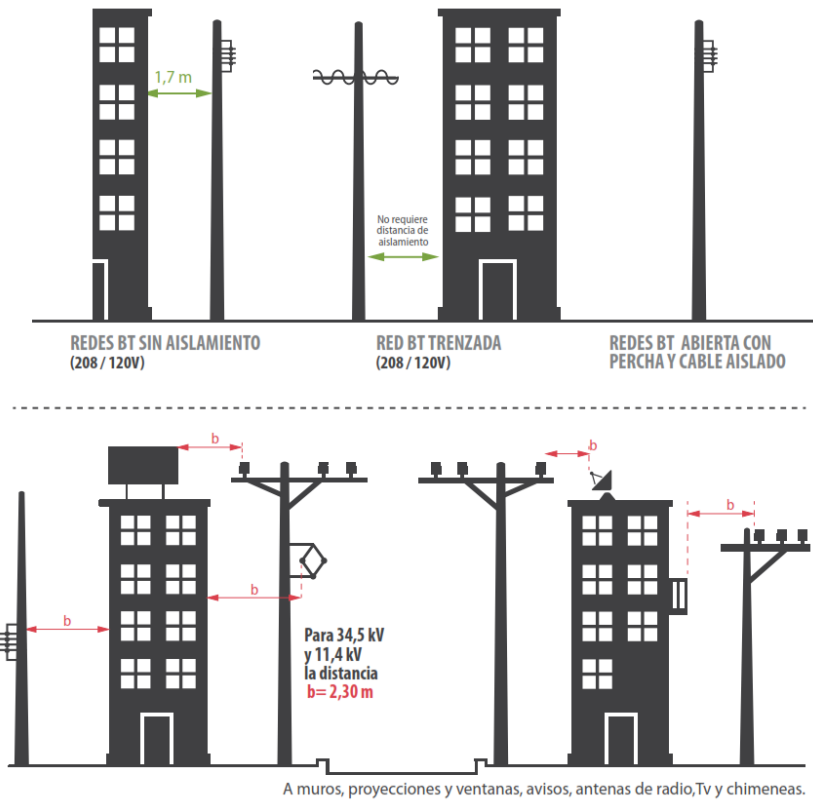
Además, debe tener las siguientes funciones:

- Energía Activa.
- Energía Reactiva.
- Perfil de Carga.
- Medición Bidireccional.
- Doble Tarifa.
- Reloj en tiempo real.
- Poseer puerto de comunicaciones RS232, RS485 y/o Ethernet

El medidor será suministrado por el cliente.

### 5.3.10 Distancias de seguridad y espacios de trabajo

Para determinar la distancia de seguridad utilizamos unos gráficos obtenidos de la cartilla Codensa en los cuales se pueden apreciar las distancias mínimas. En este caso las redes de media tensión son aéreas al igual que la red de baja tensión.



	DISTANCIA HORIZONTAL	34,5 - 11,4 kV	BT*
<b>b</b>	A muros, proyecciones, ventanas y diferentes áreas.	2,3m	1,7m

\* Para cables desnudos de BT: 1,7m.  
Para red trenzada de BT no requiere distancia de seguridad.

Ilustración 58: Distancias de seguridad y espacios de trabajo. Fuente: Codensa (2021)

Para las distancias de seguridad en tableros y cuartos eléctricos se debe tener en cuenta el RETIE en su artículo 13.4 con el fin de que no sean violadas y así proteger la vida de los operarios:

Tensión nominal del sistema (fase - fase)	Limite de aproximación seguro [m]		Limite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios.	Limite de aproximación técnica (m)
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta		
50 V - 300 V	3,0	1,0	Evitar contacto	Evitar contacto
301 V - 750 V	3,0	1,0	0,30	0,025
751 V - 15 kV	3,0	1,5	0,7	0,2
15,1 kV - 36 kV	3,0	1,8	0,8	0,3
36,1 kV - 46 kV	3,0	2,5	0,8	0,4
46,1 kV - 72,5 kV	3,0	2,5	1,0	0,7
72,6 kV - 121 kV	3,3	2,5	1,0	0,8
138 kV - 145 kV	3,4	3,0	1,2	1,0
161 kV - 169 kV	3,6	3,6	1,3	1,1
230 kV - 242 kV	4,0	4,0	1,7	1,6
345 kV - 362 kV	4,7	4,7	2,8	2,6
500 kV - 550 kV	5,8	5,8	3,6	3,5

Tabla 13.7. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente alterna

Ilustración 59: Distancias mínimas para trabajos en partes energizadas. Fuente: NTC 2050

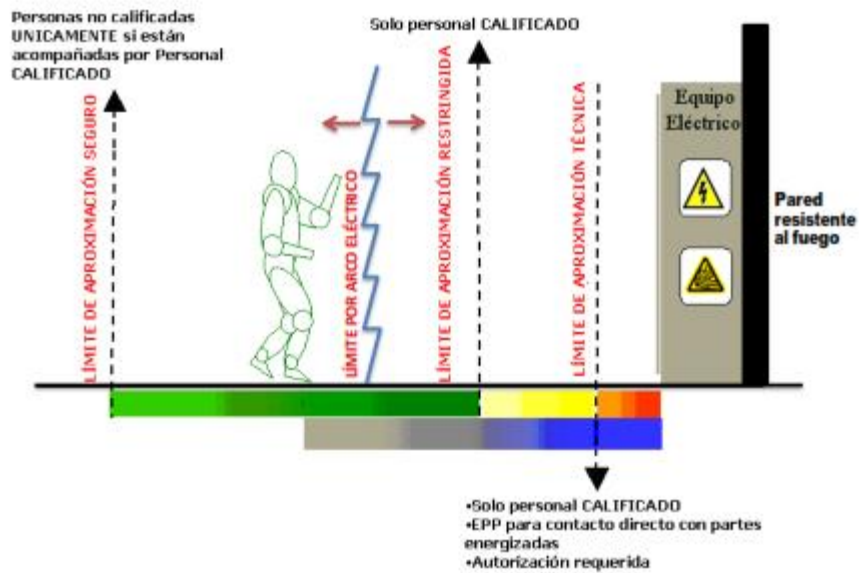


Ilustración 60: Límites de aproximación eléctrica. Fuente: RETIE (2013)

#### 5.4 SELECCIÓN DE EQUIPOS, PROYECCIÓN DE GENERACIÓN Y ARREGLO PANELES

Según la CREG en la resolución 030 de 2018 (26 de febrero de 2018) que indica en el artículo 5 que: “a) La sumatoria de la potencia instalada de los GD o AGPE que entregan energía a la red debe ser igual o menor al 15% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión. La capacidad nominal de una red está determinada por la capacidad del transformador.” De lo anterior, es posible determinar que la capacidad máxima de la planta debe ser de 6750 W.

Ahora, dado el espacio entregado por la propiedad para la instalación de los paneles solares y conociendo las dimensiones de estos (2180 mm x 996 mm), se establece que es posible instalar 9 paneles de 455 W. Con los paneles seleccionados y la capacidad de ellos la máxima potencia instalada será de 4.095 W.

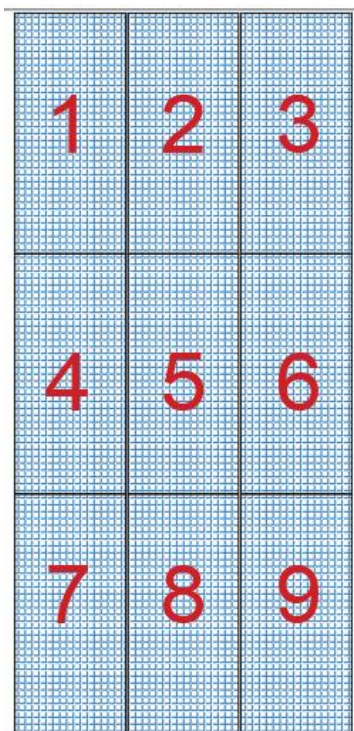


Ilustración 61: Máximo de paneles a instalar en cubierta. Fuente: Autores.

Con base en la lista Tier 1 creada por la empresa Bloomberg, los cuales hacen una clasificación de los fabricantes de paneles de mayor aceptación en la industria se decidió diseñar la planta fotovoltaica usando paneles de 455 W pico marca JA solar.

FABRICANTES DE PLACAS SOLARES DE PANELES SOLARES		
Jinko Solar	Hanwha QCells	JA Solar
Longi	Risen Energy	Trina Solar
GCL Systems	Talesun	Seraphim
Suntech	Renesola	Znshine Solar

Ilustración 62: Ranking de paneles solares. Fuente: Selectra (2021)

Las especificaciones del panel seleccionado se presentan en las Ilustraciones 63 y 64. El panel seleccionado es del fabricante JA Solar de referencia JAM78S10 435-455/MR., optimizando el espacio disponible y como punto de partida para seleccionar el panel adecuado que cumpla con lo anteriormente dicho se selecciona un panel de 455 W marca JA solar. A continuación, las especificaciones de este:



MECHANICAL DIAGRAMS	SPECIFICATIONS																		
<p style="font-size: small;">Remark: customized frame color and cable length available upon request</p>	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>Cell</td> <td>Mono</td> </tr> <tr> <td>Weight</td> <td>24.6kg±3%</td> </tr> <tr> <td>Dimensions</td> <td>2180±2mm×996±2mm×40±1mm</td> </tr> <tr> <td>Cable Cross Section Size</td> <td>4mm<sup>2</sup></td> </tr> <tr> <td>No. of cells</td> <td>156(6×26)</td> </tr> <tr> <td>Junction Box</td> <td>IP68, 3 diodes</td> </tr> <tr> <td>Connector</td> <td>QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)</td> </tr> <tr> <td>Cable Length (Including Connector)</td> <td>Portrait:300mm(+)/400mm(-); Landscape:1200mm(+)/1200mm(-)</td> </tr> <tr> <td>Packaging Configuration</td> <td>27 Per Pallet</td> </tr> </table>	Cell	Mono	Weight	24.6kg±3%	Dimensions	2180±2mm×996±2mm×40±1mm	Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup>	No. of cells	156(6×26)	Junction Box	IP68, 3 diodes	Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)	Cable Length (Including Connector)	Portrait:300mm(+)/400mm(-); Landscape:1200mm(+)/1200mm(-)	Packaging Configuration	27 Per Pallet
Cell	Mono																		
Weight	24.6kg±3%																		
Dimensions	2180±2mm×996±2mm×40±1mm																		
Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup>																		
No. of cells	156(6×26)																		
Junction Box	IP68, 3 diodes																		
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)																		
Cable Length (Including Connector)	Portrait:300mm(+)/400mm(-); Landscape:1200mm(+)/1200mm(-)																		
Packaging Configuration	27 Per Pallet																		

Ilustración 63: Especificaciones del panel seleccionado - Parte 1. Fuente: JA Solar.

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC					
TYPE	JAM78S10 -435/MR	JAM78S10 -440/MR	JAM78S10 -445/MR	JAM78S10 -450/MR	JAM78S10 -455/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	435	440	445	450	455
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	52.73	53.00	53.31	53.58	53.87
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	44.50	44.87	45.18	45.51	45.83
Short Circuit Current(Isc) [A]	10.40	10.44	10.48	10.52	10.56
Maximum Power Current(Imp) [A]	9.78	9.81	9.85	9.89	9.93
Module Efficiency [%]	20.0	20.3	20.5	20.7	21.0
Power Tolerance	0~+5W				
Temperature Coefficient of Isc(α <sub>Isc</sub> )	+0.044%/°C				
Temperature Coefficient of Voc(β <sub>Voc</sub> )	-0.272%/°C				
Temperature Coefficient of Pmax(γ <sub>Pmp</sub> )	-0.350%/°C				
STC	Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25°C, AM1.5G				

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

Ilustración 64: Especificaciones del panel seleccionado - Parte 2. Fuente: JA Solar

Seleccionado el panel adecuado, se toman los parámetros eléctricos del panel para organizar los Strings, de igual forma, se debe tener en cuenta los parámetros de los demás equipos.

Los paneles escogidos manejan los siguientes parámetros:

- Potencia: 455 W.
- Voltaje de circuito abierto: 53.87 V.
- Máxima corriente corto circuito: 10.56 A.

Por su parte, en relación al inversor, se selecciona un equipo de marca Fronius, esta selección se realiza teniendo en cuenta que la empresa cuenta con un sistema trifásico de poca potencia, sin embargo, esta es una de las pocas marcas que lo ofrecen. Adicionalmente, está catalogado como la mejor marca de inversores según cambio energético una empresa líder en la implementación de estos sistemas.

