



Propuesta de diseño eléctrico y sistema fotovoltaico para la Universidad Antonio Nariño sede Tunja

**Carlos Andrés Betancourt Parra, Jorge Leonardo Robles
Malagón**

Universidad Antonio Nariño
Facultad de Ingeniería Mecánica, Electrónica y Biomédica
Tunja, Colombia
2020

Propuesta de diseño eléctrico y sistema fotovoltaico para la Universidad Antonio Nariño sede Tunja

**Carlos Andrés Betancourt Parra, Jorge Leonardo Robles
Malagón**

Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:
Ingeniero Electromecánico

Director (a):

M.sc. JUAN DAVID RIVERA NIQUEPA

Universidad Antonio Nariño
Facultad de Ingeniería Mecánica, Electrónica y Biomédica
Tunja, Colombia

2020

Dedicatoria

Este documento está dedicado a nuestros padres por ser el pilar y apoyo constante en nuestro proceso de formación.

“El sol transmite a la superficie de la tierra, más energía de la que el planeta utiliza en un año”

Anónimo

Agradecimientos

Agradecemos primeramente a Dios por brindarnos la oportunidad de llegar a este punto de nuestras vidas en el cual optamos por un título profesional.

A nuestros padres por ser el ejemplo claro de dedicación y esfuerzo, siendo la familia la base de la sociedad.

Al Ingeniero Juan David Rivera Niquepa, por su gran aporte académico en el desarrollo de los diferentes cursos que permitieron dar la base para el desarrollo del contenido de este proyecto.

Al ingeniero Carlos Batista por su apoyo y enfoque a los semilleros de investigación que permiten incurrir en temas relacionados con el área de energías renovables.

Por ultimo y no menos importante, quisiéramos dar un agradecimiento a la Universidad Antonio Nariño comprendida por sus docentes y personal administrativo, los cuales acompañaron nuestro proceso con las herramientas necesarias para forjar el conocimiento de los futuros profesionales de nuestro país.

Resumen

Este proyecto se dividió en 4 fases; en la primera, un estudio preliminar e identificación de áreas que componen la universidad Antonio Nariño sede Tunja actualmente, partiendo de un levantamiento arquitectónico simplificado con el fin de esquematizar la distribución eléctrica que se proyectó. En la segunda fase se realizó el estudio y requerimiento según el tipo de carga, siguiendo los literales del RETIE para un diseño detallado, entre los cuales exige los esquemas eléctricos de distribución.

La tercera fase se enfocó en la iluminación de las instalaciones de la universidad, aplicando los parámetros establecidos en el RETILAP, a través de la simulación con el software Dialux, el cual permitió establecer los parámetros de cumplimiento según la norma.

Partiendo de la información obtenida en las tres fases anteriores, se estableció la carga de diseño y se dio inicio a la cuarta y última fase, en la cual, se realizó la propuesta de diseño de un sistema solar fotovoltaico, el cual se desarrolló teniendo en cuenta los requerimientos técnicos y legales que actualmente lo rigen. Con esta propuesta se pudo establecer una proyección de ahorro y aprovechamiento del consumo energético en el inmueble.

Con el desarrollo de esta propuesta se contempla un cambio radical ya que, se tienen en cuenta las cargas futuras y el re diseño de las instalaciones eléctricas, pues dentro de la propuesta se modifica y amplía la capacidad de la subestación pasando de 75kVA (actual) a 225kVA (proyectada), de acuerdo a lo contemplado en el ítem a del capítulo 10.1 del RETIE.

Palabras clave: *diseño eléctrico, módulo fotovoltaico, RETIE, RETILAP, diseño de Iluminación, diversificación de la energía, sostenibilidad*

Abstract

This project was divided into 4 phases; in the first, a preliminary study and identification of the areas that currently make up the Antonio Nariño University, Tunja headquarters, based on a simplified architectural survey in order to outline the electrical distribution that was projected. In the second phase, the study and requirement was carried out according to the type of load, following the RETIE literals for a detailed design, among which the electrical distribution diagrams are required.

The third phase focused on the lighting of the university facilities, applying the parameters established in RETILAP, through simulation with the Dialux software, which will establish the compliance parameters according to the standard.

Based on the information obtained in the three previous phases, the design load was established and the fourth and final phase began, in which the design proposal of a photovoltaic solar system was made, which was developed taking into account It takes into account the technical and legal requirements that currently govern it. With this proposal, it was possible to establish a projection of savings and use of energy consumption in the property.

With the development of this proposal, a radical change is contemplated since, future loads and the redesign of electrical installations are taken into account, since within the proposal the substation capacity is modified and expanded from 75kVA (current) at 225kVA (projected), in accordance with the provisions of item a of chapter 10.1 of the RETIE.

Keywords: electrical design, photovoltaic module, RETIE, RETILAP, lighting design, energy diversification, sustainability

Contenido

	Pág.
1. Marco Teórico	4
1.1. Marco conceptual	4
1.2. Marco Legal	5
1.3. Desarrollo de memorias de cálculo detalladas de instalaciones eléctricas de acuerdo con el RETIE	8
1.4. Diseño de iluminación	24
1.5. Criterios generales de diseño fotovoltaico	24
1.5.1. Tipos de garantía para modelos fotovoltaicos	25
2. Desarrollo Metodológico	27
2.1. Diseño eléctrico	27
2.2. Diseño de Iluminación	53
2.3. Diseño fotovoltaico	54
2.3.1. Recolección de datos de consumo	55
2.2.3. Reconocimiento de recurso solar	56
2.3.2. Solicitud a O.R. de disponibilidad de conexión FV	57
2.3.3. Elaboración de diseño en base a Disposiciones técnicas y económicas	59
2.2.3. Análisis de sombras	69
3. Análisis de Resultados	70
3.1. Diseño Eléctrico	70
3.2. Diseño de Iluminación	77
3.2.1. Levantamiento y caracterización de la planta física del edificio	77
3.2.2. Selección de luminarias de acuerdo a requerimientos por área	77
3.2.3. Solicitud de los plug in al proveedor de las luminarias	78
3.2.4. Identificación de mobiliario en instalaciones de la universidad	78
3.2.5. Simulación en software DiaLux	78
3.2.6. Validación de resultados	78
3.3. Diseño fotovoltaico	79
3.1.3. Costos de proyecto Fovoltavico	84
3.1.3. Costos de proyecto Eléctrico	85
3.4. Conclusiones	85
3.5. Recomendaciones	85

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1- 1: Triangulo de potencia para cargas lineales.	9
Figura 1- 2: Nivel de armónicos permisible.....	10
Figura 1- 3: Selección del DPS a partir del nivel de coordinación para protección calculado.....	11
Figura 1- 4: Afectación en la red de impulsos generados por sobretensiones.	12
Figura 1- 5: Diagrama de flujo para el proceso de determinación de medidas para mitigación del riesgo.....	13
Figura 1- 6: Precio del kwh por parte del operador de red EBSA.....	16
Figura 1- 7: Diagrama de coordinación de protecciones por medio de filiación.....	18
Figura 1- 8: Diagrama de coordinación de protecciones por medio de selectividad.....	18
Figura 1- 9: Pérdidas máximas de potencia y energía en media tensión.	20
Figura 1- 10: Pérdidas máximas de potencia y energía en baja tensión.	21
Figura 1- 11: Elementos sistema Fotovoltaico On Grid.....	25
Figura 2-1: Diagrama metodología	27
Figura 2-2: Factores de demanda	28
Figura 2-3: Factores de demanda para cargas de tomacorrientes que no sean vivienda	29
Figura 2-4: Identificación de tipos por área.	31
Figura 2-5: Interfaz con parámetros del operador de red para el nodo de conexión.	33
Figura 2-6: Interfaz con parámetros del conductor.	34
Figura 2-7: Interfaz del software IEC Risk assessment Calculator con parámetros de la construcción.	36
Figura 2-8: Valor nominal o ajuste máximo de la protección contra sobrecorriente para transformadores de más de 1000V	38
Figura 2-9: Diagrama de bloques para la metodología de desarrollo del cálculo de puesta a tierra IEEE 80.	39
Figura 2-10: Telurómetro marca Metrel.	40
Figura 2-11: Picas y cinta métrica.	41
Figura 2-12: Pinza y carrete de cable para conexión picas - telurómetro	41
Figura 2-13: Resultados del telurómetro	42
Figura 2-14: Grafico de proporción para resistividad del terreno.	43
Figura 2-15: Datos suministrados por el operador de red para el ajuste de la curva de protección	46
Figura 2-16: Características principales para la parametrización de la coordinación de protecciones	46
Figura 2-17: Metro laser marca BOSCH y software de diseño AutoCAD.	50
Figura 2-18: Distancias de seguridad para la edificación y límites de proximidad.	52
Figura 2-19: Radiación Solar anual para Tunja.	57
Figura 2-20: Estructura tipo rack con inclinación fija y sus partes	61
Figura 2-21: Aplicación de bandeja tipo malla en sistemas fotovoltaicos.	66

Figura 2-22: Desconexión en DC.	68
Figura 3-1: Riesgo en la estructura del proyecto.	72
Figura 3-2: Cumplimiento de la mitigación en las variables de riesgo.	72
Figura 3-3: Nivel de tensión requerido para la proyección del diseño.	73
Figura 3-4: Distribución de equipos en cubierta	79
Figura 3-5: Perdidas del sistema Fotovoltaico	80
Figura 3-6: Energía consumida vs energía generada.	81
Figura 3-7: Análisis tarifario	82
Figura 3-8: Cuadro de tarifas aplicando Res 030/2018	83

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1-1: Constantes de regulación para cables cobre en canalización	17
Tabla 1-2: Área de ocupación en mm ² de los conductores.	19
Tabla 1-3: Área de ocupación en mm ² de la tubería o canalización.	20
Tabla 1-4: Tipología módulos fotovoltaicos	25
Tabla 2-1: Factores de demanda para el alimentador de ascensores	30
Tabla 2-2: Interfaz con parámetros para el transformador.	33
Tabla 2-3: Impedancia según potencia de transformador.	34
Tabla 2-4: Datos del terreno	42
Tabla 2-5: Parámetros resultantes del terreno	43
Tabla 2-6: Factores de corrección dependientes del factor de potencia.....	48
Tabla 2-7: Elección modulo fotovoltaico	59
Tabla 2-8: Criterios para seleccionar el inversor.	60
Tabla 2-9: Diferencia entre cable solar estañado y el cable THHN	63
Tabla 3-1: Cumplimiento de parámetros calculados	70
Tabla 3-2: Elección DPS	70
Tabla 3-3: Tabla resumen de cumplimiento de las corrientes de cortocircuito calculadas.	71
Tabla 3-4: Tabla resumen de cumplimiento por ocupación de ductos.....	75
Tabla 3-5: Elección de luminarias	77
Tabla 3-6: Costo de proyecto.....	84

Lista de Símbolos y abreviaturas

Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
<i>I</i>	Corriente eléctrica	$1 \frac{C}{s}$	RETIE
<i>Z</i>	Impedancia	Ω	RETIE
<i>R</i>	Resistencia	Ω	RETIE
<i>X</i>	Reactancia	Ω	RETIE
<i>KWh</i>	Energía Activa	kWh	RETIE
<i>FP</i>	Factor de potencia	1	RETIE
<i>Hz</i>	Frecuencia	s^{-1}	RETIE
<i>V</i>	Voltio	V	RETIE
<i>P</i>	Potencia Activa	W	RETIE
<i>P_s</i>	Potencia Aparente	VA	RETIE
<i>P_Q</i>	Potencia Reactiva	VAr	RETIE
<i>C</i>	Capacitancia	F	RETIE

Símbolos con letras griegas

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
\emptyset	Flujo Luminoso	lm	RETILAP
η	Eficiencia luminosa	lm/ W	RETILAP

Ω	Ohmio	V/A	RETIE
η	Eficiencia	Adimensional	NTC 2050
ρ	Resistividad	Ωm	NTC 4552
σ	Conductividad	S/m	RETIE

Abreviaturas

Abreviatura	Término
<i>AGPE</i>	Agente generador a pequeña escala
<i>CREG</i>	Comisión de regulación de energía y gas
<i>GD</i>	Generador distribuido
<i>UPME</i>	Unidad de planeamiento minero energético
<i>URE</i>	Uso racional de energía
<i>RETIE</i>	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
<i>RETILAP</i>	Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público
<i>NTC 2050</i>	Norma Técnica Colombiana
<i>EBSA</i>	Empresa de energía de Boyacá
<i>FNCER</i>	Fuentes no convencionales energía renovable
<i>NFPA</i>	National Fire Protection Association

Introducción

La universidad Antonio Nariño, es una entidad privada de educación superior en Colombia, la cual cuenta con varias sedes a nivel nacional, dentro de ellas, la sede Tunja, la cual inició labores en el año de 1987. Con su amplio portafolio de programas académicos permite a la comunidad Tunjana el desarrollo de sus facultades en diferentes ámbitos y optar por un título profesional, por lo tanto, las instalaciones de la universidad deben cumplir con ciertos requerimientos para garantizar una grata experiencia a la comunidad universitaria y asistentes de la misma.

En particular esta sede de la universidad no cuenta con una certificación RETIE o RETILAP, ya que para la época en la que se construyó la edificación, estas normas no existían, por lo cual se realizó la propuesta de diseño eléctrico bajo norma y sistema fotovoltaico como solución estratégica para reducir costos de operación.

En la actualidad, las nuevas construcciones están obligadas a cumplir ciertos parámetros y lineamientos que se encuentran en códigos y reglamentos establecidos por el gobierno nacional. Para las instalaciones eléctricas, se cuenta con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), el Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público (RETILAP) y el Código Eléctrico Colombiano (NTC 2050), normatividad bajo la cual se desarrolló la ejecución de este proyecto.

De acuerdo con la normatividad vigente, las instalaciones de la universidad corresponden a una carga de tipo institucional, por lo tanto, la norma define que al ser un sitio en el cual existe un alto índice de concentración de personas, las instalaciones eléctricas deben cumplir lineamientos en los cuales no exista ningún tipo de riesgo, éste, se determina por medio de análisis soportados bajo norma, teniendo en cuenta los parámetros que los generen. Así mismo se debe implementar un sistema que proporcione un debido soporte de energía que garantice un adecuado suministro en caso de falla, y en caso de

emergencia, respalde los procesos de evacuación. Por este y otros motivos el sistema eléctrico es esencial en este tipo de instalaciones, en ellas siempre debe primar la protección de la vida humana.

El sistema eléctrico es de vital importancia no solo enfocado en la parte de seguridad y en la implementación del mismo, también en el enfoque de uso por área, la universidad cuenta con apartados de aulas, áreas administrativa, oficinas, salas de computo, laboratorios y parqueadero los cuales deben garantizar un espacio de trabajo confiable, seguro y cómodo, gracias al manejo de nuevas tecnologías en iluminación LED se permite dar una proporción y distribución de iluminación mucho mejor, teniendo como factores, menor consumo y cuidado del medio ambiente gracias a sus características de vida útil y disposición final con la que debe cumplir cada luminaria, dichos parámetros fueron la base fundamental para la elaboración del diseño de iluminación.

La inclusión de las fuentes no convencionales de energía renovable FNCR cada vez ha tomado mayor fuerza en Colombia, actualmente el gobierno nacional a través del ministerio de minas y energía emite leyes en aras de promocionar este tipo de energías, conocer su alcance y comportamiento a corto, mediano y largo plazo mediante la unidad de planeación minero energética UPME, este también es regulado por la comisión de regulación de energía y gas CREG, la cual ejerce control sobre los 28 operadores de red OR a nivel nacional, todo esto brinda una gran oportunidad para que todos los colombianos puedan producir y vender energía eléctrica.

Este documento se enfoca en la propuesta de diseño del sistema eléctrico y de iluminación apegándose a los lineamientos de las normas actualmente rigen en nuestro país, por lo tanto, se expondrá el desarrollo de esquemas y memorias de cálculo establecidos bajo los parámetros de norma RETIE y operador de red EBSA. Complementario al sistema eléctrico y dando un enfoque innovador se realizará la propuesta de un sistema solar fotovoltaico On Grid de 30KWp, con la debida entrega de excedentes a red; el documento dará el enfoque técnico necesario para la implementación de un sistema eléctrico bajo norma, soportado por el uso de energías renovables, uso energético eficiente, disminución en costos de energía y aprovechamiento inteligente de las áreas disponibles, conceptos que darán muestra a la comunidad universitaria y

lectores de la importancia del desarrollo de un proyecto dentro del marco técnico-legal y la oportunidad que existe por parte de la universidad en el apoyo y desarrollo de proyectos relacionados con el uso de energías renovables dentro del marco jurídico definido por las recientes políticas.

1. Marco Teórico

Dentro del alcance de este documento se requiere conocer información técnica a través de conceptos, códigos y la descripción de los procesos que se citan a continuación y que presentan una gran relevancia para la comprensión del estudio realizado.

1.1. Marco conceptual

Diseño Eléctrico: conjunto de cálculos, graficas, memorias, simulaciones etc., en los cuales se establecen los lineamientos

Edificio LEED: Edificio certificado bajo los parámetros de Líder en eficiencia energética y sostenible

Energía Solar fotovoltaica: Fuente de energía producida a través del sol, es renovable y la eficiencia en su obtención dependerá de factores climáticos, técnicos y tecnología aplicada en su producción

Factor de uniformidad: es la medida en una instalación eléctrica de la iluminación mínima y media

Inversor: Equipo con electrónica de potencia capaz de convertir esta señal de tensión de corriente continua a corriente alterna y en niveles de tensión normalizados y así poder usarla en los circuitos eléctricos que habitualmente hay en casas, comercios e industrias.

Iluminación: Técnica o efecto de iluminar por medio de artefactos eléctricos.

Luxes: Es una unidad derivada de del sistema internacional de unidades su unidad es el L/m^2

Memorias de cálculo: Procedimientos descritos de forma detallada sobre cómo se hicieron los cálculos que aplican a diseños de ingenierías en todas sus ramas

Modulo fotovoltaico: o mal llamado panel solar placas de silicio u otro material que su función es convertir una señal de radiación en corriente eléctrica, principalmente se encuentran en el mercado silicio mono cristalinos y poli cristalina con eficiencias de 16-18% y de 19-25% respectivamente

Potencia Pico: Es la máxima potencia que un sistema de generación fotovoltaico puede generar en condiciones controladas o de laboratorio

Potencia consumida: es la cantidad de energía consumida por un equipo para que funcione, se mide en kWh.

Reglamento Técnico: Documento oficial o privado de obligatorio cumplimiento, emitido por un ente competente y avalado, por medio de este se establecen los requerimientos de un proceso o producto.

Sistema On grid: Sistema fotovoltaico funciona conectado permanentemente a la red, debe desconectarse automáticamente en ausencia de red, su Objetivo es producir energía para ser consumida en tiempo real, si es el caso puede inyectar energía sobrante a la red y esta se le pagara al usuario según lineamientos de CREG 030, es de bajo costo ya que no usa baterías y su retorno de inversión redondea los 5 años.

Sistema Eléctrico: comprende un conjunto de actividades y equipos, su principal función es llevar energía de los centros de generación a los sitios de consumo

1.2. Marco Legal

Los objetivos para el desarrollo sostenible ODS, se establecieron en el año 2015 como un conjunto de metas para ser cumplidas en el año 2030. En estos, las naciones involucradas se comprometieron a implementarlos y a desarrollar programas que ayuden a combatir entre otros el cambio climático y el uso de energías renovables y la erradicación de la desigualdad, los ODS que impactara al proyecto son:

- Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante
- Objetivo 8: Ciudades y comunidades sostenible

- Objetivo 9: Industria, innovación e infraestructura

El código eléctrico colombiano NTC 2050 en su segunda actualización es una publicación emitida por el Instituto colombiano de normas técnicas (ICONTEC) basada en la edición del año 2017 del National Electrical Code (NEC) de los estados unidos, esta versión contiene importantes cambios en el art 690, Sistemas fotovoltaicos, movilidad eléctrica, eficiencia energética, y las más recientes novedades del sector eléctrico, El ICONTEC desde el 25 de noviembre de 1998 adopto por primera vez esta versión NEC 1996 como referencia desarrollado originalmente por la National Fire Protection Assosiation (NFPA).

LA NFPA 70/NEC 2020 es un código eléctrico de alcance internacional, con mayor influencia en el continente americano, y de mayor practicidad que su homóloga europea IEC 60-364, no es un manual para instalaciones eléctricas. La versión del año 2020 reemplaza las 55 ediciones previas impresas desde el año 1897 publicando cada tres años una nueva edición actualizada Este documento establece lineamientos para la seguridad de instalaciones eléctricas, se alinea con la sección 131 de la norma 60464-1, Instalaciones Eléctricas de Edificios, de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC).

