

**DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED
PARA EL EDIFICIO MAMITZA BAYER UBICADO EN EL CAMPUS
CENTRAL DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**ANDRÉS FELIPE GALVIS PACHECO
CESAR GUILLERMO MORALES ARDILA**



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA
Y DE TELECOMUNICACIONES**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2017**

**DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED
PARA EL EDIFICIO MAMITZA BAYER UBICADO EN EL CAMPUS
CENTRAL DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**ANDRÉS FELIPE GALVIS PACHECO
CESAR GUILLERMO MORALES ARDILA**

**Proyecto de investigación para optar
al título de Ingeniero Electricista**

**Director:
OSCAR ARNULFO QUIROGA QUIROGA
Ingeniero Electricista, PhD.**

**Co-director:
CHRISTIAN HERNANDO ESPITIA GONZÁLEZ
Ingeniero Electrónico**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2017**

DEDICATORIA

En primer lugar, quiero dedicar este logro a Dios, quién me ha colmado de su sabiduría y fortaleza en cada una de las etapas de mi vida.

A mí mamá, este logro es gracias a su esfuerzo, cariño y apoyo incondicional, su formación me ha llevado a ser el hombre que soy.

A mi novia Silvia, tu apoyo, comprensión y cariño en los momentos más difíciles me han ayudado a sobrellevar cada uno de los desafíos que he afrontado, eres mi inspiración para mejorar día a día, agradezco por estar ahí y compartir conmigo todos estos momentos.

A todos mis familiares y compañeros de estudio que han aportado su grano de arena a lo largo de mi formación profesional y personal.

A mis profesores de la E3T por compartirme sus enseñanzas y aportarme con gran esfuerzo sus conocimientos, en especial agradezco al doctor Óscar Quiroga por su ayuda a la realización de este trabajo de grado.

Al ingeniero Christian Espitia por todas sus enseñanzas, su experiencia ha sido vital en este proyecto.

A mi compañero de tesis Andrés Galvis, por su contribución en este trabajo de grado.

Cesar Guillermo Morales Ardila.

DEDICATORIA

A Dios gracias por siempre procurar el bienestar en todos los aspectos relevantes de mi vida y escucharme atentamente cuando conversamos.

A mí mamá y mí papá, este logro se los dedico a ustedes, por alentarme en cada uno de los pasos que he dado a lo largo de la vida.

A mis hermanos, quienes mediante su apoyo y cariño me han fortalecido cada vez que los he necesitado.

A mi primo Pablo, por su ejemplo de fortaleza y sentido del humor en los momentos mas desfavorables.

A mis familiares, que siempre han estado pendientes de que todo salga acorde a lo pronosticado.

A todas esas personas que he conocido desde la infancia hasta el día de hoy, a las cuales considero mis amigos, gracias porque tal vez sin proponérselo resultaron muy importantes en las diferentes etapas de mi camino.

A mi compañero y amigo César Morales, por su contribución y dedicación en este trabajo de grado.

A la universidad por abrirme las puertas y permitir que viviera una de las mejores experiencias de mi vida.

A la vida, por ser bella y salvaje.

Andrés Felipe Galvis Pacheco.

AGRADECIMIENTOS

A nuestras familiares, amigos y compañeros, por su ayuda siempre que requerimos de ella.

Al doctor Óscar Quiroga por su dedicación y paciencia en la realización de este trabajo de grado.

Al ingeniero Christian Espitia por compartirnos su conocimiento y experiencia de campo, gracias por toda la orientación prestada.

Al profesor José Amaya por su disposición y soporte vitales para la realización del proyecto.

A la Sección de Planta Física por facilitarnos todas las herramientas necesarias para el desarrollo de este proyecto de investigación, en especial al ingeniero Gustavo Archila.

CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN	20
1. CARACTERIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA	22
1.1. CONSUMO ENERGÉTICO DEL EDIFICIO.....	26
2. PARÁMETROS DE DISEÑO.....	29
2.1. ANÁLISIS GENERAL DEL SITIO	29
2.2. DESCRIPCIÓN DE LA CUBIERTA EN CONCRETO.....	30
2.3. DATOS DE RADIACIÓN SOLAR EN SITIO.....	32
2.3.1. Atlas de radiación solar IDEAM.....	32
2.3.2. Atlas climatológico IDEAM.	34
2.3.3. Radiación solar NASA SSE.....	35
2.3.4. Radiación solar base de datos UIS.	37
2.4. SOMBRAS DEL ÁREA DE PANELES SOLARES	39
3. DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.....	43
3.1. MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	44
3.1.1 Selección del módulo fotovoltaico.	44
3.2. INVERSORES FOTOVOLTAICOS	47
3.2.1. Microinversores.....	47
3.2.2. Selección del dispositivo	48
3.3. CÁLCULO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS Y MICROINVERSORES	51
3.3.1. Cálculo de módulos fotovoltaicos.....	51
3.3.2. Cálculo de microinversores	53
3.4. UBICACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	53

3.4.1. Declinación magnética.	53
3.4.2. Acimut.	54
3.4.3. Inclinación del módulo fotovoltaico.	54
3.4.4. Espaciamiento entre módulos fotovoltaicos	55
3.5. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO	57
3.5.1. Estimación de la energía eléctrica producida por el arreglo fotovoltaico....	57
3.5.2. Simulación de la producción energética mediante PVsyst.	58
3.6. EQUIPO DE GESTIÓN PARA EL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	66
3.7. CONDUCTORES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	68
3.7.1. Cableado DC.....	68
3.7.2. Cableado AC.....	70
3.7.2.1. Cableado de los microinversores.	71
3.7.2.2. Cableado de extensión.....	76
3.7.2.3. Cableado de la acometida.....	78
3.7.2.4. Cableado equipo de gestión fotovoltaico.....	81
3.7.3. Protecciones	83
3.7.3.1. Protecciones en DC	83
3.7.3.2. Protecciones en AC.....	83
3.7.4. Canalizaciones.....	86
3.7.5. Tablero de concentración fotovoltaico.....	89
3.7.6. Sistema de puesta a tierra.	90
3.8. ESTRUCTURA SOPORTE PARA LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	91
3.8.1. Selección de la estructura.	92
3.9. CARGA EJERCIDA POR EL ARREGLO FOTOVOLTAICO	94
3.10. DIAGRAMA ELÉCTRICO UNIFILAR DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	96

4. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	98
4.1. PRESUPUESTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	98
4.2. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	103
4.2.1. Valor actual neto o valor presente neto.....	103
4.2.2. Tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad.....	105
4.2.3. Periodo de recuperación o PAYBACK.	105
4.2.4. Periodo de recuperación descontado o PAYBACK descontado.	106
5. CONCLUSIONES.....	108
6. RECOMENDACIONES	111
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	114
BIBLIOGRAFÍA	119

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Tablero general de acometidas de biblioteca.....	22
Figura 2. Tableros generales de baja tensión del Mamitza Bayer.....	23
Figura 3. Diagrama unifilar TGBT1.....	24
Figura 4. Diagrama unifilar TGBT2.....	25
Figura 5. Consumo hora a hora promedio diario [kWh] para TGBT1.....	27
Figura 6. Consumo hora a hora promedio diario [kWh] para TGBT2.....	27
Figura 7. Fotografía del Edificio Mamitza Bayer.....	29
Figura 8. Cubierta en concreto del Mamitza Bayer.....	30
Figura 9. Área total de la cubierta.....	31
Figura 10. Área no aprovechable de la cubierta.....	31
Figura 11. Irradiación global horizontal media diaria anual en Santander.....	33
Figura 12. Detalle de brillo solar medio diario anual en Santander.....	33
Figura 13. Detalle de temperatura promedio anual.....	34
Figura 14. Detalle de vientos media anual.....	35
Figura 15. Datos de entrada para el análisis de sombras Pathfinder Assistant.....	40
Figura 16. Distribución de los puntos de medición sobre la cubierta.....	41
Figura 17. Informe del análisis de sombras Pathfinder Assistant punto de distribución 8.....	42
Figura 18. Esquema tradicional de un SFCR.....	43
Figura 19. Declinación magnética global.....	54
Figura 20. Resultados del espaciamiento CENSOLAR.....	56
Figura 21. Detalle de la ubicación del panel solar.....	60
Figura 22. Resultados principales de la simulación 32 microinversores.....	61
Figura 23. Resultados principales de la simulación 33 microinversores.....	63
Figura 24. Consumo vs Producción [kWh] para 33 paneles solares.....	65
Figura 25. Sistema fotovoltaico con equipo de gestión.....	66
Figura 26. Sistema trifásico balanceado con microinversores para 208V.....	71
Figura 27. Detalle del arreglo fotovoltaico para el Edificio Mamitza Bayer.....	72
Figura 28. Distancia entre el primer nivel y la cubierta.....	77

Figura 29. Diagrama eléctrico unifilar del sistema fotovoltaico conectado a red ... 97

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1. Promedios de radiación solar sobre la superficie horizontal NASA SSE .	37
Tabla 2. Promedios de radiación Solar sobre la superficie Horizontal estación UIS	38
Tabla 3. Principales parámetros para la selección del módulo fotovoltaico	45
Tabla 4. Referencias de paneles solares seleccionadas.....	46
Tabla 5. Resultados de la evaluación de cumplimiento para los módulos fotovoltaicos	46
Tabla 6. Principales parámetros para la selección del microinversor	49
Tabla 7. Microinversores considerados para el proceso de selección	50
Tabla 8. Resultados de la evaluación de cumplimiento de los microinversores	51
Tabla 9. Datos de entrada para el software PVsyst	59
Tabla 10. Producción en kWh hora a hora para 32 microinversores.....	62
Tabla 11. Producción kW hora a hora para 33 microinversores.....	64
Tabla 12. Principales parámetros para la selección del equipo de gestión	67
Tabla 13. Equipos de gestión considerados para el proceso de selección	67
Tabla 14. Resultados de la evaluación de cumplimiento de los equipos de gestión	68
Tabla 15. Resultados de pérdidas y regulación de tensión Cable Engage	75
Tabla 16. Resultados de pérdidas y regulación de tensión Cable extensión #12 AWG.....	78
Tabla 17. Resultados de pérdidas y regulación de tensión en la acometida.....	79
Tabla 18. Conductores THHN/THWN-2 considerados en la acometida.....	80
Tabla 19. Resultados de pérdidas y regulación de tensión en el cableado del Envoy	82

Tabla 20. Conductores THHN/THWN-2 considerados en el Envoy	82
Tabla 21. Cálculo de las protecciones Temomagnéticas por circuito Fotovoltaico y totalizador del sistema.....	84
Tabla 22. Precios comerciales de protecciones requeridas	85
Tabla 23. Protecciones requeridas para el diseño del sistema fotovoltaico	86
Tabla 24. Porcentaje de la sección transversal en tubos conduit y tuberías, para el llenado de conductores	87
Tabla 25. Tubería IMC seleccionada para la instalación fotovoltaica.....	88
Tabla 26. Cantidad y precios de la tubería IMC seleccionada.....	89
Tabla 27. Tableros eléctricos evaluados	90
Tabla 28. Principales parámetros para la selección del bastidor.....	92
Tabla 29. Bastidores considerados para la selección	93
Tabla 30. Resultados de la evaluación de cumplimiento de los bastidores.....	93
Tabla 31. Pesos de los elementos de la instalación fotovoltaica.....	94
Tabla 32. Costo asociado al montaje, pruebas y puesta en marcha de la instalación	99
Tabla 33. Presupuesto de la instalación fotovoltaica.....	100

LISTA DE ANEXOS

(Ver carpeta adjunta en el cd)

Anexo A. Consumos y producción energética

Anexo B. Planos arquitectónicos y fotovoltaicos

Anexo C. Datos climatológicos y radiación del sitio

Anexo D. Análisis de sombras

Anexo E. Hojas de datos y evaluación de cumplimiento

Anexo F. Regulación y pérdidas eléctricas en el cableado

Anexo G. Canalizaciones del sistema fotovoltaico

Anexo H. Carga ejercida por el arreglo fotovoltaico

Anexo I. Análisis económico

GLOSARIO

En el presente glosario se tratan las palabras clave y definiciones técnicas para el entendimiento adecuado del proyecto realizado, dichas definiciones fueron tomadas del reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE.

SGIE: Sistema de gestión integral de la energía.

ACOMETIDA: Derivación de la red local del servicio respectivo, que llega hasta el registro de corte del inmueble. En Edificios de propiedad horizontal o condominios, la acometida llega hasta el registro de corte general.

TGBT: Tablero general de baja tensión.

CARGA: La potencia eléctrica requerida para el funcionamiento de uno o varios equipos eléctricos o la potencia que transporta un circuito.

FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA RENOVABLE (FNCER): Son aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares.