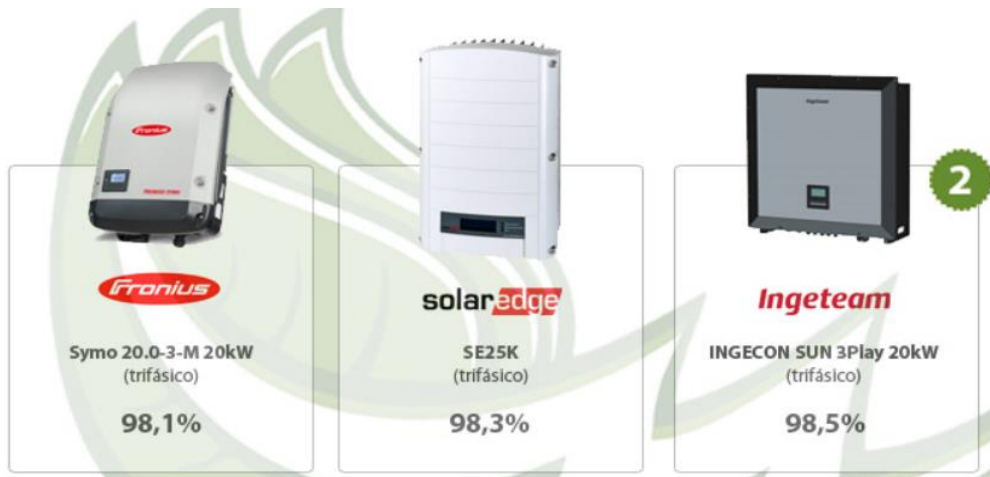


Ilustración 65: Comparativo de eficiencia para selección de inversores. Fuente: Fronius (2021)

**TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (3.0-3-S, 3.7-3-S, 4.5-3-S, 3.0-3-M, 3.7-3-M, 4.5-3-M)**

INPUT DATA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Max. input current ( $I_{dc\ max\ 1} / I_{dc\ max\ 2}^{1)}$	16.0 A / 16.0 A					
Max. array short circuit current (MPP <sub>1</sub> /MPP <sub>2</sub> )	24.0 A / 24.0 A					
Min. input voltage ( $U_{dc\ min}$ )	150 V					
Feed in start voltage ( $U_{dc\ start}$ )	200 V					
Nominal input voltage ( $U_{dc\ r}$ )	595 V					
Max. input voltage ( $U_{dc\ max}$ )	1,000 V					
MPP voltage range ( $U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$ )	200 - 800 V	250 - 800 V	300 - 800 V	150 - 800 V		
Number MPP trackers	1			2		
Number of DC connections	3			2+2		

Ilustración 66: Definiciones técnicas del inversor seleccionado p1. Fuente: Fronius (2021)

**TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (3.0-3-S, 3.7-3-S, 4.5-3-S, 3.0-3-M, 3.7-3-M, 4.5-3-M)**

EFFICIENCY	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Max. efficiency	98.0 %					
European efficiency ( $\eta_{EU}$ )	96.2 %	96.7 %	97.0 %	96.5 %	96.9 %	97.2 %
$\eta$ at 5 % $P_{ac,r}^{1)}$	80.3 / 83.6 / 79.1 %	83.4 / 86.4 / 80.6 %	84.8 / 88.5 / 82.8 %	79.8 / 85.1 / 80.8 %	81.6 / 87.8 / 82.8 %	83.4 / 90.3 / 85.0 %
$\eta$ at 10 % $P_{ac,r}^{1)}$	87.8 / 91.0 / 86.2 %	90.1 / 92.5 / 88.7 %	91.7 / 93.7 / 90.3 %	86.5 / 91.6 / 87.7 %	87.9 / 93.6 / 90.5 %	89.2 / 94.1 / 91.2 %
$\eta$ at 20 % $P_{ac,r}^{1)}$	92.6 / 95.0 / 92.6 %	93.7 / 95.7 / 93.6 %	94.6 / 96.3 / 94.5 %	90.8 / 95.3 / 93.0 %	91.9 / 96.0 / 94.1 %	92.8 / 96.5 / 95.1 %
$\eta$ at 25 % $P_{ac,r}^{1)}$	93.4 / 95.6 / 93.8 %	94.5 / 96.4 / 94.7 %	95.2 / 96.8 / 95.4 %	91.9 / 96.0 / 94.2 %	92.9 / 96.6 / 95.2 %	93.5 / 97.0 / 95.8 %
$\eta$ at 30 % $P_{ac,r}^{1)}$	94.0 / 96.3 / 94.5 %	95.0 / 96.7 / 95.4 %	95.6 / 97.2 / 95.9 %	92.8 / 96.5 / 95.1 %	93.5 / 97.0 / 95.8 %	94.2 / 97.3 / 96.3 %
$\eta$ at 50 % $P_{ac,r}^{1)}$	95.2 / 97.3 / 96.3 %	96.9 / 97.6 / 96.7 %	96.4 / 97.7 / 97.0 %	94.3 / 97.5 / 96.5 %	94.6 / 97.7 / 96.8 %	94.9 / 97.8 / 97.2 %
$\eta$ at 75 % $P_{ac,r}^{1)}$	95.6 / 97.7 / 97.0 %	96.2 / 97.8 / 97.3 %	96.6 / 98.0 / 97.4 %	94.9 / 97.8 / 97.2 %	95.0 / 97.9 / 97.4 %	95.1 / 98.0 / 97.5 %
$\eta$ at 100 % $P_{ac,r}^{1)}$	95.6 / 97.9 / 97.3 %	96.2 / 98.0 / 97.5 %	96.6 / 98.0 / 97.5 %	95.0 / 98.0 / 97.4 %	95.1 / 98.0 / 97.5 %	95.0 / 98.0 / 97.6 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %					

<sup>1)</sup> and at  $U_{mpp\ min} / U_{dc,r} / U_{mpp\ max}$

Ilustración 67: Definiciones técnicas del inversor seleccionado p1. Fuente: Fronius (2021).

Teniendo como base las gráficas entregadas por el fabricante, se determina que el voltaje ideal de mayor aprovechamiento del inversor es de 595 V, el arreglo de paneles entregará 484.83 V en circuito abierto.

### FRONIUS SYMO 4.5-3-S EFFICIENCY CURVE

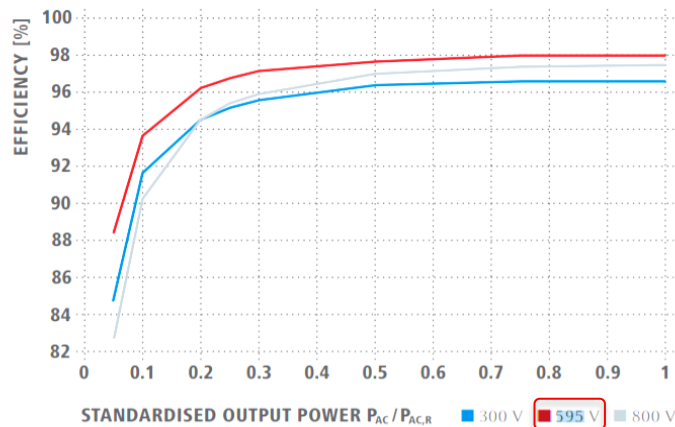


Ilustración 68: Curva de eficiencia del inversor. Fuente: Fronius (2021)

Teniendo en cuenta lo anterior, se realiza un arreglo sobre el voltaje ideal garantizado:

$$\text{Voltaje máximo} = \text{Voltaje por panel} \times \text{cantidad de paneles} < \text{voltaje admisible}$$

$$V \text{ máximo} = 53.87 \text{ V} * 9$$

$$V \text{ máximo} = 484.83 \text{ V}$$

Se resume la ecuación según se evidencia en la siguiente tabla:

Tabla 5: Arreglo garantizado de voltaje.

ARREGLO GARANTIZANDO EL VOLTAJE IDEAL	
<b>Voltaje nominal del inversor</b>	595,00 V
<b>Cantidad de paneles</b>	9
<b>Máximo voltaje del panel</b>	53,87 V
<b>Voltaje adquirido conectados en serie</b>	484,83 V

Se tiene en consideración, según Fronius, que el nivel de alimentación en DC máximo admisible por el inversor es de 1000 V, sin embargo, el recomendado como se indicó anteriormente es de 595 V, lo cual se garantiza con el arreglo de paneles propuesto demostrado en la ecuación anterior. Además de esto, se tiene en cuenta que la capacidad máxima del inversor es de 4.5 KW, por tal motivo se toma este valor para los cálculos y dimensionamientos de protecciones y conductores del sistema fotovoltaico.

## 5.5 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

Se requiere conocer la producción de energía del sistema fotovoltaico, para ello se tuvo en cuenta los mapas de radiación del IDEAM y el atlas solar para ser más exactos en la generación de energía donde se instalará el sistema.

Teniendo en cuenta la radiación promedio solar en Bogotá D.C. de 3.0 a 4.7 kWh/m<sup>2</sup> según se evidencia en la Ilustración 69, la cual debido a su posición geográfica dispone de una radiación difusa, con la cual se calcula la producción de energía por la planta fotovoltaica.

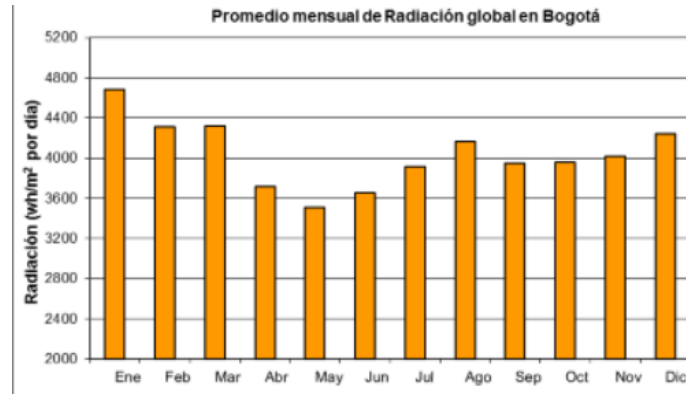
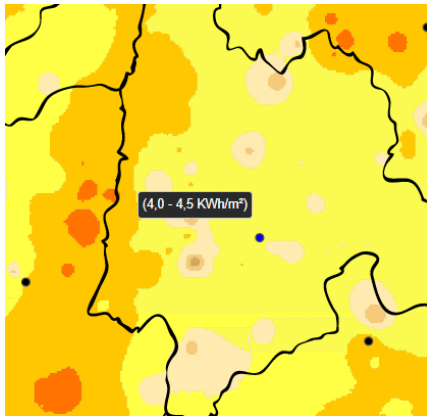


Ilustración 69: Radiación global en Bogotá. Fuente: IDEAM (2021)

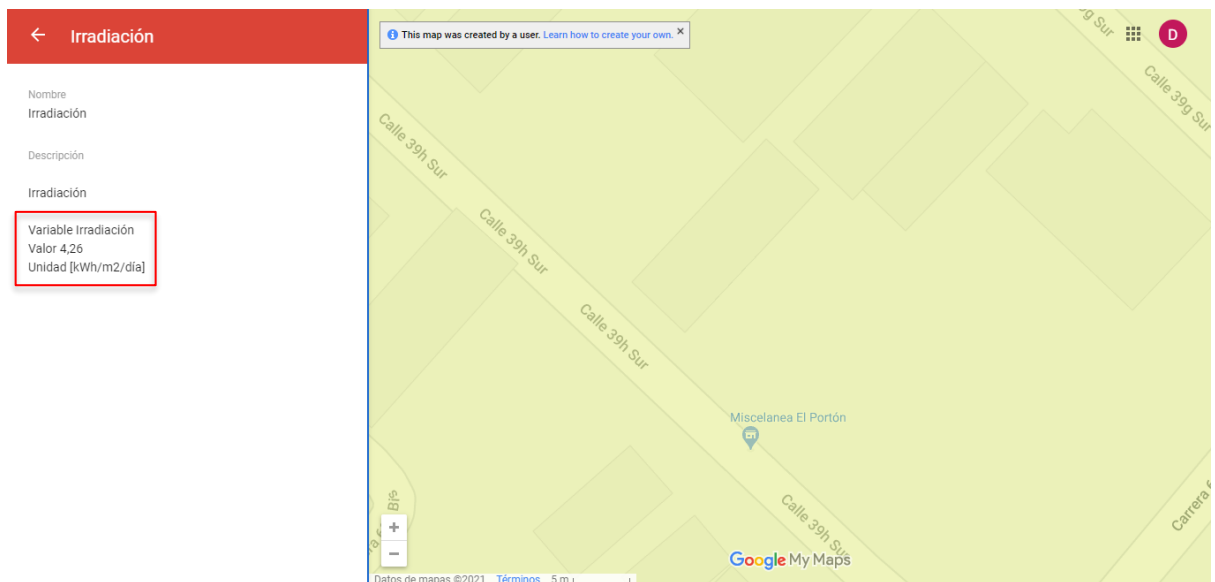


Ilustración 70: Radiación directa en INCOEL SAS. Fuente: Autores.

El atlas solar define una producción solar directa sobre la ubicación del predio a intervenir en 4.26 kW/m<sup>2</sup>/día

Posteriormente, se procede a calcular la energía generada al día y la energía anual como se evidencia en la siguiente ecuación:

- $H_{sp}$  = Horas de sol pico según atlas solar. [h]
- $N_m$  = Número de módulos conectados en serie.
- $P_{pm}$  = Potencia pico del módulo según ficha técnica [W]
- $R$  = Rendimiento del inversor seleccionado según ficha técnica.
- $E_g$  = Energía generada [Wh]

$$E_g \text{ día} = N_m * H_{sp} * R * P_{pm}$$

$$E_g \text{ día} = 9 * 4.26 * 0.972 * 455W$$

$$Eg \text{ día} = 16956.2 \text{ Wh}$$

$$Eg \text{ día} = 16956.2 \text{ Wh} / 1000$$

$$Eg \text{ día} = 16.96 \text{ kWh}$$

$$Eg \text{ anual} = 16.96 \text{ kWh} * 365$$

$$Eg \text{ anual} = 6104 \text{ kWh}$$

## 5.6 SELECCIÓN DE CONDUCTORES EN DC

Para realizar la correcta selección de los conductores se debe tener en cuenta el voltaje y la corriente que va a circular por allí, por la cual se tendrá en cuenta la siguiente fórmula:

*Voltaje STRING = Voltaje circuito abierto del módulo \* cantidad conectados en serie*

*Corriente STRING = Máxima corriente entregada \* cantidad conectados en paralelo*

$$\text{Voltaje String} = 484.83 \text{ V} * 9$$

$$\text{Corriente String} = 10.56 \text{ A} * 1$$

$$\text{Corriente String} = 10.56 \text{ A}$$

$$\text{Corriente String} = 10.56 \text{ A} * 1.25$$

$$\text{Corriente String} = 13.2 \text{ A}$$

Según lo contenido en el artículo 110-14 de la NTC 2050 los conductores menores a 100 A, o que sean inferiores a 1 AWG se deben aplicar cálculos con una temperatura de trabajo de 60°. Teniendo en cuenta los anteriores cálculos se puede seleccionar el conductor adecuado con base en la tabla 310-16 de la NTC 2050.

Tabla 310-16 Capacidad de corriente permisible en conductores aislados para 0 a 2 000 V nominales y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o tierra (directamente enterrados) y temperatura ambiente de 30 °C.

Sección transv.	Temperatura nominal del conductor (ver <a href="#">Tabla 310-13</a> )						Calibre
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
	TIPOS TW*, UF*	TIPOS FEPW*, RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*, ZW*	TIPOS TBS,SA,SS,FEP*, FEPB*,MI,RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*,THW-2*, THWN-2*, USE-2, XHH, XHHW*, XHHW-2, ZW-2	TIPOS TW*, UF*	TIPOS RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*	TIPOS TBS,SA,SS, THHN*, THHW*, THW-2, THWN-2, RHH*, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
mm²	COBRE			ALUMINIO 0 ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG o kcmils
0,82	--	--	14	--	--	--	18
1,31	--	--	18	--	--	--	16
2,08	20*	20*	25	--	--	--	14
3,30	25*	25*	30*	20*	20*	25*	12
5,25	30	35	40	25	30	35	10
8,36	40	50	55	30	40	45	8
13,29	55	65	75	40	50	60	6
21,14	70	85	95	55	65	75	4
26,66	85	100	110	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,20	110	130	150	85	100	115	1
53,50	125	150	170	100	120	135	1/0
67,44	145	175	195	115	135	150	2/0
85,02	165	200	225	130	155	175	3/0
107,21	195	230	260	150	180	205	4/0
126,67	215	255	290	170	205	230	250
152,01	240	285	320	190	230	255	300
177,34	260	310	350	210	250	280	350
202,68	280	335	380	225	270	305	400
253,35	320	380	430	260	310	350	500

Ilustración 71: Temperatura nominal. Fuente: NTC2050 (2021)

La selección del conductor da para una sección de 3.30 mm<sup>2</sup> como se muestra en la ilustración 55. Sin embargo, comercialmente se encuentra de 4 mm<sup>2</sup>, y este será el seleccionado. Una vez obtenido el conductor adecuado según la corriente y temperatura con la que se realizará en el diseño de la planta, se procederá con la verificación de la caída de tensión, esta no puede ser mayor al 1%. Para ello se debe usar la siguiente ecuación:

$\Delta V$  = Caída de tensión (V)

$L$ : Longitud (m)

$S$ : sección transversal del cable.