Por otra parte, el reglamento técnico de instalaciones eléctricas (RETIE) es un documento técnico legal expedido por el ministerio de minas y energía mediante resolución número 18 0398 de 2004 y que es de obligatorio cumplimiento en Colombia desde el año 2004 con efectos a partir del 1 de mayo de 2005. Posteriormente en el año 2008 tuvo algunos importantes cambios, para el 2013 se expidió la versión vigente a la fecha conformado por 39 artículos en 211 páginas publicada en el sitio web del ministerio de minas y energía. El reglamento técnico de instalaciones eléctricas (RETIE). Sus principales objetivos son:

- ✓ Protección de la vida de las personas
- ✓ Protección de la vida animal vegetal
- ✓ Prevención de las practicas que puedan inducir a error al usuario

El RETILAP (Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público), establece los requisitos y medidas que deben cumplir los sistemas de iluminación y alumbrado público

tendientes a garantizar: los niveles y calidades de la energía lumínica requerida en la actividad visual, la seguridad en el abastecimiento energético, la protección del consumidor y la preservación del medio ambiente; previniendo, minimizando o eliminando los riesgos originados, por la instalación y uso de sistemas de iluminación.(RETILAP, 2010

En Colombia varios decretos y normas han sido fundamentales para impulsar el aprovechamiento de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) de tipo: solar fotovoltaica, solar térmica, eólica, mareomotriz y biomasa, citando se encuentran también algunos antecedentes normativos como:

- Ley 1715 de 2014 que tiene por objetivo promover y utilizar las fuentes no convencionales de energía renovables e incluyéndolas en la matriz de generación energética, en el sistema interconectado nacional (SIN), y también adopta a las zonas no interconectadas (ZNI) como medio necesario para el desarrollo sostenible, económico y seguridad energética de la nación, y en general la reducción de la emisión de los gases efecto invernadero (GEI). El ministerio de minas y energía a través de la unidad de planeamiento energético (UPME), el ministerio de ambiente y desarrollo sostenible, la autoridad nacional de licencias ambientales (ANLA), la comisión de regulación de energía y gas (CREG) han hecho una importante gestión en aras de masificar y promover el buen uso e inclusión de las Fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER). (*9587012135_Parte 4.pdf*, s. f.-a)
- Resolución 030 de 2018 se regulo la actividad de generación como Agente generador a pequeña escala (AGPE) y Generador distribuido (GD) definiéndoles alcances y condiciones acorde a su Potencia Pico Instalada.(*Creg030-2018.pdf*, s. f.)

El sistema de generación eléctrico colombiano cuenta con un gran recurso hídrico, con un porcentaje de participación importante entre sus fuentes de generación, este factor lo hace vulnerable frente a fenómenos del niño en el cual, por ejemplo, en el mes marzo de

2016, por poco, el país entra racionamiento, obligando al estado a desplegar campañas de ahorro de energía en diferentes medios que incentivaran algún beneficio económico en aras de disminuir el consumo en el mercado regulado y no regulado y, en general, haciendo que las empresas pierdan confianza debido a las posibles interrupciones del suministro.

Para el año 2030 se espera en Colombia un aumento en la demanda de energía eléctrica del 2% y en gran medida, esto se va a deber a la inclusión de 400.000 vehículos a causa de la movilidad eléctrica, también en la matriz de generación de energía se aumentará la participación de las FNCER a un 10%.(Carstens & Cunha, 2019)

1.3. Desarrollo de memorias de cálculo detalladas de instalaciones eléctricas de acuerdo con el RETIE

Además de lo expuesto anteriormente se establecieron los siguientes literales de obligatorio cumplimiento según el alcance y tipo de la instalación; haciendo referencia al presente proyecto se establece el siguiente desarrollo de los mismos:

a. Definición de cargas proyectadas y futuras, teniendo en cuenta la distorsión de la red a partir de sus factores de corrección.

La determinación de cargas proyectadas y futuras se establece por medio de cuadros de cargas resultantes a partir del esquema eléctrico que muestra la distribución directa según cada área y su debido uso, según la disposición de equipos e implementación del lugar. A partir de los cuadros de cargas se establece la demanda definida en kilo watt (kW) o Horse Power (HP), esta carga es la potencia real, pero a manera de estudio de la red y dimensionamiento proporcional del diseño eléctrico, se tiene que trabajar con la potencia aparente del sistema, la cual siempre será mayor a la real.

Establecer la potencia aparente del sistema tiene como base el uso del factor de potencia o de corrección que tiene cada tipo de carga o equipo, siendo este la relación directa que existe entre la potencia activa (P) y la potencia aparente (S), el factor de potencia

determina la capacidad que tendrá cada carga en absorción de potencia activa. Su representación matemática se expresa mediante la Ecuación [1]

$$\cos\theta = \frac{P}{S} \quad [1]$$

De manera gráfica el triángulo de potencias muestra la relación entre los tipos de potencia y su intervención en la variación de las mismas.

Donde,

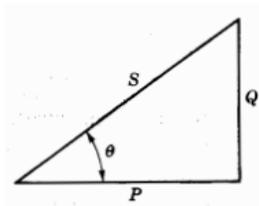
$P = \text{Potencia Activa}$

$S = \text{Potencia Aparente}$

$Q = \text{Potencia Reactiva}$

$\theta = \text{Factor de potencia}$

Figura 1- 1: Triángulo de potencia para cargas lineales.



Fuente: (*Análisis-de-Sistemas-de-Potencia-Grainger-Stevenson.pdf*, s. f.)

La tasa de distorsión armónica (THD) es la medida la cual brinda la magnitud de la aparición de armónicos, los cuales son producidos en la red eléctrica a partir de dispositivos en su mayoría de tipo electrónico que por su consumo de carga no lineal representan impulsos en la onda senoidal de la corriente eléctrica.

Figura 1- 2: Nivel de armónicos permisible

Armónicos impares que no son múltiplos de 3				Armónicos impares múltiplos de 3				Armónicos pares			
Orden <i>h</i>	BT	MT	EHV	Orden <i>h</i>	BT	MT	EHV	Orden <i>h</i>	BT	MT	EHV
5	6	6	2	3	5	2,5	1,5	2	2	1,5	1,5
7	5	5	2	9	1,5	1,5	1	4	1	1	1
11	3,5	3,5	1,5	15	0,3	0,3	0,3	6	0,5	0,5	0,5
13	3	3	1,5	21	0,2	0,2	0,2	8	0,5	0,2	0,2
17	2	2	1	> 21	0,2	0,2	0,2	10	0,5	0,2	0,2
19	1,5	1,5	1					12	0,2	0,2	0,2
23	1,5	1	0,7					> 12	0,2	0,2	0,2
25	1,5	1	0,7								
> 25	0,2 + 25/ <i>h</i>	0,2 + 25/ <i>h</i>	0,1 + 25/ <i>h</i>								

Fuente:(Schneider Electric España, 2008)

Para instalaciones donde la distorsión armónica total de tensión (THD), sea superior al 5% en el punto de conexión, los bancos capacitivos deben ser dotados de reactancias de sintonización o en su defecto se deben implementar filtros activos de armónicos(Electromagnéticos, s. f.-a)

En cuanto a la selección de los conductores plasmados en los cuadros de cargas se tiene en cuenta la carga de cada circuito o alimentador y aplicando el factor de potencia o corrección por cada uno se obtiene la corriente, con la cual se busca la capacidad referente tanto para conductor como para la protección.

Para circuitos monofásicos con nivel de tensión 120V y monofásico trifilar 240v se determina a partir de la Ecuación [2].

$$I = \frac{P}{V} \quad [2]$$

Para circuitos con trifásicos trifilares se da uso de la Ecuación [3].

$$I = \frac{p}{\sqrt{3} * V * fp} \quad [3]$$

b. Selección de aislamiento eléctrico contra sobretensiones

A manera de asegurar y generar una confiabilidad del servicio eléctrico continuo y sin fallas, se debe contar con debidos sistemas de aislamiento que cuenten con los requerimientos pertinentes en sus especificaciones para mitigar los diferentes riesgos generados por los niveles de sobretensión que se presentan en una instalación eléctrica:

- Sobretensión a nivel atmosférico:

El efecto principal de este tipo de sobretensión son las descargas eléctricas atmosféricas (rayos) que se producen según su posición geográfica y la densidad de rayos por año en la cual se disponen días tormentosos, tipo de estructura y material en el cual será construida como también los objetos o construcciones adyacentes que la rodean, dicha determinación de riesgo se establece a partir de un estudio de estas variables y definición de las mismas para determinar su nivel de protección requerido.

La protección indispensable para este tipo de sobretensiones se conoce como DPS, dispositivo encargado de limitar y expulsar dichas sobretensiones transitorias sin generar daños internos en la instalación tal y como especifica la NTC 4552, la determinación del DPS a implementar se establece a partir del posterior análisis de protección contra rayos (NPR).

Figura 1- 3: Selección del DPS a partir del nivel de coordinación para protección calculado

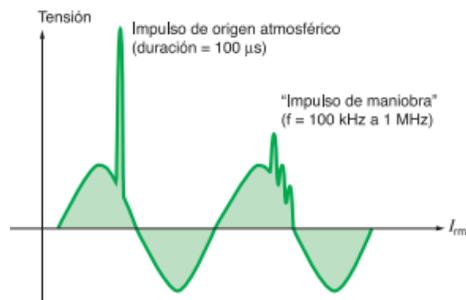
Nivel de protección contra rayos	P_{DPS}
Sin sistema coordinado de protección	1
III - IV	0,03
II	0,02
I	0,01
Son posibles valores menores de P_C en el caso en que los dispositivos de protección tengan mejores características de protección (mayor capacidad de corriente soportable, menor nivel de protección, etc.) comparado con requerimientos definidos para el Nivel I de Protección contra Rayos.	0,005 - 0,001
NOTA Solo un sistema coordinado de DPSs es adecuado como medida de reducción de P_C .	
NOTA Sistemas internos apantallados conectados a líneas externas a través de ductos apantallados no requieren de un sistema coordinado de DPSs.	

Fuente: (9587012135_Parte 4.pdf, s. f.-b)

- Sobretensión por maniobra:

Para determinar la fluencia de acciones en este caso hay que dirigirse a parámetros como la condición inicial de la instalación y los imprevistos que pueden provocar en sus cambios de configuración o intervención por parte del técnico responsable. Este tipo de sobretensión se establece a partir de la seguridad interna proporcionada por un interruptor de cortocircuito, dicho interruptor según su curva de disparo y capacidad será el encargado de minimizar los daños que pueda generar una sobretensión de falla por maniobra.

Figura 1- 4: Afectación en la red de impulsos generados por sobretensiones.



Fuente: (*files.pdf*, s. f.)

c. Análisis de cortocircuito y falla a tierra.

El análisis de las corrientes de cortocircuito y falla de tierra se realiza con el fin de estandarizar y seleccionar las cargas requeridas para cada una de las disposiciones de tableros del proyecto, siguiendo los lineamientos establecidos en la NTC 2050, la cual indica los parámetros para el dimensionamiento de los diferentes equipos que se van a usar, el método del análisis evalúa las corrientes de cortocircuito que podrán producirse en cada uno de los puntos de la instalación.

Dentro de los parámetros que se deben establecer para el análisis de las corrientes de cortocircuito debemos tener en cuenta variables como:

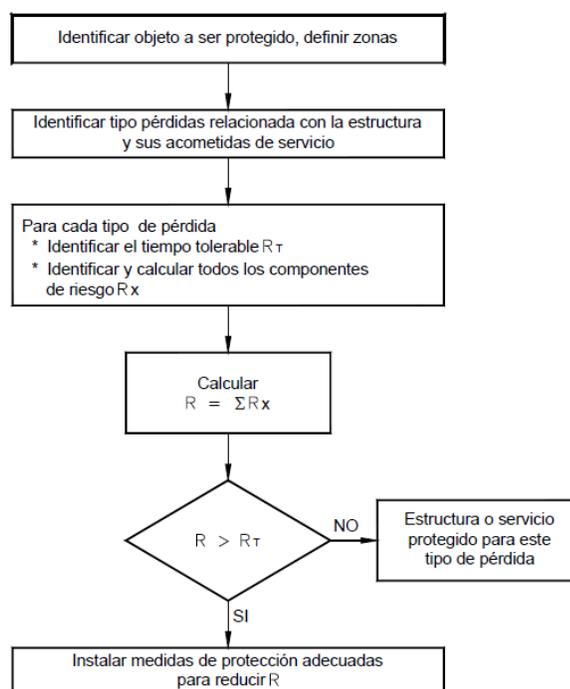
- Impedancia de conductores
- Impedancia de equipos especiales o motores
- Impedancia por parte del operador de red

d. Estimación del nivel de riesgo por exposición por rayos de la estructura e implementación del sistema de protección.

El análisis del nivel de riesgo por exposición a rayos es primordial para lograr una proyección de un sistema que respalde y disminuya el riesgo de pérdida de vida o daños a los equipos de la instalación, los parámetros que se deben seguir para este análisis están expuestos en la NTC-4552-1 ,2 y 3. Esta norma especifica los parámetros esenciales desde los fundamentos de lo que se puede considerar riesgo de exposición por rayo hasta la proyección de un diseño que mitigue dichas condiciones, de manera que se realizó un planteamiento de los parámetros que influyen en dicha proporción de probabilidad para recurrir en un incidente de este tipo con una definición matemática que permite la identificación de cada variable y la parametrización de las mismas.

Para el análisis respectivo la norma especifica un diagrama procedimental en el cual especifica el paso a paso que se debe seguir según los lineamientos pertinentes para calcular el nivel de riesgo de la estructura y definir sus medidas de protección.

Figura 1- 5: Diagrama de flujo para el proceso de determinación de medidas para mitigación del riesgo



Fuente: (9587012135_Parte 4.pdf, s. f.-b)

e. Evaluación y mitigación de riesgos eléctricos en la instalación.

En esta sección se busca la evaluación de riesgo que existe en la instalación proyectada y el orden de trabajo, señalización e implementación que se puede dar para poder mitigarlos y generar un riesgo de daño mínimo tanto para la comunidad de la universidad y los técnicos encargados de realizar trabajos eléctricos o mantenimientos preventivos.

Por tal razón el personal que intervenga en una instalación, en función de las características de la actividad, proceso o situación, debe aplicar las medidas necesarias para que no se potencialice un riesgo de origen eléctrico. (Electromagnéticos, s. f.-a)

Los riesgos principales por los cuales se presenta una emergencia de tipo eléctrico son:

- Contacto eléctrico conexionado interno:

Producido por elementos del sistema eléctrico que no tengan la fijación correcta y puedan generar contacto con partes del mismo circuito interconectado de la instalación.

- Contacto eléctrico directo:

Hace referencia al contacto que puede tener un ser vivo con partes eléctricas expuestas

- Contacto eléctrico indirecto:

Hace referencia a contactos que no son provocados, contactos que se pueden generar por fallas en el sistema que generen partes energizadas o movimientos involuntarios cerca de partes energizadas sin señalización ni seguridad de acceso.

f. Nivel de tensión necesario para el debido funcionamiento de la instalación

Para hallar el nivel de tensión con el cual la instalación trabajara de manera correcta hay que evaluar los resultados del literal a, el cual por medio de la elaboración de cuadros de cargas especifica los equipos que se instalaran, su nivel de tensión para un correcto funcionamiento y la capacidad del transformador, sin embargo el responsable directo para la determinación de dicho nivel de tensión debe ser el operador de red quien por medio de

la disponibilidad o factibilidad de servicio establece el nivel de tensión que maneja en ese nodo de conexión, información que se encuentra consignada en el Anexo A. Disponibilidad de servicio.

g. Determinación de áreas con fluencia de campos electromagnéticos que superen los valores permisibles

El nivel de tensión que maneja para este planteamiento de diseño eléctrico no excede los 57,5kV, por lo tanto, según la sección 14.4 del RETIE y la resolución 40492 de 24 de abril de 2015, no aplica el cálculo de campos electromagnéticos.(Electromagnéticos, s. f.-a)

h. Cálculo del transformador teniendo en cuenta los requerimientos de los equipos proyectados

Para el cálculo del transformador se debe tener en cuenta el Artículo 450 de la NTC2050 segunda versión en el cual se hace el planteamiento de análisis para calculo debido de un transformador, análisis como las protecciones contra sobre corriente de los transformadores las cuales atienden las secciones 240.4, 240.21, 240.100 y 240.101.

i. Diseño del sistema de puesta a tierra SPT

Las instalaciones eléctricas por lo general deben contar con un sistema de puesta a tierra, un sistema el cual pueda mitigar fallas del sistema o descargas exteriores que se puedan presentar, la finalidad del sistema de puesta a tierra es el preservar la seguridad de los seres vivos y de los equipos que existen en la instalación.

La exigencia de puestas a tierra para instalaciones eléctricas cubre el sistema eléctrico como tal y los apoyos o estructuras metálicas que ante una sobretensión temporal, puedan desencadenar una falla permanente a frecuencia industrial, entre la estructura puesta a tierra y la red.(Electromagnéticos, s. f.-a)

j. Selección de conductores, contemplando carga, perdidas y costos de energía.

La Nch Elec.4/2003 es la encargada de exponer los requisitos que debe cumplir un conductor eléctrico a partir de distintas variables que los componen, variables que llevadas a un cálculo matemático deben mostrar el referente de capacidad y economía como cumplimiento.

En cuanto a la carga contemplada por cada tramo del diseño se encuentran contempladas a manera detallada en los cuadros de cargas en el plano 26 del Anexo B. Planos, en el cual también se encuentra la asignación de los calibres de los cables según los requerimientos de la norma por capacidad y caída de tensión permisible por tramos.

Para la determinación del precio del kWh se toma el consumo promedio con el cual está trabajando el operador de red o comercializador; en su página web principal tiene un apartado en el cual el usuario puede saber su costo de kWh según su estrato y tipo de instalación.

Figura 1- 6: Precio del kWh por parte del operador de red EBSA

SECTOR NO RESIDENCIAL										
CONCEPTO	EBSA NT 1		USUARIO NT 1		NT 2		NT 3		NT 4	
	Comercial	Oficial	Comercial	Oficial	Comercial	Oficial	Comercial	Oficial	Comercial	Oficial
	Industrial	Especial	Industrial	Especial	Industrial	Especial	Industrial	Especial	Industrial	Especial
ACTIVA	686,5583	572,1319	622,5054	518,7545	556,5593	463,7994	511,0826	425,9022	443,5188	369,5990
REACTIVA	233,4841	194,5701	175,4570	146,2142	156,6230	130,5192	129,2725	107,7271	32,7802	27,3168
ACTIVA A.P.		497,3495								
* CS para alturas < a 1.000 MSNM			173 kWh							
* CS para alturas >= a 1.000 MSNM			130 kWh							

Fuente: (Tarifas del Mes | EBSA, s. f.)

k. Análisis de cumplimiento de los conductores haciendo referencia al tiempo de disparo de interruptores, de la red y la capacidad de cada conductor.

Para el análisis de los conductores teniendo en cuenta sus distintos parámetros de fluencia, hay que recurrir a las características de cada uno de ellos, los conductores

electricos se diseñan y fabrican con especificaciones tecnicas que permiten el calculo apropiado y determinacion por parte de diseñadores y constructores.

Las constantes de la regulacion varian según su material de fabricacion, aislamiento y su tipo de exposicion, ya sean conductores de tipo exterior o con canalización.

Tabla 1-1: Constantes de regulación para cables cobre en canalización

CONSTANTES DE REGULACIÓN						
CALIBRE	R equiv	XL	K	In	Material	Area mm ²
[AWG ó kcmil]	[Ω/km]	[Ω/km]	[%/kVAm]	[A]		
500	0,07776	0,10695	2,65E-04	380	Cobre	253,35
400	0,09720	0,10788	3,04E-04	335	Cobre	202,68
350	0,11108	0,10890	3,35E-04	310	Cobre	177,34
250	0,15551	0,11145	4,27E-04	255	Cobre	126,67
4/0	0,18373	0,11076	4,81E-04	230	Cobre	107,21
2/0	0,29215	0,11507	7,09E-04	175	Cobre	67,44
1/0	0,36836	0,11758	8,64E-04	150	Cobre	53,50
2	0,58578	0,11977	1,30E-03	115	Cobre	33,62
4	0,93144	0,12524	2,01E-03	85	Cobre	21,14
6	1,48120	0,13173	3,12E-03	65	Cobre	13,29
8	2,35448	0,13908	4,92E-03	50	Cobre	8,36

Fuente: (Autor)

I. Cálculo mecánico de elementos que requieran la sujeción de equipos o estructuras de montaje

El calculo mecanico de elementos para sujecion y estructuras se emplea un procedimiento de calculos matematicos en los cuales se permite la identificacion y proporcion de los esfuerzos a los que estará sometida una estructura, en este caso la proyeccion del diseño cuenta con una subterranizacion de la linea de transmision por parte del operador de red y la subestacion se clasifica como tipo pedestal destinada en un cuarto electrico, por lo tanto se concluye que para los requerimientos del proyecto, no aplica.

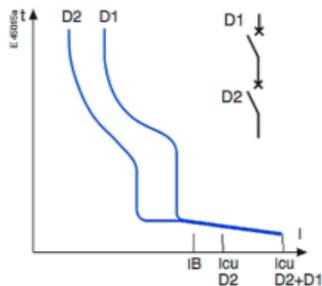
m. Coordinación de protecciones contra sobrecorrientes a partir de las curvas características de los elementos de protección y su comportamiento según las características de la red.

En este apartado se realizó la coordinación de protecciones por medio de la parametrización que exige la IEC-60947, dicha coordinación se realiza con el fin de establecer y garantizar una secuencia de proyección en el orden prescrito en la norma para generar el menor daño a personas y equipos de las instalaciones.

- Filiación:

Es un método por el cual se realiza la instalación de un interruptor de protección aguas arriba (D1), con el fin de dar un soporte de cierre a un interruptor situado agua abajo (D2).

Figura 1- 7: Diagrama de coordinación de protecciones por medio de filiación.