SISTEMA FOTOVOLTAICO: Fuente eléctrica en la cual celdas solares transforman la energía solar en electricidad. Sus componentes pueden incluir, entre otros, un conjunto de celdas solares, módulos o paneles fotovoltaicos, regulador de carga, banco de acumulación y elementos de montaje.

SFCR: Sistema solar fotovoltaico conectado a la red.

NORMA TÉCNICA COLOMBIANA (NTC): Norma técnica aprobada o adoptada como tal por el Organismo Nacional de Normalización de Colombia (ICONTEC).

RETIE: Acrónimo del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas adoptado por Colombia.

SIPRA: Sistema integral de protección contra rayos.

RESUMEN

TÍTULO: DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED PARA EL EDIFICIO MAMITZA BAYER UBICADO EN EL CAMPUS CENTRAL DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL

AUTORES: ANDRÉS FELIPE GALVIS PACHECO
CESAR GUILLERMO MORALES ARDILA

PALABRAS CLAVE: Energía Solar Fotovoltaica, Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red, Producción Energética, Consumo Energético, Evaluación Económica, Marco regulatorio colombiano, Dimensionamiento del Sistema.

DESCRIPCIÓN:

En el presente trabajo de grado se propone el diseño de una instalación fotovoltaica conectada a la red para el Edificio Mamitza Bayer de la Universidad Industrial de Santander, para atender la demanda de energía del Edificio mediante el aprovechamiento del potencial energético solar de la zona.

Para el diseño se analiza la viabilidad técnica de la posible implementación, formulando una solución acorde con el consumo energético del Edificio. Se seleccionan los elementos de la instalación fotovoltaica de acuerdo con su relación costo/beneficio, evaluando la producción energética del sistema dimensionado.

Finalmente, se realiza la evaluación financiera del sistema fotovoltaico conectado a la red, examinando su viabilidad económica y el retorno de la inversión, teniendo en cuenta los beneficios adicionales de este tipo de sistemas con base al marco regulatorio colombiano.

La instalación fotovoltaica es factible debido al potencial energético presente en la zona y se entrega el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico de 9.41 kWp compuesto por 33 módulos fotovoltaicos y 33 microinversores. Con esta instalación, se podrá atender el 80,26% del consumo energético anual del Edificio Mamitza Bayer durante la ventana solar (6 am a 5 pm). La evaluación económica demostró la viabilidad del proyecto y el retorno de la inversión durante el periodo de vida útil del sistema.

*Trabajo de grado.

**Facultad de ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Óscar Arnulfo Quiroga Quiroga, Ingeniero Electricista, Ph.D. Codirector: Christian Hernando Espitia González, Ingeniero Electrónico.

ABSTRACT

TITLE: DESIGN OF A GRID-TIED PHOTOVOLTAIC INSTALLATION FOR THE MAMITZA BAYER BUILDING LOCATED ON THE CENTRAL CAMPUS OF THE INDUSTRIAL UNIVERSITY OF SANTANDER

AUTHORS: ANDRÉS FELIPE GALVIS PACHECO
CESAR GUILLERMO MORALES ARDILA

KEYWORDS: Photovoltaic Solar Energy, Grid-Tied Photovoltaic System, Energy Production, Energy Consumption, Economic Evaluation, Colombian Legal Framework, System Sizing.

DESCRIPTION:

On the following degree project, it is proposed the design of a Photovoltaic Grid-Tied System for the Mamitza Bayer building from the Industrial University of Santander, to attend the energy demand of the building by taking advantage of the solar power potential of the area.

For the design, it is analyzed the technical feasibility of the possible implementation, formulating a solution according to the energy consumption of the building. The elements of the photovoltaic system are selected according to their cost / benefit ratio, evaluating the energy production of the dimensioned system.

Finally, it is carried out the financial evaluation of the photovoltaic grid-tied system, by examining its economic viability and the return on investment, considering the additional benefits of this type of systems based on the Colombian regulatory framework.

The photovoltaic installation is achievable due to the energy potential present in the area and it is provided the sizing of the 9,41 kWp photovoltaic array which is made up of 33 photovoltaic modules and 33 micro-inverters. With this installation, it will be possible to attend 80.26% of the annual energy consumption of the Mamitza Bayer building during the solar window (6 am to 5 pm).

*Bachelor Thesis.

** Faculty of Physico-Mechanical Engineering. School of Electrical Engineering, Electronics and Telecommunications.
Director: Óscar Arnulfo Quiroga Quiroga, Electrical Engineer, Ph.D. Co-director: Christian Hernando Espitia González, Electronic Engineer.

INTRODUCCIÓN

Este trabajo de grado surge como una formulación energética renovable para el Edificio Mamitza Bayer, lo cual representa un desafío que se plantea para todas las instituciones de gestionar alternativas que garanticen su desarrollo sostenible.

Este panorama conlleva a plantear una alternativa renovable que permita la generación de energía eléctrica para el autoconsumo del Edificio, con la posibilidad de inyectar los excedentes de energía a la red eléctrica de la Universidad.

Como antecedentes, se tiene que la instalación eléctrica de la edificación fue concebida para aulas de clase típicas de la época (década del 70) y la demanda energética se ha incrementado gradualmente en el transcurso del tiempo a causa de las nuevas cargas incorporadas para el desarrollo de las actividades académicas (equipos de cómputo, aires acondicionados, entre otros). Es por esto, que reducir el consumo de energía proveniente de la red eléctrica surge como una alternativa llamativa para reducir los costos asociados a facturación energética, así mismo, la UIS como entidad comprometida con el desarrollo sostenible promueve el desarrollo y la incorporación de tecnologías amigables con el medio ambiente.

Identificada esta necesidad, se plantea la posibilidad de reforzar el suministro de energía a la instalación eléctrica aprovechando el recurso solar de la región, además del espacio considerable que ofrece la cubierta de la edificación. Teniendo como base la caracterización energética del Edificio Mamitza Bayer desarrollada en [1], se procede a evaluar las condiciones de la instalación eléctrica actual y el consumo energético. Además, se procede a la identificación de los parámetros del potencial energético solar de la zona objeto de estudio que permitan el adecuado dimensionamiento del sistema fotovoltaico. Posteriormente se evalúan los

productos del mercado fotovoltaico, comparando sus especificaciones y los costos asociados a cada uno, con el fin de encontrar una solución factible. El diseño de la instalación fotovoltaica para la edificación está complementado con el análisis financiero, el cual permite evaluar los posibles incentivos tributarios y la rentabilidad, en caso de realizarse la implementación del sistema considerando el marco regulatorio colombiano.

En los primeros dos capítulos de este documento se presenta la evaluación de las condiciones eléctricas del Edificio Mamitza Bayer y el análisis del potencial solar presente en la zona objeto de estudio. El tercer capítulo está dedicado al dimensionamiento y especificación de la instalación fotovoltaica conectada a la red teniendo como base los parámetros mencionados previamente, seleccionando los elementos de acuerdo con la relación costo/beneficio y las necesidades del proyecto. Finalmente, en el cuarto capítulo se realiza la evaluación de los costos de la instalación teniendo en cuenta los incentivos gubernamentales y el ahorro energético, se determina la viabilidad económica del proyecto y el retorno de la inversión.

1. CARACTERIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

La caracterización energética del Edificio Mamitza Bayer realizada mediante el Sistema de Gestión Integral de la energía (SGIE) [1], muestra que el Edificio no cuenta con subestación eléctrica y el suministro se deriva de un barraje de 208 V localizado en la subestación eléctrica del Edificio de Biblioteca. La edificación cuenta con el respaldo del grupo electrógeno de la subestación de biblioteca y la alimentación se da a través de dos acometidas trifásicas subterráneas, las cuales llegan a dos tableros generales ubicados en los salones 105 y 111 del Mamitza Bayer. Desde estos tableros se realiza la distribución hacia los diferentes tableros (seis tableros tipo alumbrado) localizados en los tres pisos del Edificio.

La Figura 1 muestra el tablero general de acometidas de la subestación de biblioteca, donde se derivan las acometidas trifásicas que suministran la energía eléctrica al Edificio Mamitza Bayer.

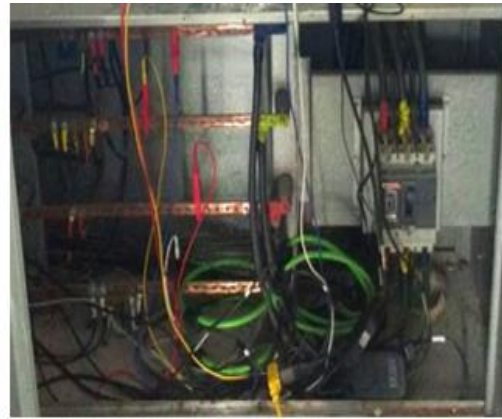
Figura 1. Tablero general de acometidas de biblioteca



Fuente: [1]

En la Figura 2 se observan los tableros generales de baja tensión del Edificio, TGBT1 y TGBT2 de izquierda a derecha respectivamente.

Figura 2. Tableros generales de baja tensión del Mamitza Bayer



Las dos acometidas cuentan con las mismas características, constan de 3 conductores de fase de calibre 2/0, 1 conductor para el neutro de calibre 1/0 y 1 un conductor para la conexión a tierra de calibre 1/0.

Los diagramas unifilares de la instalación eléctrica de la edificación mostrados en las Figuras 3 y 4, permiten detallar los diferentes circuitos conectados a los dos tableros generales, evidenciando que la mayor parte de la carga del Edificio se encuentra concentrada en el TGBT1.

Es necesario contrastar la información contenida en los diagramas unifilares mediante la medición del consumo energético de los dos tableros generales, con la finalidad de dimensionar el sistema fotovoltaico.

1.1 CONSUMO ENERGÉTICO DEL EDIFICIO

El consumo energético del Edificio Mamitza Bayer fue medido mediante un analizador de redes *Dranetz Power Visa* conectado a los dos tableros generales, el periodo de medición para el TGBT1 correspondió a dos semanas, mientras que para el TGBT2 una semana.

El consumo hora a hora promedio diario mostrado en las Figuras 5 y 6 para cada tablero del Edificio, permite establecer que el TGBT1 tiene un consumo promedio diario de 49,37 kWh/día este dato se establece a partir de la media aritmética en las mediciones durante los días hábiles (lunes a viernes), a partir del dato de consumo promedio diario se proyecta a 30 días para establecer un consumo mensual de 1501,81 kWh/mes y 18021,67 kWh/año como demanda energética anual promedio a partir de la proyección del promedio diario a 365 días. De manera análoga se establece el procedimiento para el consumo del TGBT2 obteniendo los siguientes resultados, 10,25 kWh/día, 311,65 kWh/mes y 3739,84 kWh/año.