$\rho$ : Resistividad del cable ( $\Omega \cdot \text{mm}^2 \cdot \text{m}$ )

$I$ : Corriente

$\rho_{CU}$ : 0.0172  $\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$ .

$$\Delta V = \frac{2 * I * \rho * L}{S}$$

$$\Delta V = \frac{2 * 10.56 \text{ A} * 0.0172 \Omega * \text{mm}^2 / \text{m} * 8 \text{ m}}{4 \text{ mm}^2}$$

$$\Delta V = 0.726528 \text{ V}$$

$$\%CT = \frac{100 * \Delta V}{V}$$

$$\%CT = \frac{100 * 0.726528}{484.83 \text{ V}}$$

$$\%CT = \frac{100 * 0.726528}{484.83V}$$

$$\%CT = 0.19\%$$

Con los datos obtenidos se logra determinar el conductor más adecuado, teniendo en cuenta la caída de tensión. Adicionalmente, es importante aclarar que se ha definido un tipo de cable obligatorio para sistemas fotovoltaicos. El cable seleccionado es:

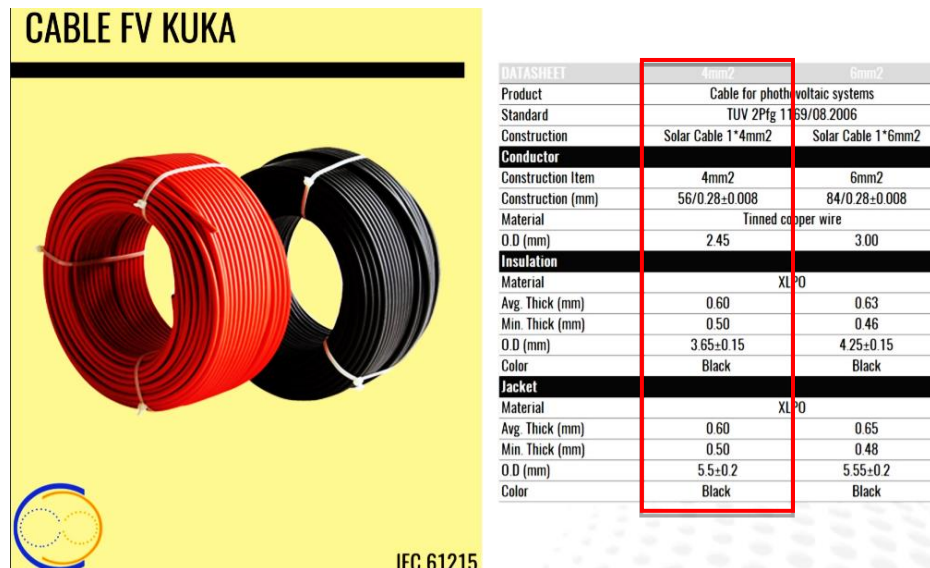


Ilustración 72: Selección de cable. Fuente: KUKABLE (2021)

Una vez finalizado este paso se seleccionan las protecciones del sistema, se debe tener en cuenta la corriente a circular por el String y agregar el factor de seguridad. La norma indica (NTC2040) que los conductores para sistemas fotovoltaicos deben calcularse, con mínimo un 25% adicional, la experticia de los autores indica que se debe calcular al 1.5, siempre y cuando la corriente de la protección no supere la capacidad de corriente del conductor.

$$Protección (A) = I_{String} * 1.5$$

$$Protección (A) = 10.56 A * 1.5$$

$$Protección (A) = 15.84 A$$

$$Protección (A) = 15.84 A \cong 16 A$$

Según cálculos realizados y basados en las protecciones que se adquieren comercialmente se instalara protección adecuada en cuyo caso es de 16 A.



Ilustración 73: Selección de protección termomagnética. Fuente: Electropartes (2021)

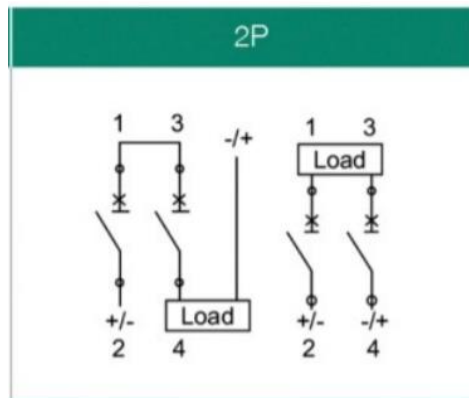


Ilustración 74: Selección de protección termomagnética. Fuente: Autores.

Seleccionada la protección, procedemos a elegir el conductor puesto a tierra según la tabla 250-95 de la NTC 2050.



**Tabla 250-95. Calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos**

Corriente nominal o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, tubos conduit, etc. (A)	Sección Transversal			
	Alambre de cobre		Alambre de aluminio o de aluminio revestido de cobre *	
	mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil	mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil
15	2,08	14	3,30	12
20	3,30	12	5,25	10
30	5,25	10	8,36	8
40	5,25	10	8,36	8
60	5,25	10	8,36	8
100	8,36	8	13,29	6
200	13,29	6	21,14	4
300	21,14	4	33,62	2
400	26,66	3	42,20	1
500	33,62	2	53,50	1/0
600	42,20	1	67,44	2/0
800	53,50	1/0	85,02	3/0
1.000	67,44	2/0	107,21	4/0
1.200	85,02	3/0	126,67	250 kcmil
1.600	107,21	4/0	177,34	350 kcmil
2.000	126,67	250 kcmil	202,68	400 kcmil
2.500	177,34	350 kcmil	304,02	600 kcmil
3.000	202,68	400 kcmil	304,02	600 kcmil
4.000	253,25	500 kcmil	405,36	800 kcmil
5.000	354,69	700 kcmil	608,04	1.200 kcmil
6.000	405,36	800 kcmil	608,04	1.200 kcmil

*Ilustración 75: Selección de conductor de puesta a tierra. Fuente: NTC (2050).*

Ya teniendo la protección seleccionada en donde se calcula que debe ser de 16 A y según la tabla 250-95 la inmediatamente superior es de 20 A se selecciona bajo esa premisa.

Continuando con la selección de los materiales, se procede a seleccionar el ducto que alojara los conductores en su recorrido desde los paneles fotovoltaicos hasta el inversor, para ello se debe tener en cuenta lo estipulado en la tabla 1 del capítulo 9.

**Tabla 1. Porcentaje de la sección transversal en tubos conduit y tuberías, para el llenado de conductores.**

Número de conductores	1	2	Más de 2
Todos los tipos de conductores	53%	31%	40%

**Nota.** Esta Tabla 1 se basa en las condiciones más corrientes de instalación y alineación de los conductores, cuando la longitud de los tramos y el número de curvas de los cables caen dentro de límites razonables. Sin embargo, en determinadas condiciones se podrá ocupar una parte mayor o menor de los tubos conduit

*Ilustración 76: Selección de ducto. Fuente: NTC (2050).*

Para realizar el cálculo correcto, se tendrá como base la ficha técnica del cable, de manera que se seleccione el aislamiento externo del conductor óptimo para este diseño.

<b>Conductor</b>		
Construction Item	4mm <sup>2</sup>	6mm <sup>2</sup>
Construction (mm)	56/0.28±0.008	84/0.28±0.008
Material	Tinned copper wire	
O.D (mm)	2.45	3.00
<b>Insulation</b>		
Material	XLPO	
Avg. Thick (mm)	0.60	0.63
Min. Thick (mm)	0.50	0.46
O.D (mm)	3.65±0.15	4.25±0.15
Color	Black	Black
<b>Jacket</b>		
Material	XLPO	
Avg. Thick (mm)	0.60	0.65
Min. Thick (mm)	0.50	0.48
O.D (mm)	5.5±0.2	5.55±0.2
Color	Black	Black

Ilustración 77: Ficha técnica del aislamiento externo del conductor

Identificado el aislamiento externo del conductor, se procede a calcular el área de este, utilizando las siguientes ecuaciones:

$$D. \text{ externo máximo} = 5.5 \text{ mm} + 0.2 \text{ mm}$$

$$D. \text{ externo máximo} = 5.7 \text{ mm}$$

Para calcular el área del cable se relaciona la siguiente ecuación:

$$A (\text{mm}^2) = \pi * r^2$$

Se halla el radio según el diámetro exterior del cable.

$$r = \frac{\text{Diámetro}}{2}$$

$$r = \frac{5.7 \text{ mm}}{2}$$

$$r = 2.85 \text{ mm}$$


$$A(\text{mm}^2) = \pi * r^2$$

$$A(\text{mm}^2) = \pi * (2.85 \text{ mm})^2$$

$$A(\text{mm}^2) = 25.52 \text{ mm}^2$$

Con los anteriores resultados se obtiene el área de los conductores fotovoltaicos, en donde se debe contemplar el conductor puesto a tierra que seleccionado para el cable N° 14 THHN el cual tendrá la siguiente área:

ALAMBRES Y CABLES  
THHN/THWN-2 TC RoHS  
600 V 90°C - Cobre



Conductor			Espesor Aislamiento	Espesor Cubierta	Diámetro Exterior Aproximado	Peso Total Aproximado	Ampacidad <sup>(1)</sup>
Tipo	Calibre	Diámetro					
	AWG / kcmil	mm	mm	mm	mm	kg/km	A
Alambre	14	1,63	0,38	0,10	2,73	23	25
	12	2,05	0,38	0,10	3,15	35	30
	10	2,59	0,51	0,10	3,95	56	40
	8	3,26	0,76	0,13	5,20	91	55
Cable	14	1,79	0,38	0,10	2,89	25	25
	12	2,26	0,38	0,10	3,36	37	30
	10	2,85	0,51	0,10	4,21	59	40
	8	3,59	0,76	0,13	5,53	96	55
	6	4,53	0,76	0,13	6,47	146	75
	4	5,71	1,02	0,15	8,23	233	95
	2	7,20	1,02	0,15	9,72	356	130
	1	7,95	1,27	0,18	11,05	450	150
	1/0	8,93	1,27	0,18	12,03	558	170
	2/0	10,02	1,27	0,18	13,12	693	195

Ilustración 78: Definición de área del conductor.

Para calcular el área del cable se usa la siguiente ecuación:

$$A (mm^2) = \pi * r^2$$

Se halla el radio según el diámetro exterior del cable.

$$r = \frac{\text{Diámetro}}{2}$$

$$r = \frac{3.36 \text{ mm}}{2}$$

$$r = 1.68 \text{ mm}$$

$$A(mm^2) = \pi * r^2$$

$$A(mm^2) = \pi * (1.68 \text{ mm})^2$$

$$A(mm^2) = 8.87 \text{ mm}^2$$

De tal forma, el circuito en DC estaría completo de la siguiente forma: (1x4mm<sup>2</sup>+1x4mm<sup>2</sup>) XLPO+1x12 AWG THHN. Basado en lo anterior, se continua con el cálculo de ocupación de ductos.

$$A_{\text{total circuito}} = \sum A \text{ conductores}$$

$$\sum A(mm^2) = 2 * (25.52 \text{ mm}^2) + 8.87 \text{ mm}^2$$

$$\Sigma A(mm^2) = 59.91mm^2$$

Hallada el área total del circuito, se debe proceder a encontrar el área del ducto, entonces; se toma un ducto de 3/4" para el cálculo.

$$1" = 25.4 mm$$

$$Díametro = \frac{(3/4") * 25.4 mm}{1"}$$

$$Díametro = 19.05mm$$

$$r = Díametro / 2$$

$$r = 19.05mm/2$$

$$r = 9.525mm$$

$$A(mm^2) = \pi * r^2$$

$$A(mm^2) = \pi * (9.525mm)^2$$

$$A(mm^2) = 285.02 mm^2$$

Según la tabla 1 del capítulo 9 de la NTC 2050, disponible en la Ilustración 60, se debe conservar el 60% libre en el ducto, por lo tanto, se realiza el siguiente cálculo:

$$\% \text{ ocupación de ducto} = \frac{\text{área del circuito}}{\text{área del ducto}} * 100$$

$$\% \text{ ocupación de ducto} = \frac{59.91 mm^2}{285.02 mm^2} * 100$$

$$\% \text{ ocupación de ducto} = 21.01\%$$

Obtenido el resultado se da por finalizado el cálculo de ocupación de ductos, en donde se da como resultado un 78.99% de ducto libre.

Ya se cuenta con los equipos seleccionados, protecciones, ductos y conductores DC. Ahora, se continua con el cálculo de conductores, ductos y protecciones en AC.

Para ello se tiene como punto de partida el equipo fuente, en este caso el inversor que es de 4500 W trifásico, entonces; se inicia con calcular la corriente de esa potencia.

OUTPUT DATA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M
AC nominal output (P <sub>ac,r</sub> )	3,000 W	3,700 W	4,500 W	3,000 W	3,700 W
Max. output power	3,000 VA	3,700 VA	4,500 VA	3,000 VA	3,700 VA

Ilustración 79: Máxima potencia del inversor.

P: Potencia aparente.

V: Tensión de trabajo.

FP: Factor de potencia se recomienda valor mínimo.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * FP}$$

Los autores se apoyan en el informe generado por el equipo de analizador de redes (FLUKE 435 serie II) el cual es utilizado más comúnmente para analizar las propiedades de las redes eléctricas, entre las cuales se encuentra el FP; análisis como se demuestra en la Ilustración 64.