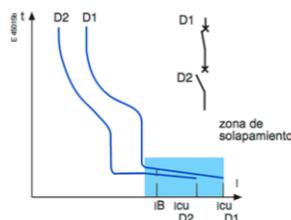


Fuente: (*Sobrecorrientes.pdf*, s. f.)

- Selectividad:

Este método consiste en la coordinación de las especificaciones de cierre que cada protección tiene, con la caracterización de la curva y tiempo de disparo de cada una se realiza una composición independiente de tal manera que la protección en la cual se efectuó la falla sea la encargada de cerrar ese circuito sin realizar alteraciones en las demás.

Figura 1- 8: Diagrama de coordinación de protecciones por medio de selectividad



Fuente: (*Sobrecorrientes.pdf*, s. f.)

n. Proyección de canalizaciones sin exceder el porcentaje máximo de ocupación exigido por norma

Para esta sección se debe llevar a cabo el dimensionamiento de las canalizaciones necesarias para el aislamiento de los conductores previamente calculados, dichas canalizaciones deben cumplir con los detalles constructivos del RETIE y las especificaciones técnico legales de la NTC 2050 en su segunda actualización.

El total de todos los conductores instalados en cualquier sección transversal del espacio del alambrado no excede del 40 % del área de la sección transversal de dicho espacio.(ICONTEC, s. f.)

Tabla 1-2: Área de ocupación en mm² de los conductores.

Calibre AWG	Área ocupación mm ²		
	Desnudo	THW	THHN/THWN
14	2.08	12.74	6.82
12	3.31	15.56	9.36
10	5.26	19.54	14.95
8	8.37	32.82	26.01
6	17.42	48.70	35.98
4	27.10	64.94	58.57
2	43.23	88.53	82.48
1/0	70.32	142.06	132.39
2/0	88.39	167.81	158.48
3/0	111.61	199.51	190.57
4/0	141.29	238.09	230.13
MCM			
250	167.74	295.75	282.27
300	201.29	340.00	327.57
350	234.84	383.49	372.21
400	268.39	426.06	416.31
500	334.83	508.70	503.29

Fuente: (Autor)

Tabla 1-3: Área de ocupación en mm² de la tubería o canalización.

Diámetro Nomin. Pulg.	Diámetro interior (m.m.)			Área Interior mm ²			Diámetro Exterior (m.m.)
	Metál. Pesada	Metáli. Liviana	P.V.C.	Pesada	Liviana	P.V.C.	
½	17.45	18.00	18.30	239	254	263	21.3
¾	22.78	23.34	23.63	408	428	439	26.7
1	28.65	28.95	30.36	645	658	724	33.4
1 ¼	37.38	38.76	38.60	1097	1180	1170	42.2
1 ½	42.62	44.95	44.20	1427	1587	1534	48.3
2	54.74	56.51	55.25	2353	2508	2397	60.3
2 ½	64.84			3301			72.6
3	80.69		82.54	5114		5351	88.4
4	105.18		107.34	8689		9049	113.7

Fuente: (Autor)

o. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia

La pérdida de energía se centra en las características que tienen los conductores eléctricos definida como resistividad la cual opone el paso de energía, dicha especificación depende de factores como el calibre del mismo, su aislamiento y propiedades, parámetros que deben cumplir con las características que establece el operador red, teniendo en cuenta el rango de porcentajes permisibles según el nivel tensión manejado.

Figura 1- 9: Pérdidas máximas de potencia y energía en media tensión.

NIVEL DE TENSIÓN (KV)	PÉRDIDAS DE POTENCIA (%)	PÉRDIDAS DE ENERGÍA (%)
13,2	2,5	1,5
34,5	2,5	1,5

Fuente: (EBSA)

Figura 1- 10: Pérdidas máximas de potencia y energía en baja tensión.

NIVEL DE TENSIÓN (V)	PÉRDIDAS DE POTENCIA (%)			PÉRDIDAS DE ENERGÍA (%)		
	Sector urbano		Sector rural	Sector urbano		Sector rural
	Red aérea	Red subterránea	Red aérea	Red aérea	Red subterránea	Red aérea
240- 120	2,5	2,5	3,0	2,0	2,0	5,0
208 - 120						
214 - 123	2,5	2,5	3,0	2,0	2,0	5,0
220 - 127						

Fuente: (EBSA)

p. Cumplimiento de regulación para los diferentes tramos planteados en el diseño.

La regulación desde el marco técnico y legal de las normas se nombra como el porcentaje de caída de tensión el cual se define como la diferencia de potencial evaluado en los extremos de un conductor, la caída de tensión usa como medida los voltios. La caída de tensión afecta directamente a la calidad de energía y repercute en fluctuaciones por parte de la red que pueden generar daños a corto o largo plazo de los equipos conectados a la red.

Los conductores para circuitos ramales, según se define en el Artículo 100, dimensionados para evitar una caída de tensión que exceda del 3 % en la salida más lejana de las cargas de energía, calefacción y alumbrado o cualquier combinación de dichas cargas, y en los que la caída máxima total de tensión tanto en alimentadores como en circuitos ramales hasta la salida más lejana no exceda del 5 %, ofrecerán una eficiencia de funcionamiento razonable.(ICONTEC, s. f.)

q. Identificación y clasificación de áreas

La clasificación de áreas se realiza cuando se utilizan combustibles volátiles, vapores o líquidos que puedan generar una combustión de los mismos a gran escala, este análisis evalúa las atmosferas en las cuales sustancias explosivas podrían generar una reacción

en cadena con dispositivos eléctricos, se debe especificar el tipo de área, manejos de sustancias y divisiones divididas por la NFPA; en este proyecto no se trabaja este tipo de elementos de alto riesgo explosivo, por lo tanto, no requiere análisis.

r. Elaboración del esquema eléctrico

El esquema eléctrico es un fundamento para la proporción y ubicación de la distribución eléctrica, este esquema permite simplificar los flujos de carga que tendrá el diseño, el esquema eléctrico, más conocido como diagrama unifilar genera su condición de conexión desde el operador de red hasta los circuitos ramales de uso final, identificando calibres de cables, protecciones y barrajes de conexión ubicados en los tableros de distribución.

s. Planteamiento de diseños eléctricos y especificaciones constructivas

El Diseño detallado debe ser ejecutado por profesionales de la ingeniería cuya especialidad esté relacionada con el tipo de obra a desarrollar y la competencia otorgada por su matrícula profesional (Electromagnéticos, s. f.-a)

Para el caso presente de la propuesta de diseño se desarrolló por estudiantes de último semestre de ingeniería electromecánica, dándole el enfoque investigativo y profundizando en cada literal de los requerimientos del literal 10.1 del RETIE, la elaboración de planos se realiza según los siguientes requerimientos:

- Distribución eléctrica de iluminación y tomacorrientes
- Distribución eléctrica de alimentadores
- Convenciones
- Notas
- Detalles constructivos
- Distribución del sistema de protección contra rayos

t. Detalles constructivos para tener en cuenta según los equipos a instalar, materiales y condiciones según lo requiera.

En este apartado se especificó algunos de los detalles constructivos más relevantes y las secciones, literales o artículos de la NTC 2050 y el RETIE por los cuales el constructor eléctrico debe seguir dichos lineamientos para contemplar y culminar una obra eléctrica dentro del marco de cumplimiento establecido por RETIE, quien posteriormente entregara su certificado de cumplimiento de la norma, certificado que expresa frente a los interesados que dicha construcción es segura y confiable para su tipo de uso.

u. Cumplimiento de distancias de seguridad requeridas

Al tratarse de un manejo de potencias tan altas en transformación se debe garantizar la seguridad de la comunidad universitaria y del profesional capacitado para la realización de mantenimientos e intervenciones a la subestación, por lo tanto se debe plasmar en diseños la proporción de cumplimiento en cuanto a distancias de seguridad del cuarto eléctrico y líneas de transmisión aledañas a la construcción identificadas en el plano 2 y 8 del Anexo B. Planos, como también el espacio de trabajo seguro por parte de los tableros de distribución ubicados en las diferentes áreas de la universidad.

v. Justificación en la desviación de la norma si lo requiere, preservando la seguridad de la vida humana.

La normativa vigente en Colombia permite justificar algún requerimiento de desviación de los parámetros normativos establecidos en el país, de manera que se pueda justificar y referenciar por algún tipo de norma americana o europea que cumpla con los parámetros de conformidad a nivel internacional, dicha desviación debe plantear el debido proceso de cumplimiento, caracterización y estructuración para entrar en estudio por los revisores respectivos que den el aval de dicha desviación.

w. Estudios complementarios que requiera el tipo de instalación garantizando su funcionamiento correcto y seguro.

Siendo este el ultimo literal de lo que contempla el diseño detallado según los parámetros de RETIE, presenta la opción de suministrar de manera organizada estudios posteriores que según el tipo de instalación son necesarios para la culminación del proyecto, estudios realizados por el profesional competente y con la documentación pertinente para soportarlos.

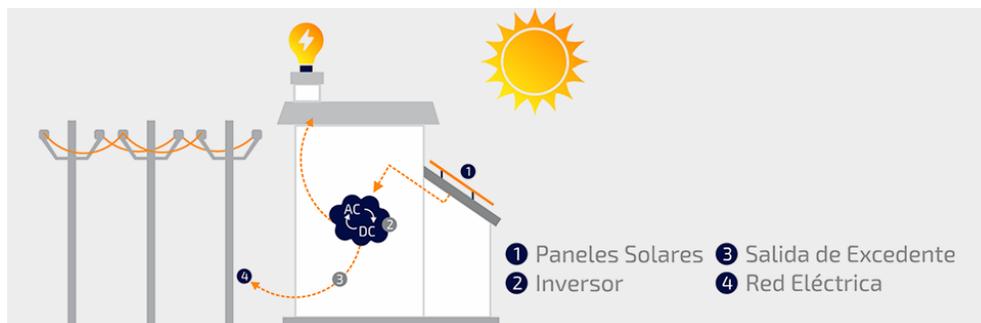
1.4. Diseño de iluminación

Por medio del sentido de la vista el ser humano recibe cerca de un 80% de la información que llega al cerebro, pese a que el ojo humano se acondiciona a exposiciones deficientes de iluminación, este acondicionamiento es de forma temporal. La calidad de la iluminación en un ambiente determinado juega un papel muy importante causando factores que van desde el estado anímico de quienes están expuestos a este ambiente hasta el nivel de riesgo causado por una iluminación deficiente. Adicional a lo anterior un diseño de iluminación debe garantizar eficiencia energética, uniformidad, reproducción de color entre los criterios más importantes

Según la tabla resumen de la sección 10.1 del RETILAP se consignan los requerimientos mínimos que debe cumplir según el uso final o alcance del proyecto.

1.5. Criterios generales de diseño fotovoltaico

No existe un paso a paso que indique el orden de elaboración de memorias de cálculo para un sistema fotovoltaico, sin embargo, a continuación, se relacionan algunos criterios en la selección de equipos de acuerdo a sus características de fabricación y características propias del proyecto.

Figura 1- 11: Elementos sistema Fotovoltaico On Grid

Fuente: (Suncol Energy | *Evolución Energética*, s. f.)

La potencia del módulo (W), tiende a ser mayor con el avance de la tecnología. Básicamente es conveniente que se tenga menos piezas (módulos) por cada KWp instalado haciendo más práctica la instalación, y bajando el número de insumos de cableado y accesorios de estructura

Tabla 1-4: Tipología módulos fotovoltaicos

36 celdas	60 celdas	72 celdas (144 celdas bifacial)
$36 \times 0.5V = 18 V$	$60 \times 0.5V = 30 V$	$72 \times 0.5 V = 36 V$
Sistemas Off grid	Sistemas On Grid y Off grid	Sistemas On Grid

Fuente: (Autor)

1.5.1. Tipos de garantía para modelos fotovoltaicos

Garantías de Fabrica

- Defectos de Fabrica de 10-12 años, fácil de cumplir
- Degradación en el tiempo 20 años difíciles de cumplir, el primer año es de 3% después menos de 1% por cada año de uso.

Certificaciones Nacionales

- RETIE: Establece medidas de seguridad en el sector eléctrico, productos y personas
- NTC 2050: los módulos deben cumplir con 690.51 (Rotulado)

Certificaciones Internacionales

- CE: Cumple características para la seguridad europea
- UL 1703: estándar de seguridad de los EE UU
- TUV Rheinland: certifica estándares para el aseguramiento de la calidad
- PV Cicle: Gestiona el reciclaje de módulos fotovoltaicos

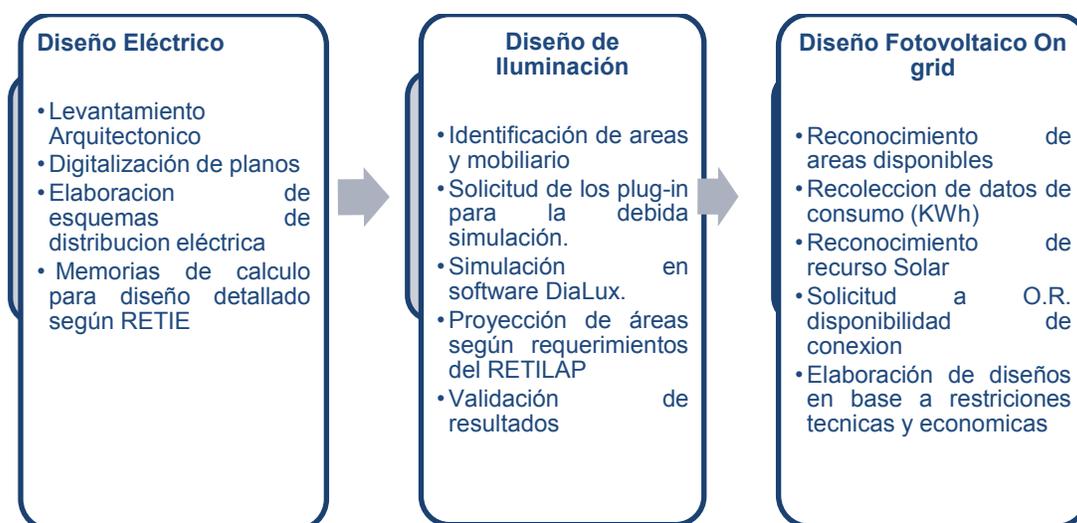
Certificaciones Comisión Internacional Electrotécnica IEC

- IEC 61215: cumple con características mecánicas
- IEC 62716: cumple resistencia a corrosión por amoniaco
- IEC 61730: evalúa la conformidad con los requerimientos de seguridad de los módulos fotovoltaicos.

2. Desarrollo Metodológico

El diseño eléctrico y de iluminación se compone de diferentes actividades en el tiempo, posterior a eso conociendo las cargas eléctricas y su consumo en kilovatios hora, se procede a diseñar el sistema solar fotovoltaico para la misma. A continuación, se describe este proceso mediante la figura 2-1.

Figura 2-1: Diagrama metodología



Fuente: (Autor)

2.1. Diseño eléctrico

a. Definición de cargas proyectadas y futuras, teniendo en cuenta la distorsión de la red a partir de sus factores de corrección.

- Cargas de Alumbrado en baja tensión:

Las cargas de alumbrado en baja tensión deben cumplir con las especificaciones de la NTC-2050 segunda versión en su Artículo 411 el cual muestra las especificaciones y

requerimientos que deben contemplar las luminarias de una instalación para poder establecer su conexión en baja tensión, establece que dichas luminarias deben contar con una especificación por parte de proveedor de su tipo de uso y conexión, dichas especificaciones se encuentran en las fichas técnicas de las luminarias en Anexo C. Fichas Técnicas Luminarias.

Los cuadros de carga detallados que se encuentran en el plano 26 del Anexo B. Planos, especifican la potencia total por circuito requerida, sin embargo, se debe establecer una diversificación de dicha carga según el tipo de instalación a la que aplica, la norma establece una parametrización recomendada para hacer dicha diversificación, sin embargo también establece que se puede dar uso del criterio propio para diversificar este tipo de cargas teniendo en cuenta el tiempo de uso y los espacios de trabajo de la edificación, atendiendo a las especificaciones de la NTC-2050 para los factores de demanda de cargas de iluminación:

Figura 2-2: Factores de demanda

Tipo de ocupación	Parte de la carga de alumbrado a la que se aplica el factor de demanda (VA)	Factor de demanda %
Unidades de vivienda	Primeros 3 000 o menos	100
	De 3.001 a 120 000	35
Hospitales	A partir de 120 000	25
	Primeros 50 000 o menos	40
Hoteles y moteles	A partir de 50 000	20
	Primeros 20 000 o menos	50
Apartamentos sin cocina	De 20.001 a 100 000	40
	A partir de 100 000	30
Depósitos	Primeros 12 500 o menos	100
	A partir de 12 500	50
Todos los demás	VA totales	100

***Los factores de demanda de esta Tabla no se aplican a la carga calculada de los alimentadores a las zonas de hospitales hoteles y moteles en las que es posible que se deba utilizar toda la iluminación al mismo tiempo como quirófanos, comedores y salas de baile.**

Fuente: (NTC 2050, 2020)

Para dicha diversificación se debe tener en cuenta un consumo pico en el cual las instalaciones de la universidad se encuentren en su máximo aforo, dicha proporción de consumo se relaciona con el horario nocturno en el cual las cargas de alumbrado serán accionadas permitiendo la debida circulación de la comunidad universitaria, por lo tanto,

en base a las fichas técnicas de las luminarias se establece su consumo y los cuadros de cargas según la distribución por área.

Para la determinación de la potencia aparente con la cual vamos a trabajar se da uso de la siguiente Ecuación [4]

$$kVA = \frac{kW}{\cos(\theta)} \quad [4]$$

- Cargas de Tomacorrientes en Baja Tensión:

Los requerimientos del Artículo 406 de la NTC-2050 da a entender los parámetros de cumplimiento a los que se deben ceñir tanto la distribución e instalación de los tomacorrientes según su tipo de uso y equipos de conexión, para el caso de la Universidad Antonio Nariño Sede Tunja se estableció una distribución funcional a partir de la disposición de cada área por mobiliario y disposición de equipos.

Para la carga total de los circuitos de tomacorrientes distintos a los de vivienda la NTC-2050 brinda una tabla con la especificación de diversificación recomendada para establecer un cálculo promedio de dimensionamiento de carga.

Figura 2-3: Factores de demanda para cargas de tomacorrientes que no sean viviendas

Parte de la carga del tomacorriente a la que se aplica el factor de demanda (VA)	Factor de demanda %
Primeros 10 000 VA o menos	100
A partir de 10 000 VA	50

Fuente: (ICONTEC, s. f.)

- Carga Ascensor 7kVA (8HP):

En este caso según la ficha de técnica del ascensor estipulado para este diseño Anexo D. Ficha Técnica Ascensor, y la disposición en planta según los espacios para su instalación, se cuenta con un ascensor de 7,0Kva (8HP). La tabla 620.14 de la NTC 2050 establece los factores de demanda del alimentador para los ascensores.

Tabla 2-1: Factores de demanda para el alimentador de ascensores

Número de ascensores conectados al mismo alimentador	Factor de demanda
1	1,00
2	0,95
3	0,90
4	0,85
5	0,82
6	0,79
7	0,77
8	0,75
9	0,73
De 10 en adelante	0,72

Fuente: (NTC 2050, 2020)

- Carga UPS (50-6KVA):

Las UPS dispositivos de respaldo contra fallas de energía planteados en el diseño, proporcionan suministro de energía confiable según el almacenamiento de sus baterías a las conexiones de equipos electrónicos que necesiten la energía adecuada para realizar un apagado confiable sin generar daños internos en sus componentes por fluctuaciones en la red o apagones repentinos.

Para la determinación de la carga diversificada de las UPS de 50KVA se usa un factor de demanda del 100% ya que al tratarse de una institución educativa el respaldo de la red regulada es primordial para la protección y respaldo de los equipos de cómputo que hacen parte del inventario de la universidad, para el caso de la UPS de 6kVA que contemplan el respaldo en laboratorios se dio uso de un factor de demanda por el 50%.

- Carga diversificada Universidad Antonio Nariño Sede Tunja:

Para establecer la carga total diversificada se deben sumar las proyecciones anteriores de las cargas debidamente diversificada y establecer un porcentaje superior de dimensionamiento del 125% según especifica la NTC-2050.

Donde un circuito ramal alimenta cargas continuas o cualquier combinación de cargas continuas y no continuas, el calibre mínimo del conductor del circuito ramal debe tener

una capacidad de corriente (ampacity) no menor que la carga no continua más el 125 % de la carga continua. "210.19 Conductores: Capacidad de corriente (ampacity) mínima y calibre mínimo.(ICONTEC, s. f.)

b. Selección de aislamiento eléctrico contra sobretensiones.

Para la elección del DPS a instalar se procedió a realizar la identificación del área y el tipo de materiales, estableciendo como referente la IEC 60364 la cual da la clasificación de cada área por categorías y el tipo de DPS a implementar. Estas categorías están definidas por las diferentes áreas de la instalación.

- Categoría C:

Esta categoría especifica la distribución eléctrica en la parte inicial de la instalación, la cual cuenta con impulsos transitorios externos constantes y se encuentra con conexión a operador de red de manera constante lo cual implica la recepción de fallos en el proceso de distribución, como también exposición a impulsos de sobretensiones atmosféricas directas o de zonas aledañas.