Figura 5. Consumo hora a hora promedio diario [kWh] para TGBT1

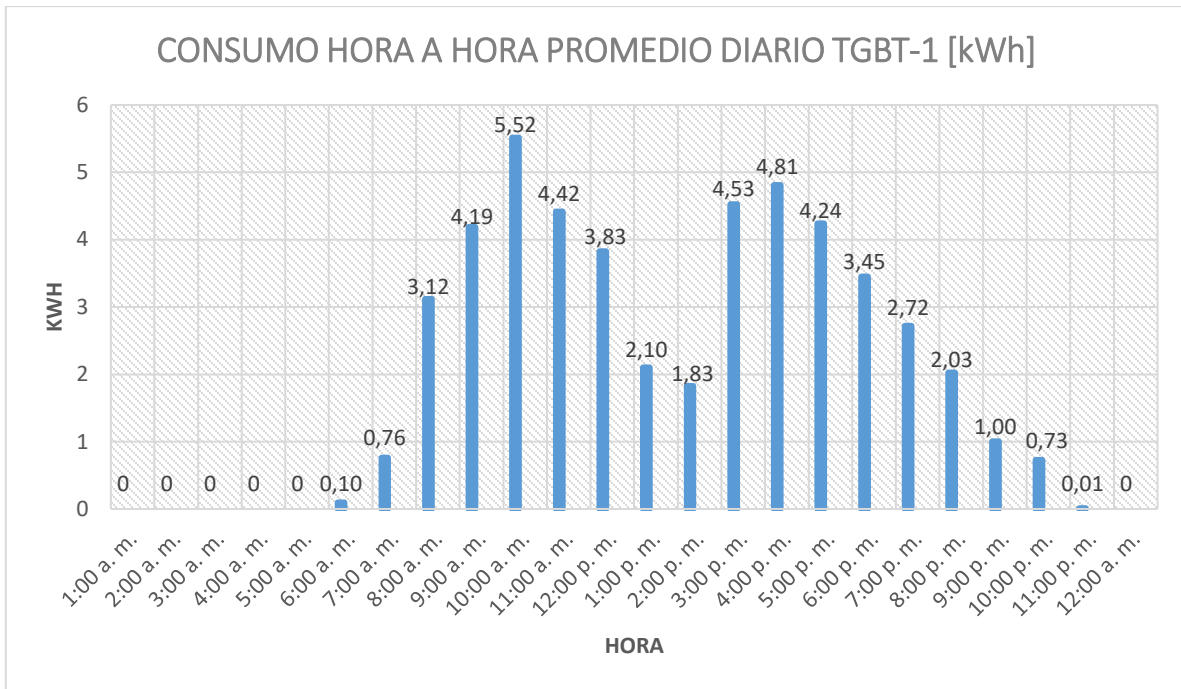
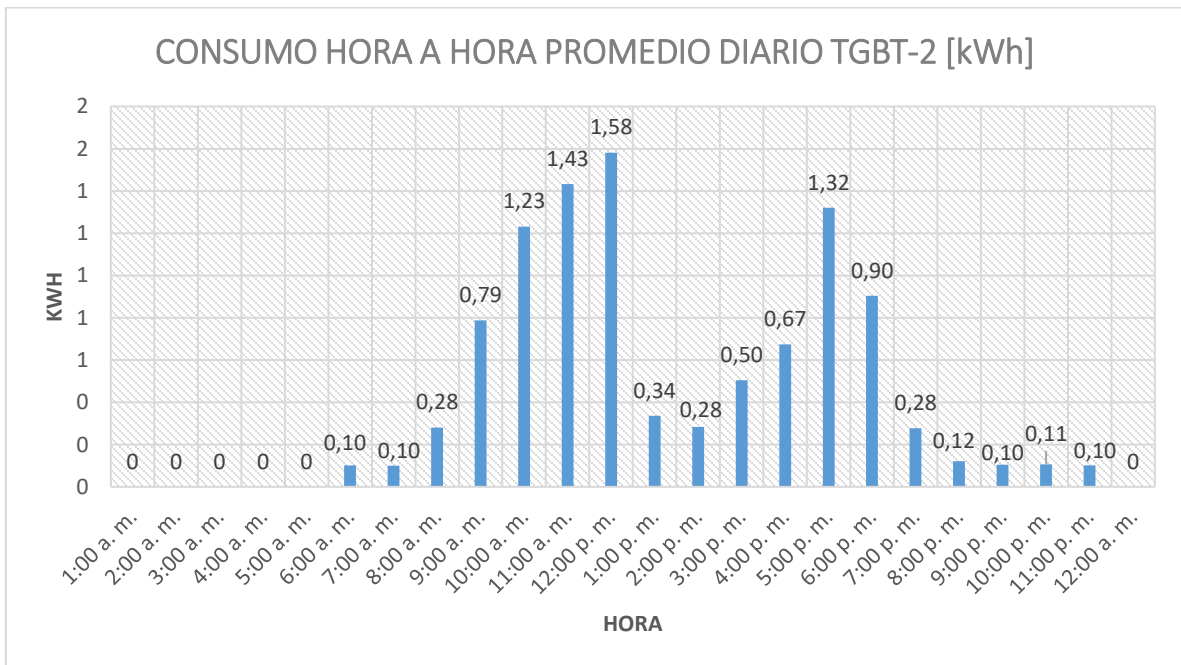


Figura 6. Consumo hora a hora promedio diario [kWh] para TGBT2



Los resultados obtenidos en el proceso de medición evidencian que el TGBT1 tiene concentrada el 82,81% de la demanda de energía del Edificio, además cuenta con

un buitrón que facilita la posible conexión entre el arreglo fotovoltaico y el TGBT1, por lo tanto, el diseño de la instalación fotovoltaica se dimensionará a partir del consumo registrado en este tablero. Para mayor detalle de los resultados de la medición se debe revisar el Anexo A.

Estos datos de consumo diario y mensual son fundamentales para el posterior análisis del sistema de generación eléctrica fotovoltaica y su respectiva correlación, obteniendo los valores estimados de ahorro del consumo de energía de la red pública, porcentajes de disminución de consumo en kWh mes a mes, anual y las respectivas proyecciones de ahorro en años sucesivos.

2. PARÁMETROS DE DISEÑO

El diseño de un sistema fotovoltaico está limitado por el costo del sistema, potencial energético solar, espacio disponible en la zona para la instalación y el consumo (si el sistema está configurado para autoconsumo sin posibilidad de inyección a la red). Por lo tanto, se hace necesario evaluar los parámetros de diseño para el correcto dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

2.1 ANÁLISIS GENERAL DEL SITIO

El Edificio Mamitza Bayer, apreciado en la Figura 7, se encuentra ubicado en el campus central de la Universidad Industrial de Santander, el cual tiene una altura de 989 metros sobre el nivel del mar y presenta las siguientes coordenadas en su ubicación satelital proporcionadas por Google Earth:

Latitud: 7° 8'29,74"N, (7,141593°)

Longitud: 73° 7'17.19"O, (-73,121442°)

Figura 7. Fotografía del Edificio Mamitza Bayer



2.2 DESCRIPCIÓN DE LA CUBIERTA EN CONCRETO

La cubierta en concreto del Edificio Mamitza Bayer se localiza sobre el tercer nivel de la edificación, en ésta se encuentran las unidades de aire acondicionado del Edificio, así mismo, se aprecia que el espacio disponible es el adecuado para la realización de este tipo de proyectos, como se evidencia en la Figura 8.

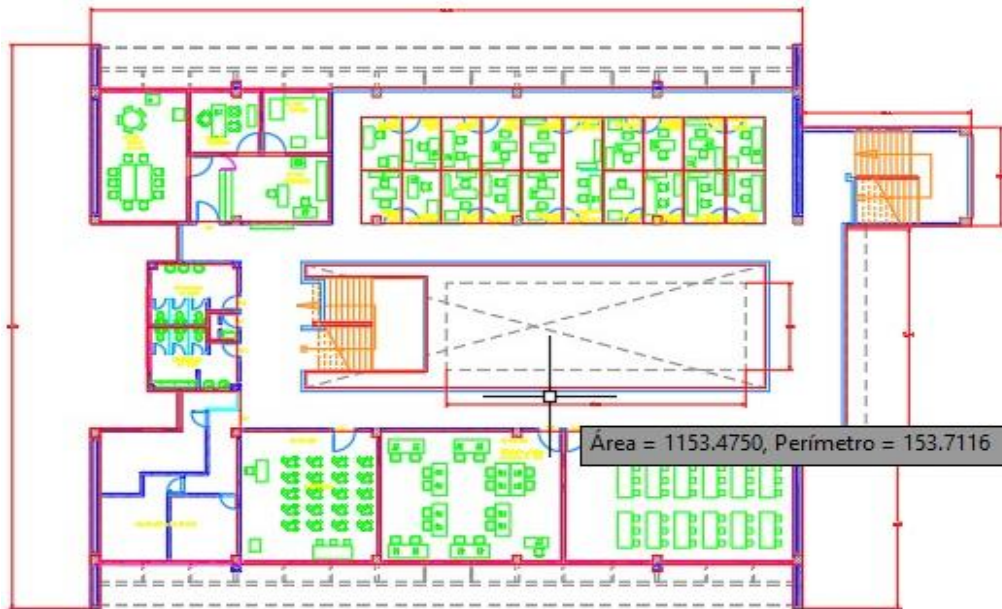
Figura 8. Cubierta en concreto del Mamitza Bayer



Fuente: División de mantenimiento tecnológico

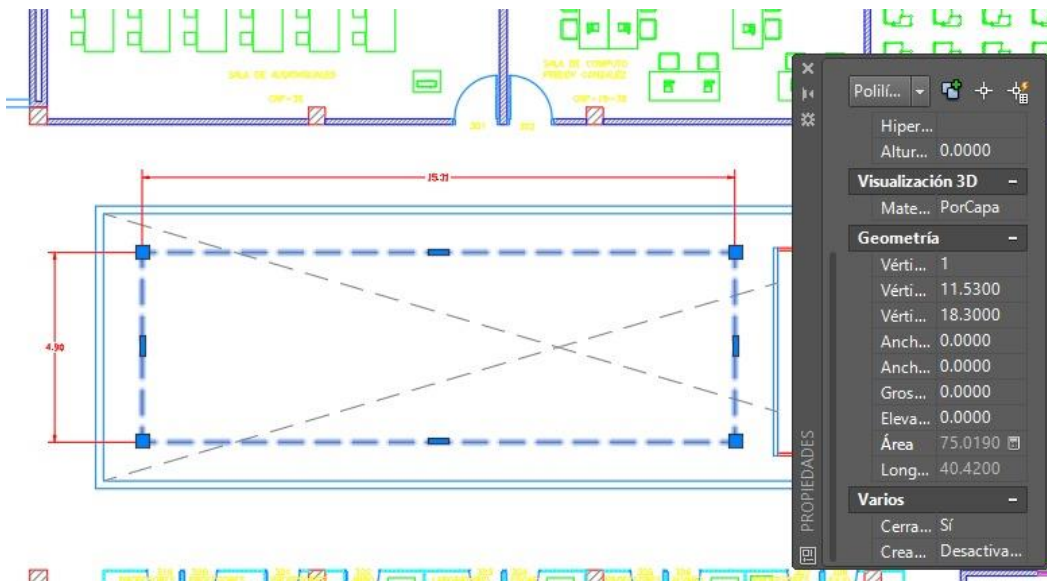
Las Figuras 9 y 10 detallan las medidas que tiene la cubierta según los planos arquitectónicos proporcionados por la división de planta física, permitiendo establecer el área disponible para la posible implementación del sistema fotovoltaico.

Figura 9. Área total de la cubierta



Fuente: Planta Física

Figura 10. Área no aprovechable de la cubierta



Fuente: Planta Física

La cubierta en concreto no cubre la totalidad de la terraza, el área total de la terraza es de 1153,48 m², el área no aprovechable de la cubierta es de 75,02 m², por lo tanto, el área afectiva corresponde a 1078,46 m², con una inclinación de 0°. Para mayor detalle revisar el Anexo B en el cual se muestran los planos arquitectónicos.

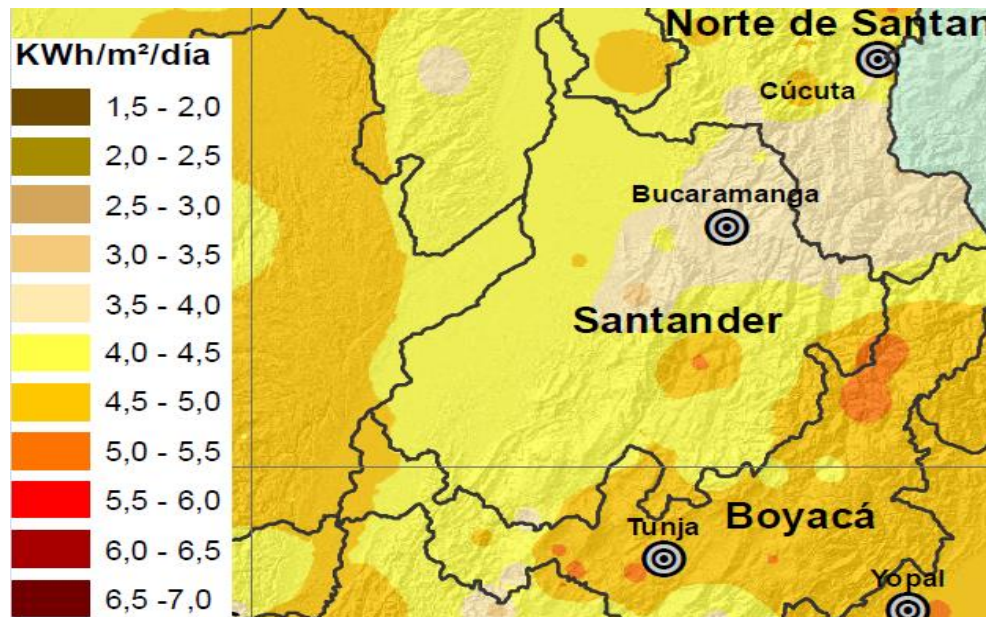
2.3 DATOS DE RADIACIÓN SOLAR EN SITIO

Es de carácter fundamental realizar la caracterización del potencial energético solar presente en la zona objeto de estudio, para su posterior transformación de energía solar en energía eléctrica por medio de los módulos fotovoltaicos y el sistema diseñado para su aprovechamiento, por lo tanto, es necesario determinar los parámetros de radiación solar para el punto de instalación del trabajo de grado.

Para obtener estos datos, este trabajo de grado se basa en múltiples fuentes de información disponibles vía WEB, para posteriormente contrastarlas, a fin de obtener un entorno de información que garantice una mayor fiabilidad en los resultados. Las fuentes de información se presentan a continuación.