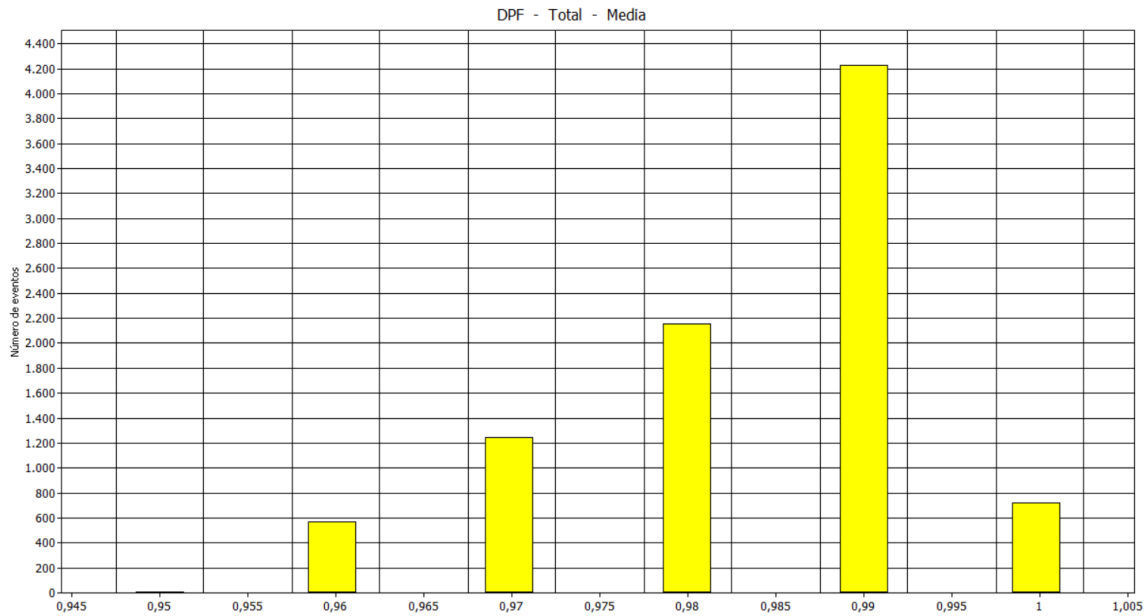
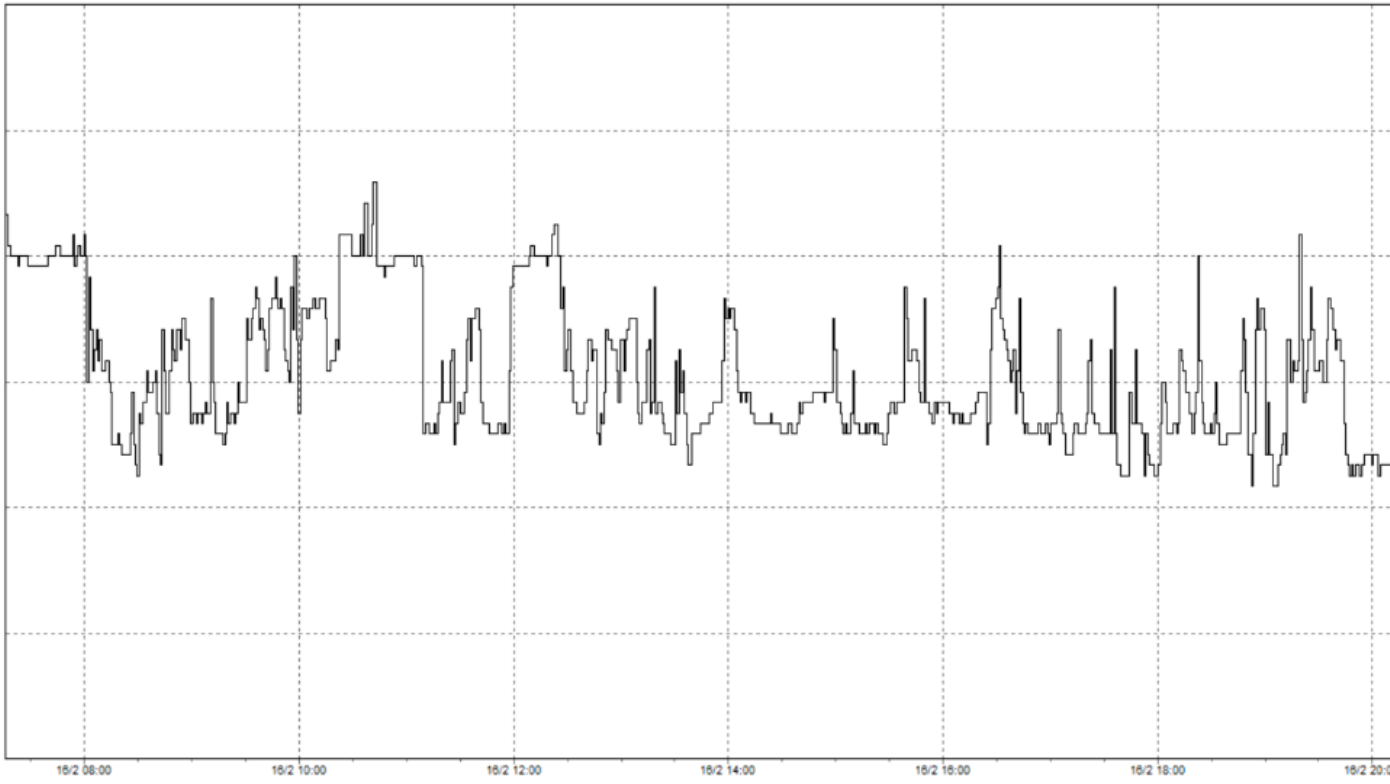


Ilustración 80: Análisis de Factor de potencia (FP). Fuente: Autores

Resumen	
Desde	16/02/2021 7:16:20 a.m.
Hasta	22/02/2021 11:55:20 a.m.
Valor máximo	1
En	16/02/2021 7:24:20 a.m.
Valor mínimo	0,95
En	19/02/2021 5:58:20 a.m.
μ (Med)	0,983658
s	0,0103267
5% percentil	0,96
95% percentile	1
% [85% - 110%]	0%
% [90% - 110%]	0 %

Ilustración 81: Resultados de análisis de Factor de potencia (FP). Fuente: Autores.



*Ilustración 82: Grafica de Factor de potencia media (FP). Fuente: Autores.*

Una vez obtenido el factor de potencia de la compañía, se realiza el cálculo correspondiente:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * FP}$$


$$I = \frac{4500 W}{\sqrt{3} * 208 * 0.95}$$

$$I = 13.14 A$$

$$I = 13.14 A * 1.25$$

$$I = 16.43 A$$

Teniendo en cuenta los anteriores cálculos se puede seleccionar el conductor adecuado con base en la tabla 310-16 de la NTC 2050.



DATASHEET	4mm <sup>2</sup>	6mm <sup>2</sup>
Product	Cable for photovoltaic systems	
Standard	TUV 2Pfg 1169/08.2006	
Construction	Solar Cable 1*4mm <sup>2</sup>	Solar Cable 1*6mm <sup>2</sup>
<b>Conductor</b>		
Construction Item	4mm <sup>2</sup>	6mm <sup>2</sup>
Construction (mm)	56/0.28±0.008	84/0.28±0.008
Material	Tinned copper wire	
O.D (mm)	2.45	3.00
<b>Insulation</b>		
Material	XLPO	
Avg. Thick (mm)	0.60	0.63
Min. Thick (mm)	0.50	0.46
O.D (mm)	3.85±0.15	4.25±0.15
Color	Black	Black
<b>Jacket</b>		
Material	XLPO	
Avg. Thick (mm)	0.60	0.65
Min. Thick (mm)	0.50	0.48
O.D (mm)	5.5±0.2	5.55±0.2
Color	Black	Black

Ilustración 83: Capacidad de corriente permisible en conductores aislados Fuente: NTC 2050

Obtenidos cálculos se selecciona el conductor N° 12 AWG para la salida del inversor al tablero de distribución conformando el alimentador en 3x12+12 para fases y neutro CU AWG.

Para el cálculo de la protección en AC se tiene en cuenta la corriente de trabajo calculada anteriormente y se aproxima a una accesible comercial.

$$I = 16.43 A \cong 20 A$$

Conociendo la distancia entre el inversor y el tablero de distribución (2 m) los autores no consideran relevante realizar el cálculo de caída de tensión al alimentador puesto que la distancia es muy corta y va a ser marginal la pérdida presenta.

Con base en la protección calculada, se selecciona el conductor puesto a tierra según la tabla 250-95 de la NTC 2050.

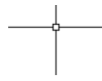
**Tabla 250-95. Calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos**

Corriente nominal o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, tubos conduit, etc. (A)	Sección Transversal			
	Alambre de cobre		Alambre de aluminio o de aluminio revestido de cobre *	
	mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil	mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil
15	2,08	14	3,30	12
20	3,30	12	5,25	10
30	5,25	10	8,36	8
40	5,25	10	8,36	8
60	5,25	10	8,36	8
100	8,36	8	13,29	6
200	13,29	6	21,14	4
300	21,14	4	33,62	2
400	26,66	3	42,20	1
500	33,62	2	53,50	1/0
600	42,20	1	67,44	2/0
800	53,50	1/0	85,02	3/0
1.000	67,44	2/0	107,21	4/0
1.200	85,02	3/0	126,67	250 kcmil
1.600	107,21	4/0	177,34	350 kcmil
2.000	126,67	250 kcmil	202,68	400 kcmil
2.500	177,34	350 kcmil	304,02	600 kcmil
3.000	202,68	400 kcmil	304,02	600 kcmil
4.000	253,25	500 kcmil	405,36	800 kcmil
5.000	354,69	700 kcmil	608,04	1.200 kcmil
6.000	405,36	800 kcmil	608,04	1.200 kcmil

*Ilustración 84: Calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra Fuente: NTC 2050*

Una vez seleccionada la protección y conformando el alimentador en 3x12+12+12 CU AWG se realiza el diagrama unifilar proyectado.





# VIENE DE TABLERO TRIFÁSICO PRINCIPAL PISO 1

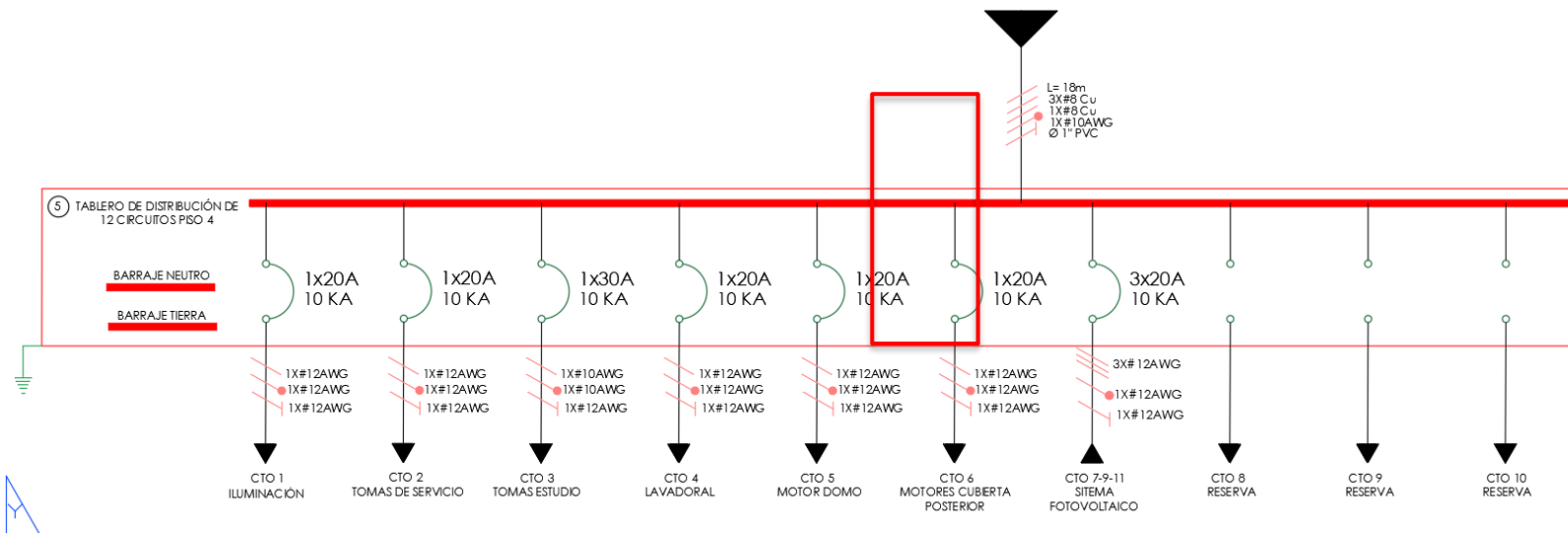


Ilustración 85: Diagrama unifilar del tablero regulado (protección termomagnética) piso 1. Fuente: Autores

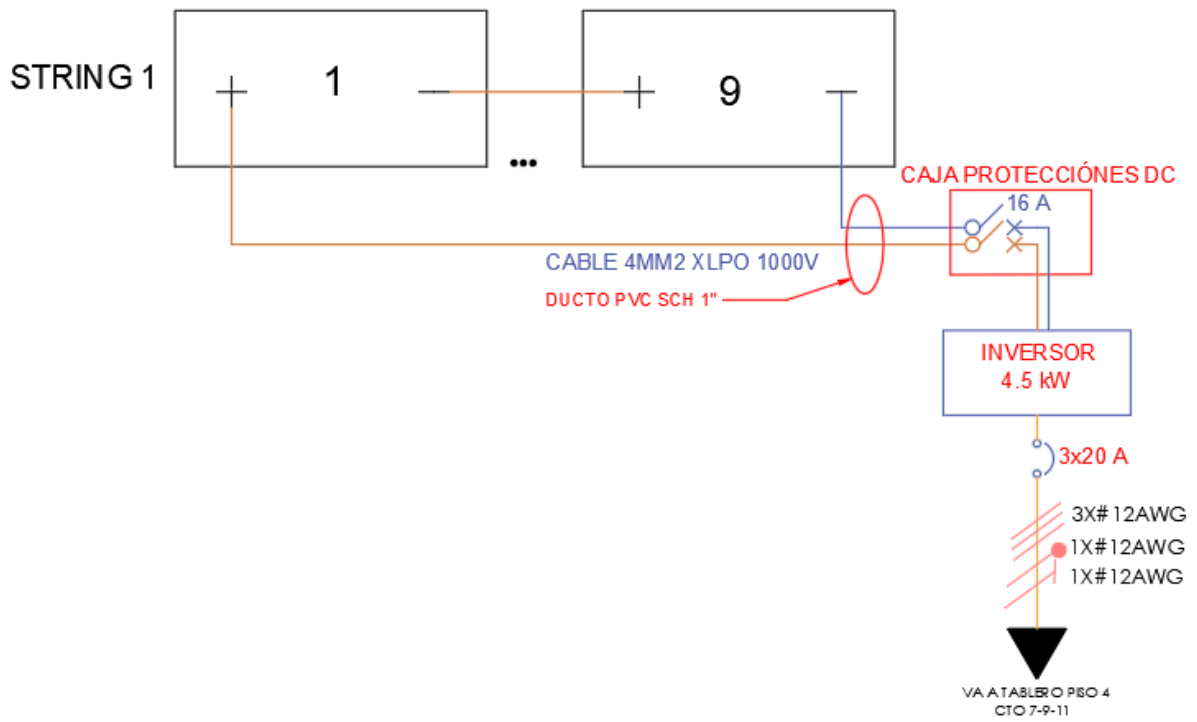


Ilustración 86: Diagrama unifilar de conexión entre paneles e inductor. Fuente: Autores

## 5.7 INSTALACIÓN DE PANELES SOLARES

En países como Colombia que están cercanos al ecuador, las consecuencias de desviaciones de las inclinaciones óptimas son poco importantes. El ángulo de inclinación es pequeño, así que los módulos fotovoltaicos nunca se desvían mucho del ángulo promedio de incidencia sobre la irradiación solar (que está cercana al Cenit sobre la superficie de la tierra). Aun así, de ser posible, es mejor dejar que los módulos miren al sol.