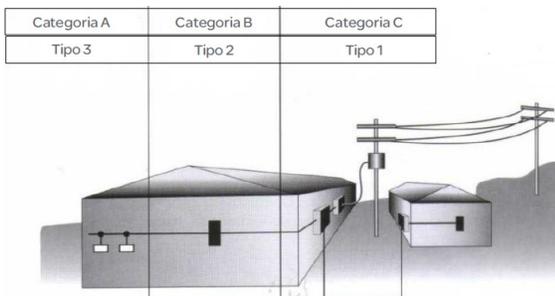
- Categoría B:

La categoría B cuenta con una disposición interna dentro de la construcción lo cual proporciona fallas que presentan impulsos transitorios por fallas directamente en los tableros de distribución.

- Categoría A:

Directamente se encuentra relacionada con equipos de tipo electrónico que por sus especificaciones técnicas son sensibles a este tipo de impulsos transitorios.

Figura 2-4: Identificación de tipos por área.



Fuente: (Schneider Electric España, 2008)

- Nivel de exposición:

Para la elección del DPS se tiene en cuenta el nivel de exposición con el cual cuenta la instalación, se define por medio del mapa isocerámico el cual define el tipo de exposición frente a descargas atmosféricas descrito a más profundidad en el literal d, el cual especifica el nivel de riesgo e implementación del sistema de apantallamiento de acuerdo a las variables requeridas según norma para el planteamiento adecuado y seguro de dicha disposición.

c. Análisis de corrientes de cortocircuito y falla de tierra.

La manera en la que se efectúa este análisis ya sea manualmente o por medio de simulación con ayuda de un software consiste en crear un cortocircuito de impedancia nula entre dos puntos del diagrama de conexión, existen dos tipos de corrientes de cortocircuito las simétricas (trifásicas) y las asimétricas (monofásicas), al hallar estos dos tipos de cortocircuito se podrá determinar los riesgos que se pueden presentar para operarios y equipos que se encuentran en conexión a la red, para el procedimiento metodológico del análisis se deben seguir los lineamientos de la ANSI/IEEE 399 y IEEE 141.

Para la simulación de las corrientes de cortocircuito se dio uso del software MELSHORT en el cual por medio de su interfaz permite la ubicación y parametrización de los elementos de estudio, podemos ubicarlos e implementar sus variables en orden ascendente desde el operador de red hasta circuitos ramales.

- Datos del operador de red:

Los datos que pide el software para la especificación del operador de red serán el nivel de voltaje y la capacidad de MVA en el nodo del cual se brinda disponibilidad o factibilidad de servicio, de igual manera la relación X/R la cual se especifica teóricamente como la cantidad de reactancia dividida por la resistencia, dichos datos se encuentran consignados y suministrados por el operador de red en el formato de disponibilidad de servicio, Anexo A. Disponibilidad de servicio.

En cuanto al nivel de tensión en Colombia se establece el manejo de 13,2kV para media tensión a 60 Hz, este valor será suministrado al software con una disponibilidad en nodo de 300MVA y una relación X/R=3.

Figura 2-5: Interfaz con parámetros del operador de red para el nodo de conexión.

Parameter	Value
Voltage(V)	13200
Reference No.	EBSA
Capacity(MVA)	300
Frequency	60Hz
X/R	3
%Impedance(%)	0.3333 = 0.1054 + i 0.3162
Impedance(mohms)	580.8
Resistance(mohms)	183.7
Reactance(mohms)	551.0

Fuente: (Autor)

- Datos del transformador:

Los datos del transformador serán anexados al software de acuerdo a los resultados expuestos en el literal **h** de este documento el cual expone los cálculos necesarios para los requerimientos del transformador de este proyecto, la conversión que realiza el transformador de potencia en el intervalo de primaria a secundaria establece la entrega por parte del operador de red en un nivel de tensión de 13200kv y salida después de su transformación de 208/120 V en sistema trifásico tetrafilar, por lo tanto, tenemos que:

Tabla 2-2: Interfaz con parámetros para el transformador.

Parameter	Value
Primary voltage(V)	13200
Reference No.	T1
Secondary voltage(V)	208
Calculation point	<input type="checkbox"/>
Earthing system on LV side	TN-S
Capacity(kVA)	225
Rated current of secondary I(A)	524.8
%impedance(%)	4.000 = 1.746 + i 3.599
X/R	2.061644
Resistance(mohms)	3.357
Reactance(mohms)	6.920
Peak value of rush current(x I)	13
Peak value of rush current(Arms)	8119
Damping time constant(msec)	116.666667

Fuente: (Autor)

La IEC 60076-5 establece los valores de impedancia para los transformadores según la potencia requerida de cada uno, tomando en cuenta los valores de la tabla y la potencia del transformador calculado para el diseño asignamos un valor del 4% para la impedancia del mismo.

Tabla 2-3: Impedancia según potencia de transformador.

Potencia kVA	Impedancia
Hasta 630	4.0
631 a 1250	5.0
1251 a 3150	6.25
3151 a 6300	7.15
6301 a 12500	8.35
12501 a 25000	10.0
25001 a 200000	12.5

Fuente: (Autor)

- Datos de los alimentadores:

Los datos de los alimentadores que pide el software son los mismos datos previamente calculados en el literal a en el cual se elaboraron los cuadros de cargas del diseño proyectado y se establece el dimensionamiento de calibres de los conductores alimentadores y sus protecciones, en base a los tramos y sus conductores, se tiene en cuenta las variables de los mismos, como lo son constantes de regulación de cada tipo de conductor según su material y tipo de uso. El software pide la consignación de dichos datos en su interfaz de la siguiente manera:

Figura 2-6: Interfaz con parámetros del conductor.

Fuente: (Autor)

d. Estimación del nivel de riesgo por exposición por rayos de la estructura e implementación del sistema de protección

Para el caso de la universidad Antonio Nariño sede Tunja se usó la metodología requerida por noma soportado con el software IEC Risk Assessment Calculator, el software tiene librerías de datos y parámetros basados en la norma IEC 62305 norma internacional en la cual se encuentra basada la NTC4552 por lo tanto las variables del software son precisas para evitar un cálculo manual extenso, para la implementación del software se deben tener los conceptos precisos de los detalles constructivos de la instalación, como lo son:

- Dimensiones de la estructura
- Características de la estructura
- Influencias ambientales
- Características de las líneas de transmisión eléctrica
- Medidas de protección (Actuales/Por implementar)
- Tipo de perdidas

Un factor de vital importancia para dicha determinación es su posición geográfica, para identificar en que posición de las curvas de nivel isoceráunico del país se encuentra situada la estructura y en base a dicha proporción se calcula el número de días tormentosos por año, factor que el software también requiere para el análisis. El software cuenta con un mapa isoceráunico previamente cargado en el cual evalúa directamente el número de días tormentoso por año expresado en la densidad de rayos a tierra (DDT) expresado en (rayos/km²/año), sin embargo, la NTC4552-2 establece que según su posición geográfica se calcula manualmente por medio de Ecuación [5].

$$DDT = 0,0017 \times N_c^{1.56} \quad [5]$$

En donde:

N_c = Numero de dias tormentosos al año

Por lo tanto:

Según el Mapa de Niveles ceráunicos Anexo E. Mapa Ceráunico de Colombia, se puede asignar para el Municipio de Tunja un nivel ceráunico Nc. de 180 días tormentosos por año.

$$DDT = 0,0017 \times (180)^{1.56} \quad [4]$$

$$DDT = 5,60 \text{ (rayos/km}^2\text{/año)} \quad [4]$$

Con la determinación de los datos necesarios se recurre a soportarlos con el software IEC Risk Assessment Calculator ingresando los datos constructivos actuales de la universidad para evaluar su nivel de riesgo y determinar qué tipo de protección requiere.

Figura 2-7: Interfaz del software IEC Risk assessment Calculator con parámetros de la construcción.

The screenshot displays the IEC Risk Assessment Calculator interface, organized into several sections:

- Dimensiones de la estructura:**
 - Longitud de la estructura (m): 37
 - Anchura de la estructura (m): 24
 - Altura del plano del tejado (m)*: 24
 - Altura del mayor saliente del tejado (m)*: 24
 - *Medido desde la tierra
 - Área de colección (m2): 25.958 m2
- Características de la estructura:**
 - Riesgo de incendio y daños físicos: Normal
 - Eficacia del apantallamiento: Buena
 - Tipo de cableado interno: No apantallado
- Influencias ambientales:**
 - Situación respecto a los alrededores: Altura menor
 - Factor ambiental: Urbano
 - Nº de días de tormenta: 56 days/year
 - Densidad anual equivalente de rayos: 5,6 flashes/km2
 - Ver mapa isoceráunico: Ver Mapa
- Líneas de conducción eléctrica:**
 - Línea eléctrica:**
 - Línea que llega a la estructura: Cable enterrado
 - Tipo de cable externo: No apantallado
 - Existencia de transformador MT/BT: Sin transformador
 - Otros servicios aéreos:**
 - Número de servicios conducidos: 0
 - Tipo de cable externo: No apantallado
 - Otros servicios enterrados:**
 - Número de servicios conducidos: 0
 - Tipo de cable externo: No apantallado
- Medidas de protección:**
 - Clase de SPCR: Sin SPCR
 - Protección contra incendios: Sistemas manuales
 - Protección contra sobretensiones: Sólo en entrada de servicios
- Tipos de las pérdidas:**
 - Tipo 1 - Pérdidas de vidas humanas:**
 - Riesgos especiales para la vida: Sin riesgos especiales
 - Por incendios: Comercios, colegios, ...
 - Por sobretensiones: No aplica
 - Tipo 2 - Pérdidas de servicios esenciales:**
 - Por incendios: No hay servicios esencial
 - Por sobretensiones: No hay servicios esencial
 - Tipo 3 - Pérdidas de patrimonio cultural:**
 - Por incendios: Sin valor histórico
 - Tipo 4 - Pérdidas económicas:**
 - Riesgos económicos especiales: Sin riesgos especiales
 - Por incendios: Otras estructuras
 - Por sobretensiones: Otras estructuras
 - Por tensión de paso/contacto: Ganado en el interior
 - Riesgo tolerable de pérd. económ.: 1 en 1000 años

Fuente: (IEC Risk Assessment, Version 1.0.3)

e. Evaluación y mitigación de riesgos eléctricos en la instalación

Para el desarrollo de la matriz de riesgo el RETIE en el literal 9.21. brinda una tabla con el proceso que se debe seguir para la evaluación de riesgo y la toma de decisiones, por lo tanto, en base a estas tablas y la distribución de exposición de riesgo de la universidad en baja tensión, se realiza dicha matriz.

El desarrollo de la evaluación de riesgo se plantea en el sistema eléctrico de uso final para un nivel de tensión de 208/120V ya que en este nivel de tensión se encuentra más expuesta la comunidad universitaria, los trabajos en 13,2kV son realizados por personal especializado con las debidas medidas de protección y matriz de riesgo propia por parte del operador de red o empresas que se ciñen al cumplimiento de sus implementos de seguridad para dichos trabajos.

f. Nivel de tensión necesario para el debido funcionamiento de la instalación

La determinación de los cuadros de carga y la especificación de nivel de tensión para cada tablero y circuito ramal especifica los niveles de tensión sin exceder las caídas de tensión permisibles por tramos siendo estas 3% para la acometida principal de alimentación desde operador de red y un 5% máximo para alimentadores y circuitos ramales, según estas especificaciones y las del operador de red en el nodo de conexión se debe definir el nivel de tensión requerido por la instalación.

g. Determinación de áreas con fluencia de campos electromagnéticos que superen los valores permisibles

Los diseños de líneas o subestaciones de tensión superior a 57,5 kV, en zonas donde se tengan en las cercanías edificaciones ya construidas, deben incluir un análisis del campo electromagnético en los lugares donde se vaya a tener la presencia de personas.(Electromagnéticos, s. f.-a)

h. Cálculo del transformador teniendo en cuenta los requerimientos de los equipos proyectados

En el Artículo de la NTC 2050 segunda versión y en la sección 20.25 del RETIE se encuentran los parámetros para el debido dimensionamiento y detalles constructivos con los cuales tiene que cumplir el dimensionamiento del transformador. En este caso recurrimos al literal a, en cual se especifica por medio de los cuadros de cargas la proporción de cargas que se usaran y su valor nominal según su carga instalada y proyección de cargas futuras que se puedan implementar.

Para dimensionar las protecciones contra sobre corriente se debe establecer un valor nominal por encima del calculado dependiendo la impedancia del transformador y el nivel de tensión que maneje tanto en la entrada del primario, como en la salida del secundario.

Figura 2-8: Valor nominal o ajuste máximo de la protección contra sobrecorriente para transformadores de más de 1000V

Limitaciones del lugar	Impedancia nominal del transformador	Protección primaria de más de 1 000 V		Protección secundaria (ver Nota 2.)		
		Interruptor de circuito (ver Nota 4.)	Valor nominal del fusible	Más de 1 000 V		1 000 V o menos
				Interruptor de circuito (ver Nota 4.)	Valor nominal del fusible	Valor nominal del interruptor de circuito o del fusible
Cualquier lugar	No más del 6 %	600 % (ver Nota 1.)	300 % (ver Nota 1.)	300 % (ver Nota 1.)	250 % (ver Nota 1.)	125 % (ver Nota 1.)
	Más del 6 % y no más del 10 %	400 % (ver Nota 1.)	300 % (ver Nota 1.)	250 % (ver Nota 1.)	225 % (ver Nota 1.)	125 % (ver Nota 1.)
Lugares supervisados únicamente (ver Nota 3.)	Cualquiera	300 % (ver Nota 1.)	250 % (ver Nota 1.)	No requerido	No requerido	No requerido
	No más del 6 %	600 %	300 %	300 % (ver Nota 5.)	250 % (ver Nota 5.)	250 % (ver Nota 5.)
	Más del 6 % y no más del 10 %	400 %	300 %	250 % (ver Nota 5.)	225 % (ver Nota 5.)	250 % (ver Nota 5.)

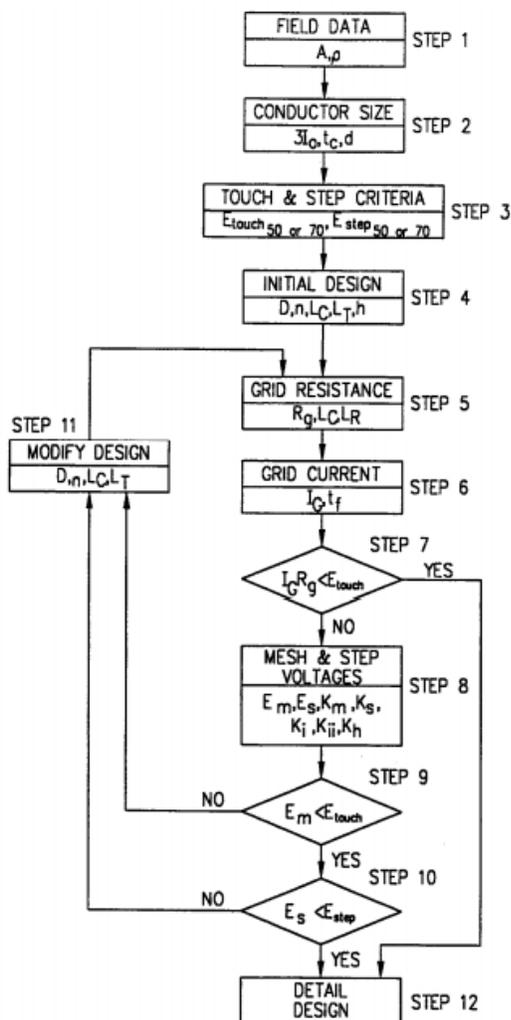
Fuente: (Autor)

i. Diseño del sistema de puesta a tierra SPT

Para el diseño del sistema de puesta a tierra se toma el diagrama de bloques o algoritmo que contiene la IEEE-80 como estándar para el diseño de puesta a tierra y siguiendo los lineamientos del artículo 250 de la NTC 2050 segunda versión y el RETIE en su artículo 15. Como complemento para el diseño de puesta a tierra se requiere solicitar y suministrar

las especificaciones técnicas del terreno, datos del operador de red en conexión, tipo de carga y resistividad del terreno.

Figura 2-9: Diagrama de bloques para la metodología de desarrollo del cálculo de puesta a tierra IEEE 80.



Fuente: (9587012135_Parte 4.pdf, s. f.-b)

El diseño cuenta con una proyección de un sistema de protección contra rayos (SPCR) el cual cuenta con un anillo superior conectado en alambroón de 8mm y realiza una transición a cobre para aterrizar en un anillo alrededor del edificio administrativo y de aulas de la universidad, dicho anillo ubicado en tierra tiene que ir interconectado como una tierra común tal y como especifica la NTC-2050.

Se debe instalar entonces una derivación del conductor del electrodo de puesta a tierra desde cada sistema derivado independiente hasta el conductor del electrodo de puesta a tierra común. Cada conductor de derivación debe conectar el conductor puesto a tierra del sistema derivado independiente al conductor del electrodo de puesta a tierra común. Esta conexión se debe hacer en el mismo punto del sistema derivado independiente donde está conectado el puente de conexión equipotencial del sistema (NTC 2050, 2020).

- Toma de la resistividad del terreno:

Para la toma de datos de la resistividad del terreno se da uso de un telurómetro, dispositivo encargado de medir la resistividad del terreno y la resistencia de las mallas de puesta a tierra, brinda los parámetros del terreno precisos para realizar los cálculos necesarios, el telurómetro con el cual se hizo las medidas es marca METREL y referencia MI2088, el dispositivo se encuentra debidamente calibrado y con su certificado vigente anexo.

Figura 2-10: Telurómetro marca Metrel.



Fuente: (Autor)

El método desarrollado por el Dr. Frank Wenner en 1915 fue el que se implementó en la toma de resistividad del terreno ya que es uno de los métodos más precisos para la toma de dichos datos, las medidas se realizaron con un metro de diferencia entre medidas de las picas del telurómetro.

Figura 2-11: Picas y cinta métrica.



Fuente: (Autor)

Las picas se clavan en el terreno y su medida entre si será equidistante, se programa el telurómetro para tomar las mediciones en este orden de aumento de 1m por medición, de esta manera la segunda medición se hará a 2m de distancia entre las picas que se encuentran debidamente conectadas al telurómetro por medio de los cables de conexión por designación de colores y con fijación por medio de pinzas como se muestra a continuación.

Figura 2-12: Pinza y carrete de cable para conexión picas - telurómetro



Fuente: (Autor)

Al realizar la fijación de las picas al terreno y obtener su debida conexión se acciona el equipo de medición el cual inyecta corriente directa que atraviesa las picas exteriores (verde y azul) mientras mide el potencial que existe en las picas del centro (Negro y Rojo), expresado matemáticamente mediante la siguiente Ecuación [6]

$$\rho = \frac{4\pi AR}{\left[1 + \left[\frac{2A}{(A^2 + 4B^2)^{0.5}}\right] - \frac{2A}{(4A^2 + 4B^2)^{0.5}}\right]} \quad [6]$$

Donde:

ρ = Resistividad promedio a la profundidad (A) en ohm * m

A = Distancia entre los electrodos en m

B = Profundidad de enterrado de los electrodos en m

R = Lectura del telurómetro en ohms

Figura 2-13: Resultados del telurómetro



Fuente: (Autor)

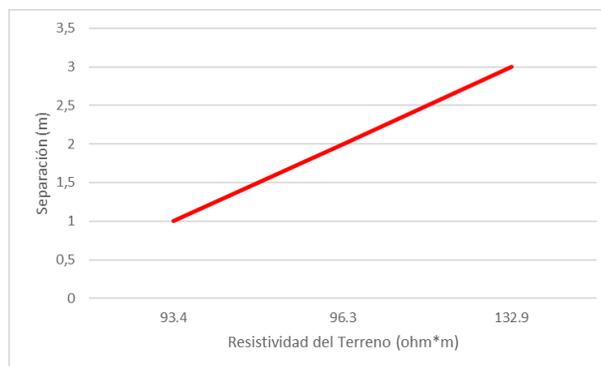
Tabla 2-4: Datos del terreno

SEPARACIÓN DE ELECTRODOS (m)	RESISTIVIDAD PROMEDIO (Ω-m)
1	93.4
2	96.3
3	132.9
TOTAL	322.6

Fuente: (Autor)

$$\rho_{aprom} = \frac{\sum_{i=1}^{15} \rho_{ai}}{n} = \frac{322.6}{3} = 107.5 \Omega - m \quad [7]$$

Figura 2-14: Grafico de proporción para resistividad del terreno.



Fuente: (Autor)

Posteriormente se solicita al operador de red las especificaciones técnicas del punto de conexión, como lo son la corriente de falla monofásica y el tiempo de despeje de la falla Anexo F. Corrientes de cortocircuito y curvas de protección.

Tabla 2-5: Parámetros resultantes del terreno

PARÁMETROS

ρ	107,53	Resistividad aparente del terreno Ohm/m
ρ_s	3000	Resistividad superficial del terreno Ohm/m para concreto de 3000psi
h_s	0,2	Espesor de capa superficial (m)
I_b	770	Corriente de falla monofásica a tierra (A)
t_s	0,01	Tiempo de despeje de la falla (s) dado por el operador de red

Fuente: (Autor)

j. Selección de conductores, contemplando carga, perdidas y costos de energía.