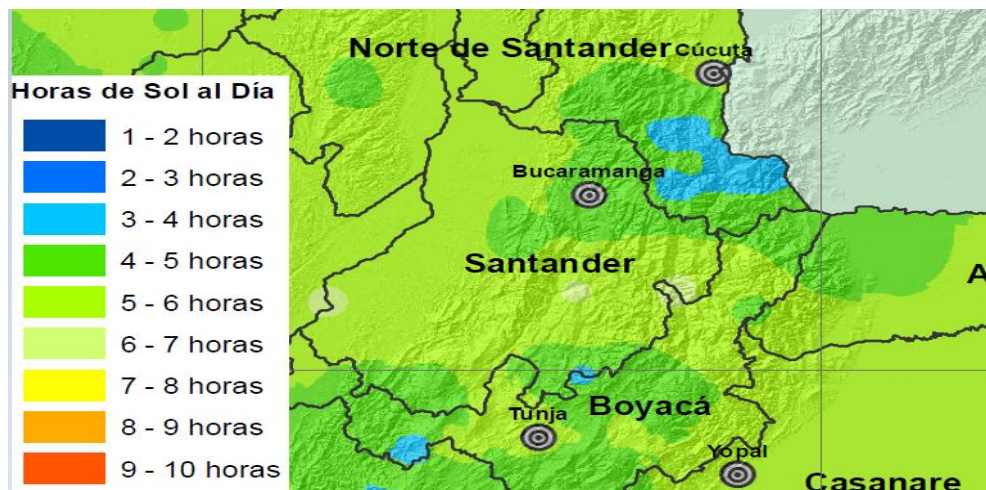
2.3.1. Atlas de radiación solar IDEAM. Permite cuantificar la energía solar que incide sobre la superficie del país, se encuentra desarrollada en base a información radiométrica medida directamente en 71 estaciones sobre el territorio nacional, complementada con 383 estaciones meteorológicas en las cuales se realizan medidas rutinarias de brillo solar, y 96 estaciones donde se realizan mediciones de humedad relativa y temperatura [2].

Figura 11. Irradiación global horizontal media diaria anual en Santander



Fuente: IDEAM

Figura 12. Detalle de brillo solar medio diario anual en Santander

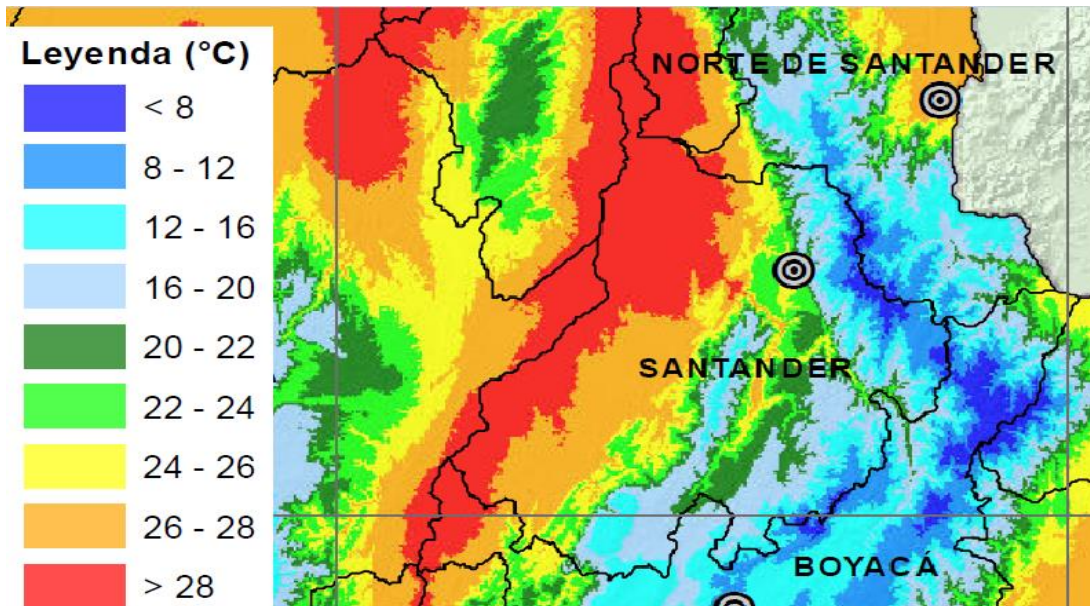


Fuente: IDEAM

Las Figuras 11 y 12 muestran en detalle para el departamento de Santander la irradiación global y las horas de brillo solar según la base de datos del IDEAM. Para una mayor información, se presentan en el Anexo C los diferentes mapas de radiación y brillo solar medio diario anual del IDEAM.

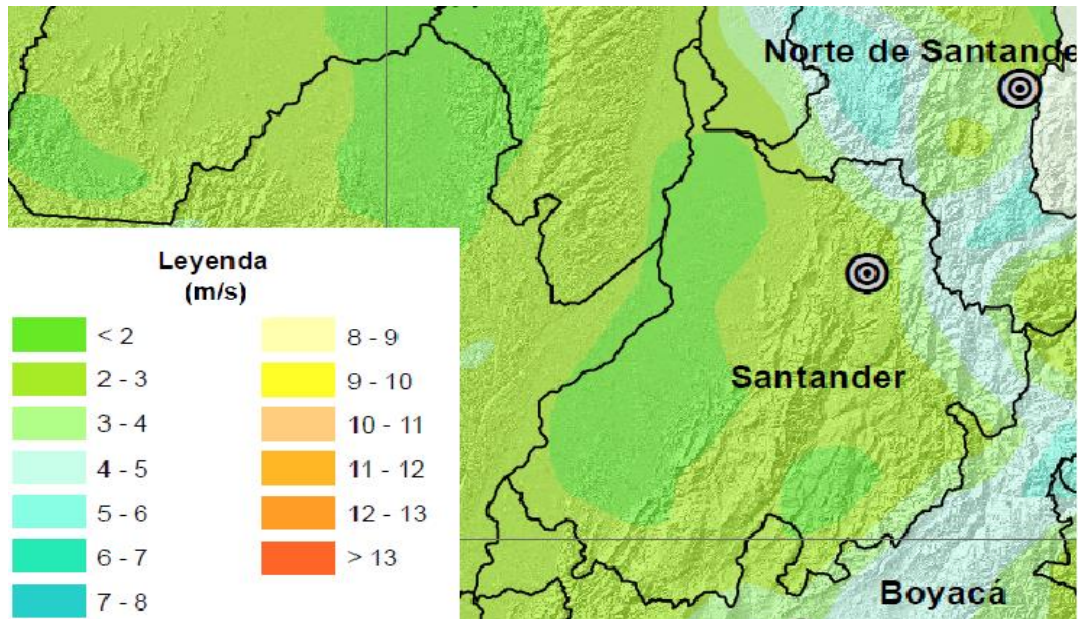
2.3.2. Atlas climatológico IDEAM. Consiste en una colección de productos gráficos y cartográficos, los cuales permiten representar la distribución espaciotemporal de los indicadores del clima del país; entre ellos se encuentran la precipitación, temperatura, vientos, humedad, la radiación solar, entre otros. También se encuentran parámetros derivados como el balance hídrico, balance energético, clasificaciones climáticas orientadas a diversos fines, indicadores de contaminación, de cambio climático y aprovechamiento energético [3].

Figura 13. Detalle de temperatura promedio anual



Fuente: IDEAM

Figura 14. Detalle de vientos media anual



Fuente: IDEAM

Las Figuras 13 y 14 muestran en detalle para el departamento de Santander la temperatura promedio anual y la velocidad del viento según la base de datos del IDEAM. Para una mayor información, se presenta en el Anexo C el mapa de temperatura media anual y velocidad del viento media anual del IDEAM.

2.3.3. Radiación solar NASA SSE. La NASA a través de sus programas y misiones científicas ha promovido la investigación y el estudio de los procesos climáticos, realizando estimaciones a largo plazo de las cantidades meteorológicas y los flujos de energía solar superficial. Estas mediciones satelitales y modelados son lo suficientemente precisos como para proporcionar datos fiables de recursos solares y meteorológicos sobre regiones en las cuales las mediciones superficiales son escasas o inexistentes, a su vez los datos son globales y contiguos en el tiempo [4].

La base de datos del SSE proviene de un estudio climatológico global continuo y permanente de 22 años de datos de insolación y meteorología. Entre sus fuentes de información se encuentran el Sistema de Observación de la Tierra de Goddard (GEOS-1), el Proyecto Internacional de Climatología de Nubes por Satélite (ISCCP D-1), el Satélite Geoestacionario y Polar para Observación Ambiental (GOES y POES), El satélite geoestacionario europeo Meteosat y los japoneses, entre otros.

En cuanto a la exactitud de las mediciones realizadas por la NASA, se han contrastado los resultados con mediciones en tierra. Se estima que el error RMS sobre los valores mensuales es de alrededor del 13%-16%, y el error de sesgo medio (MBE) está entre -2% y 0.7% [5].

En la Tabla 1 se presentan el promedio de radiación solar con un periodo de medición de 22 años.

Tabla 1. Promedios de radiación solar sobre la superficie horizontal NASA SSE

MES	Radiación mensual promedio [KWh/m ² /día] (PROMEDIO 22 AÑOS)
ENERO	5,34
FEBRERO	5,34
MARZO	5,28
ABRIL	4,96
MAYO	5,01
JUNIO	5,16
JULIO	5,57
AGOSTO	5,55
SEPTIEMBRE	5,27
OCTUBRE	4,80
NOVIEMBRE	4,72
DICIEMBRE	4,86
Promedio anual [kWh/m ² /día]	5,15

Como se evidencia en la Tabla 1, el promedio anual de la radiación solar sobre la superficie horizontal corresponde a 5,15 [kWh/m²/día], el cual es ligeramente mayor a los datos suministrados por el IDEAM, sin embargo, estas mediciones son satelitales y arrojadas en un punto cercano a la zona objeto de estudio, motivo por el cual se indaga por los datos medidos en la estación meteorológica ubicada en la UIS. En el Anexo C se encuentran detalladas las simulaciones arrojadas por el software de la NASA.

2.3.4. Radiación solar base de datos UIS. Se indagó en la base de datos proveniente de la estación meteorológica de la universidad, la cual tiene un periodo de medición de 5 años, los resultados se encuentran tabulados en la Tabla 2.

Tabla 2. Promedios de radiación Solar sobre la superficie Horizontal estación UIS

MES	Radiación mensual promedio [KWh/m ² /día] (PROMEDIO 5 AÑOS)
ENERO	5,02
FEBRERO	4,63
MARZO	5,19
ABRIL	5,06
MAYO	4,65
JUNIO	4,28
JULIO	4,30
AGOSTO	4,37
SEPTIEMBRE	4,30
OCTUBRE	4,00
NOVIEMBRE	4,21
DICIEMBRE	4,42
Promedio anual [kWh/m ² /día]	4,54

A pesar de la confiabilidad que ofrecen los resultados en sitio de la estación meteorológica mostrados previamente, las mediciones realizadas no fueron constantes durante el periodo de medición como se puede observar en el Anexo C, por lo cual el promedio anual de las radiaciones es ligeramente menor (11,84%) al presentado por la NASA-SSE.

Es por esto que, para el desarrollo de este trabajo de grado se selecciona la base de datos de la NASA-SSE, debido tanto a su confiabilidad como a su periodo de medición el cual ha sido constante durante 22 años.

2.4 SOMBRAS DEL ÁREA DE PANELES SOLARES

El efecto de las sombras en la producción energética de los módulos fotovoltaicos es un factor relevante para el correcto análisis del desempeño de los paneles solares, es por esto por lo que en la fase previa al diseño se debe realizar una medición en sitio, para así determinar la localización adecuada de los módulos, con el fin de evitar las sombras causadas por objetos cercanos (edificaciones, arborización, entre otros).

Para la medición de las sombras que afectan la cubierta del Edificio se utiliza el Solar Pathfinder Unit, el cual es un equipo diseñado con el fin de medir las sombras y trayectorias solares a lo largo del año para cualquier hora durante el día en sitio. El fabricante proporciona el software Solar Pathfinder Assistant el cual permiten realizar el análisis de sombras en sitio y elaborar un informe al respecto. Se efectuó el análisis de sombras para varios puntos de la edificación obteniendo los siguientes resultados a partir de los datos ingresados de acuerdo con la Figura 15 (para más detalles ver el informe del análisis de sombras en el Anexo D).