Como se observa en el plano de cortes, la inclinación de los paneles solares será de  $8^\circ$  con orientación hacia el sur, esto debido a que la radiación solar incide perpendicularmente a la superficie y, por tanto, se obtiene la máxima eficacia.

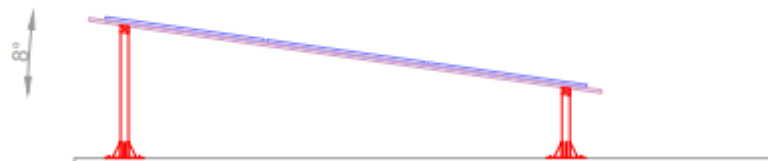


Ilustración 87: Montaje de paneles. Fuente: Autores

Para este proyecto se utilizará un método de instalación picos 3.0 el cual se desarrolló para cubiertas planas tipo DECK, ya que con este tipo de estructura no es necesario realizar perforaciones en la cubierta para su fijación. Fabricado íntegramente en aluminio, donde consta de chapas deflectoras laterales y traseras para atenuar la acción del viento, así como los lastres diseñados a medida que son acoples a la estructura.






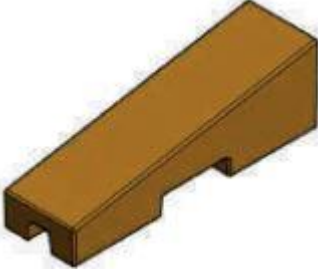


**VISTA EN ISOMÉTRICO**  
Replanteo Pórticos







Ilustración 88: Instalación de instalación Tipo DECK. Fuente: Aulinsolar (2021)

### Características técnicas:

- El sistema se apoya sobre unos calzos de goma fabricados con neumático reciclado con un doble motivo:
  - Ampliar la base de apoyo, estos calzos miden el doble de ancho del perfil de aluminio.
  - Levantar los perfiles de aluminio sobre la cubierta y asegurar así que no se dañe la cubierta.
- El panel siempre se encuentra en posición horizontal.
- Peso medio por metro cuadrado repercutido a la cubierta: 14 kilos metro cuadrado panel + estructura.
- Ángulos de 8° a 10°.
- Material de la estructura 100 % aluminio.
- Fijación de paneles solares en cuatro puntos mediante grapas de aluminio extruidas L=70mm.
- Tornillería en acero inoxidable A2 para fijación de los paneles solares.
- Configuración mínima de 3x3 paneles.
- Vientos de hasta 144 Km/h

Tabla 6: Componentes del sistema de armado tipo DECK

Ítem	Referente gráfico
<b>Chapa de cierre lateral-trasera</b>	
<b>Chapa cierre</b>	
<b>Chapa deflectora</b>	
<b>Lastre de hormigón</b>	
<b>Grapa intermedia</b>	
<b>Tornillo autoladrante</b>	

<b>Conector perfil base G-30</b>	
<b>Grapa final panel</b>	
<b>Apoyo caucho neumático</b>	
<b>Grapa deslizante</b>	
<b>Pórtico</b>	 Pórtico 1 panel
<b>Perfil Base G-30</b>	

Finalmente, se presentan la relación general de los equipos anteriormente descritos como resumen dentro de lo que refiere a los componentes propios de un sistema On-Grid.

Tabla 7: Componentes principales del montaje de planta fotovoltaica a instalar

Componente	Definición	Referencia	Descripción
Panel solar	Son estructuras creadas a partir de células de silicio y marco aluminio, en el cual mediante el proceso fotovoltaico se convierte la radiación solar en energía eléctrica.	JA solar (JAM78S10 435-455/MR)	Ja Solar *Celda: Monocrystalina *Peso: 24.6 *Dimensiones: 2180x996x40 *No. De celdas: 156 (6x26) *Potencia: 455 W *Voltaje de circuito abierto: 53.87 V *Máxima corriente corto circuito:10.56 A.
Medidor bidireccional	Equipos de media que registran el consumo de la red comercial y la exportación producida por la planta fotovoltaica a la red.		Sera suministrado por el cliente: *Tensión Nominal: 3x58/100 277/480 V *Corriente Nominal: 5 *Corriente Máxima: 120

Inversor	Transforma la corriente directa (DC) a corriente alterna (AC)	Fronius	*Tensión nominal: 595 V *Tensión máxima admisible: 1000 V *Potencia máxima: 4.5 KW
Conductor	Es un material que conduce la electricidad mediante el flujo de electrones.	KUKABLE	*Voltaje: AC-0.6/1kv, DC 1,8KV *Resistencia del conductor: 5,09 $\Omega$ (Depende de los cálculos realizados) *Temperatura: 120°
DPS	Dispositivo de sobretensiones, es un dispositivo diseñado para proteger dispositivos eléctricos de picos de tensión, ya que gestionan o administran la energía eléctrica de un dispositivo electrónico conectado a este.		DPS de 20 kA de dos polos
Breaker	Son dispositivos termo magnéticos, los cuales protegen los equipos eléctricos de sobre corrientes.	Solphower	*Protección en DC 2x32 hasta 600 V *Protección termo magnética

## 6. ANÁLISIS FINANCIERO

### 6.1 PRESUPUESTO DE OBRA

Para la identificación de viabilidad financiera del proyecto y mediante el análisis de costos asociados a materia prima, componentes, equipos y servicios adicionales como aquellos que corresponden a la tramitología para la certificación de este proyecto, se calcula el presupuesto de obra disponible en la siguiente tabla:

Tabla 8: Presupuesto de Obra

SISTEMA FOTOVOLTAICO INCOEL S.A.S.							
Ítem	Descripción	Un	Cantidad	Valor unitario	Subtotal	IVA 19%	Valor Total
1	Suministro e instalación de panel solar monocristalino de 450 w marca JA solar.	Un	9	\$ 832.400	\$ 7.491.600	Exento	\$ 7.491.600
2	Suministro e instalación alurack para montaje de paneles.	Glb	1	\$ 365.090	\$ 365.090	19%	\$ 434.457
3	Suministro e instalación de cable 4 mm <sup>2</sup> para cableado en DC.	MI	16	\$ 15.000	\$ 240.000	19%	\$ 285.600
4	Suministro e instalación de cable N° 12 color verde para equipotencializar el sistema.	MI	10	\$ 2.800	\$ 28.000	19%	\$ 33.320
5	Suministro e instalación de caja de paso IP 65 para montaje de protecciones en DC.	Un	1	\$ 127.360	\$ 127.360	19%	\$ 151.558
6	Suministro e instalación de protección en DC 2x32 hasta 600 V.	Un	1	\$ 76.959	\$ 76.959	19%	\$ 91.581
7	Suministro e instalación de DPS de 20 kA de dos polos.	Un	1	\$ 156.587	\$ 156.587	19%	\$ 186.339
8	Suministro e instalación de coraza americana. Incluye conectores.	MI	5	\$ 32.499	\$ 162.495	19%	\$ 193.369
9	Suministro e instalación de inversor marca Fronius Symo de 4.5 kW con tensión de entrada hasta 1000 V en DC y salida en AC 380 V	Un	1	\$ 7.450.000	\$ 7.450.000	Exento	\$ 7.450.000
10	Suministro e instalación de protección en AC para instalar en tablero de distribución de 3x20	Un	1	\$ 87.977	\$ 87.977	19%	\$ 104.693
11	Suministro e instalación de cable 3x12+12+12 para circuito en AC.	MI	2	\$ 12.800	\$ 25.600	19%	\$ 30.464
12	Suministro e instalación de medidor bidireccional.	Un	1	\$ 843.000	\$ 843.000	19%	\$ 1.003.170
13	Certificación RETIE	Un	1	\$ 1.774.763	\$ 1.774.763	19%	\$ 2.111.968
14	Trámite de energización.	Un	1	\$ 477.276	\$ 477.276	19%	\$ 567.958
<b>Inversión</b>							\$ 20.136.077

## 6.2 RETORNO DE LA INVERSIÓN

La empresa se encuentra ubicada en un estrato 2 y el activo (el transformador es propiedad de Codensa) se toma como valor de kW para marzo de 2021 de \$ 566.5330 kWh tal como se evidencia en la siguiente ilustración.

SECTOR RESIDENCIAL NIVEL DE TENSIÓN 1				
ESTRATO (E)	RANGO DE CONSUMO (kWh-mes)	PROPIEDAD DE CODENSA (\$/kWh)	PROPIEDAD DEL CLIENTE (*) (\$/kWh)	PROPIEDAD COMPARTIDA (*) (\$/kWh)
E1	0-CS (+)	226,6132	211,2478	219,4162
	Más de CS	566,5330	528,1195	548,5404
E2	0-CS (+)	283,2666	264,0598	274,2702
	Más de CS	566,5330	528,1195	548,5404
E3	0-CS (+)	481,5531	448,9016	466,2593
	Más de CS	566,5330	528,1195	548,5404
E4	Todo consumo	566,5330	528,1195	548,5404
E5	Todo consumo	679,8396	633,7434	658,2485
E6	Todo consumo	679,8396	633,7434	658,2485

(+) CS: Consumo de Subsistencia

Ilustración 89: Tarifas de kWh establecidas por Codensa

De acuerdo con lo anterior se presenta el cálculo del retorno de la inversión con la relación del valor del proyecto, las tarifas de provisión de energía por parte de Codensa, los descuentos por incentivos tributarios tal como se evidencia en la siguiente tabla:

Tabla 9: Retorno de la Inversión

Retorno de la inversión con valor del kW de referencia marzo de 2021	
<b>Valor proyecto</b>	\$ 20.136.077
<b>Valor kW marzo de 2021</b>	\$ 566,53
<b>Valor energía producida anual.</b>	\$ 3.458.258
<b>Recuperación de la inversión en años sin incentivos tributarios</b>	5,82
<b>Incentivos tributarios Ley 1715 de 2014</b>	
<b>Exención de IVA y aranceles.</b>	Aplicados en presupuesto
<b>Deducción del impuesto de RENTA (50%)</b>	\$ 10.068.039
<b>Depreciación acelerada de equipos año 1</b>	\$ 3.624.494
<b>Depreciación acelerada de equipos año 2</b>	\$ 3.624.494
<b>TOTAL</b>	<b>-\$ 639.207,91</b>

Como se puede observar en la anterior tabla, se puede recuperar la inversión en menos de 2 años siempre y cuando se usen los incentivos tributarios.

## 7. ANÁLISIS DE RIESGOS

### 7.1 ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO Y FALLA A TIERRA

Para realizar el cálculo de la posible corriente de cortocircuito que puede afectar la instalación tomamos los datos de la capacidad del transformador que alimenta el predio e identificamos la topología de la red tal y como se muestra a continuación:



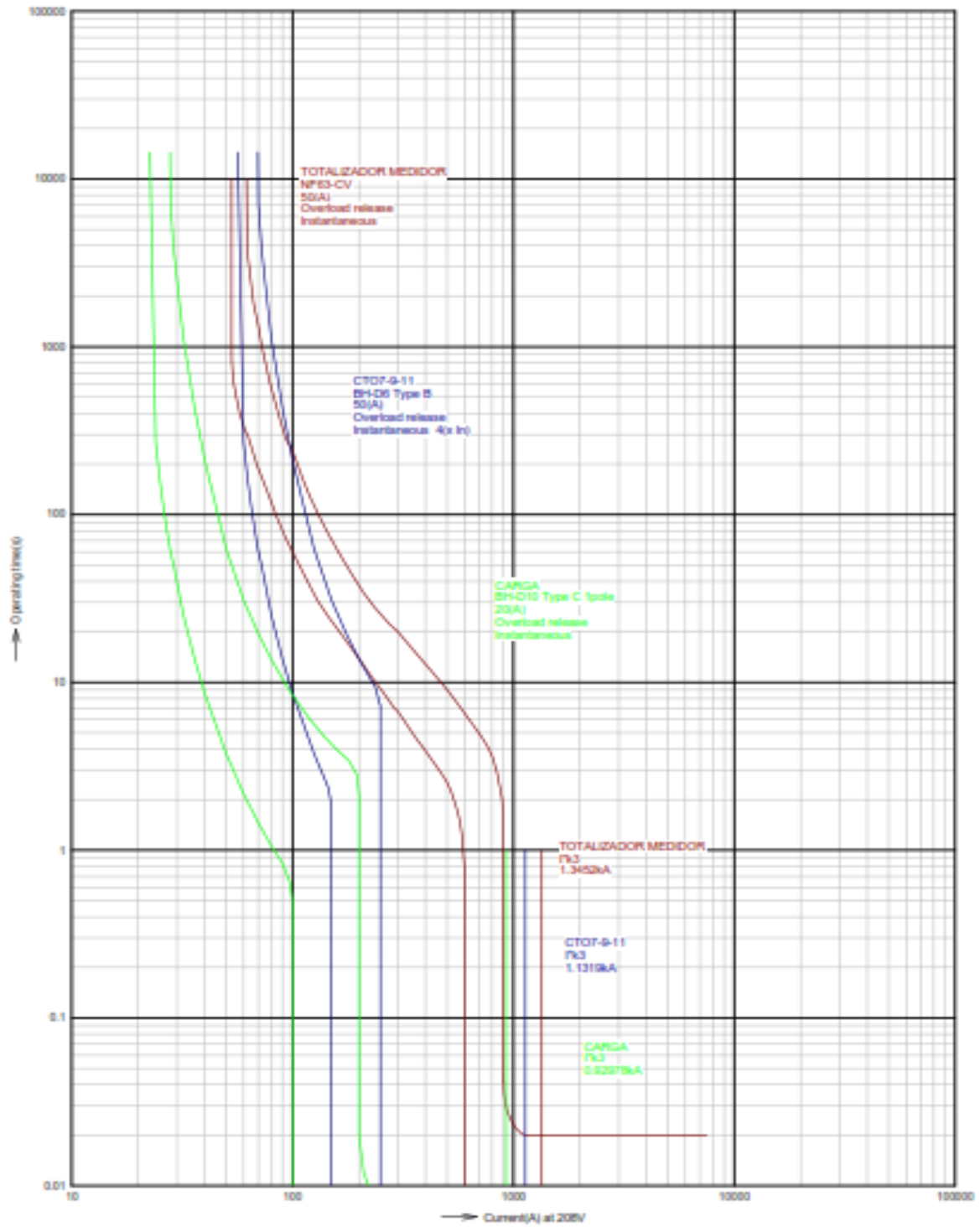


Ilustración 90: Coordinación de protecciones. Fuente: Autores.