Para hallar las pérdidas de energía del conductor se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Distancia de los tramos (Esquemas eléctricos y cuadros de cargas)
- Carga por circuito (Cuadros de Cargas)

- Resistencia de los conductores (Constantes de regulación)
- Costo del KVA*h (Operador de red)
- Costo del cable (Costo promedio del mercado)

Para establecer las pérdidas en amperios se recurre a la Ecuación [8]

$$E = \frac{P^2 \times R \times d}{1000} \quad [8]$$

Donde,

$P =$ Carga en KVA

$R =$ Resistencia del conductor

$d =$ Distancia de cada tramo

Para la obtención de las pérdidas anuales se da uso de la Ecuación [9]

$$E_{x \text{ año}} = \frac{\emptyset \times h \times E \times \$}{1000} \quad [9]$$

Donde,

$\emptyset =$ Numero de fases

$h =$ Horas de consumo anual

$E =$ Perdidas en kVA

$\$ =$ Costo de kWh

k. Análisis de cumplimiento de los conductores haciendo referencia al tiempo de disparo de interruptores, de la red y la capacidad de cada conductor.

Para realizar el análisis de los conductores frente a las diferentes variables que afecten su debido funcionamiento se requiere la estructuración de los datos desde el operador de red, como lo son sus corrientes de cortocircuito simétrica y asimétrica, los datos del transformador como potencia, resistencia y reactancia del mismo para estudiar que afectación tienen en cada uno de los calibres en los cuales se evaluara se evaluara el

cumplimiento de sus parámetros en cuanto a la corriente cortocircuito en baja y media tensión de operación.

La IEC 60909 especifica las siguientes ecuaciones para la verificación de conductores en cortocircuito, su valor permisible y su valor en condición de falla.

Se procede a calcular la resistencia y reactancia del cable por medio de las características de cada conductor.

Para la corriente cortocircuito se aplica la Ecuación [10]

$$I_{cc} = \frac{cV_n}{\sqrt{3} \times |Z_1|} \quad [10]$$

Donde,

c = Factor de tensión, según Norma IEC 60909 es igual a 1,1

V_n = Tensión nominal en el punto de falla

Z_1 = Impedancia total del circuito

Para la obtención de la impedancia total del circuito se aplica la Ecuación [10]

$$Z_1 = \sqrt{R_{total}^2 + X_{total}^2} \quad [11]$$

Donde,

R_{total} = Resistencia total del circuito

X_{total} = Reactancia total del circuito

I. Cálculo mecánico de elementos que requieran la sujeción de equipos o estructuras de montaje

No aplica, ya que la proyección de la propuesta contempla estructuras normalizadas

m. Coordinación de protecciones contra sobrecorrientes a partir de las curvas características de los elementos de protección y su comportamiento según las características de la red.

Para definir la coordinación de protecciones se tuvo en cuenta la corriente de corte de los dispositivos de protección seleccionados y su curva característica para realizar una gráfica de reacción corriente-tiempo en la cual se graficó las curvas de cada protección de manera que muestre el orden de disparo de las protecciones de manera selectiva. Dichas curvas no deben tocarse, de esta manera se verifica la debida implementación de la coordinación, estos datos de graficación van soportados por los datos solicitados a operador de red para la proyección de la curva ajustada para el debido cumplimiento.

Figura 2-15: Datos suministrados por el operador de red para el ajuste de la curva de protección

Curva	IEC normalmente inversa
Pickup	50 amp
Dial	0,01
Instantánea	300 amp

Fuente: (Respuesta EBSA)

Figura 2-16: Características principales para la parametrización de la coordinación de protecciones

Características de tensión	Ue Ui Uimp	Tensión asignada de empleo Tensión asignada de aislamiento Tensión asignada de resistencia a los choques
Características de intensidad	In Ith Ithe Icu	Intensidad nominal Intensidad térmica convencional al aire libre Intensidad térmica convencional en envoltorio Intensidad nominal interrumpida
Característica de cortocircuito	Icm Icu Ics Icw	Poder de cierre Poder de corte último Poder de corte de servicio Intensidad asignada de corta duración admisible
Característica de la unidad de control	Ir 1,05 x Ir 1,30 x Ir Ii Isd	Intensidad de regulación de sobrecarga ajustable Intensidad convencional de no disparo Intensidad convencional de disparo Intensidad de regulación de disparo instantáneo Intensidad de disparo de corto retardo

Fuente: (*Sobrecorrientes.pdf*, s. f.)

n. Proyección de canalizaciones sin exceder el porcentaje máximo de ocupación exigido por norma

La proyección de las canalizaciones se determina a partir de la ocupación exterior de los calibres de cables y de la ocupación permisible de los ductos en su interior en mm^2 sin exceder el 40% tal y como lo exige la norma. Por medio de la Ecuación [12] se halla el porcentaje de ocupación de cada canalización.

$$\%O = \frac{n \times st_c}{st_d} \quad [12]$$

Donde,

n = numero de conductores por tramo

st_c = sección transversal conductor en mm^2

st_d = sección transversal ductos o canalización en mm^2

o. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia

Para el cálculo de la resistencia de paso por parte del conductor frente a la distancia se da uso de la Ecuación [13].

$$R = r \times l \quad [13]$$

Donde,

r = Resistencia en corriente alterna para el conductor

l = longitud del tramo

La obtención del porcentaje de perdida se establece a partir de la Ecuación [14]

$$P_p = I^2 R \quad [14]$$

Donde,

I = corriente del circuito

R = Resistencia presentada por el conductor

p. Cumplimiento de regulación por los diferentes tramos planteados en el diseño.

A manera de dar cumplimiento de la NTC 2050, la cual especifica que el porcentaje de caída de tensión no debe exceder un 3% para circuitos ramales y un 5% para alimentadores se requiere hallar en primera instancia la impedancia eficaz del conductor a partir de la Ecuación [15]

$$Z_{EF} = R \cos\theta + X_L \text{Sen}\theta \quad [15]$$

Donde,

R = Resistencia del conductor

$\cos\theta$ = Factor de potencia

X_L = Reactancia del conductor

$\text{Sen}\theta$ = Factor de corrección dependiente del factor de potencia

Tabla 2-6: Factores de corrección dependientes del factor de potencia.

$FP = \cos\theta$	$\text{Sen } \theta$
1.00	0.00
0.95	0.31
0.90	0.44
0.85	0.53
0.80	0.60
0.75	0.66
0.70	0.71

Fuente: (Autor)

Posteriormente se halla el cálculo de caída de tensión fase a fase por medio de la Ecuación [16]

$$\Delta V_{FASE-NEUTRO} = Z_{EF} \times L \times I \quad [16]$$

Donde,

Z_{EF} = impedancia eficaz del conductor

L = longitud del tramo

I = corriente del tramo

Finalmente, el porcentaje de caída de tensión se calcula con la Ecuación [17]

$$\% \text{ Caída de tensión}_{FASE-FASE} = \left(\frac{\Delta_V}{\Delta_r} \right) \times 100 \quad [17]$$

Δ_V = Valor en voltios de la caída de tensión

Δ_r = Tensión de operación

q. Identificación y clasificación de áreas.

No aplica, ya que las áreas que contemplan el proyecto no se encuentran dentro de los requerimientos establecidos para determinar dicha proyección del cálculo.

r. Elaboración del esquema eléctrico.

El esquema eléctrico o diagrama unifilar se realizó bajo las convenciones normalizadas por operador de red, dicha distribución se comprende después de la realización de la distribución eléctrica la cual brinda información sobre las cargas usadas por tramos y la identificación de circuitos a partir de sus tableros de distribución.

El diagrama permite establecer una simplificación del sistema de conexiones eléctrico desde el operador de red hasta el usuario final y sus salidas de conexión según sea el requerimiento, dicho diagrama permite la fácil identificación de distribución y conexión en caso de mantenimientos preventivos y correctivos.

s. Planteamiento de diseños eléctricos y especificaciones constructivas.

Para la elaboración de los esquemas eléctricos proyectados para la universidad se requirió hacer el levantamiento arquitectónico de las plantas y espacios que la comprenden, ya que la universidad no cuenta con la disposición de los mismos ni su debida digitalización. Dicha elaboración se soportó por medidas con ayuda de un metro laser y su digitalización por el software AutoCAD.

Figura 2-17: Metro laser marca BOSCH y software de diseño AutoCAD.



Fuente: (Autor)

En cuanto a detalles constructivos se encuentran debidamente especificados en los planos adjuntos en el Anexo B. Planos, estructuras y detalles normalizados por los entes reguladores.

t. Detalles constructivos para tener en cuenta según los equipos a instalar, materiales y condiciones según lo requiera.**▪ Transformador**

Para el transformador seleccionado se dio la disposición de un cuarto (ver anexo), las bodegas o cuartos eléctricos que se designen para la contención de los transformadores deben siempre tener un tipo de ventilación exterior sin necesidad de implementar ductos, en cuanto a la parte constructiva los techos, muros y puertas deben tener una tolerancia

mínima al fuego la cual garantice una proporción de resistencia frente a una emergencia de este tipo, se deben cumplir todos los requerimientos citados en el artículo 450 de la NTC 2050 segunda versión.

- Conductores

Instalar los conductores dimensionados en las memorias de cálculo, cumplir con código de colores y debida marcación de circuitos para su debida identificación, como también ciñéndose a los lineamientos establecidos en el Capítulo 3 de la NTC 2050

- Tableros de distribución

Los tableros de distribución deben ser certificados y regulados por las entidades pertinentes, los gabinetes de distribución generales deben cumplir con los grados de protección y especificaciones según las áreas en las cuales fueron instalados y cumpliendo las medidas de seguridad para trabajo seguro, recurrir al artículo 408 de la NTC 2050 para establecer todos los requerimientos constructivos que conlleva la instalación de dichos tableros.

- Artefactos eléctricos

El artículo 422 de la NTC 2050, establece los alcances y proporciones con las que debe cumplir la instalación y proyección de artefactos eléctricos en conexión proporcional con los tomacorrientes distribuidos según los diseños eléctricos, dichos artefactos deben cumplir con distancias mínimas del suelo y de sitios especiales, como también la implementación de tomacorrientes con protección de falla a tierra como los son los (GFCI), dispositivos de suministro preciso para evitar electrocución en zonas húmedas por parte de los usuarios.

- Iluminación

La iluminación debe cumplir con los requerimientos de instalación por parte del proveedor y según la ubicación de los esquemas eléctricos usando sus debidos implementos de fijación, atendiendo los requerimientos del artículo 411 de la NTC 2050

- Ascensor

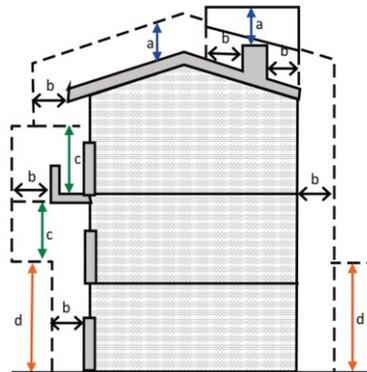
Para la conexión de ascensores y sus detalles constructivos se debe recurrir a proveedores certificados que contemplen los requerimientos constructivos consignados en

el RETIE y el dimensionamiento de conexionado y funcionamiento por parte de la NTC 2050.

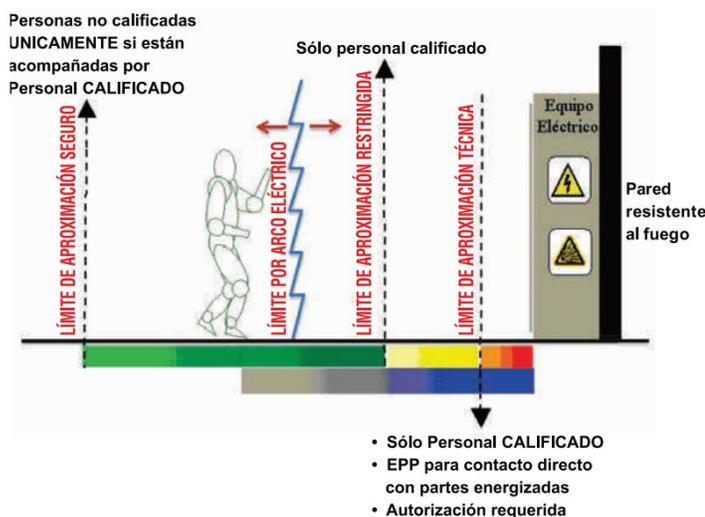
u. Cumplimiento de distancias de seguridad requeridas

Para la identificación del cumplimiento de las distancias de seguridad requeridas se tuvo en cuenta las siguientes figuras:

Figura 2-18: Distancias de seguridad para la edificación y límites de proximidad.



DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES		
Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Distancia vertical "a" sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas y siempre que el propietario o tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control tanto de la instalación como de la edificación (Figura 13.1).	44/34,5/33	3,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	3,8
	<1	0,45
Distancia horizontal "b" a muros, balcones, salientes, ventanas y diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de personas. (Figura 13.1)	66/57,5	2,5
	44/34,5/33	2,3
	13,8/13,2/11,4/7,6	2,3
Distancia vertical "c" sobre o debajo de balcones o techos de fácil acceso a personas, y sobre techos accesibles a vehículos de máximo 2,45 m de altura. (Figura 13.1)	<1	1,7
	44/34,5/33	4,1
	13,8/13,2/11,4/7,6	4,1
Distancia vertical "d" a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular. (Figura 13.1) para vehículos de más de 2,45 m de altura.	<1	3,5
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5



Fuente: (RETIE, 2013)

v. Justificación en la desviación de la norma si lo requiere, preservando la seguridad de la vida humana.

En el caso del proyecto no se refirió alguna norma fuera del marco legal vigente en Colombia, toda la proyección de propuesta de diseño se efectuó a partir de la condición establecida por la NTC 2050, RETIE Y RETILAP, normas establecidas en rigor de cumplimiento por las entidades encargadas de normalizar.

w. Estudios complementarios que requiera el tipo de instalación garantizando su funcionamiento correcto y seguro.

El proyecto cuenta con la proyección y alcance definido para el desarrollo de este proyecto, por lo tanto, no requiere anexar estudios complementarios requeridos por el tipo de instalación.

2.2. Diseño de Iluminación

Dentro de este documento enmarcado en el uso eficiente de la energía y las buenas prácticas en el uso racional de la energía se plantea un diseño de iluminación adecuado y normalizado siguiendo los criterios de diseño del reglamento técnico de instalaciones de

alumbrado público RETILAP, asistido y validado por software para diseño de iluminación Dialux.

El desarrollo de este diseño de iluminación en la universidad Antonio Nariño sede Tunja comprende las siguientes actividades

- Levantamiento y caracterización de la planta física del edificio
- Selección de luminarias de acuerdo a requerimientos por área
- Solicitud de los plug in al proveedor de las luminarias
- Identificación de mobiliario en instalaciones de la universidad
- Simulación en software DiaLux
- Validación de resultados

En base a la tabla 410.1 del RETILAP que establece las condiciones mínimas, medias y máximas por área de trabajo recomendadas se encuentra en el la tabla del anexo con esto dentro de los objetivos del diseño de iluminación se garantizó un diseño que tiene en cuenta el uso eficiente de la energía y el confort o salud visual de la comunidad universitaria.

2.3. Diseño fotovoltaico

Para desarrollar propuestas para implementar sistemas fotovoltaicos es bueno que en el paso por la universidad se dé al estudiante la oportunidad de conocer las bases de diseño, un completo análisis de factores inherentes: (consumo, tarifas facturación, estrato, restricciones y disposición de cubiertas) y variables ambientales (clima, radiación, temperatura. Ambiente y sombras en el entorno). estos sistemas se ven con buenas expectativas como una forma de inversión a largo plazo

Reconocimiento de áreas disponibles

Después de visitar por tres ocasiones a diferentes horas y fechas las terrazas de la universidad se determinó La terraza/cubierta elegida para el diseño del sistema solar fotovoltaico de la universidad Antonio Nariño se encuentra en unas condiciones favorables

para la propuesta de diseño, está cubierta es una placa plana continua de hormigón armado revestida con manto asfáltico con acabados en buen estado, cuenta con un área despejada de aproximados 300 m² y cuenta con un antepecho en ladrillo perimetral de no más 1.1 mts de altura y su sombra no afectaría la producción de los módulos fotovoltaicos por lo contrario este antepecho o muro es bien aceptado ya que ofrece una medida de restricción cumpliendo con los protocolos de trabajo en alturas(*res1409_2012.pdf*, s. f.), el edificio tiene una orientación de 6 grados respecto al norte, lo que la hace favorable para aprovechar la orientación de los módulos.

2.3.1. Recolección de datos de consumo

Cuando ya existe una cuenta de energía se puede conocer el consumo energético de primera mano en la factura de energía, siendo esta una fuente fiable a la hora de recopilar datos de consumo eléctrico en el tiempo, normalmente las facturas de energía muestran un histórico de consumo de los últimos seis periodos facturados, esta información es muy importante para cuantificar el consumo de energía. Para determinar un perfil de consumo de energía, es necesario contar con un analizador de red, contador de perfil de carga, Smart meter o software capaz de indicar el comportamiento de consumo de energía que tiene el cliente hora tras hora, semana tras semana y año tras año, registrar ese consumo en los cuales se determinara en que horas la universidad tiene los picos de consumo como también baja demanda de energía, esta metodología es muy útil para caracterizar una propuesta de un sistema fotovoltaico On grid con entrega de excedentes a red y su correspondiente éxito financiero como es el caso de la Universidad Antonio Nariño sede Tunja.

Cuando no se tienen históricos de consumo en el caso de las instalaciones eléctricas nuevas, este consumo se estima bajo el diseño eléctrico del proyecto teniendo en cuenta desde la diversificación de consumos hasta la actividad económica en este caso siendo la universidad, pertenece al Sector económico Educación con una ausencia de consumo importante el día domingo, días festivos y recesos de vacaciones lo que muestra un consumo anormal si se habla de periodos anuales, caso contrario a una clínica u hospital en el cual el perfil de consumo es constante en el tiempo, (días, semanas, meses, años) o se puede citar también el consumo de un edificio de oficinas que normalmente tiene

actividad de lunes a sábado en un horario muy compaginado con la radiación y producción solar fotovoltaica

La universidad Antonio Nariño sede Tunja venia facturando hasta antes de marzo del presente año un consumo de energía eléctrica por aproximadamente 2200 kwh/mes equivalentes a un costo que redondea un millón de pesos colombianos, cabe mencionar que meses más tarde este comportamiento de consumo se alteró por la emergencia sanitaria COVID-19, para las dimensiones del edificio es un costo de energía eléctrica bajo, entre otras cosas por la naturaleza de su actividad económica como es la académica y también por la ausencia de cargas de moderado consumo como serian la puesta en servicio de un ascensor en el foso existente destinado para tal fin.

Este análisis de consumo permite tomar decisiones sobre el dimensionamiento del sistema fotovoltaico por encima de factores como disponibilidad de áreas, análisis de sombras etc., este perfilamiento de consumo es muy determinante en la viabilidad económica de un sistema on grid y su correspondiente retorno de inversión y que algunas veces se puede modificar o acoplar a la producción de un sistema fotovoltaico on grid en aras de ser más eficaces con el aprovechamiento del recurso solar.

Luego del diseño eléctrico y de iluminación y contemplando cargas futuras como el ascensor y demás aprovisionamientos en laboratorio según los históricos de consumo de energía, conservando el perfil de consumo propio de la universidad Antonio Nariño sede Tunja, y aplicando factores de demanda se determinó un consumo estimado de 4368 kwh/mes aproximadamente, este dato es determinante en el dimensionamiento del sistema fotovoltaico On grid.

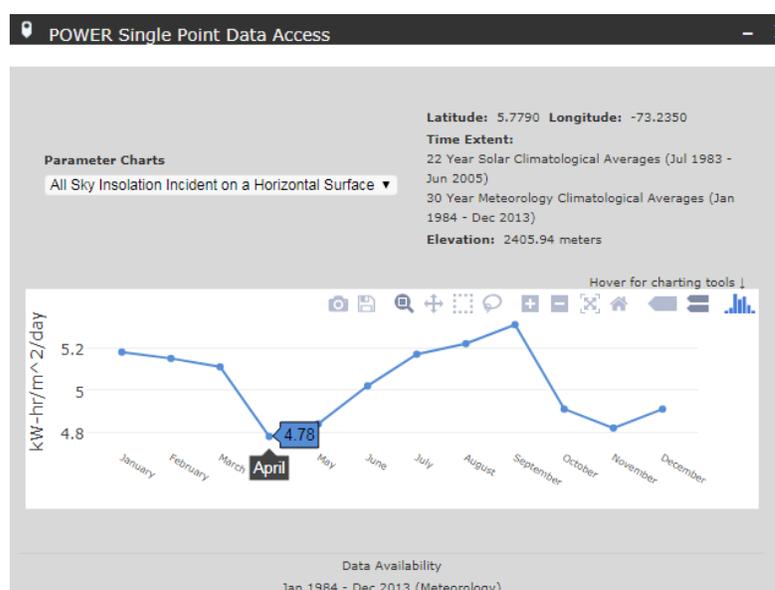
2.2.3.Reconocimiento de recurso solar

Existen diferentes bases de datos para conocer la radiación de un determinado sitio en el mundo, unas mejores que otras y esta adquisición de datos la hacen con estaciones meteorológicas ubicadas en determinados sitios, aunque en otras ocasiones lo hacen haciendo una observación de los fenómenos climáticos y así poder ser más precisos en

conocer la incidencia del sol en determinado sitio, estos indicadores normalmente dan los valores de radiación en periodos mensuales

Para el diseño objeto de este documento se eligió la base de datos Powerlarc, una base de datos muy completa creada por la Administración Nacional de Aeronáutica y el Espacio (NASA)

Figura 2-19: Radiación Solar anual para Tunja.