Figura 15. Datos de entrada para el análisis de sombras Pathfinder Assistant



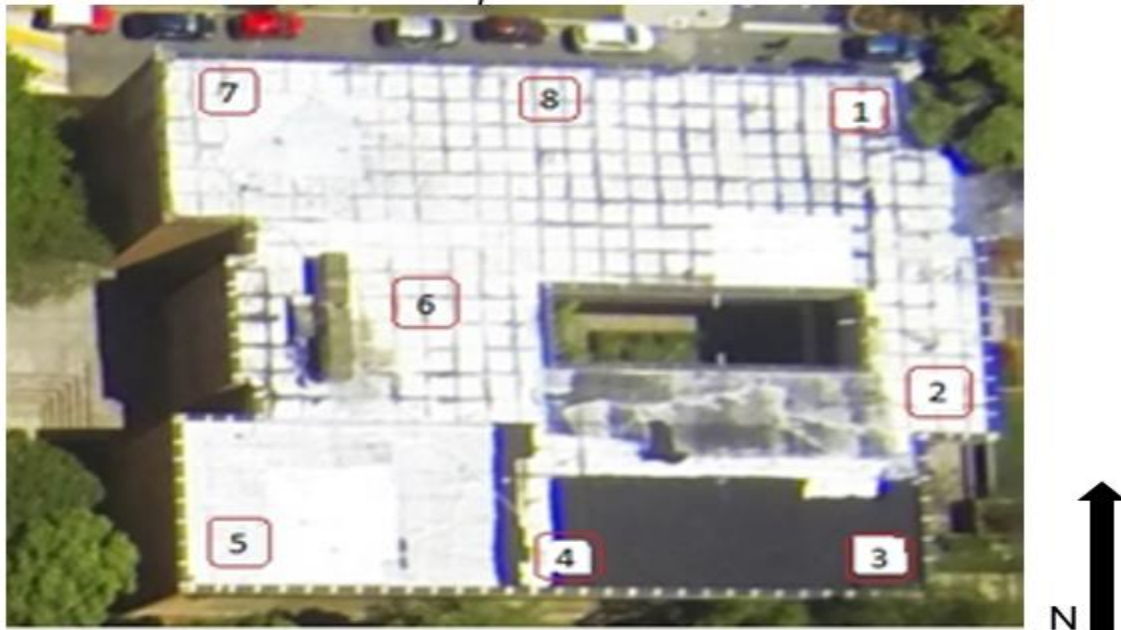
Nombre del Informe	ANALISIS DE SOMBRAS EDIFICIO MAMITZA BAYER
Fecha del Informe	17/06/2017
Declinación	-8d 15m
Ubicación	Lat/Long especificado
Lat/Long	7,14 / -73,12
Weather Data Source	MAMITZA - NASA SSE
Tipo de Informe	TODO
Tipo de Formación	Angulo Fijo
Angulo de Inclinación	10,00 gr
Angulo Ideal de Inclinación	7,14 gr
Acimut	171,80 gr
Acimut Ideal	180,00 gr
Configuración del Plano	Personalizada
Conteo de los Puntos del plano	8

Notas: analisis efectuado para proyecto de grado.

Andres Felipe Galvis Pacheco Cod: 2094130 Cesar Guillermo Morales Ardila Cod:2100157

Se efectuaron 8 puntos de medición de sombras en la cubierta con el equipo Solar Pathfinder, de acuerdo con la distribución mostrada en la Figura 16.

Figura 16. Distribución de los puntos de medición sobre la cubierta



De acuerdo con los resultados obtenidos en el informe producido por el software Solar Pathfinder Assitant se permite establecer que el punto de distribución número 8 es el que presenta el menor porcentaje de afectación por sombras, es por esto que para este trabajo de grado el arreglo fotovoltaico se ubicará en dicho punto. Para acceder a la información adquirida en cada una de las ubicaciones remitirse al Anexo D.

Figura 17. Informe del análisis de sombras Pathfinder Assistant punto de distribución 8



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
Análisis del informe del Sitio Solar

Punto de Distribución 8

Archivo de Imagen: IMG_20170617_090926323.jpg

Datos sobre Obstrucción Solar

Mes	% sin Sombra Sitio ideal Acimut=180 Inclinación=7,1	Ideal sin Sombra Radiación Solar Acimut=180,0 Inclinación=7,1 kWh/m ² /día	Actual sin Sombra Radiación Solar Acimut=171,8 Inclinación=10,0 kWh/m ² /día	Sombreado Actual Radiación Solar Acimut=171,8 Inclinación=10,0 kWh/m ² /día	% sin Sombra Sitio Real Acimut=171,8 Inclinación=10,0	Total Solar Resource Fraction (TSRF) (Actual vs Ideal)	Sitio ideal Efficiency Acimut=180,0 Inclinación=7,1
Enero	100,0%	6,18	6,32	6,32	99,9%	102,3%	99,9%
Febrero	99,7%	6,03	6,12	6,08	99,3%	100,8%	99,3%
Marzo	99,5%	5,79	5,82	5,77	99,2%	99,7%	99,2%
Abril	99,9%	5,28	5,25	5,24	99,8%	99,2%	99,8%
Mayo	99,9%	5,23	5,16	5,14	99,7%	98,4%	99,7%
Junio	99,9%	5,34	5,24	5,23	99,7%	97,9%	99,6%
Julio	100,0%	5,82	5,72	5,70	99,6%	98,0%	99,6%
Agosto	100,0%	5,91	5,86	5,84	99,7%	98,9%	99,7%
Septiembre	99,6%	5,73	5,74	5,72	99,6%	99,7%	99,5%
Octubre	99,8%	5,31	5,37	5,35	99,7%	100,8%	99,7%
Noviembre	99,9%	5,37	5,47	5,46	99,8%	101,8%	99,8%
Diciembre	99,8%	5,62	5,77	5,76	99,9%	102,4%	99,9%
Totales	99,8% Sin pesar Promedio Anual	67,61 Efecto: 100% Horas Sol: 5,63	67,84 Efecto: 100,0% Horas Sol: 5,65	67,61 Efecto: 100,0% Horas Sol: 5,63	99,7% Sin pesar Promedio Anual	100,0% Sin pesar Promedio Anual	99,6% Sin pesar Promedio Anual

Como se evidencia en el informe presentado en la Figura 17 del análisis de sombras, la afectación causada por la obstrucción solar no es un aspecto crítico debido a que los porcentajes sin sombra tanto para condiciones ideales como reales son cercanos al 100% (columnas 2 y 6 de los datos de obstrucción solar), las columnas 3 y 4 hacen referencia a la radiación solar sin tener en cuenta las sombras a condiciones ideales y reales respectivamente, la columna 5 tiene que ver con la radiación teniendo en cuenta las sombras a condiciones reales, la columna 7 es la relación entre la radiación con sombras a condiciones reales y la radiación sin sombras a condiciones ideales, por último la columna 8 es el porcentaje de energía que será captado teniendo en cuenta las sombras a condiciones ideales, para mayor detalle del informe obtenido, remitirse al Anexo D.

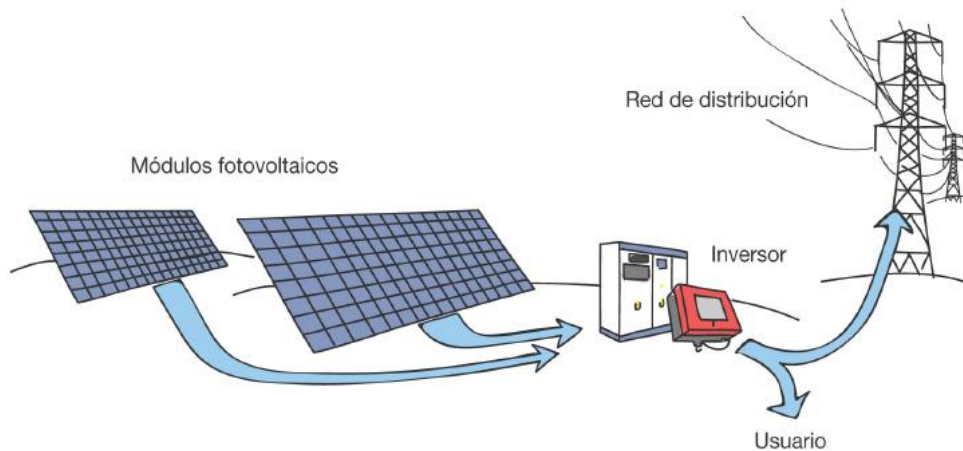
3. DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED

Los sistemas fotovoltaicos han venido en alza por la practicidad que ofrecen, debido a que dichos sistemas no son exclusivos de las zonas no interconectadas, ya que la idea de reducir el costo del servicio de energía eléctrica y en cierta forma aportar al desarrollo sostenible ha aumentado el interés de los usuarios en la implementación de estos sistemas de energía limpia.

En el sistema fotovoltaico conectado a red, la tensión de salida en el inversor deberá tener el mismo valor eficaz y frecuencia de la red de distribución. La tendencia marcada en los sistemas fotovoltaicos son las instalaciones de autoconsumo, las cuales se caracterizan por generar la energía atendiendo la demanda en el punto de consumo [6].

La Figura 18 presenta un esquema tradicional de un sistema fotovoltaico conectado a la red, en donde se especifican los principales componentes de la instalación.

Figura 18. Esquema tradicional de un SFCR



Fuente: [6]

Esta sección detalla los componentes del sistema solar fotovoltaico conectado a la red para el trabajo de grado propuesto, seleccionando los elementos de la

instalación fotovoltaica que garanticen el cumplimiento de los parámetros establecidos para cada dispositivo, teniendo en cuenta la oferta disponible actualmente en el mercado.

3.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO

La transformación de la energía solar en energía eléctrica se realiza a través de los módulos fotovoltaicos, los cuales son placas rectangulares compuestas por células fotovoltaicas protegidas mediante un marco de vidrio y aluminio anodizado. La célula fotovoltaica es la encargada de captar la energía contenida en la radiación solar y así transformarla en corriente eléctrica [7].

El RETIE establece que la instalación eléctrica y el montaje de los paneles deben garantizar lo establecido en la Sección 690 de la NTC 2050, además debe realizarse por profesional competente [8].

Las células fotovoltaicas se clasifican principalmente en monocristalinas, policristalinas y amorfas. El mayor rendimiento se encuentra en las monocristalinas con una eficiencia entre el 13% y 20%, para la policristalinas entre el 15 y 18% y las amorfas entre el 6% y 8% [6]. Por lo tanto, para el diseño de un SFCR eficiente, son de interés los paneles solares monocristalinos y policristalinos.

3.1.1 Selección del módulo fotovoltaico. En este trabajo de grado se revisaron las ofertas del mercado fotovoltaico vía web referente a paneles, permitiendo establecer los principales parámetros bajo condiciones STC que debe cumplir el módulo fotovoltaico a emplear mostrados en la Tabla 3.

Tabla 3. Principales parámetros para la selección del módulo fotovoltaico

Parámetro	Valores establecidos	Observación
Tipo de módulo	Silicio Policristalino o Monocristalino	Los módulos más representativos y eficientes del mercado.
Potencia de salida	$\geq 250 \text{ Wp}$	Valor requerido para mejorar el desempeño del sistema.
Tolerancia de Potencia de salida máxima	$\leq + 0 \text{ a } 5 \text{ W}$ (positiva)	Tolerancias positivas, no permite potencias menores a la requerida.
Eficiencia del módulo	$\geq 16 \%$	Eficiencia solicitada en el módulo para garantizar menores pérdidas de energía eléctrica.
Voltaje en P _{máx}	$\geq 30,5 \text{ V}$	Tensión máxima de funcionamiento en condiciones con carga que puede producir el panel solar.
Corriente en P _{máx}	$\geq 8,5 \text{ A}$	Corriente máxima de funcionamiento en condiciones con carga que puede producir el panel solar.
Voltaje en Circuito abierto	$\geq 37,5 \text{ V}$	Tensión máxima generada por el panel bajo condiciones sin carga.
Corriente en Cortocircuito	$\geq 9 \text{ A}$	Corriente máxima generada por el panel cuando la tensión en sus terminales es nula.

Condiciones STC: 1000 W/m^2 de irradiancia, 25°C de temperatura de célula, espectro AM 1.5g

En el mercado de módulos fotovoltaicos se encuentra una gran variedad de fabricantes, para el diseño de la instalación fotovoltaica se considerarán los paneles solares que garanticen el cumplimiento de los principales parámetros de selección propuestos. Se consultaron los costos de cada referencia seleccionada a través de la web en empresas comercializadoras de equipos solares fotovoltaicos como CivicSolar Inc, Solaris Technology Industry Inc y GigaWatt Inc, en la Tabla 4 se resume la información consultada para cada referencia.

Tabla 4. Referencias de paneles solares seleccionadas

Referencia del panel	Fabricante	Potencia Nominal [Wp]	Costo del panel [USD\$]	Costo USD\$/Wp	Tipo de Panel
CS6P-260P	Canadian Solar	260	195	0,750	Policristalino
CS6P-265M	Canadian Solar	265	248,57	0,938	Monocristalino
JKM285M-60B	Jinko Solar	285	219,45	0,770	Monocristalino
TSM-260PD05.08	Trina Solar	260	170	0,654	Policristalino
OPT270-60-4-100	Suniva	270	297	1,100	Monocristalino

Teniendo en cuenta las especificaciones técnicas entregadas por los fabricantes y una vez realizada la evaluación de cumplimiento detallada en el Anexo E, se permite establecer el módulo fotovoltaico más acorde a las necesidades del diseño propuesto. Los resultados de la evaluación de cumplimiento para las referencias seleccionadas teniendo en cuenta los valores establecidos en la Tabla 3 se encuentran en la Tabla 5.