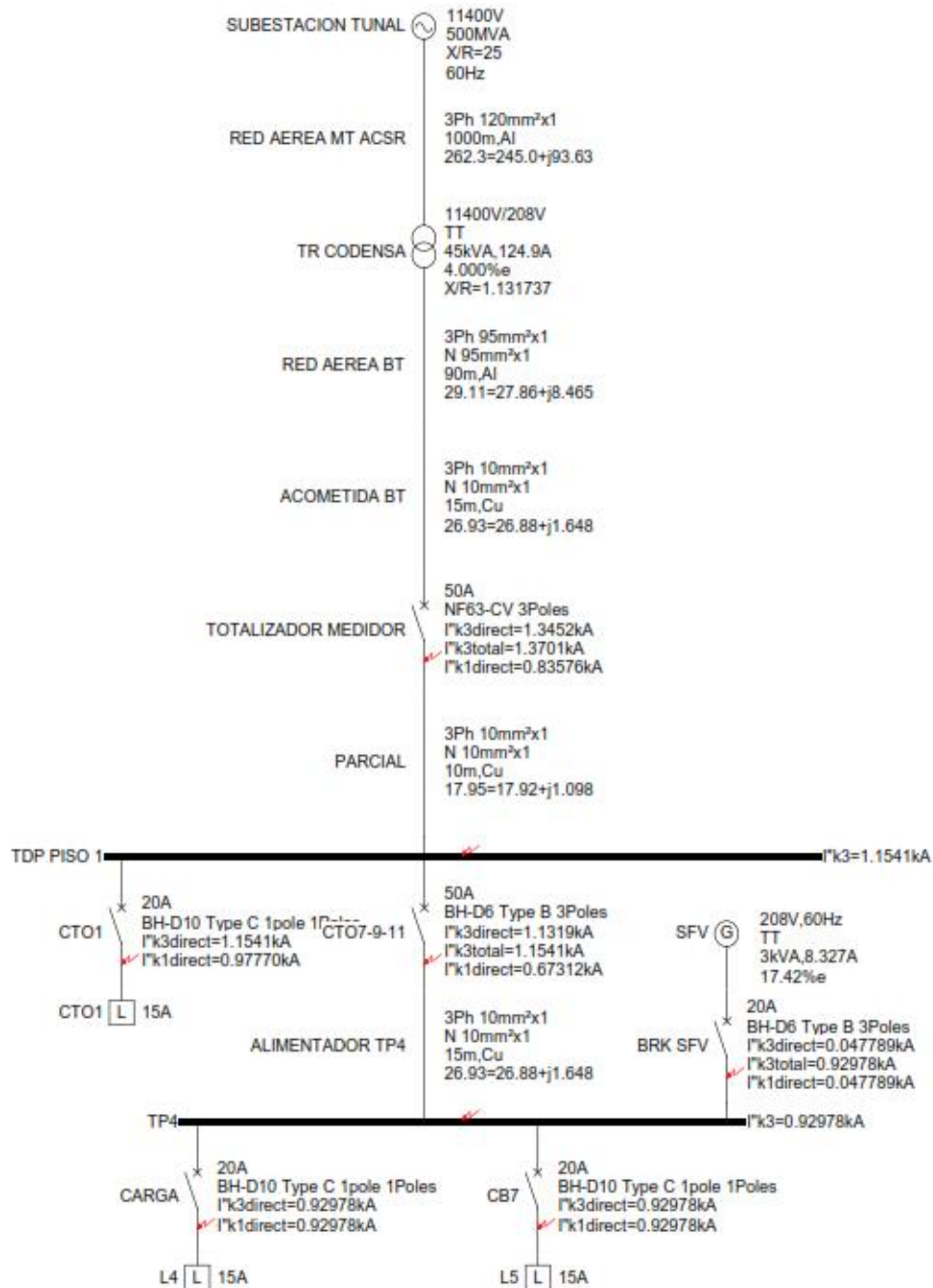


Ilustración 91: Unifilar con coordinación de protecciones. Fuente: Autores.

Teniendo en cuenta lo anterior, la máxima corriente de falla en el Tablero de Distribución General "TDG" 1.3kA, por lo tanto, las protecciones seleccionadas deben ser capaces de soportar esta corriente. En este caso las protecciones seleccionadas tienen una capacidad de corriente de cortocircuito mínima de 10kA.

## 7.2 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

Según lo establece el IEEE 1313.1, la coordinación de aislamiento bajo este estándar aplica para niveles de tensión superiores a 1 kV.

La salida del sistema fotovoltaico es normalizada en 208 V trifásico, por tal motivo en este caso no aplica.

### 7.3 ANÁLISIS DE RIESGOS POR RAYOS

Para la elaboración de dicho análisis utilizamos un software que tiene en cuenta diversas variables que están relacionadas con las descargas atmosféricas tal y como se ve a continuación:

PROYECTO:	SFV INCOEL S.A.S.		
<b>DIMENSIONES DE LA ESTRUCTURA A PROTEGER</b>			
Largo de la estructura L (m)	17	<	>
Ancho de la estructura W (m)	7	<	>
Altura máxima de la estructura H (m)	12	<	>
Marque si la estructura posee parte sobresaliente.	<input type="checkbox"/>	<b>Ejemplo de dimensiones de estructura</b>	
Altura máxima de la estructura Hp (m)	12	<	>
Densidad de rayos a tierra (Rayos/km <sup>2</sup> -año) DDT	2	<	> <b>DDT</b>

Ilustración 92: Dimensiones de la estructura a proteger: Fuente: Autores

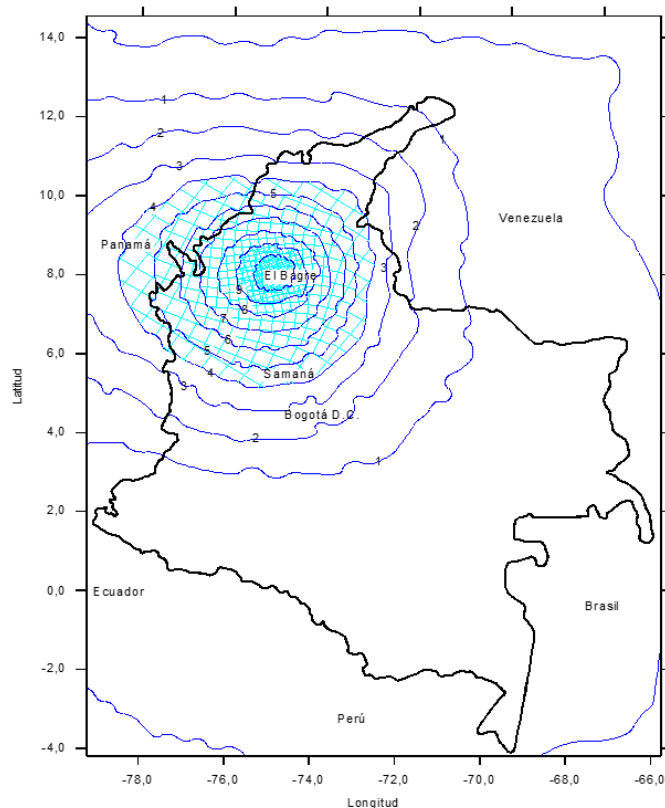


Ilustración 93: Mapa densidad de rayos. Fuente: Seguridad eléctrica Ltda (2021)

Ciudad	Latitud	Longitud	Densidad promedio
Barranquilla	10,9	-74,8	1
Cartagena	10,5	-75,5	2
Corozal	9,3	-75,3	3
El Banco	9,1	-74	10
Magangue	9,3	-74,8	5
Montería	8,8	-75,9	2
Quibdo	5,7	-76,6	9
Santa Marta	11,1	-74,2	2
Tumaco	1,8	-78,8	1
Turbo	8,1	-76,7	5
Valledupar	10,4	-73,3	2
Riohacha	11,5	-72,9	2
Armenia	4,5	-75,8	2
Barranca	7	-73,8	7
Bogota	4,7	-74,2	1
Bucaramanga	7,1	-73,1	1
Cali	3,6	-76,4	1
Cúcuta	7,9	-72,5	1
Girardot	4,3	-74,8	5
Ibagué	4,4	-75,2	2
Ipiales	0,8	-77,6	1
Manizales	5	-75,5	2
Medellín	6,1	-75,4	1
Neiva	3	-75,3	1
Ocaña	8,3	-73,4	2
Pasto	1,4	-77,3	1
Pereira	4,8	-75,7	4
Popayán	2,4	-76,6	1
Remedios	7	-74,7	12
Villavicencio	4,2	-73,5	1
Bagre	7,8	-75,2	12
Samaná	5,4	-74,8	9

Ilustración 94: Tabla densidad de rayos Colombia. Fuente: Seguridad Eléctrica Ltda. (2021)

CARACTERÍSTICAS DEL ENTORNO	
Seleccione la localización de la estructura a ser protegida.	Rodeado de objetos o árboles de igual altura ▼
Ambiente donde están las acometidas de la estructura.	Urbano (entre 10 y 20 m de altura) ▼
Seleccione el tipo de suelo en el interior de la estructura	Prado, concreto. ▼
Seleccione el tipo de suelo en el exterior de la estructura	Prado, concreto. ▼

Ilustración 95: Características del entorno. Fuente: Autores.

<b>CARACTERÍSTICAS DE LAS ACOMETIDAS DE SERVICIOS</b>		
<b>ACOMETIDA DE POTENCIA</b>		
Marque si la estructura a proteger tiene una estructura adyacente de donde proviene la acometida de potencia	<input type="checkbox"/>	<b>Ejemplo de estructura adyacente</b>
Longitud de la estructura adyacente $L_a$ (m)	0	<   >
Ancho de la estructura adyacente $W_a$ (m)	0	<   >
Altura de la estructura adyacente $H_a$ (m)	0	<   >
Seleccione la localizacion de la estructura adyacente	Aislado: sin objetos en la vecindad	▼
Seleccione el tipo de acometida	Acometida Subterranea	▼
Altura de los conductores de potencia desde el nivel de la tierra $H_c$ (m)	0	<   >
Seleccione la localizacion de la acometida de servicio	Rodeado de objetos o árboles de igual altura o menor	▼
Ingrese la longitud de la acometida de servicio (m)	10	<   >
Transformador AT/BT en la acometida	Acometida Sin Transformador	▼
Ingrese la resistividad del suelo $\rho$ ( $\Omega m$ )	30	<   >
<b>ACOMETIDA DE COMUNICACIONES</b>		
Marque si la estructura a proteger tiene una estructura adyacente de donde proviene la acometida	<input type="checkbox"/>	<b>Ejemplo de estructura adyacente</b>
Longitud de la estructura adyacente $L_a$ (m)	0	<   >
Ancho de la estructura adyacente $W_a$ (m)	0	<   >
Altura de la estructura adyacente $H_a$ (m)	0	<   >
Seleccione la localizacion de la estructura adyacente	Aislado: sin objetos en la vecindad	▼
Ingrese el número de acometidas de comunicaciones	1	<   >
Seleccione el tipo de acometida	Acometida Subterranea	▼
Altura de los conductores de comunicaciones desde el nivel de la tierra $H_c$ (m)	0	<   >
Seleccione la localizacion de esta acometida.	Rodeado de objetos o árboles de igual altura o menor	▼
Ingrese la longitud de la acometida de servicio (m)	100	<   >

Ilustración 96: Características de las acometidas de servicio eléctrica y telecomunicaciones. Fuente: Autores.

ACCIONES PREVENTIVAS FRENTE AL RIESGO POR RAYO	
Medidas tomadas frente a tensiones de paso y contacto.	Sin medidas de protección <input checked="" type="checkbox"/>
	Aislamiento eléctrico de bajantes expuestas <input type="checkbox"/>
	Equipotencialización efectiva a nivel del suelo <input type="checkbox"/>
	Avisos de advertencia <input type="checkbox"/>
	Refuerzos estructurales como bajantes o restricciones físicas <input type="checkbox"/>
Seleccione el nivel de protección de la estructura	
Estructura no protegida ▼	
Seleccione el sistema de protección interno adoptado el edificio.	Sin sistema de protección interno ▼
Si la estructura a proteger posee paredes y techos metálicos con un espesor entre 0,1 mm y 0,5 mm marque la casilla. <input type="checkbox"/>	
Tamaño de la cuadrícula para apantallamientos localizados, distancia entre bajantes o distancia entre columnas si se utiliza un sistema natural <b>w</b> (m).	5 < >
Tipo de cableado interno	Sin apantallamiento y con lazos inductivos (conductores del mismo circuito en diferen ▼
Marque la casilla si la pantalla del cable esta conectada a la misma barra equipotencial a la cual esta conectado el equipo. <input checked="" type="checkbox"/>	
Tipo de canalización	<input type="radio"/> Metálica puesta a tierra en ambos extremos
	<input type="radio"/> Metálica no puesta a tierra o en un solo extremo
	<input checked="" type="radio"/> No Metálica
Ingrese el menor valor de tensión soportable al impulso tipo rayo en voltios, del sistema a proteger (BIL equipos) <b>Uw</b>	501 < >
Marque la casilla si existe equipotencialización de las estructuras metálicas, sistemas internos, partes conductoras externas, acometidas de servicio y líneas conectadas a la estructura a proteger <input checked="" type="checkbox"/>	

Ilustración 97: Acción preventiva frente al riesgo por rayo. Fuente: Autores.

EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS	
PÉRDIDAS DE VIDAS HUMANAS	
Seleccione el uso de la estructura.	Industrial, comercial, escuelas, oficinas. ▼
Marque si pueden haber personas expuestas a tensiones de paso y de contacto dentro de la estructura, fuera de la estructura o en ambas ubicaciones.	<input checked="" type="checkbox"/> Dentro de la estructura
	<input checked="" type="checkbox"/> Fuera de la estructura
Pérdidas por sobretensiones en instalaciones con sistemas eléctricos críticos.	Sistemas eléctricos o electrónicos no críticos. ▼
Seleccione el riesgo por fuego en la estructura.	Mínimo ▼
Seleccione la medida de prevención para reducir las consecuencias por fuego.	
Extintores manuales; instalaciones de alarma manual; hidrantes; compartimientos contra fuego; rutas de evacuación ▼	
Seleccione la situación especial de peligro.	
Nivel bajo de pánico (edificación para menos de 100 personas) ▼	
PÉRDIDA DE SERVICIOS ESCENCIALES	
Seleccione el tipo de servicio público que no se debería perder.	No existen servicios esenciales ▼
PÉRDIDA DE HERENCIA CULTURAL IRREEMPLAZABLE	
Seleccione si existe herencia cultural irremplazable en la edificación.	<input type="checkbox"/>

Ilustración 98: Evaluación de pérdidas. Fuente: Autores.

EVALUACIÓN DE RIESGO DE LA ESTRUCTURA		
PROYECTO:	SFV INCOEL S.A.S.	
© Copyright: Seguridad Eléctrica Ltda.		
RIESGO DE PÉRDIDA DE VIDAS HUMANAS	RIESGO DE PÉRDIDA DEL SERVICIO PÚBLICO	RIESGO DE PÉRDIDA DEL PATRIMONIO CULTURAL
<b>R<sub>1</sub></b>	<b>R<sub>2</sub></b>	<b>R<sub>3</sub></b>
5,9234E-07	0,00E+00	0,00E+00
<b>R<sub>1</sub></b>	<b>R<sub>2</sub></b>	<b>R<sub>3</sub></b>
1,0000000E-05	1,00E-03	1,00E-03
<b>R<sub>1</sub></b>	<b>R<sub>2</sub></b>	<b>R<sub>3</sub></b>
OK!!! RIESGO CONTROLADO	OK!!! RIESGO CONTROLADO	OK!!! RIESGO CONTROLADO

VALORES DE RIESGO CALCULADO

VALORES DE RIESGO TOLERABLE

CONTROL DEL RIESGO

Ilustración 99: Resultado evaluación del riesgo. Fuente: Autores.

Dados los resultados obtenidos a partir del estudio, se concluye que, bajo las condiciones actuales, los niveles de riesgo son inferiores a los riesgos tolerables, por tanto, no se requiere ningún tipo de Sistema de Protección Externa.

## 7.4 ANÁLISIS DE RIESGOS DE ORIGEN ELÉCTRICO

Para la elaboración del RETIE se tuvieron en cuenta los elevados gastos en que frecuentemente incurren el Estado y las personas o entidades afectadas cuando se presenta un accidente de origen eléctrico, los cuales superan significativamente las inversiones que se hubieren requerido para minimizar o eliminar el riesgo.

Para los efectos del RETIE se entenderá que una instalación eléctrica es de PELIGRO INMINENTE o de ALTO RIESGO, cuando carezca de las medidas de protección frente a condiciones donde se comprometa la salud o la vida de personas, tales como: ausencia de la electricidad, arco eléctrico, contacto directo e indirecto con partes energizadas, rayos, sobretensiones, sobrecargas, cortocircuitos, tensiones de paso, contacto y transferidas que excedan límites permitidos.

## 7.5 MATRIZ DE ANÁLISIS DE RIESGOS

Con el fin de evaluar el nivel o grado de riesgo de tipo eléctrico, se puede aplicar la siguiente matriz para la toma de decisiones. La metodología para seguir en un caso en particular es la siguiente:

- a. Definir el factor de riesgo que se requiere evaluar o categorizar.
- b. Definir si el riesgo es potencial o real.

- c. Determinar las consecuencias para las personas, económicas, ambientales y de imagen de la empresa. Estimar dependiendo del caso particular que analiza.
- d. Buscar el punto de cruce dentro de la matriz correspondiente a la consecuencia (1, 2, 3, 4, 5) y a la frecuencia determinada (a, b, c, d, e): esa será la valoración del riesgo para cada clase.
- e. Repetir el proceso para la siguiente clase hasta que cubra todas las posibles pérdidas.
- f. Tomar el caso más crítico de los cuatro puntos de cruce, el cual será la categoría o nivel del riesgo.
- g. Tomar las decisiones o acciones, según lo indicado en los registros de **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

RIESGO A EVALUAR:		QUEMADURA por ARCO (al o en) MODULO INVERSOR								
		EVENTO O EFECTO (Ej: Quemaduras)	FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (Ej: Arco eléctrico)	FUENTE (Ej: Celda de 13,8 kV)						
		POTENCIAL <input checked="" type="checkbox"/>	REAL <input type="checkbox"/>	FRECUENCIA						
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador: _____		MP: _____			Fecha: _____					

Ilustración 100: Matriz de riesgos - Arco, Modulo inversor. Fuente: Autores



<b>RIESGO A EVALUAR:</b>	GOLPE		por		AUSENCIA		(al) o (en)		CUARTO TECNICO	
	<b>EVENTO O EFECTO</b> (Ej: Quemaduras)			<b>FACTOR DE RIESGO (CAUSA)</b> (Ej: Arco eléctrico)			<b>FUENTE</b> (Ej: Celda de 13,8 kV)			
<b>POTENCIAL</b> <input checked="" type="checkbox"/>		<b>REAL</b> <input type="checkbox"/>			<b>FRECUENCIA</b>					
<b>C O N S E C U E N C I A S</b>	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		<b>E</b> No ha ocurrido en el sector	<b>D</b> <del>Ha ocurrido en el sector</del>	<b>C</b> Ha ocurrido en la Empresa	<b>B</b> Sucede varias veces al año en la Empresa	<b>A</b> Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	<del>Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)</del>	<del>Daños leves, No interrupción</del>	<del>Sin efecto</del>	<del>Interna</del>	<del>1</del>	<del>MUY BAJO</del>	<del>BAJO</del>	<del>BAJO</del>	<del>BAJO</del>	<del>MEDIO</del>
Evaluador: _____ MP: _____ Fecha: _____										

Ilustración 101: Matriz de riesgos - Ausencia, Cuarto técnico. Fuente: Autores

<b>RIESGO A EVALUAR:</b>	QUEMADURA		por		CONTACTO		(al) o (en)		EQUIPOS DE BAJA TENSION	
	<b>EVENTO O EFECTO</b> (Ej: Quemaduras)			<b>FACTOR DE RIESGO (CAUSA)</b> (Ej: Arco eléctrico)			<b>FUENTE</b> (Ej: Celda de 13,8 kV)			
<b>POTENCIAL</b> <input checked="" type="checkbox"/>		<b>REAL</b> <input type="checkbox"/>			<b>FRECUENCIA</b>					
<b>C O N S E C U E N C I A S</b>	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		<b>E</b> No ha ocurrido en el sector	<b>D</b> <del>Ha ocurrido en el sector</del>	<b>C</b> Ha ocurrido en la Empresa	<b>B</b> Sucede varias veces al año en la Empresa	<b>A</b> Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	<del>Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)</del>	<del>Daños leves, No interrupción</del>	<del>Sin efecto</del>	<del>Interna</del>	<del>1</del>	<del>MUY BAJO</del>	<del>BAJO</del>	<del>BAJO</del>	<del>BAJO</del>	<del>MEDIO</del>
Evaluador: _____ MP: _____ Fecha: _____										

Ilustración 102: Matriz de riesgos - Contacto, Equipos de baja tensión. Fuente: Autores

RIESGO A EVALUAR:	DESCARGA <input type="checkbox"/> por CONTACTO <input checked="" type="checkbox"/> (al) o (en) CUARTO TECNICO BAJA TENSION FUENTE									
	EVENTO O EFECTO (Ej: Quemaduras)	FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (Ej: Arco eléctrico)								
POTENCIAL <input checked="" type="checkbox"/> REAL <input type="checkbox"/>		FRECUECIA								
C O N S E C U E N C I A S	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E No ha ocurrido en el sector	D <del>Ha ocurrido en el sector</del>	C Ha ocurrido en la Empresa	B Sucede varias veces al año en la Empresa	A Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	<del>Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)</del>	<del>Daños leves, No interrupción</del>	<del>Sin efecto</del>	<del>Interna</del>	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador: _____ MP: _____ Fecha: _____										

Ilustración 103: Matriz de riesgos - Contacto, Cuarto técnico baja tensión. Fuente: Autores

RIESGO A EVALUAR:	ELECTRIZACION <input type="checkbox"/> por ELECTRICIDAD ESTATICA <input checked="" type="checkbox"/> (al) o (en) CUARTO DE BAJA TENSION FUENTE									
	EVENTO O EFECTO (Ej: Quemaduras)	FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (Ej: Arco eléctrico)								
POTENCIAL <input checked="" type="checkbox"/> REAL <input type="checkbox"/>		FRECUECIA								
C O N S E C U E N C I A S	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E No ha ocurrido en el sector	D <del>Ha ocurrido en el sector</del>	C Ha ocurrido en la Empresa	B Sucede varias veces al año en la Empresa	A Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	<del>Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)</del>	<del>Daños leves, No interrupción</del>	<del>Sin efecto</del>	<del>Interna</del>	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador: _____ MP: _____ Fecha: _____										

Ilustración 104: Matriz de riesgos - Electricidad estática, Cuarto de baja tensión. Fuente: Autores

<b>RIESGO A EVALUAR:</b>	APAGON		por EQUIPO		(al) o (en) TABLERO, EQUIPOS					
	<b>EVENO O EFECTO</b> (Ej: Quemaduras)			<b>FACTOR DE RIESGO (CAUSA)</b> (Ej: Arco eléctrico)		<b>FUENTE</b> (Ej: Celda de 13,8 kV)				
<b>POTENCIAL</b> <input checked="" type="checkbox"/>		<b>REAL</b> <input type="checkbox"/>			<b>FRECUENCIA</b>					
<b>C O N S E C U E N C I A S</b>	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		<b>E</b> No ha ocurrido en el sector	<b>D</b> <del>Ha ocurrido en el sector</del>	<b>C</b> Ha ocurrido en la Empresa	<b>B</b> Sucede varias veces al año en la Empresa	<b>A</b> Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	<del>Daños importantes. Interrupción breve</del>	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	<del>Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)</del>	<del>Daños leves, No interrupción</del>	<del>Sin efecto</del>	<del>Interna</del>	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador: _____ MP: _____ Fecha: _____										

Ilustración 105: Matriz de riesgos – Tablero y Equipos. Fuente: Autores

<b>RIESGO A EVALUAR:</b>	APAGON		por RAYOS		(al) o (en) PARARRAYOS EXISTENTE					
	<b>EVENO O EFECTO</b> (Ej: Quemaduras)			<b>FACTOR DE RIESGO (CAUSA)</b> (Ej: Arco eléctrico)		<b>FUENTE</b> (Ej: Celda de 13,8 kV)				
<b>POTENCIAL</b> <input checked="" type="checkbox"/>		<b>REAL</b> <input type="checkbox"/>			<b>FRECUENCIA</b>					
<b>C O N S E C U E N C I A S</b>	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		<b>E</b> No ha ocurrido en el sector	<b>D</b> <del>Ha ocurrido en el sector</del>	<b>C</b> Ha ocurrido en la Empresa	<b>B</b> Sucede varias veces al año en la Empresa	<b>A</b> Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	<del>Daños importantes. Interrupción breve</del>	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	<del>Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)</del>	<del>Daños leves, No interrupción</del>	<del>Sin efecto</del>	<del>Interna</del>	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador: _____ MP: _____ Fecha: _____										

Ilustración 106: Matriz de riesgos – Rayos. Fuente: Autores

RIESGO A EVALUAR:	ELECTROCUCIO por TENSION DE CONTACTO (al o (en) CUARTO ELECTRICO									
	EVENTO O EFECTO			FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE			
	(Ej: Quemaduras)			(Ej: Arco eléctrico)			(Ej: Celda de 13,8 kV)			
POTENCIAL <input checked="" type="checkbox"/>			REAL <input type="checkbox"/>			FRECUENCIA				
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	<del>Incapacidad parcial permanente</del>	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	<del>Regional</del>	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	<del>Sin efecto</del>	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

Evaluador: \_\_\_\_\_ MP: \_\_\_\_\_ Fecha: \_\_\_\_\_

Ilustración 107: Matriz de riesgos – Tensión de contacto, Cuarto eléctrico. Fuente: Autores

RIESGO A EVALUAR:	ELECTROCUCIO por TENSION DE PASO (al o (en) CUARTO ELECTRICO									
	EVENTO O EFECTO			FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE			
	(Ej: Quemaduras)			(Ej: Arco eléctrico)			(Ej: Celda de 13,8 kV)			
POTENCIAL <input checked="" type="checkbox"/>			REAL <input type="checkbox"/>			FRECUENCIA				
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	<del>Incapacidad parcial permanente</del>	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	<del>Regional</del>	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	<del>Sin efecto</del>	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

Evaluador: \_\_\_\_\_ MP: \_\_\_\_\_ Fecha: \_\_\_\_\_

Ilustración 108: Matriz de riesgo - Tensión de paso, Cuarto eléctrico. Fuente: Autores

Se ubica el nivel de riesgo correspondiente al mas alto encontrado en las matrices anteriores para lo cual hay que tomar las medidas que aparecen en la siguiente tabla:

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Muy alto	<b>Inadmisble para trabajar.</b> Hay que eliminar fuentes potenciales, hacer reingeniería o minimizarlo y volver a valorarlo en grupo, hasta reducirlo.  Requiere permiso especial de trabajo.	Buscar procedimientos alternativos si se decide hacer el trabajo. La alta dirección participa y aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y autoriza su realización, mediante un Permiso Especial de Trabajo (PES).
	Alto	<b>Minimizarlo.</b> Buscar alternativas que presenten menor riesgo. Demostrar cómo se va a controlar el riesgo, aislar con barreras o distancia, usar EPP.  Requiere permiso especial de trabajo.	El jefe o supervisor del área involucrada, aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el Permiso de Trabajo (PT) presentados por el líder a cargo del trabajo.
	Medio	<b>Aceptarlo.</b> Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP).  Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.
	Bajo	<b>Asumirlo.</b> Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP.  No requiere permiso especial de trabajo.	El líder del trabajo debe verificar: <ul style="list-style-type: none"> <li>• ¿Qué puede salir mal o fallar?</li> <li>• ¿Qué puede causar que algo salga mal o falle?</li> <li>• ¿Qué podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle?</li> </ul>
	Muy bajo	Vigilar posibles cambios	No afecta la secuencia de las actividades.