Fuente: (White et al., 2008)

Según los datos de la gráfica muestra un promedio para la ciudad de Tunja superior a las 4,5 Horas Pico Solar HPS, unos resultados aceptables comparados con datos de otras regiones del país, adicional a la anterior información se tiene una temperatura media de 13°C, con 2822 m.s.n.m. y predominan los vientos del sureste durante todo el año.

2.3.2. Solicitud a O.R. de disponibilidad de conexión FV

A partir del 1 de marzo entró en vigencia la Resolución CREG 030 de 2018, donde se regulan las actividades de generación a pequeña escala y generación distribuida. Esta resolución define las reglas que permiten a los usuarios conectarse al Operador de Red

(OR) de manera fácil y sencilla, bien sea como auto generadores a pequeña escala AGPE o generadores distribuidos GD. (*Generación Distribuida GD/AGPE | EBSA, s. f.*)

A continuación, se enuncian según O.R. EBSA el proceso de conexión con entrega de excedentes al O.R. en sus respectivas etapas para la universidad Antonio Nariño sede Tunja.

- Validar la información sobre disponibilidad de red por medio del aplicativo de AGPE o GD, en este paso el operador de red validara teniendo en cuenta el art 5 de la CREG 030 las tres condiciones y también si va a entregar excedentes a red validara si habrá lugar o no a estudio de conexión.
- Diligenciar el formulario de solicitud de conexión, en la cual se pide información del sistema fotovoltaico a instalar, el alcance y certificaciones RETIE de equipos fotovoltaicos y equipo de medida bidireccional
- Esperar dentro de los siguientes cinco días hábiles la respuesta de aprobación de solicitud de conexión mediante correo electrónico con las observaciones o requerimientos de la solicitud
- Una vez definido el proceso anterior se procede a hacer a instalación cumpliendo con la normativa actual, esta solicitud una vez aprobada tiene una vigencia de seis meses, dentro de este plazo la universidad Antonio Nariño deberá ejecutar la instalación del sistema fotovoltaico.
- Terminada la instalación de los equipos de generación fotovoltaico se hace por parte del operador de red una revisión en terreno previamente solicitada por la universidad Antonio Nariño sede Tunja, en esta revisión se abrirá el interruptor general del secundario simulando un corte de energía, en este procedimiento se verifica ausencia de tensión a la salida del inversor (protección anti isla).
- Por último, se anexa certificó RETIE de la instalación fotovoltaica y demás documentos para formalizar la conexión, se instalará el contador con medida bi

direcciona y el O.R. a partir de ahí tendrá en cuenta el nuevo esquema de medida de consumo para AGPE y su correspondiente facturación

2.3.3. Elaboración de diseño en base a Disposiciones técnicas y económicas

- Modulo fotovoltaico

Es importante seleccionar un módulo que se ajuste a las condiciones ambientales y de instalación, que ofrezca una baja degradación en el tiempo, que cuente con certificaciones de entes reconocidos mundialmente en la industria fotovoltaica y respecto al precio a nivel mundial se presenta una gran competencia haciendo que todas las tecnologías de módulos bajen de precio, a continuación, se enuncia una tabla con las opciones de módulos contempladas para este diseño:

Tabla 2-7: Elección modulo fotovoltaico

MARCA	η %	CERTIFICACIONES	Wp	\$/W COP	Vmpp	I mpp	V oc	I sc	dimensiones	celdas	Busbar
LG bifacial	19,5	CE, MSC, DVE, UL	Monocristal 405	\$ 3.407,0	41,9	9,68	49,8	10,3	2024*1024*40	72 (6*12)	11
Trina Solar	20,4	TUV Rheinland, CE, PV Cicle, ISO 9001	Monocristal 415	\$ 1.662,0	40,9	10,15	49,6	10,7	2024*1004	144(6*24)	9
Jinko bifacial	19,78	TUV Rheinland, CE, PV cicle, CECM	Mono perc 405	\$ 1.629,0	40,19	10,08	48,45	10,4	2031*1008*30	144(6*24)	5
Canadian Solar	18,79	TUV Rheinland, CE, SA, DVE, CE	Poli cristal 415	\$ 1.940,0	39,3	10,56	47,8	11,1	2108*1048*40	144(12*6)	9

Fuente: (Autor)

Se selecciona para este diseño el módulo Trina Solar por ser una de las eficiencias más altas, dé celda partida, tiene certificaciones reconocidas. Es Mono cristalino adecuado para la temperatura ambiente de Tunja, es uno de los más económicos en relación \$/W, y posee 9 buses por celda mejorando su desempeño respecto a las otras referencias consultadas.

- Cálculo del número de módulos fotovoltaicos

La universidad Antonio Nariño dentro del diseño eléctrico propuesto haciendo un uso racional de energía, teniendo en cuenta la eficiente tecnología en iluminación y recreando un perfil de consumo basándose en el histórico de las facturas de energía y con la intención de no generar más de la energía consumida en un mismo periodo de facturación se determinó un consumo mensual de 2331 kwh/mes.

Se hace uso de algunas fórmulas teóricas para calcular el número de módulos fotovoltaicos que según criterios de consumo de energía se pueda establecer la ecuación [18]

$$Np = \frac{w}{hps \times P(w) \times \eta} \quad [18]$$

Donde,

w = watts hora consumidos en el día

hps = horas pico solar

$P(w)$ = Potencia de cada modulo

η = eficiencia de sistema

Se determina el consumo de energía en días por medio de la ecuación [18]

$$2331 \frac{kwh}{30} \text{ mes} \quad \gg \quad 77.7 \text{ kwh/ dia}$$

$$Np = \frac{77.7 \text{ kwh/ dia}}{4.5 \times 415 \times 0.9}$$

$Np = 52$ modulos monocristalinos de 415 watts c/u ,

- Cálculo de Inversor

El cálculo de la potencia del inversor se hace al 80-90% de la potencia pico instalada en Módulos fotovoltaicos Nunca por debajo del 75%, estos porcentajes se establecen así ya que solo en condiciones de laboratorio los módulos fotovoltaicos lograran producir esa potencia pico comercialmente conocida. Por ejemplo, para este caso tenemos:

Tabla 2-8: Criterios para seleccionar el inversor.

selección DE INVERSOR									Protecciones				
MARCA	η %	CERTIFICACIONES	Units	$\$/kW$ COP	Pcc máx KWp	Vmpp min. - Vmpp máx	# MPPTs	Envolvente	M. aislaminet	GFD	Polarida d inverz	DPS	Desconexion en DC
FRONIUS SYMO	98	IEC 62116, IEC 61727, IEC 60900-1	2	\$ 1.175.000	30	270-800	4	IP 66	SI	SI	SI	NO	SI
SUNNY TRIPOWER	98,4	IEEE1547, UL1741, CSA C22.2 No.107.1-	1	\$ 924.200	27	240-800	2	IP 65	SI	SI	SI	SI	SI
Micro AP System	95	UL1741, CSA C22.2 No.107.1- 01 IEEE154	20	\$ 1.320.000	26	16-55	20	NEMA 6	SI	SI	SI	SI	NO

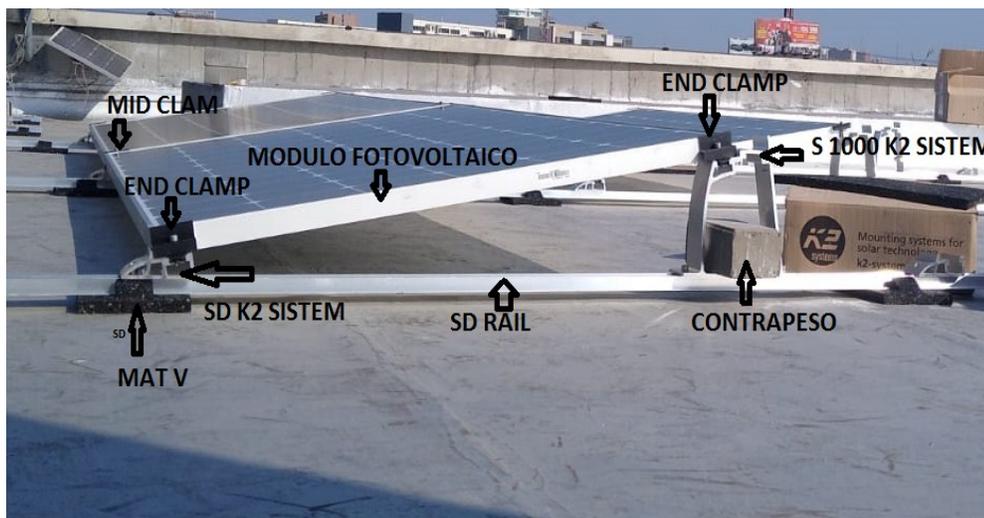
Fuente: (Autor)

Para el diseño se elige La marca austriaca Fronius que ofrece 7 años de garantía en sus inversores, ofrece asistencia y respaldo permanente, poseen una plataforma de monitoreo aceptable y es flexible en número de MPPT acorde a la cubierta existente.

- Selección de la estructura

Existen básicamente cuatro tipos de estructuras para instalar sistemas fotovoltaicos: rack con inclinación fija en cubierta plana, rack de montaje empotrado, estantería Oriente/Occidente tipo parking, con materiales como madera hasta el acero inoxidable, si la estructura es metálica debe cumplir con Art 250.34(ICONTEC, s. f.), Si la estructura de aluminio cuenta con certificación bajo la norma UL 2703 para unir los rieles Mounting a los demás componentes de la estructura ya estaría cumpliendo con la norma 690.43, de no ser así, se debe poner a tierra todos los elementos de la instalación, estructura, envolventes, equipos, módulos, de tal forma que cumplan con la sección 250.134 y 250.136 de la NTC 2050. De acuerdo a estos parámetros y tras las visitas previas al sitio de instalación se eligió la estructura tipo rack de inclinación fija de la marca Alemana K2 Sistem, una marca reconocida en el mercado con buena garantía y fácil de instalar sin comprometer la estructura de la cubierta o el manto asfáltico, esta estructura se caracteriza por su practicidad en la instalación, el método de anclaje es su propio peso, adecuado con unos contrapesos como se ve en la siguiente figura

Figura 2-20: Estructura tipo rack con inclinación fija y sus partes



Fuente: (Autor)

- Cálculo de conductores

El cálculo de conductores eléctricos en este sistema fotovoltaico es uno de los ítems de mayor cuidado, aquí se presentan la mayoría de fallas y pérdidas que son difíciles de identificar, para conocer la caída de tensión en los conductores de los cuatro string en DC, aplicamos El siguiente cálculo teniendo en cuenta la perdida porcentual de tensión al aumentarse la temperatura en la celda del módulo:

- Cada string está compuesto de máximo 15 módulos de 49.6 voltios conectados en serie serán 744 voltios, se puede trabajar ese nivel de tensión por ser edificio comercial.
- Cada módulo tiene una corriente de 10.7 A, conexión en serie por ende el valor de corriente se conserva al final del string de 10.7 A.
- Distancia aproximada de último string a las cajas DCCC al lado de los inversores: 20 mts, ida y vuelta serán 40 mts.

Ahora se calcula la caída de tensión a partir de la Ecuación [19]

$$S = \frac{2 \times \rho \times L \times I}{\Delta V(\%) \times V} \quad [19]$$

Despejando $\Delta V(\%)$

$$\Delta V(\%) = \frac{2 \times \rho \times L \times I}{S \times V}$$

Donde,

ρ = Resistividad del conuctor

L = Longitud del cable en mts

I = Intensidad maxima prevista por el cable en regimen normal

ΔV = Caida de tension en %

V = Tension nominal del circuito, en V

$$\Delta V(\%) = \frac{2 \times 0.022 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \times 40 \text{m} \times 10.7 \text{ A}}{2.5 \text{ mm}^2 \times 744 \text{ V}} = 0.010\% \quad [20]$$

Tenemos un valor por debajo del 1% es aceptable para la aplicación fotovoltaica

Para calcular el ampacity máximo permisible no es recomendable tomar la habitual tabla B 310-15 (B) (2) (1) de la NTC 2050 para su dimensionamiento, los conductores fotovoltaicos no los contempla esta tabla, se debe buscar otro documento de referencia del fabricante como es la UL4703, UNE EN-50618 o tomar la información directa del fabricante del cable. Cabe mencionar que los cables fotovoltaicos tienen ampacidades mayores comparándolas a secciones de conductores similares en la tabla B 310-15 (B) (2) (1) de la NTC 2050 Como se puede ver en este la Tabla 2-21.

Los cables fotovoltaicos deben ser para instalaciones fotovoltaicas con el nivel de aislamiento que aplique y no se permite otro tipo de aislamiento si no es apto para tal fin

Tabla 2-9: Diferencia entre cable solar estañado y el cable THHN

Datos de fabricante conforme a UL			Datos tabla B 310-15 (B) (2)(1) NTC 2050		
Sección transversal	Sección transversal	Ampacity 90°C	Sección transversal	Sección transversal	Ampacity 90°C
14 AWG	2.5 mm ²	41A	14 AWG	2,08 mm ²	21A
12AWG	4.0 mm ²	55 A	12AWG	3,03mm ²	27A
10AWG	6.0 mm ²	70A	10AWG	5,25 mm ²	36A
8AWG	10 mm ²	98A	8AWG	8,36 mm ²	48A

Fuente: (Autor)

Para los conductores de salida de los módulos, Si se tiene strings en paralelos, la corriente máxima debe ser la suma de las corrientes de los paralelos y luego aplicar un factor de 1.25. (ICONTEC, s. f.)

$$I_{sc} = 10.7A$$

$$IFV = I_{sc} \times \text{factor de } 1.25$$

$$IFV = 10.7A \times 1.25 = 13.37A$$

Para el conexionado de salida de módulos se diseñará con el Cable solar de la marca Centelsa de la referencia H1Z2Z2-K 1.0 kV AC (1.5 kV DC) 90°C HFFR RoHS, TC, con una sección transversal de 2.5 mm²

Para conexionado entre módulos se diseñará con el Cable solar de la marca Centelsa de la referencia H1Z2Z2-K 1.0 kV AC (1.5 kV DC) 90°C HFFR RoHS, TC, con una sección transversal de 2.5 mm² formado por un conductor flexible de cobre estañado (CuSn), con tensión nominal de 1000 VAC y 1500 VDC (H1), con aislamiento y cubierta flexible termoestable libre de halógenos (Z2Z2). Diseñado para una temperatura máxima de operación de 90°C (se permite una temperatura máxima en el conductor de 120°C sin superar 20 000 horas - según norma UNE EN-50618). Resistente a rayos UV, al ozono, y humedad con propiedades de no propagación de incendio y baja emisión de humos densos, tóxicos y corrosivos

Para el circuito a la salida del inversor la corriente máxima debe ser la corriente nominal permanente de salida del inverso.(ICONTEC, s. f.)

Aquí normalmente no hay factor de potencia que implique sobredimensionar conductores a causa de potencia reactiva, solamente se presenta en los circuitos potencia real, factor de potencia igual a 1, el cálculo describe a continuación:

Potencia efectiva del sistema en inversores = 20.000 watts (dos inversores)

$$P = \sqrt{3} * V * I * \cos \phi \quad [21]$$

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

$$I = \frac{20.000 \text{ watts}}{\sqrt{3} * 208 * 1}$$

$$I = 55.5 \text{ A}$$

Caída de tensión a partir de la ecuación [17]

$$\% \text{ Caída de tensión}_{FASE-FASE} = 1.16 \% \quad [22]$$

Corriente de salida de Inversor ficha técnica CA ($I_{ca\ nom.}$) = 28 A

$$I_{max} = 28 A \times 2$$

$$I = I_{max} \times \text{factor de } 1.25$$

$$I = 28A \times 2 \times 1.25 = 69 A$$

Consultando la tabla 310.15 (B) (16) se dimensiona el calibre del conductor para 69 A a 90°C usado dese la salida de cada inversor al barraje de inversores

Para el conexionado entre barraje de inversores y el punto de conexión en la subestación de la universidad se hará con el Cable solar calibre # 6 AWG, de la marca General Cable de la referencia THW-LS / THHW-LS, CT, SR, Cobre, 600 V, PVC, 90°C, TC, Extra Deslizante.

- Cálculo de Ductos y/o soportes

En los sistemas solar fotovoltaicos los conductores están expuestos directamente a la luz solar, cuando en cubierta se usa tubería o ducto cerrado no hay ventilación, esta temperatura sube dentro de la canalización y le baja el ampacity a los conductores, teniendo en cuenta esta desfavorable situación hay que aplicar un derrateo en el ampacity La tabla factores de corrección por temperatura(9587012135_Parte 4.pdf, s. f.-a)

Cuando se lleva más de tres conductores portadores de corriente en una misma canalización, como es el caso de este diseño fotovoltaico se aplica otro derrateo más y es el de la tabla factores de corrección por agrupamiento, tabla 310.15...(Actualización NTC 2050, 2020, p. 188)

La aplicación de estas dos tablas en las condiciones más favorables cuando lleve cuatro conductores a una temperatura ambiente de 42°C se aplicará un derrateo equivalente a:

- 0.95 por factor de corrección por temperatura ambiente y
- 0.8 por factor de corrección por agrupamiento

De esta forma se pierde un ampacity equivalente a un 25% en los conductores, teniendo en cuenta que el costo de conductores en un proyecto eléctrico es alto y bajo estas condiciones de instalación muy comunes en sistemas fotovoltaicos.

Existe una forma de eludir esta situación de pérdidas usando bandeja porta cable tipo malla, la cual gracias a sus propiedades constructivas no se clasifica como un ducto y por ende la aplicación de estos dos indeseables ajustes es menor, adicional este producto ofrece una forma muy práctica, rápida y económica de instalar (ICONTEC, s. f.). Hay que tener en cuenta que el cable que se instale dentro de estos soportes es de tipo T.C. de uso en bandeja tipo malla,

Para llevar los circuitos en DC de los módulos al inversor y de AC desde la salida inversor al punto de conexión de red en la sub estación de la Universidad, se eligió la bandeja porta cable tipo malla de la marca Cablofill de Legrand, esta es una marca muy reconocida en este segmento y que cumple con certificaciones nacionales e internacionales...junto con sus soportes, anclajes y accesorios de unión propios de la marca Cablofill,

De acuerdo a la sección 250.102, para dimensionamiento del (Bonding, cable de equipotencialización entre soportes de cableado, se requiere un calibre # 8 AWG, al usar bandeja tipo malla el fabricante permite que esta bandeja se use como conductor de puesta a tierra siempre y cuando los tramos tengan una continuidad mecánica y eléctricamente, y también usando accesorios de unión propios de la marca cablofill.

Figura 2-21: Aplicación de bandeja tipo malla en sistemas fotovoltaicos.



Fuente: (Autor)

- Cálculo de protecciones de sobre corriente

Determinado que estas cargas son continuas (están conectadas más de tres horas) las protecciones eléctricas que estén por debajo de 250 Amp se deben ratear al 80% de su capacidad, de esta forma se asegura que el valor máximo de disparo de la protección termo magnética 100% siempre sea inferior que la máxima corriente admisible por el conductor 125%.(ICONTEC, s. f.)

- Protección de string en módulos

Esta protección debe ser de para circuitos de Corriente Directa, cuando el Inversor no trae la protección grounded fall dispositive Interruptor GFDI

Se debe poner una protección contra sobre corriente (corto circuito, sobrecarga y falla a tierra), esta protección debe ser fácilmente accesible, debe estar señalizada y se debe poder bloquear en posición de cerrado...debe estar como mínimo en uno de estos lugares(ICONTEC, s. f.)

- Medios de desconexión en acometida
- Medios de desconexión en sistema FV

Para este diseño se eligieron los interruptores de aislamiento DC de Suntime están equipados con extintor de arco en cada uno de sus polos, tienen cobertura IP 66, un tiempo de apagado del sistema inmediato de 2ms, terminal de tierra, son fáciles de instalar y cumplen con estándares de calidad IEC60947 – 3, AS / NZS 3947.3:2001. Suntime ofrece interruptores de múltiples polos desde 10 hasta 63A 1500Vdc.(«Interruptores de aislamiento DC Suntime», s. f.). Con esta aplicación se cumple con las condiciones de desconexión bajo carga por medio del interruptor y la separación de la instalación por medio del conector MC4 ya sin carga.

Figura 2-22: Desconexión en DC.



Fuente: (Autor)

- Dispositivos de protección contras sobre tensiones.

Conforme a IEEE Std C62-72-2007, Los DPS son básicamente interruptores controlados por tensión en n valores de KV, protegen el sistema fotovoltaico de sobre tensiones causados por descargas atmosféricas, se instalan acorde su cercanía a la fuente de energía, poseen un indicador de color verde que una vez sufrida una sobre tensión este indicador cambia a color rojo indicando su inmediato reemplazo .(«Suntree», s. f.)

- Protección barraje inversor -conexión a red

Se recomienda tener un medio de desconexión (protección termo magnética) a la salida de los inversores y el punto de conexión al operador de red que generalmente es en el tablero general de distribución, sin embargo, estas protecciones no son una medida para cumplir con los requerimientos de desconexión ante ausencia de red, esta protección esta intrínseca en el inversor y es objeto de verificación por parte del O.R. cuando se conecte a red el sistema por primera vez. Pese a lo anterior se tendrá un interruptor en caja de barraje de inversores y otro interruptor en el punto de conexión a O.R.