Tabla 5. Resultados de la evaluación de cumplimiento para los módulos fotovoltaicos

Referencia del módulo	Fabricante	Porcentaje de cumplimiento [%]
CS6P-260P	Canadian Solar	75
CS6P-265M	Canadian Solar	87,5
JKM285M-60B	Jinko Solar	100
TSM-260PD05.08	Trina Solar	87,5
OPT270-60-4-100	Suniva	100

De acuerdo con los resultados mostrados previamente en la Tabla 5, se evidencia el total cumplimiento de los fabricantes Jinko Solar y Suniva; sin embargo, la referencia JKM285M-60B ofrece una mejor relación costo/producción y presenta la mayor eficiencia de los módulos comparados, motivos por los cuales favorecen su selección para el diseño del sistema solar fotovoltaico.

3.2 INVERSORES FOTOVOLTAICOS

El inversor es el equipo que permite la conversión de continua a alterna, adecuando la tensión y la frecuencia de acuerdo con las condiciones de la red eléctrica. Típicamente en estos proyectos se usan inversores centrales, cadenas de inversores y microinversores [7].

Debido a la practicidad y las ventajas que se detallan a continuación, el sistema con microinversores resulta el más conveniente para el diseño de la instalación.

3.2.1. Microinversores. Permiten la conexión individual y directa a la parte posterior de cada módulo fotovoltaico, lo cual disminuye las pérdidas eléctricas en corriente continua. Sin embargo, se presentan pérdidas por conversión energética en cada uno de los equipos. El dispositivo permite trabajar en el punto de máxima potencia, mitigando las pérdidas por desadaptación, debidas a efecto de sombras, errónea orientación o diferencias eléctricas de los paneles solares [9].

La seguridad es otro factor determinante que permite priorizar la utilización de microinversores respecto a los inversores, la conversión de continua a alterna se realizará a nivel individual en cada panel, por lo tanto, en la instalación no se

exceden los $60 V_{DC}$ del mismo, mientras que en un sistema de inversores de cadena se podrían alcanzar hasta los $1000 V_{DC}$. Así mismo, la mayoría de los fabricantes de microinversores incluyen las protecciones eléctricas en corriente continua (sobrevoltaje, subvoltaje, sincronismo, frecuencia, anti isla, sobrecorriente y sobretemperatura), lo cual simplifica los costos respecto al uso de inversores.

3.2.2. Selección del dispositivo. En el diseño de la instalación fotovoltaica se utiliza microinversores debido a sus múltiples ventajas respecto a los inversores, ya que permiten tener el control de cada panel FV. Las obstrucciones en producción energética afectan de manera individual al módulo, ya que el sistema de microinversores maneja tensiones bajas se genera un entorno de operación más seguro y la inclusión de las protecciones eléctricas en corriente continua dentro del dispositivo, así mismo, el sistema con microinversores es modular, lo cual permite la ampliación del arreglo fotovoltaico. Para este trabajo de grado se revisaron algunos de los dispositivos más comerciales y compatibles con el módulo fotovoltaico seleccionado, permitiendo establecer los principales parámetros establecidos para la selección del microinversor plasmados en la Tabla 6.

Tabla 6. Principales parámetros para la selección del microinversor

Parámetro	Valores establecidos	Observación
Eficiencia del dispositivo	$\geq 96\%$	Dispositivo con mayor rendimiento garantizando menores pérdidas energéticas.
Combinación de módulos recomendada	270 – 330 W	Permite considerar un rango de referencias de módulos fotovoltaicos adecuado.
Compatibilidad del panel	60 celdas	Se considera la compatibilidad con el panel solar seleccionado.
Máxima corriente de cortocircuito DC	15A	Referente a la protección de sobrecorriente incorporada.
Máximo Voltaje DC de entrada	48 a 62 V	Se consideran los paneles solares compatibles.
Salida de potencia pico AC	≥ 250 W	Valor de potencia alterna disponible para la inyección a red.
Factor de potencia	$\geq 0,95$	Se debe garantizar un valor cercano a la unidad para evitar cargos por energía reactiva.
Frecuencia nominal/intervalo	60/57-61 Hz	La frecuencia debe operar en los rangos válidos según la normativa.
Intervalo de temperatura ambiente	-40 a 65 °C	Condiciones térmicas de operación del módulo fotovoltaico.
Máxima cantidad de dispositivos por circuito de 20 A (208 VAC)	≥ 24	Permite adicionar mayores cantidades de microinversores a un circuito de 20 A.

En el mercado de microinversores fotovoltaicos se encuentran una gran variedad de fabricantes. Para el diseño de la instalación fotovoltaica se considerarán los microinversores que garanticen el cumplimiento de los principales parámetros de selección propuestos. Se consultaron los costos de cada referencia seleccionada a través de la web en empresas comercializadoras de equipos solares fotovoltaicos

como CivicSolar Inc, Solaris Technology Industry Inc, ACOSolar Inc, Solarflexion y EcoDirect están presentes en el Anexo E. En la Tabla 7 se resume la información consultada para cada referencia.

Tabla 7. Microinversores considerados para el proceso de selección

Referencia del microinversor	Fabricante	Potencia Máxima AC [Wp]	Costo unitario [USD\$]	Costo USD\$/Wp
M250-72-2LL-S22	Enphase	250	119,32	0,4773
M250-60-2LL-S22	Enphase	250	121	0,4840
CP-250E-60-72-208/240-MC4	Chilicon Power	250	130	0,52
YC500A	AP Systems	500	175,76	0,35152
IQ6-60-2-US	Enphase	240	129,55	0,5398
IQ6PLUS-72-2-US	Enphase	290	140,89	0,4858

Se realizó la evaluación de los parámetros con la ficha técnica proporcionada por el fabricante, obteniendo el porcentaje de cumplimiento para cada referencia. Las especificaciones de cada equipo, así como la evaluación de cumplimiento se pueden apreciar en el Anexo E. Los resultados de la evaluación de cumplimiento para las referencias seleccionadas se encuentran en la Tabla 8.

Tabla 8. Resultados de la evaluación de cumplimiento de los microinversores

Referencia del microinversor	Fabricante	Porcentaje de cumplimiento de parámetros [%]
M250-72-2LL-S22	Enphase	100
M250-60-2LL-S22	Enphase	100
CP-250E-60-72-208/240-MC4	Chilicon Power	80
YC500A	AP Systems	66,67
IQ6-60-2-US	Enphase	80
IQ6PLUS-72-2-US	Enphase	90

De acuerdo con los resultados mostrados previamente en la Tabla 8, se evidencia el total cumplimiento de los microinversores Enphase M250; sin embargo, la referencia M250-72-2LL-S22 ofrece la posibilidad de uso de diferentes tamaños de paneles para la producción energética. Para mayor detalle de la evaluación de cumplimiento realizada remitirse al Anexo E.

3.3 CÁLCULO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS Y MICROINVERSORES

En esta sección se estima el número de paneles solares y microinversores a utilizar en el arreglo fotovoltaico del Edificio Mamitza Bayer. Para tal fin se utiliza la teoría mostrada en [10]. Además, se corroborará la cantidad estimada con la producción energética del arreglo fotovoltaico atendiendo la demanda del TGBT1, esto se mostrará en las secciones posteriores.

3.3.1. Cálculo de módulos fotovoltaicos. Se trabaja con el promedio de radiación diaria para la obtención de la hora pico solar, por lo tanto:

$$HPS = \frac{\gamma}{1 \text{ kW/m}^2} \quad (1)$$

Donde:

γ : Radiación promedio diaria [kWh/m²/día].

$$HPS = 5,15 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} / \text{día} / 1 \text{ kW/m}^2 = 5,15 \text{ h/día}$$

El número total de paneles por balance energético se obtiene de la siguiente manera:

$$Nt = \frac{Et}{HPS * Pp * Pg} \quad (2)$$

Donde:

Nt : Número total de paneles solares.

Et : Energía consumida en el día [Wh/día].

Pp : Potencia nominal del panel solar [W].

Pg : Factor global de pérdidas (usualmente entre 0,65 a 0,9).

La potencia pico del panel solar seleccionado corresponde a 285 W, la energía consumida diaria se evaluará con la energía consumida en la ventana solar (6:00 am a 5:00 pm) al día, ya que no se cuenta con un sistema de baterías en esta clase de proyectos. El consumo en este periodo (ventana solar) es de 39,43 kWh/día.

El factor global de pérdidas se trabaja con un valor de 0,85 a causa del efecto de sombra y suciedad acumulada que pueda afectar a los paneles solares de acuerdo con [10].

Reemplazando los valores se obtiene el número total de paneles:

$$N_t = \frac{39,43 * 10^3 Wh/día}{5,15 h/día * 285 W * 0,85} \approx 32 \text{ paneles}$$

3.3.2. Cálculo de microinversores. El número de microinversores corresponde al número de paneles solares que se utilicen en el arreglo fotovoltaico.

$$N_t = N_{microinversores} \quad (3)$$

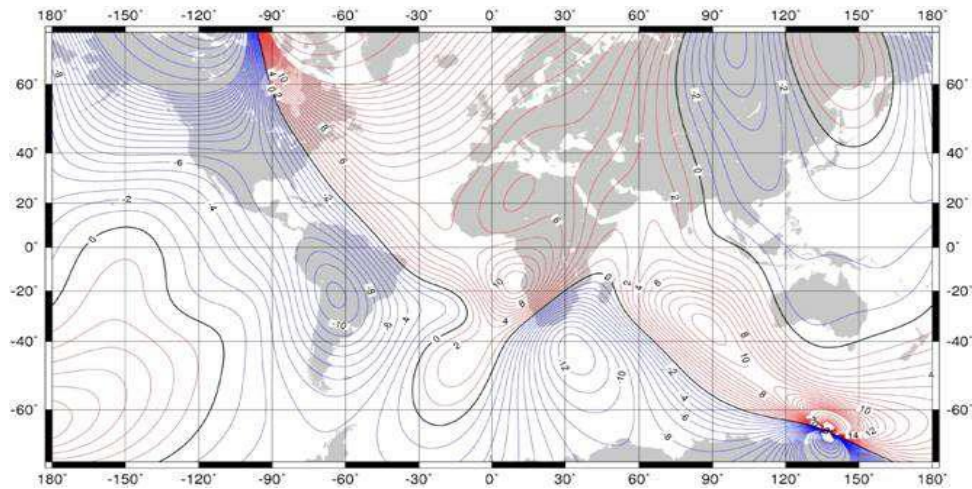
En principio se requieren 32 microinversores para el diseño de la instalación fotovoltaica del Edificio Mamitza Bayer.

3.4 UBICACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

En el diseño de sistemas fotovoltaicos se deben tener en cuenta los parámetros mostrados a continuación, para identificar una posición estratégica del arreglo fotovoltaico garantizando la mayor incidencia de radiación solar sobre los paneles solares.

3.4.1. Declinación magnética. Es la diferencia entre el norte o sur magnético determinado por la brújula y el verdadero punto cardinal geográfico. Por lo tanto, se deben orientar los módulos fotovoltaicos con el sur geográfico y no con el magnético [11].

Figura 19. Declinación magnética global



Fuente: [11]

De acuerdo a la Figura 19, para las instalaciones fotovoltaicas en Colombia es necesario ajustar la orientación medida con la brújula alrededor de 8° hacia el Este.

3.4.2. Acimut. Es el ángulo de giro del sol medido sobre el plano horizontal mediante la proyección del rayo sobre dicho plano, el origen para el hemisferio norte será el sur y de manera análoga será para el hemisferio sur [6].

En Colombia, las trayectorias solares hacia el sur verdadero tienen mayor número de días que hacia el norte verdadero, lo cual indica que se deben inclinar los módulos fotovoltaicos hacia el sur verdadero (acimut=0°), es posible mejorar la captación utilizando estructuras fijas que ofrezcan la alternativa de variar la inclinación [11].

3.4.3. Inclinación del módulo fotovoltaico. Corresponde al ángulo formado por el panel solar y la superficie horizontal. Se debe ajustar de manera que los rayos solares incidan perpendicularmente sobre éste [1].

La inclinación de los rayos solares con respecto a la superficie horizontal varía a lo largo del año, las máximas se presentarán en verano y mínimas en invierno, por lo tanto, se buscará un ángulo de inclinación que maximizará la recolección de energía a través los paneles solares en una base anual. Generalmente este ángulo coincide con la latitud del lugar de la instalación [12].