Ilustración 109: Acciones del riesgo identificado. Fuente: Autores.

Tal y como se muestra en el análisis anterior el mayor riesgo encontrado corresponde a la posible explosión y electrocución en cuarto técnico. Para mitigar este riesgo y evitar que ocurra la mayor posibilidad de daño al personal, que en este caso sería un paro cardíaco y quemaduras, se recomienda que solo ingrese al espacio de trabajo personal calificado y que cuente con todos los elementos de protección personal. Adicional que se diligencia su respectivo plan de trabajo seguro.

Un aspecto muy importante para tener en cuenta es evitar que las personas calificadas ingresen solas, por lo anterior, se debe ingresar siempre en compañía de una cuadrilla para que, en caso de cualquier accidente se pueda solicitar la ayuda correspondiente.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se presentó para esta empresa una proyección que le permitirá a INCOEL promocionar la implementación de sistemas de energía sustentable con un menor impacto ambiental, permitiéndole convertirse en una empresa líder en el diseño e instalación de sistemas de energía soportados en plantas solares que contribuyan a la transición nacional de consumo de energía convencional basados principalmente en combustibles fósiles, hacia el consumo de energía mediante celdas solares que permitan un desarrollo sustentable.

De especial atención en una implementación de este diseño se ha de dar tratamiento a lo estipulado en la ley 1715, donde se reglamenta la integración de energías no convencionales al sistema energético nacional, dando de esta manera a la implementación de la resolución 585 de 2017, la cual exenta de IVA a los auto generadores de pequeña escala, en algunos de los principales componentes de la planta fotovoltaica, por lo que se ha de facilitar decisiones en relación a la aceptación del presupuesto del proyecto y su retorno de inversión.

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico fue necesario revisar la norma Codensa, la CREG, RETIE, NTC 2050. Con base en las anteriores normas fue posible determinar que tan solo se podía producir el 15% de la potencia del transformador que le da servicio a la empresa, seleccionar los conductores, protecciones, ductos y selección de los inversores.

De este proyecto cuyo objeto se delimitó en el diseño de una planta fotovoltaica; se destacan los esfuerzos para definir la potencia con la cual se debe trabajar, junto a la recolección de datos a través de la utilización del analizador de redes FLUKE 435 serie II, su respectivo análisis y conclusión de la energía consumida, ya que esta determina el dimensionamiento físico de la planta y la relación de componentes entre los que se encuentran un inversor trifásico de baja potencia, definida dado que el voltaje máximo entregado por los paneles será de un total 484,83 V instalados en serie.

Una vez realizado el diseño, se determinó que la planta quedará con una potencia máxima pico de 4095 (Wp), para ello se tuvieron en cuenta los voltajes en DC y AC, corrientes para selección de protecciones y conductores, el espacio entregado por la propiedad y el enfoque específico de aprovechar la máxima energía por el sol. Adicionalmente, y una vez determinada la capacidad y especificaciones de los equipos, se seleccionan estos De acuerdo con calificaciones entregadas por los diversos instaladores y empresas de ingeniería afines al diseño e implementación de estos proyectos.

Se logró determinar mediante su diseño, los equipos necesarios para la instalación de la planta fotovoltaica que suplirá el 85.46% del total de la carga demandada de la empresa INCOEL S.A.S, de los cuales destacaron los paneles monocristalinos de 455W, el inversor Fronius, los cuales son las piezas principales para su funcionamiento.

Para plasmar el diseño, rutas y demás indicaciones necesarias para su implementación, se realizó el levantamiento arquitectónico y eléctrico mediante software AUTOCAD, en este, se presentaron las luminarias, tomas e interruptores que componen la instalación eléctrica. Posteriormente, se dibujan los nuevos diagramas unifilares sumando la potencia de la planta fotovoltaica, protecciones y conductores propios del sistema. Todos estos relacionados en los anexos del documento.

Finalmente, se logra realizar el análisis de retorno de la inversión obteniendo resultados atractivos para el cliente, se determina que la recuperación de la inversión se podrá realizar aplicando a los beneficios tributarios otorgados por el estado, dicho esto, se concluye que en menos de 2 años.

## GLOSARIO

- **CARGA:** La potencia eléctrica requerida para el funcionamiento de uno o varios equipos eléctricos o la potencia que transporta un circuito.
- **CARGABILIDAD:** Límite térmico dado en capacidad de corriente, para líneas de transporte de energía, transformadores, etc.
- **CAPACIDAD DE CORRIENTE:** Corriente máxima que puede transportar continuamente un conductor o equipo en las condiciones de uso, sin superar la temperatura nominal de servicio.
- **CAPACIDAD NOMINAL:** El conjunto de características eléctricas y mecánicas asignadas a un equipo o sistema eléctrico por el diseñador, para definir su funcionamiento bajo unas condiciones específicas. En un sistema la capacidad nominal la determina la capacidad nominal del elemento limitador.
- **CAPACIDAD O POTENCIA INSTALADA:** También conocida como carga conectada, es la sumatoria de las cargas en kVA continuas y no continuas, previstas para una instalación de uso final. Igualmente, es la potencia nominal de una central de generación, subestación, línea de transmisión o circuito de la red de distribución.
- **CIRCUITO ELÉCTRICO:** Lazo cerrado formado por un conjunto de elementos, dispositivos y equipos eléctricos, alimentados por la misma fuente de energía y con las mismas protecciones contra sobretensiones y sobrecorrientes. No se toman los cableados internos de equipos como circuitos. Pueden ser de modo diferencial (por conductores activos) o de modo común (por conductores activos y de tierra).
- **CONTACTO DIRECTO:** Es el contacto de personas o animales con conductores activos o partes energizadas de una instalación eléctrica.
- **CONTACTO ELÉCTRICO:** Acción de unión de dos elementos con el fin de cerrar un circuito. Puede ser de frotamiento, de rodillo, líquido o de presión.
- **CORTOCIRCUITO:** Unión de muy baja resistencia entre dos o más puntos de diferente potencial del mismo circuito.
- **CUARTO ELÉCTRICO:** Recinto o espacio en un edificio dedicado exclusivamente a los equipos y dispositivos eléctricos, tales como transformadores, celdas, tableros, UPS, protecciones, medidores, canalizaciones y medios para sistemas de control entre otros. Algunos edificios por su tamaño deben tener un cuarto eléctrico principal y otros auxiliares.
- **DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES TRANSITORIAS:** Dispositivo diseñado para limitar las sobretensiones transitorias y conducir las corrientes de impulso. Contiene al menos un elemento no lineal.
- **DISTANCIA DE SEGURIDAD:** Distancia mínima alrededor de un equipo eléctrico o de conductores energizados, necesaria para garantizar que no habrá accidente por acercamiento de personas, animales, estructuras, edificaciones o de otros equipos.
- **INSTALACIÓN ELÉCTRICA:** Conjunto de aparatos eléctricos, conductores y circuitos asociados, previstos para un fin particular: Generación, transmisión, transformación, conversión, distribución o uso final de la energía eléctrica. La cual, para los efectos del presente reglamento, debe considerarse como un producto terminado.
- **PUESTA A TIERRA:** Grupo de elementos conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común, que distribuye las corrientes eléctricas de falla en el suelo o en la masa. Comprende electrodos, conexiones y cables enterrados.
- **SISTEMA DE PUESTA A TIERRA (SPT):** Conjunto de elementos conductores continuos de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones, que conectan los equipos eléctricos con el terreno o una masa metálica. Comprende la puesta a tierra y la red equipotencial de cables que normalmente no conducen corriente.

## BIBLIOGRAFÍA

- Ambiente soluciones. (s.f). Conexión ON/GRID. Ambiente soluciones.  
[https://www.ambientesoluciones.com/sitio/contenidos\\_mo.php?c=430](https://www.ambientesoluciones.com/sitio/contenidos_mo.php?c=430)
- Báez J y Forero R.(2018) Energía solar fotovoltaica, una alternativa sustentable para el futuro. Universidad Santo Tomás. Bogotá D.C.  
<https://repository.usta.edu.co/bitstream/handle/11634/10713/2018Baezjose.pdf?sequence=1>
- Benítez A. Y Tello I. (2018). Estudio de factibilidad de la implementación de un sistema solar fotovoltaico en la finca villa catalina. [ Monografía, Ingeniería Ambiental].  
<https://repository.unilibre.edu.co/bitstream/handle/10901/15474/Mpnografia.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación (2002). Energía Solar Fotovoltaica. Ed, Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación. Madrid.
- Congreso Nacional de Colombia (13 mayo de 2014). Ley 1415. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. Diario Oficial No. 49.150
- Creg. (2018). Resolución 015. Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y la generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.
- Fernández G y Agustín C. (2017). Proyecto de diseño e implementación de un sistema fotovoltaico de interconexión a la red eléctrica en la Universidad Tecnológica de Altamira. [ Tesis maestría en Energías renovables, Universidad de Altamira].
- Gómez y Silva (2019). Diseño e implementación de un prototipo de radiación ultravioleta que aporte a disminuir la cantidad de microorganismos presentes en 30 litros de agua. [ Artículo tesis].  
<https://repositorio.unillanos.edu.co/bitstream/001/1439/3/Dise%c3%b1o%20e%20implementaci%c3%b3n%20de%20un%20Sistema%20de%20Energia%20Solar....pdf>
- La Guia Solar. (s.f). ¿Qué es una instalación fotovoltaica On Grid? La guía solar.com.  
<http://www.laguiasolar.com/que-es-una-instalacion-fotovoltaica-on-grid/>
- Ministerio de Ambiente. (2016). Resolución 1283.  
[minambiente.gov.co/images/normativa/app/resoluciones/8bres%201283%20agost%202016.pdf](http://minambiente.gov.co/images/normativa/app/resoluciones/8bres%201283%20agost%202016.pdf)
- Ministerio de Ambiente. (2017). Resolución 2000. 29 Por la cual se establece la forma y requisitos para presentar ante la ANLA, las solicitudes de acreditación para obtener la exclusión del impuesto sobre las ventas.
- Universidad de Chile. (2005). Sistemas fotovoltaicos en Arquitectura y Urbanismo. *Revista de Urbanismo*, 12.  
[https://web.uchile.cl/vignette/revistaurbanismo/CDA/urb\\_simple/0,1310,SCID%253D14980%2526ISID%253D530%2526IDG%253D2%2526ACT%253D0%2526PRT%253D14974,00.html](https://web.uchile.cl/vignette/revistaurbanismo/CDA/urb_simple/0,1310,SCID%253D14980%2526ISID%253D530%2526IDG%253D2%2526ACT%253D0%2526PRT%253D14974,00.html)



- UPME. (2017). Resolución 585.  
[http://www1.upme.gov.co/Normatividad/585\\_2017.pdf](http://www1.upme.gov.co/Normatividad/585_2017.pdf)
- UPME (2020). Resolución 203. Por la cual se establecen los requisitos y el procedimiento para acceder a los beneficios tributarios en inversiones en investigación, desarrollo o producción de energía a partir de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE).  
[https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_upme\\_0203\\_2020.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_upme_0203_2020.htm)
- Ramos H y Luna R. (2014). Diseño de un sistema fotovoltaico integrado a la red para el área de estacionamiento de la universidad tecnológica de salamanca. [ Tesis, Maestría en Recursos Renovables].  
<https://cimav.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1004/521/1/Tesis%20Rafael%20Luna%20Puente%2C%20Humberto%20Ramos%20L%C3%B3pez.pdf>
- Rodríguez M. (2009). Desarrollo de la energía solar en Colombia y sus perspectivas. Revista de ingeniería,28. Universidad de los Andes
- Presidencia de la República. (2014). Decreto 2492.  
<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=60174>
- Presidencia de la República. (2014). Decreto 2469. Por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración.
- Presidencia de la República. (2015). Decreto 2143. Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, Decreto 1073 de 2015, en lo relacionado con la definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el Capítulo 111 de la Ley 1715 de 2014.  
<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=64682>.
- Presidencia de la República (2017). Decreto 348. *Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala.*  
[http://cceecol.org/newweb\\_ccee/wp-content/uploads/2018/01/DECRETO-348-DEL-01-DE-MARZO-DE-2017.pdf](http://cceecol.org/newweb_ccee/wp-content/uploads/2018/01/DECRETO-348-DEL-01-DE-MARZO-DE-2017.pdf).
- Presidencia de la República (2017). Decreto 1543. Por la cual se reglamenta el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía, FENOGE, adicionando una Sección 5 al Capítulo 3 del Título III de la Parte 2 del Libro 2 del Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015."  
<https://www.minenergia.gov.co/fenoge#:~:text=Decreto%201543%20de%202017%20%2D%20%22Por,y%20Energ%C3%ADa%201073%20de%202015.%22>
- Sales G, Salvador O y Salvador S. (2014). Módulos Fotovoltaicos. *Curso “energía solar fotovoltaica – una apuesta de futuro sostenible.* Universidad de Valencia.  
[https://www.cursofotovoltaica.com/wp7content/uploads/2017/07/WEB\\_FV\\_Intro\\_FIP\\_Cap02\\_Trina\\_Modulos\\_sp\\_140525.pdf](https://www.cursofotovoltaica.com/wp7content/uploads/2017/07/WEB_FV_Intro_FIP_Cap02_Trina_Modulos_sp_140525.pdf)

- Sánchez S y Franco J. (2016). DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO INTERCONECTADO A RED CON SOPORTE DE ALMACENAMIENTO EN LA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA.
- [Tesis].Universidad Tecnológica de Pereira.  
<https://core.ac.uk/download/pdf/84108376.pdf>
- Vivint solar (s.f). Historia de los paneles solares (2021).  
<https://www.vivintsolar.com/es/centro-de-aprendizaje/historia-de-la-energia-solar>