2.2.3. Análisis de sombras

El software de diseño empleado Helio scope permite hacer un completo análisis de sombras en el diseño previamente, esto para así descartar posibles módulos que tengan una afectación por sombras causadas por objetos en determinada fecha del año o hora del día y que por su poco desempeño se determine sacarlos del sistema ya que el nivel de tensión en cada string lo determinara el módulo con más sombras presentando una baja tensión en el arreglo, estas pérdidas máximas por sombras se pueden limitar a determinado valor en los parámetros del software, para este caso si hay algún modulo con pérdidas mayores al 1.5% por sombras, el software automáticamente lo descarta dentro de la implantación se anexa informe de sombras generado por el software de diseño. Ver Anexo VII (Análisis de Sombras).

3. Análisis de Resultados

3.1. Diseño Eléctrico

- a. Definición de cargas proyectadas y futuras, teniendo en cuenta la distorsión de la red a partir de sus factores de corrección.

A partir de los cuadros de cargas elaborados y expuestos en el plano 26 del Anexo B. Planos, se recurre a la diversificación de dichas cargas en base a su factor de corrección para establecer el promedio de consumo por parte del proyecto, ver Anexo VIII (Cuadros de cargas diversificadas). Lo cual permite la identificación de cumplimiento entre los parámetros calculados y los permisibles por la norma según su nivel de tensión para media (13,2 kV) y en baja (208 V).

Tabla 3-1: Cumplimiento de parámetros calculados

MEDIA TENSIÓN					
DESCRIPCIÓN	CARGA	CORRIENTE (A)	CONDUCTOR	CAPACIDAD DEL CONDUCTOR NTC-2050 (A)	
CAPACIDAD TOTAL DEL TRAFIO	225 kVA	9,8	3x2	105	CUMPLE
CARGA TOTAL DIVERSIFICADA	158,41 kVA	6,9	3x2	105	CUMPLE
BAJA TENSIÓN					
DESCRIPCIÓN	CARGA	CORRIENTE (A)	CONDUCTOR	CAPACIDAD DEL CONDUCTOR NTC-2050 (A)	
CAPACIDAD TOTAL DEL TRAFIO	225 kVA	624	(3x4/0)+(3x4/0)+(1/0T)	(3x230) = 690	CUMPLE
CARGA TOTAL DIVERSIFICADA	158,41 kVA	439	(3x4/0)+(3x4/0)+(1/0T)	(3x230) = 690	CUMPLE

Fuente: (Autor)

- b. Selección de aislamiento eléctrico contra sobretensiones

En base a las normas IEC 60364 y IEC 61643-11, según los parámetros de estudio para la elección del DPS, se tiene que:

Tabla 3-2: Elección DPS

Ubicación	Tensión	Categoría	Tipo	Riesgo	Especificaciones DPS
Tablero General	208/120 V	C	1	Medio	In=30kA

Fuente: (Autor)

c. Análisis de corrientes de cortocircuito y falla de tierra.

Las protecciones contra sobre corriente de cada dispositivo de corte debe cumplir con la proporción de protección que brinda al circuito en caso de falla o sobrecarga, por lo tanto, con ayuda del software MELSHORT se realizó el análisis de las corrientes de cortocircuito y falla tierra, informe de resultados consignado en el Anexo I. Análisis de corrientes de cortocircuito y falla a tierra, la norma declara que la capacidad máxima de cortocircuito por ramal no debe exceder los valores de la corriente de cortocircuito máxima permisible por la protección, por lo tanto:

Tabla 3-3: Tabla resumen de cumplimiento de las corrientes de cortocircuito calculadas.

UBICACIÓN	Icc	Protección	Icc Protecciones			
TD-G	15,3	kA	650	40	kA	CUMPLE
TD-1	3,8	kA	40	10	kA	CUMPLE
TD-2	3,4	kA	40	10	kA	CUMPLE
TD-3	4,2	kA	40	10	kA	CUMPLE
TD-4	3,8	kA	40	10	kA	CUMPLE
TD-5	2,9	kA	40	10	kA	CUMPLE
TD-6	2,6	kA	40	10	kA	CUMPLE
TD-7	2,5	kA	40	10	kA	CUMPLE
TD-8	3,4	kA	50	10	kA	CUMPLE
TD-9	2,2	kA	40	10	kA	CUMPLE
TD-10	2,0	kA	40	10	kA	CUMPLE
TD-11	2,7	kA	50	10	kA	CUMPLE
TD-12	1,6	kA	40	10	kA	CUMPLE
TD-13	1,5	kA	40	10	kA	CUMPLE
TD-14	1,4	kA	40	10	kA	CUMPLE
TD-15	2,08	kA	50	10	kA	CUMPLE
TD-16	1,9	kA	50	10	kA	CUMPLE
TD-17	1,1	kA	40	10	kA	CUMPLE
TD-18	8,8	kA	40	10	kA	CUMPLE
TD-G	12,6	kA	300	25	kA	CUMPLE
TE-1	3,6	kA	40	10	kA	CUMPLE
TE-2	3,3	kA	40	10	kA	CUMPLE
TE-3	4,0	kA	40	10	kA	CUMPLE
TE-4	3,6	kA	40	10	kA	CUMPLE
TE-5	2,8	kA	40	10	kA	CUMPLE
TE-6	2,6	kA	40	10	kA	CUMPLE
TE-7	2,4	kA	40	10	kA	CUMPLE
TE-8	2,2	kA	40	10	kA	CUMPLE
TD-ASC	2,4	kA	50	10	kA	CUMPLE
TG-RR	15,4	kA	150	20	kA	CUMPLE
TR1-UPS2	2,08	kA	40	10	kA	CUMPLE

Fuente: (Autor)

d. Estimación del nivel de riesgo por exposición por rayos de la estructura e implementación del sistema de protección.

Según los parámetro y detalles constructivos que conforman actualmente la universidad mostrados en la **Figura 2-7** se determina la necesidad e implementación de un sistema de protección contra rayos, dicho incumplimiento se encuentra en el informe obtenido por parte del software IEC Risk Assessment Calculator Anexo J. Informe de nivel de riesgo soportado por software, en la cual especifica valores por debajo de los tolerables para un riesgo por impactos directos e indirectos a líneas de servicio.

Figura 3-1: Riesgo en la estructura del proyecto.

Riesgo calculado
 Riesgo total debido a impactos directos e indirectos a la estructura y líneas de servicios.
 Si el Riesgo Calculado es mayor que el Riesgo Tolerable, se verá en color rojo.
 El Riesgo Calculado debe reducirse por debajo del Riesgo Tolerable incrementando el nivel de las "Medidas de Protección".
 Cuando el Riesgo Calculado está por debajo del Riesgo Tolerable, el Riesgo Calculado aparecerá en verde, lo que significa que se ha logrado un diseño adecuado.
 Pruebe diferentes combinaciones de "Medidas de Protección" para lograr un diseño adecuado.
 El documento de la norma IEC62305-2 da una idea de cómo reducir riesgos, y debe ser utilizada siempre junto con esta herramienta simplificada de software.

	contable (D _s)	=>	directo (D _d)	+	indirecto (D _i)	=	calculado (D _c)
Pérdidas de vidas humanas:	1,00E-05	=>	9,12E-06	+	7,29E-06	=	1,64E-05
Pérdidas de serv. públicos:	1,00E-03	=>	0,00E+00	+	0,00E+00	=	0,00E+00
Pérdidas de patrimonio:	1,00E-03	=>	0,00E+00	+	0,00E+00	=	0,00E+00
Pérdidas económicas:	1,00E-03	=>	2,54E-05	+	4,87E-05	=	7,42E-05

Fuente: (Autor)

Posteriormente se asigna un nivel de protección IV para cumplir con los parámetros de cumplimiento para el proyecto, en el cual no exista riesgo por ninguna de las variables.

Figura 3-2: Cumplimiento de la mitigación en las variables de riesgo.

Riesgos calculados:

	Riesgo contable (D _s)	=>	Riesgo imp. directo (D _d)	+	Riesgo imp. indirecto (D _i)	=	Riesgo calculado (D _c)
Pérdidas de vidas humanas:	1,00E-05	=>	1,85E-06	+	2,19E-07	=	2,07E-06
Pérdidas de serv. públicos:	1,00E-03	=>	0,00E+00	+	0,00E+00	=	0,00E+00
Pérdidas de patrimonio:	1,00E-03	=>	0,00E+00	+	0,00E+00	=	0,00E+00
Pérdidas económicas:	1,00E-03	=>	1,09E-05	+	3,18E-05	=	4,27E-05

Fuente: (Autor)

e. Evaluación y mitigación de riesgos eléctricos en la instalación.

Ver Anexo K. Evaluación de riesgo eléctrico, en el cual se encuentran relacionadas los diferentes ámbitos de riesgo que se puede presentar y las recomendaciones.

f. Nivel de tensión necesario para el debido funcionamiento de la instalación

El nivel de tensión requerido por el sistema de conexión por parte de operador de red en media tensión lo define la disponibilidad de servicio y para la disposición de salida en el secundario del transformador lo define el nivel de tensión requerido por los equipos a instalar y la relación de transformación del transformador.

Figura 3-3: Nivel de tensión requerido para la proyección del diseño.

POTENCIA TRANSFORMADOR	Z %	NIVEL DE TENSIÓN EN EL PRIMARIO	CORRIENTE EN EL PRIMARIO	NIVEL DE TENSIÓN EN EL SECUNDARIO	CORRIENTE EN EL SECUNDARIO	TENSIÓN REQUERIDA
225 kVA	4	13.2 kV	9,84 A	208/120 V	624,4	208/120 V

Fuente: (Autor)

g. Determinación de áreas con fluencia de campos electromagnéticos que superen los valores permisibles.

No aplica.

h. Cálculo del transformador teniendo en cuenta los requerimientos de los equipos proyectados.

Ver Anexo L. Especificaciones del transformador, Tabla resumen con las especificaciones del transformador proyectado según su capacidad y la carga calculada en el literal a.

i. Diseño del sistema de puesta a tierra SPT

Ver Anexo M. Diseño de SPT bajo norma IEEE 80, realizado según la metodología de la IEEE 80 y los parámetros de cumplimiento de la norma, se realizó los cálculos pertinentes mostrando que el sistema de puesta a tierra cumple con su función dentro del sistema.

j. Selección de conductores, contemplando carga, perdidas y costos de energía.

Ver Anexo N. Selección de conductores, en el cual se encuentran todas las proyecciones de tramos según sus calibres y tipos de pérdidas que se pueden presentar por propiedades de los cables y que proyección será reflejada de manera monetaria para el cliente, basándose en el histórico de precio del kwh por parte del operador de red (EBSA)

k. Análisis de cumplimiento de los conductores haciendo referencia al tiempo de disparo de interruptores, de la red y la capacidad de cada conductor.

Ver Anexo O. Análisis de cumplimiento conductores, el análisis de cumplimiento por parte de los conductores comprende su capacidad en amperios al paso de la corriente de cortocircuito admisible, dicho cálculo se establece para identificar la capacidad de los conductores respecto al tiempo de disparo de las protecciones, de manera que se evidencie la determinación de protección por parte del interruptor antes de que se efectúe una sobrecarga en el conductor, dicha parametrización hace parte de la coordinación de protecciones desarrollada en el literal m de este documento.

l. Cálculo mecánico de elementos que requieran la sujeción de equipos o estructuras de montaje.

Los detalles constructivos se encuentran en el Anexo B. Planos, dichos detalles de estructuras se encuentran normalizados y aprobados para su debido uso, por lo tanto, este cálculo se excluye, asumiendo el cumplimiento de diseño según los requerimientos de cada estructura.

m. Coordinación de protecciones contra sobrecorrientes a partir de las curvas características de los elementos de protección y su comportamiento según las características de la red.

Ver Anexo P. Coordinación de protecciones, el método de uso para la coordinación de protecciones se realizó por selectividad de manera que según los parámetros de

accionamiento en corriente y tiempo permitieron trazar una gráfica en la cual las curvas de disparo de cada dispositivo no se toquen entre sí, de manera que se demuestre la secuencia de accionamiento y debida coordinación en caso de falla.

n. Proyección de canalizaciones sin exceder el porcentaje máximo de ocupación exigido por noma.

La NTC 2050 establece que el porcentaje máximo para ocupación de ductos debe ser del 40%, para garantizar la ventilación de ductos y no alterar el ampacity de los conductores, todos los conductores propuestos para el proyecto cumplen con dicha característica evaluada en el Anexo Q. Proyección de canalizaciones.

Tabla 3-4: Tabla resumen de cumplimiento por ocupación de ductos.

TRAMOS EN	Ducto \varnothing	Conductores	SECCIÓN TRANSVERSAL DUCTO (mm ²)	SECCIÓN TRANSVERSAL CONDUCTORES (mm ²)	PORCENTAJE DE OCUPACIÓN	40% PORCENTAJE MAXIMO DE OCUPACIÓN
TRAMOS EN	2"	3x2 XLPE	2397	329,92	13,76	CUMPLE
TRAMOS EN	1"	3x8+8+8T	724	130,05	17,96	CUMPLE
TRAMOS EN	1-1/4"	3x6+6+8T	1170	169,93	14,52	CUMPLE
TRAMOS EN	1-1/2"	3x4+4+8T	1534	260,29	16,97	CUMPLE

Fuente: (Autor)

o. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.

EBSA como operador de red establece unos valores permisibles para perdidas de energía en media tensión (1,5%) y en baja tensión (2,0%) en sector urbano como es el caso del proyecto, el Anexo R. Perdidas de energía, contempla los cálculos necesarios con las variables de cada tramo evaluado, mostrando el cumplimiento dentro de los parámetros establecidos por operador de red.

p. Cumplimiento de regulación por los diferentes tramos planteados en el diseño.

La EBSA como operador de red tiene la obligación de establecer unos porcentajes de regulación para todas las instalaciones eléctricas, porcentajes que se fundamentan en la NTC 2050, determina que: para media tensión en 13,2kV **(3,0%)** y para baja tensión en 208/120V **(5,0%)**. Ver Anexo S. Cálculos de regulación por tramos.

q. Identificación y clasificación de áreas.

Las áreas que contemplan la distribución de la universidad no aplican para el estudio de clasificación por áreas.

r. Elaboración del esquema eléctrico.

Ver plano 27 del Anexo B. Planos.

s. Planteamiento de diseños eléctricos y especificaciones constructivas.

Ver Anexo B. Planos.

t. Detalles constructivos para tener en cuenta según los equipos a instalar, materiales y condiciones según lo requiera.

Ver Anexo B. Planos.

u. Cumplimiento de distancias de seguridad requeridas

En base a los requerimientos del artículo 13 del RETIE se realizó la distribución y determinación de distancias de seguridad en los plano 2 y 8 del Anexo II (Planos).

v. Justificación en la desviación de la norma si lo requiere, preservando la seguridad de la vida humana.

No existen ningún tipo de desviación de la norma.

- w. **Estudios complementarios que requiera el tipo de instalación garantizando su funcionamiento correcto y seguro.**

No requirió estudios complementarios.

3.2. Diseño de Iluminación

3.2.1. Levantamiento y caracterización de la planta física del edificio

La universidad no cuenta con archivos digitalizados de su distribución arquitectónica, por lo cual fue requerimiento por parte del proyecto realizar dicho levantamiento, especificando las áreas existentes tal y como se puede ver en el Anexo B. Planos.

3.2.2. Selección de luminarias de acuerdo a requerimientos por área

Teniendo clara la distribución de áreas y la necesidad de cada una, se realizó la siguiente proyección de luminarias:

Tabla 3-5: Elección de luminarias

ÁREA	LUMINARIA
AULAS	LED PANEL RC 40W DL 100-277V
BAÑOS	LED PANEL RD 12W DL UNV
BAÑOS DISCAPACITADOS	LED PANEL RD 18W DL UNV
RESTAURANTE	LED HERMETICA 40W DL
PASILLOS	LED HERMETICA 40W DL
LABORATORIOS	LED HERMETICA 40W DL
GIMNASIO	LED PANEL RC 40W DL 100-277V
PARQUEADERO	LUM LED SPRING 45W NW
	LED REFLECTOR JETA 150W DL
BIBLIOTECA	LED PANEL RC 40W DL 100-277V
SALAS DE COMPUTO	LED PANEL RC 40W DL 100-277V
OFICINAS	LED PANEL SQ 40W DL UNV 50HR
SALÓN DE JUEGOS	LED PANEL RC 40W DL 100-277V

Fuente: (Autor)

Las fichas técnicas de cada luminaria se encuentran en el Anexo C. Fichas técnicas luminarias, luminarias que cumplen con la designación pertinente para cada área dentro de los rangos y recomendaciones de cumplimiento por parte del RETILAP.

3.2.3. Solicitud de los plug in al proveedor de las luminarias

Sylvania uno de los especialistas de iluminación más grandes del mundo y con representación en Colombia fue el proveedor designado para el suministro de plug in para la ejecución de la simulación de las áreas del proyecto, la solicitud se realizó por medio de la página principal de la empresa, después de un debido registro se tiene acceso por descarga a los plug in con los cuales se realizó la simulación soportada por el software Dialux.

3.2.4. Identificación de mobiliario en instalaciones de la universidad

La identificación del mobiliario es esencial en un proyecto de iluminación, son factores que afectan directamente los resultados de proyección de iluminación, por sus colores y proyección de sombras, como también la identificación de la altura del plano de trabajo, promediado en 0,85m por la altura de la mayoría de los planos de trabajo identificados sobre los cuales se realizó toda la proyección de simulación en las áreas.

3.2.5. Simulación en software DiaLux

Ver Anexos T y U. Estudios de Iluminación, en los cuales se encuentra los esquemas de simulación de iluminación teniendo en cuenta todos los parámetros establecidos por RETILAP.

3.2.6. Validación de resultados

Ver Anexo V. Validación del estudio de iluminación y valores RETILAP), tabla resumen en la cual bajo los requerimientos del RETILAP consignados en la tabla 410.1 se realizó una valoración comparativa de cumplimiento por parte de la simulación.

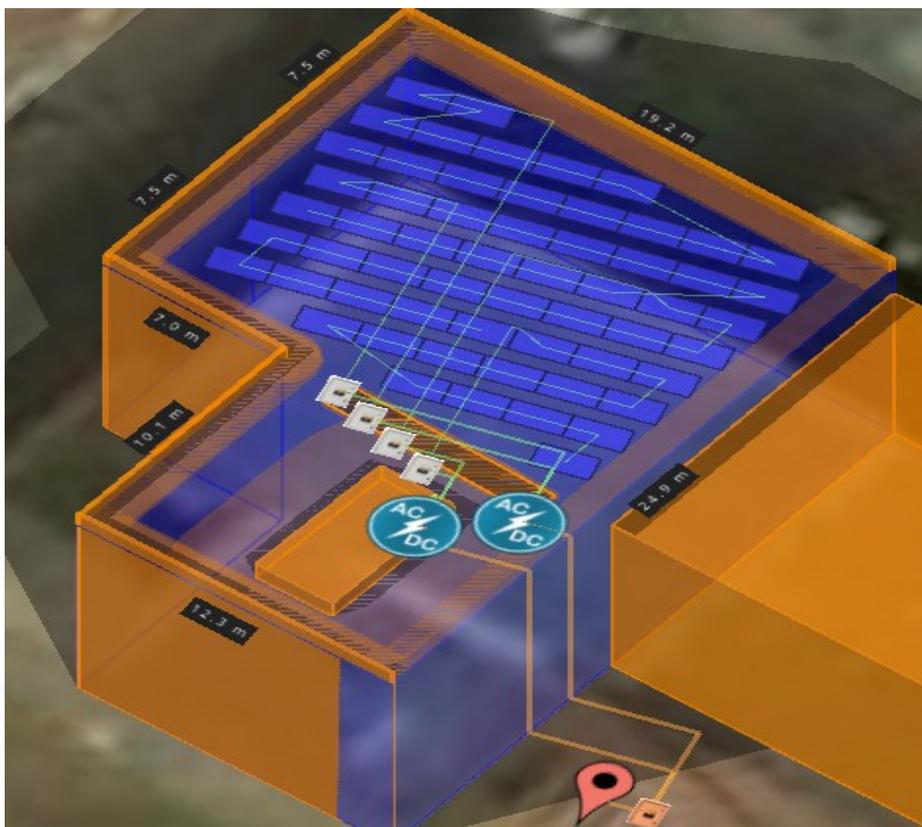
3.3. Diseño fotovoltaico

3.3.1. Simulaciones

Por medio del software Helio Scope se determina una posible generación anual de 1440 KWh/KWp instalado, esta producción de energía se contrasta con los cálculos teóricos que arrojan valores de producción de energía mensuales de 120 KWh/KWp, ver anexo AB. Análisis de sombras y anexo W. Simulación 24 KWp. Se muestran los resultados de la simulación del software de diseño Helio Scope.

La distribución final de equipos se planteó en la misma cubierta donde están los módulos fotovoltaicos cumpliendo los parámetros normativos, en el plano fotovoltaico, ver anexo X. Plano Fotovoltaico, se elaboró un diagrama unifilar del sistema y los equipos requeridos, en la **Figura 3-4** a continuación se ilustra dicha disposición en cubierta.