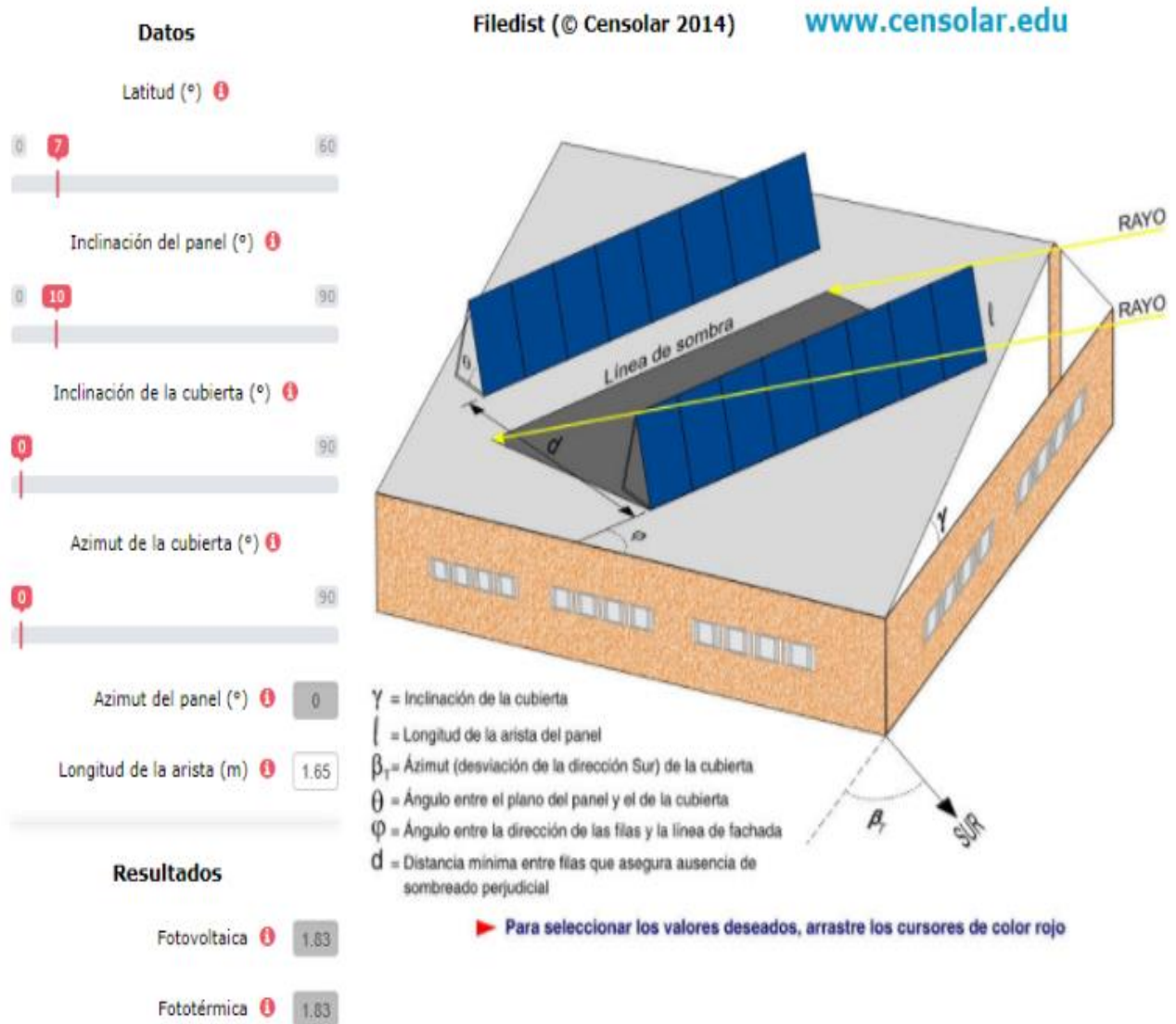
En el diseño de la instalación fotovoltaica se recomendará que la inclinación de los paneles solares corresponda a 10° por motivos de autolimpieza del módulo, evitando así la obstrucción por residuos orgánicos y acumulación de agua a causa de las lluvias.

3.4.4. Espaciamiento entre módulos fotovoltaicos. La distancia mínima entre los módulos fotovoltaicos se estima de tal manera que, en el mediodía, la sombra producida por la arista superior de un panel se proyecte hasta la arista inferior del siguiente [13].

Para conocer el espaciamiento mínimo entre paneles solares se utiliza la herramienta filedist de CENSOLAR (Centro de Estudios de la Energía Solar). Este centro se encuentra avalado por el ministerio de educación y ciencia de España y goza de prestigio en las instituciones y empresas del sector de la energía en Europa [14].

El acimut de la cubierta y del módulo fotovoltaico se asumirán que se encuentran hacia el sur verdadero (acimut= 0°), en caso de que la cubierta tenga desviaciones en el acimut, el resultado de la simulación no difiere en lo presentado por la Figura 20.

Figura 20. Resultados del espaciamiento CENSOLAR



Fuente: CENSOLAR

La simulación mostrada anteriormente, recomienda que se debe tener una distancia mínima entre las aristas inferiores de los paneles FV de 1,83 m para las filas de los circuitos, esto representa una distancia entre las filas de módulos de 18 cm (descontando la longitud del panel).

Con la finalidad de lograr un diseño conservador y posibilitar la circulación del personal para la realización de mantenimiento a los módulos fotovoltaicos, se recomienda un espaciamiento entre las filas de 50 cm.

3.5 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO

La producción del sistema fotovoltaico se evaluará teóricamente y se contrastará con los resultados obtenidos mediante simulaciones con la herramienta PVsyst.

3.5.1. Estimación de la energía eléctrica producida por el arreglo fotovoltaico.

Para evaluar la energía generada por el sistema fotovoltaico se usará la siguiente expresión [13]:

$$E_g = \frac{P_m * \text{Número de módulos} * HPS * 365 \text{ días} * \text{Número de años}}{1000} \quad (4)$$

Donde:

P_m: Potencia nominal del panel [W].

HPS: Hora pico solar promedio [h/día].

Número de años: Tiempo a evaluar en la producción energética.

Se procede a evaluar la producción energética anual como:

$$E_g = \frac{285W * 32 * 5,15 \text{ h/día} * 365 \text{ días} * 1}{1000} = 17143,32 \text{ kWh/año}$$

En principio, la producción se estimaría en 1428,61 kWh/mes y 46,968 kWh/día, sin embargo, en estos resultados no se tienen en cuenta las pérdidas energéticas del

sistema, por lo cual se deben contrastar con la simulación del software especializado.

3.5.2. Simulación de la producción energética mediante PVsyst. PVsyst permite estudiar, simular y analizar los sistemas fotovoltaicos y generar informes de producción energética. Esta herramienta dimensiona el tamaño de las instalaciones teniendo en cuenta la radiación solar según la ubicación de proyecto, permitiendo al usuario la selección de la base de datos meteorológica, así mismo tiene en cuenta la proyección de sombras debido a la simulación del movimiento del sol durante el día.

El método de simulación del programa se basa en la realización de balances energéticos horarios a lo largo de un año, a través del comportamiento del sistema con el fin de calcular la combinación apropiada, logrando obtener un sistema con la máxima cantidad de energía, en función de la cantidad de módulos fotovoltaicos empleados. Permite utilizar diferentes bases de datos, además cuenta con diferentes modelos de paneles solares y de inversores, con el fin de realizar simulaciones cercanas a la realidad [12].

Los datos de ingreso para la simulación con la herramienta PVsyst se muestran en la Tabla 9.

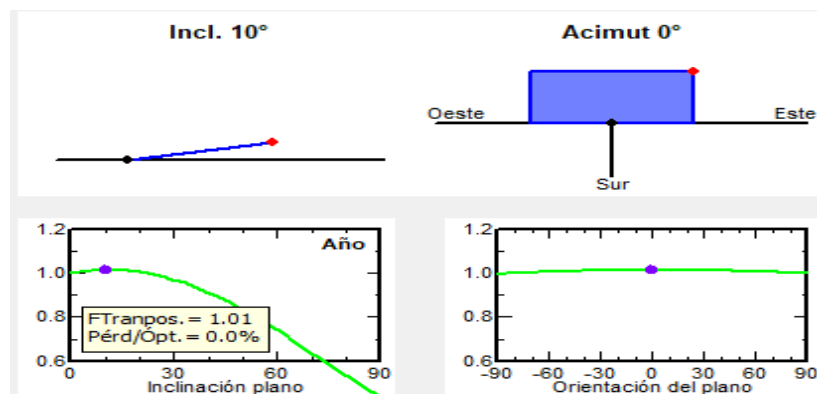
Tabla 9. Datos de entrada para el software PVsyst

Parámetro	Entrada
Diseño del proyecto	Conectado a la red
Lugar geográfico	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Latitud: 7,14° ▪ Longitud: -73.12° ▪ Altura: 986 msnm ▪ Huso horario: -5
Climatología mensual	Base del satélite NASA- SSE
Orientación	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tipo de campo: Plano inclinado fijo <ul style="list-style-type: none"> ▪ Inclinación del plano: 10° Acimut: 0° ▪ Optimización con respecto a: Productividad irradiación anual
Sistema	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Número de sub-campos: 1 ▪ Selección del módulo FV: Jinko Solar JKM285M-60-V <ul style="list-style-type: none"> ▪ Número de inversores: 32 ▪ Selección del inversor: Enphase M250-72-2LL-208 <ul style="list-style-type: none"> ▪ Módulos en serie: 1 ▪ Número de cadenas: 32, se colocará el sistema en paralelo
Pérdidas detalladas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Parámetros térmicos: Módulos montados al aire libre con circulación de aire ▪ Pérdidas óhmicas en el generador: Valor por defecto 1,5% STC ▪ Calidad de los módulos – LID – Mismatch: Valores por defecto -0.8% Pérdida eficiencia del módulo, 2% factor de pérdidas LID (Degradación de módulos de silicio cristalino en las primeras horas de funcionamiento con respecto a los valores de producción STC), pérdidas de potencia en MPP 1% ▪ Pérdidas anuales por polvo y suciedad: Valor por defecto 3%

Parámetro	Entrada
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Perfil de obstáculos y sombreado: No se especifican, ya que el análisis de sombras concluyó que no presentan mayor relevancia.

El software permite corroborar que la posición seleccionada para el módulo es la adecuada, como se evidencia en la Figura 21. En el gráfico se puede observar en la parte superior izquierda la inclinación seleccionada para el módulo en donde el punto rojo indica la parte más elevada del módulo, con esta inclinación se observa como varían las pérdidas energéticas según la inclinación como se evidencia en la parte inferior izquierda del gráfico. En la parte superior derecha del gráfico se aprecia el módulo fotovoltaico ubicado con un acimut de 0°, mientras que en la parte inferior derecha del gráfico se encuentra la variación de las pérdidas energéticas a medida que se modifica este acimut.


Figura 21. Detalle de la ubicación del panel solar



Fuente: PVsyst

Se produce la simulación tras haber realizado el ingreso de los parámetros obteniendo el informe de producción energética. Los principales resultados obtenidos se evidencian en la Figura 22. Para mayor detalle se puede consultar el Anexo A.

Figura 22. Resultados principales de la simulación 32 microinversores

	Universidad Industrial de Santander	PVSYST V6.64	UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER	27/09/17	Página 3/4
PROYECTO DE GRADO					
Sistema Conectado a la Red: Resultados principales					
Proyecto : MAMITZA BAYER SIMULACION					
Variante de simulación : SIMULACION 1 Simulation for the first year of operation					
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red			
Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut	0°	
Módulos FV	Modelo	JKM 285M-60-V	Pnom	285 Wp	
Generador FV	N° de módulos	32	Pnom total	9.12 kWp	
Inversor	Modelo	M250-72-2LL-x-208	Pnom	250 W ac	
Banco de inversores	N° de unidades	32.0	Pnom total	8.00 kW ac	
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)				
Resultados principales de la simulación					
Producción del Sistema	Energía producida	13647 kWh/año	Produc. específico	1496 kWh/kWp/año	
	Factor de rendimiento (PR)	79.14 %			

Fuente: PVsyst

La herramienta arroja los resultados contenidos en la Tabla 10 para la producción hora a hora en el periodo de ventana solar (6 am a 5 pm), teniendo un arreglo de 32 microinversores

Tabla 10. Producción en kWh hora a hora para 32 microinversores

	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H
Enero	0,07	1,86	3,46	4,68	5,51	5,61	5,44	5,2	4,5	3,26	1,74	0,09
Febrero	0,04	1,63	3,21	4,47	5,08	5,46	5,44	4,97	4,31	3,2	1,85	0,37
Marzo	0,2	1,57	3,05	4,26	5,09	5,1	4,94	4,67	4,13	3,1	1,74	0,37
Abril	0,52	1,88	3,06	4,1	4,58	4,59	4,56	4,27	3,57	2,53	1,33	0,12
Mayo	0,66	1,87	2,96	3,9	4,45	4,5	4,57	4,29	3,48	2,5	1,43	0,19
Junio	0,54	1,81	2,93	4,03	4,65	4,68	4,61	3,98	3,32	2,58	1,38	0,23
Julio	0,47	1,87	3,03	4,03	4,57	5	4,9	4,55	4,04	3,11	1,71	0,33
Agosto	0,45	1,76	3,2	4,24	4,97	5,07	4,92	4,74	3,95	3,04	1,72	0,32
Septiembre	0,69	2,14	3,4	4,26	5,22	5,06	4,9	4,29	3,75	2,72	1,39	0,08
Octubre	0,8	2,27	3,35	4,36	5,05	4,8	4,76	3,97	3,28	2,24	1,02	0,01
Noviembre	0,8	2,22	3,49	4,58	4,98	4,81	4,68	4,07	3,43	2,36	1,04	0
Diciembre	0,39	1,99	3,32	4,39	4,9	5,25	5,22	4,72	3,91	2,76	1,32	0,01
Promedio [kWh]	0,47	1,91	3,21	4,28	4,92	4,99	4,91	4,48	3,81	2,78	1,47	0,18


Fuente: PVsyst

El coeficiente de rendimiento se define como el porcentaje de la relación entre el rendimiento real y el rendimiento nominal de la instalación fotovoltaica, indicando la energía útil para su aprovechamiento [15].