Figura 3-4: Distribución de equipos en cubierta

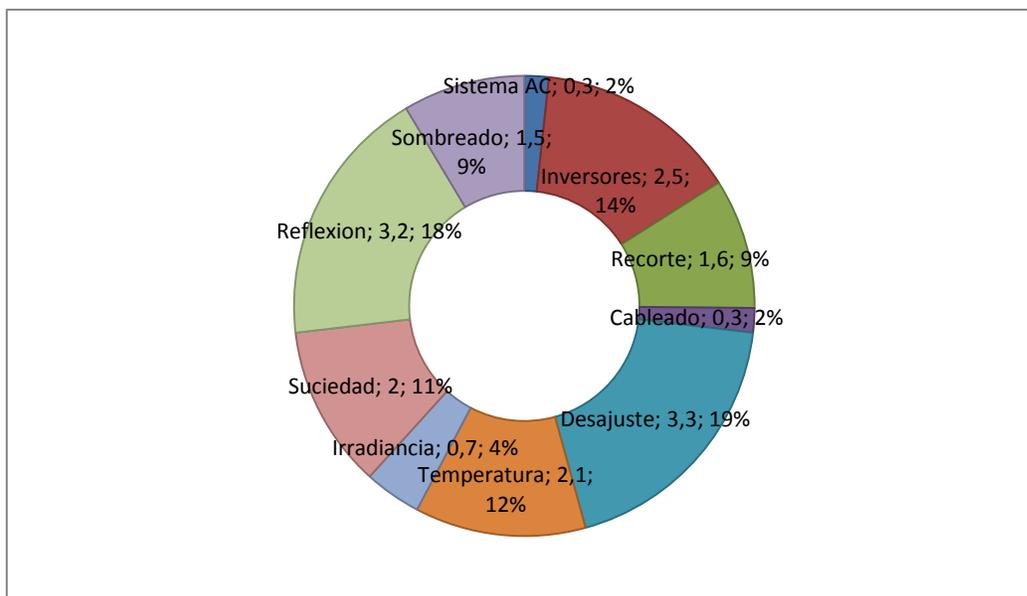


Fuente: (Autor)

3.3.2. Pérdidas del sistema Fotovoltaico

Se cuantificaron unas pérdidas teóricas del 20% sobre el rendimiento total del sistema fotovoltaico y se contrastaron con las pérdidas reportadas en el software Helio Scope de 17%, Ver Anexo AB. Análisis de sombras. Por lo tanto, se toman dentro del análisis financiero unas pérdidas totales equivalentes al 20%.

Figura 3-5: Pérdidas del sistema Fotovoltaico



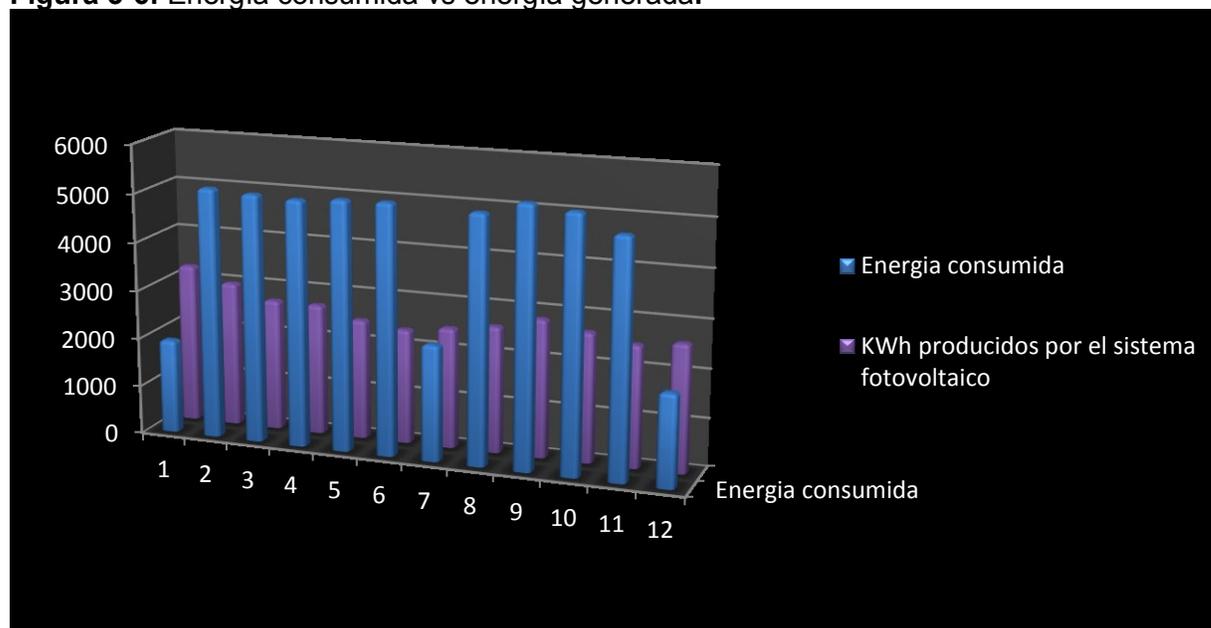
Fuente: (Autor)

3.1.2. Análisis económico

Del cierre financiero y su respectivo retorno de inversión depende la viabilidad del proyecto. La energía solar resultara siendo en pocos años la de mayor acceso a las personas y empresas y a su vez la más barata de generar ya que la generación se hace en sitio y así de esta forma no entran a la ecuación del costo Cu del kwh ítems como transmisión, pérdidas, y distribución.

Los valores analizados en la tabla a continuación se obtuvieron tras un análisis de la factura como son costos de kwh actuales que el comercializador de energía Vatia por medio del Operador de red EBSA suministra a la universidad Antonio Nariño, las tarifas también se analizaron junto con el histórico de consumo contemplando la ampliación de carga planteada en la primera parte de este documento a raíz del diseño eléctrico y de iluminación, posteriormente, se muestra que energía se destinaria para auto consumo y que energía se entrega a red para ser pagada en créditos de energía y finalmente se muestran los kwh generados que superaron el consumo en el mismo periodo de facturación, por disposición de la CREG estos últimos kwh serán liquidados a precio de bolsa, y es ahí precisamente donde un sistema solar fotovoltaico para un AGPE no funciona muy bien en términos financieros ya que después de que un KWh le representaba al usuario aproximadamente \$540 ahora lo venderá solo por \$180 aproximadamente, a continuación se muestra la energía consumida vs la energía generada mes a mes durante un año.

Figura 3-6: Energía consumida vs energía generada.

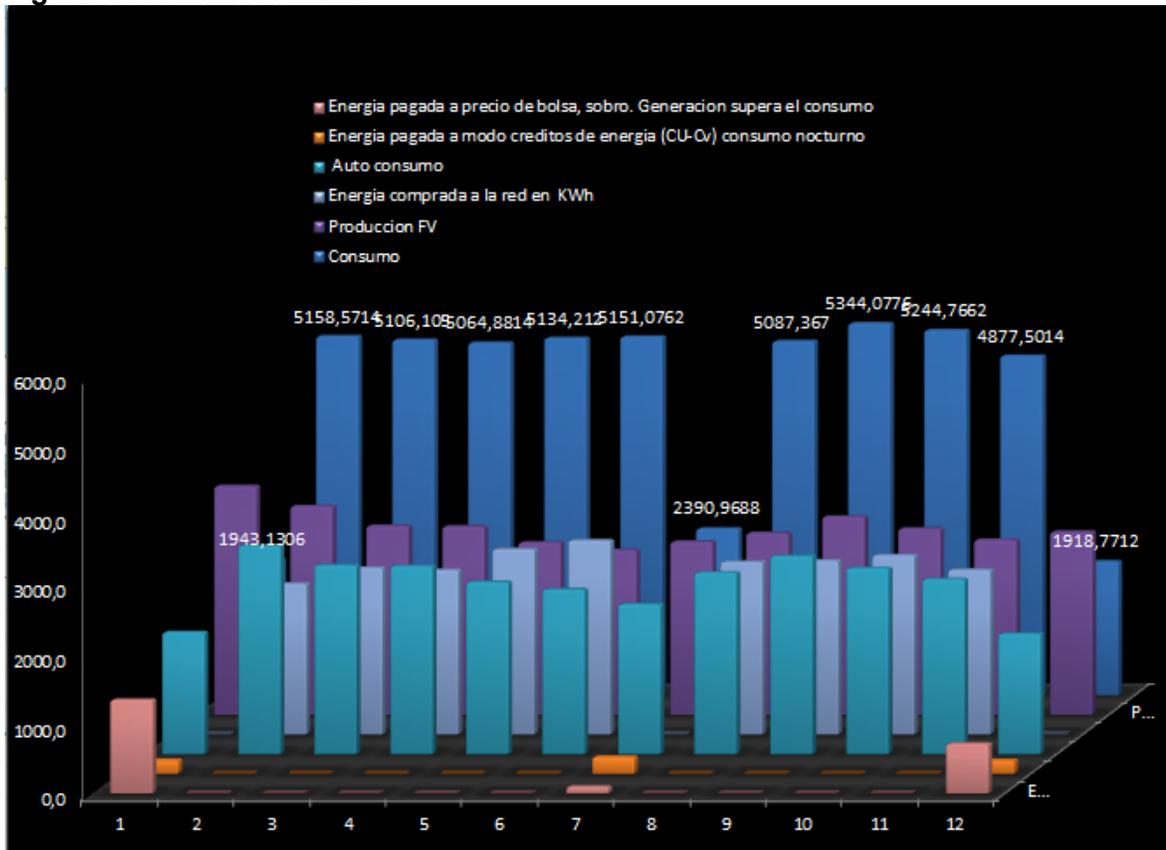


Fuente: (Autor)

En la siguiente figura se muestran mes a mes los diferentes componentes que se facturarían si el sistema entra en operación y su respectiva contabilización de acuerdo al

esquema tarifario para AGPE y GD definidos en la resolución 030 de 2018. Ver anexo AD. Cuadro de tarifas aplicando res 030/2018.

Figura 3-7: Análisis tarifario



Fuente: (Autor)

Figura 3-8: Cuadro de tarifas aplicando Res 030/2018

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
Energía consumida	1943,1306	5158,5714	5105,105	5064,8814	5134,212	5151,0752	2390,9688	5087,367	5344,0776	5244,7662	4877,5014	1918,7712	4368
HPS en Tunja (Power-larc)	5,7	5,2	4,7	4,7	4,3	4,1	4,3	4,5	4,9	4,6	4,4	4,6	4,7
Watts/M ² /Día	5688,1	6184,2	4885,9	4678,5	4282,1	4092,7	4295,9	4515,6	4826,2	4625,1	4350,7	4550,8	4657
KWh producidos por el sistema fotovoltaico	3285,9	2994,8	2712,7	2702,7	2473,7	2364,3	2484,0	2608,6	2846,8	2671,8	2513,3	2628,9	2690,5
Auto consumo, consumo en tiempo real	1748,8	2994,0	2712,7	2702,0	2473,0	2364,0	2151,9	2608,0	2845,0	2671,0	2513,0	1726,9	3951,6
Energía pagada a modo créditos de energía (CU-Cv) <i>consumo nocturno</i>	194,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	239,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	191,9
Energía comprada a la red en KWh	0,0	2163,8	2383,4	2362,2	2660,5	2786,8	0,0	2478,8	2498,3	2572,9	2364,2	0,0	0,0
Energía pagada a precio de bolsa, sobre <i>Generación superior al consumo</i>	1342,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	93,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	710,1
Saldo a pagar a Valia	0,0 \$	985,140 \$	1,089,681 \$	1,075,489 \$	1,211,312 \$	1,268,805 \$	-	1,128,571 \$	1,137,456 \$	1,171,433 \$	1,076,392 \$	-	-
Beneficio economico con FV	1,265,893 \$	1,363,138 \$	1,235,065 \$	1,230,194 \$	1,125,932 \$	1,076,306 \$	1,109,972 \$	1,187,396 \$	1,295,300 \$	1,216,080 \$	2,188,003 \$	1,073,221 \$	1,073,221 \$
Costo energía sin FV	884,688 \$	2,348,646 \$	2,324,759 \$	2,305,990 \$	2,337,555 \$	2,345,233 \$	1,088,584 \$	2,316,227 \$	2,433,105 \$	2,387,890 \$	2,220,678 \$	873,597 \$	873,597 \$
Vlr KWh Neto CU	455,29 \$												
Vlr KWh sin Cv	433,07 \$												
Vlr KWh Precio de bolsa	287,11 \$												
Beneficio Neto anual	14,666,500 \$												
Gasto anual de mantenimiento	680,000,00 \$												
Años de retorno de inversión	5,99												

Fuente: (Autor)

3.1.3. Costos de proyecto Fotovoltaico

En el siguiente cuadro se indican los diferentes ítems que componen los costos de la implementación del proyecto fotovoltaico entregando a la universidad la cuenta de energía vinculada al sistema fotovoltaico formalizada ante el operador de red con su respectivo medidor bi direccional, ver anexo Y. Ficha técnica medidor bi direccional, se anexan fichas técnicas de módulos fotovoltaicos e inversores donde de evidencia que cumplen las condiciones requeridas en el proyecto, ver anexo Z. Ficha técnica módulos fotovoltaicos y anexo AA. Ficha técnica Inversor On grid.

Tabla 3-6: Costo de proyecto

Equipo	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
Módulo FV Trina Solar 415W	unidad	57	\$ 536.030	\$ 30.553.710
Inversor SYMO 10,0	unidad	2	\$ 11.600.000	\$ 23.200.000
Interruptores DC	unidad	4	\$ 240.000	\$ 960.000
Conectores MC4	unidad	50	\$ 5.542	\$ 277.100
Estructura K2 Sistem V8	unidad/KWp	24	\$ 256.584	\$ 6.158.016
Tramite formalización ante O.R.	global	1	\$ 1.800.450	\$ 1.800.450
Bandeja tipo malla	m.l.	50	\$ 13.335	\$ 666.750
Medidor Bidireccional	unidad	1	\$ 1.258.320	\$ 1.258.320
Protecciones en AC	unidad	2	\$ 425.022	\$ 850.044
Acometida DC	m. l.	50	\$ 12.524	\$ 626.200
Acometida AC	m. l.	27	\$ 15.000	\$ 405.000
Tablero de Protecciones AC/DC	global	1	\$ 685.000	\$ 685.000
Transportes y alquiler grúa	global	1	\$ 1.254.000	\$ 1.254.000
Instalación sistema fotovoltaico	global	1	\$ 6.840.000	\$ 6.840.000
Obra Civil	global	1	\$ 2.145.000	\$ 2.145.000
Certificación RETIE	global	1	\$ 2.250.000	\$ 2.250.000
Utilidad	unidad	1	\$ 2.524.000	\$ 2.524.000
Sub total				\$ 82.453.590
IVA 19% -(Exentos)				\$ 5.452.977
Total Suministro				\$ 87.906.567

Fuente: (Autor) Conclusiones y recomendaciones

3.1.3. Costos de proyecto Eléctrico

Se cierra el planteamiento del diseño eléctrico con un cuadro de costos asociado a los suministros, ver Anexo AC. Presupuesto diseño eléctrico.

3.4. Conclusiones

Con la implementación del diseño eléctrico en la universidad Antonio Nariño, se logra impactar en su entorno con una instalación que cumple normativa vigente mostrando un enfoque innovador, modernista y seguro para sus estudiantes.

La universidad Antonio Nariño ahora cuenta con un diseño de iluminación de fácil implementación cumpliendo parámetros normativos, garantizando eficiencia energética.

El diseño del sistema solar fotovoltaico on grid tiene una alta probabilidad de cumplir las expectativas aquí plateadas, hay varias condiciones que favorecen la implementación del sistema haciéndolo viable en términos financieros, aportara el 61.6% de la energía consumida, una vez implementado el diseño eléctrico y de iluminación

Se abre una gran oportunidad académica en torno a las FNCER, logrando así que los futuros egresados desarrollen competencias aplicadas a estas tecnologías siendo así mas competentes en el mercado laboral.

3.5. Recomendaciones

En el diseño de iluminación e recomienda hacer uso de las memorias, esto con el fin de garantizar que el diseño cumpla normativa vigente

Se recomienda que la universidad cuente en los laboratorios de ingeniería con un banco de pruebas de equipos fotovoltaicos en el cual los estudiantes de las ingenierías afines puedan conocer componentes básicos de un sistema fotovoltaico

Se recomienda implementar el sistema solar fotovoltaico on grid planteado en este documento, esto no solo generara un ahorro en los costos fijos de la universidad, también

posiciona a la universidad dentro del exclusivo grupo de instituciones de educación superior en promover el uso de FNCER.

Bibliografía

9587012135_Parte 4.pdf. (s. f.-a).

9587012135_Parte 4.pdf. (s. f.-b). Recuperado 3 de noviembre de 2020, de

http://www.bdigital.unal.edu.co/43069/24/9587012135_Parte%204.pdf

Actualización NTC 2050: 2020. (2020, abril 8). [https://www.youtube.com/watch?v=m-](https://www.youtube.com/watch?v=m-6ofGqWX3A)

[6ofGqWX3A](https://www.youtube.com/watch?v=m-6ofGqWX3A)

Análisis-de-Sistemas-de-Potencia-Grainger-Stevenson.pdf. (s. f.). Recuperado 3 de

noviembre de 2020, de [https://catedras.facet.unt.edu.ar/sep/wp-](https://catedras.facet.unt.edu.ar/sep/wp-content/uploads/sites/20/2020/03/An%C3%A1lisis-de-Sistemas-de-Potencia-Grainger-Stevenson.pdf)

[content/uploads/sites/20/2020/03/An%C3%A1lisis-de-Sistemas-de-Potencia-Grainger-Stevenson.pdf](https://catedras.facet.unt.edu.ar/sep/wp-content/uploads/sites/20/2020/03/An%C3%A1lisis-de-Sistemas-de-Potencia-Grainger-Stevenson.pdf)

Carstens, D. D. dos S., & Cunha, S. K. da. (2019). Challenges and opportunities for the growth of solar photovoltaic energy in Brazil. *Energy Policy*, 125, 396-404.

<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.063>

Creg030-2018.pdf. (s. f.). Recuperado 8 de noviembre de 2020, de

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/\\$FILE/Creg030-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/$FILE/Creg030-2018.pdf)

Electromagnéticos, ° Campos. (s. f.-a). *13.1 DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN*

ZONAS CON CONSTRUCCIONES.....57 13.2 DISTANCIAS MÍNIMAS

DE SEGURIDAD PARA DIFERENTES LUGARES Y SITUACIONES .57 13.3

DISTANCIAS MÍNIMAS ENTRE CONDUCTORES EN LA MISMA ESTRUCTURA

.....60 13.4 DISTANCIAS MÍNIMAS PARA TRABAJOS EN O CERCA DE

PARTES ENERGIZADAS6. 9, 211.

Electromagnéticos, ° Campos. (s. f.-b). *13.1 DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES.....57 13.2 DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD PARA DIFERENTES LUGARES Y SITUACIONES .57 13.3 DISTANCIAS MÍNIMAS ENTRE CONDUCTORES EN LA MISMA ESTRUCTURA60 13.4 DISTANCIAS MÍNIMAS PARA TRABAJOS EN O CERCA DE PARTES ENERGIZADAS6. 9, 211.*

Files.pdf. (s. f.). Recuperado 3 de noviembre de 2020, de https://download.schneider-electric.com/files?p_enDocType=Application+solutions&p_File_Name=010511B10_BAJA-guia-sobretensiones-transitorias.pdf&p_Doc_Ref=010511B10

Generación Distribuida GD/AGPE | EBSA. (s. f.). Recuperado 19 de noviembre de 2020, de <https://www.ebsa.com.co/generacion-distribuida/>

HelioScope: Advanced Solar Design Software. (s. f.). Recuperado 3 de noviembre de 2020, de <https://www.helioscope.com/>

ICONTEC. (s. f.). *Código Eléctrico Colombiano -NTC 2050. Segunda actualización.*
www.icontec.org

Interrupidores de aislamiento DC Suntime. (s. f.). *Energía & Movilidad.* Recuperado 20 de octubre de 2020, de <https://www.energiaymovilidad.com/portfolio/interruptores-de-aislamiento-dc-suntime/>

Res1409_2012.pdf. (s. f.). Recuperado 8 de noviembre de 2020, de https://www.arlsura.com/files/res1409_2012.pdf

Schneider Electric España. (2008). *Guía de diseño de instalaciones eléctricas: [Según normas internacionales CEI].* Schneider Electric España.

Sobrecorrientes.pdf. (s. f.). Recuperado 3 de noviembre de 2020, de

<https://iie.fing.edu.uy/ense/asign/iiee/Documentos/Teorico/Sobrecorrientes.pdf>

Suncol Energy | Evolución Energética. (s. f.). Suncol Energy. Recuperado 3 de noviembre

de 2020, de <http://www.suncolenergy.com/sobre-nosotros.html>

Suntree. (s. f.). *Energía & Movilidad*. Recuperado 20 de octubre de 2020, de

<https://www.energiaymovilidad.com/suntree/>

Tarifas del Mes | EBSA. (s. f.). Recuperado 3 de noviembre de 2020, de

<https://www.ebsa.com.co/tarifas-del-mes/>

White, J. W., Hoogenboom, G., Stackhouse, P. W., & Hoell, J. M. (2008). Evaluation of

NASA satellite- and assimilation model-derived long-term daily temperature data

over the continental US. *Agricultural and Forest Meteorology*, 148(10), 1574-1584.

<https://doi.org/10.1016/j.agrformet.2008.05.017>