Los resultados muestran una energía producida de 13647 kWh/año, 1121,671 kWh/mes y un promedio diario de 37,39 kWh, esto representa el 79,6% de la producción estimada mediante el método numérico. Este resultado atiende el 94,81% de la demanda anual en el periodo de ventana solar, sin embargo, se realizó la simulación aumentando el número de paneles y microinversores a 33, obteniendo los resultados mostrados a continuación.

Se produce la simulación tras haber realizado el ingreso de los parámetros obteniendo el informe de producción energética. Los principales resultados obtenidos se evidencian en la Figura 23. Para mayor detalle se puede consultar el Anexo A.

Figura 23. Resultados principales de la simulación 33 microinversores

	Universidad Industrial de Santander	PVSYST V6.64	UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER	27/09/17	Página 3/4																																			
		PROYECTO DE GRADO																																						
Sistema Conectado a la Red: Resultados principales																																								
Proyecto : MAMITZA BAYER SIMULACION Variante de simulación : SIMULACION 1 Simulation for the first year of operation																																								
<table border="0" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 35%;">Parámetros principales del sistema</td> <td style="width: 20%;">Tipo de sistema</td> <td colspan="2" style="width: 25%;">Conectado a la red</td> <td style="width: 20%;"></td> </tr> <tr> <td>Orientación Campos FV</td> <td>inclinación</td> <td>10°</td> <td>acimut</td> <td>0°</td> </tr> <tr> <td>Módulos FV</td> <td>Modelo</td> <td>JKM 285M-60-V</td> <td>Pnom</td> <td>285 Wp</td> </tr> <tr> <td>Generador FV</td> <td>N° de módulos</td> <td>33</td> <td>Pnom total</td> <td>9.40 kWp</td> </tr> <tr> <td>Inversor</td> <td>Modelo</td> <td>M250-72-2LL-x-208</td> <td>Pnom</td> <td>250 W ac</td> </tr> <tr> <td>Banco de inversores</td> <td>N° de unidades</td> <td>33.0</td> <td>Pnom total</td> <td>8.25 kW ac</td> </tr> <tr> <td>Necesidades de los usuarios</td> <td>Carga ilimitada (red)</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>						Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red			Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut	0°	Módulos FV	Modelo	JKM 285M-60-V	Pnom	285 Wp	Generador FV	N° de módulos	33	Pnom total	9.40 kWp	Inversor	Modelo	M250-72-2LL-x-208	Pnom	250 W ac	Banco de inversores	N° de unidades	33.0	Pnom total	8.25 kW ac	Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red																																						
Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut	0°																																				
Módulos FV	Modelo	JKM 285M-60-V	Pnom	285 Wp																																				
Generador FV	N° de módulos	33	Pnom total	9.40 kWp																																				
Inversor	Modelo	M250-72-2LL-x-208	Pnom	250 W ac																																				
Banco de inversores	N° de unidades	33.0	Pnom total	8.25 kW ac																																				
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)																																							
Resultados principales de la simulación <table border="0" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 35%;">Producción del Sistema</td> <td style="width: 20%;">Energía producida</td> <td style="width: 25%;">14079 kWh/año</td> <td style="width: 20%;">Produc. específico</td> <td>1497 kWh/kWp/año</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Factor de rendimiento (PR)</td> <td>79.17 %</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>						Producción del Sistema	Energía producida	14079 kWh/año	Produc. específico	1497 kWh/kWp/año		Factor de rendimiento (PR)	79.17 %																											
Producción del Sistema	Energía producida	14079 kWh/año	Produc. específico	1497 kWh/kWp/año																																				
	Factor de rendimiento (PR)	79.17 %																																						

Fuente: PVsyst

La herramienta arroja los resultados contenidos en la Tabla 11 para la producción hora a hora en el periodo de ventana solar (6:00 am a 5:00 pm), teniendo un arreglo de 33 microinversores.

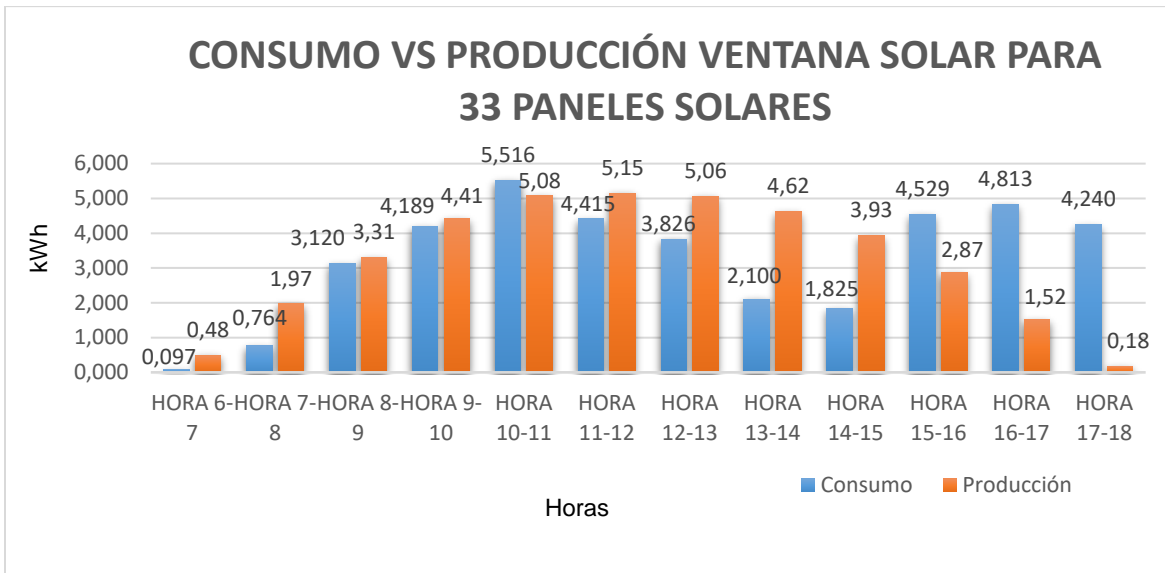
Tabla 11. Producción kW hora a hora para 33 microinversores

	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H
Enero	0,07	1,92	3,56	4,82	5,68	5,79	5,61	5,36	4,64	3,37	1,79	0,1
Febrero	0,04	1,68	3,31	4,61	5,25	5,63	5,61	5,14	4,45	3,3	1,91	0,38
Marzo	0,21	1,62	3,15	4,4	5,25	5,26	5,09	4,82	4,26	3,2	1,8	0,38
Abril	0,54	1,94	3,16	4,23	4,73	4,74	4,71	4,4	3,68	2,61	1,37	0,12
Mayo	0,68	1,93	3,05	4,02	4,59	4,65	4,72	4,42	3,59	2,58	1,48	0,19
Junio	0,56	1,87	3,03	4,16	4,8	4,83	4,75	4,1	3,43	2,66	1,42	0,24
Julio	0,48	1,93	3,12	4,16	4,72	5,16	5,05	4,7	4,17	3,21	1,77	0,34
Agosto	0,46	1,81	3,3	4,37	5,12	5,23	5,07	4,89	4,07	3,14	1,77	0,33
Septiembre	0,71	2,21	3,5	4,4	5,39	5,22	5,05	4,42	3,87	2,81	1,44	0,08
Octubre	0,82	2,34	3,46	4,49	5,2	4,96	4,91	4,09	3,39	2,31	1,05	0,01
Noviembre	0,82	2,29	3,6	4,72	5,14	4,96	4,82	4,19	3,54	2,44	1,07	0
Diciembre	0,41	2,05	3,42	4,53	5,06	5,42	5,38	4,87	4,03	2,84	1,36	0,01
Promedio [kWh]	0,48	1,97	3,31	4,41	5,08	5,15	5,06	4,62	3,93	2,87	1,52	0,18

Fuente: PVsyst

El contraste entre el consumo del TGBT1 y el sistema seleccionado de 33 microinversores durante el periodo de la ventana solar se presenta en la Figura 24.

Figura 24. Consumo vs Producción [kWh] para 33 paneles solares



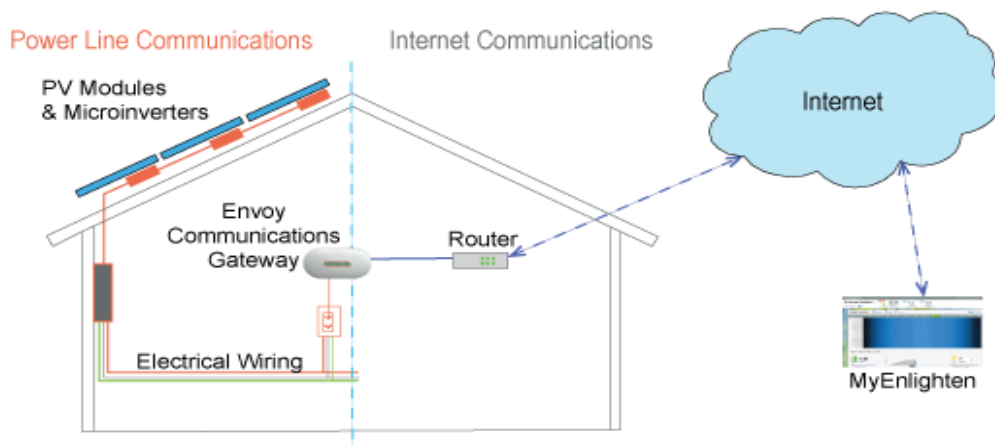
El contraste evidenciado anteriormente en la Figura 24, demuestra la atención de la demanda en la mayor parte del periodo de ventana solar, inclusive generando excedentes a la red que serían inyectados a la subestación de biblioteca, durante los periodos en los cuales la producción es mayor que el consumo.

Los resultados muestran una energía producida de 14079 kWh/año, 1157,28 kWh/mes y un promedio diario de 38,57 kWh, esta configuración atendería el 97,82% de la demanda anual en el periodo de ventana solar. En el sistema de 34 microinversores se tiene que la producción anual para este periodo excedería el consumo del mismo, por lo tanto, no es acorde con el objetivo de atender sólo la demanda del TGBT1 del Edificio Mamitza Bayer. Además, el sistema trifásico con 33 microinversores sería equilibrado, por lo cual se evitarían desbalances de tensión en cualquiera de las fases. Para mayor detalle de los resultados obtenidos se sugiere revisar el Anexo A.

3.6 EQUIPO DE GESTIÓN PARA EL SISTEMA FOTOVOLTAICO

En el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red se debe contemplar un sistema de gestión, con el objetivo de monitorear, controlar y efectuar mediciones de los parámetros eléctricos en estado de operación del sistema, además debe permitir la opción de gestionar la información registrada en sitio a través de un portal de comunicaciones que brinde el acceso mediante un sistema remoto. La Figura 25 permite apreciar la configuración de un sistema fotovoltaico en el cual se implementa un equipo de gestión.

Figura 25. Sistema fotovoltaico con equipo de gestión



Fuente: Enphase

Estos equipos se definen como un portal de comunicación entre los microinversores e internet, permitiendo que la información recolectada sea accesible para el usuario a través del software Enlighten proporcionado por la compañía.

Para este trabajo de grado se diseña el sistema con microinversores Enphase M250, por lo tanto, se debe seleccionar el portal de comunicaciones compatible que ofrece la marca, registrado bajo la referencia Envoy. Se establecieron los valores establecidos de la Tabla 12 que el equipo de gestión debe garantizar en el diseño del sistema fotovoltaico. Para mayor detalle de las especificaciones de los equipos referirse al Anexo E.

Tabla 12. Principales parámetros para la selección del equipo de gestión

Parámetro	Valores Establecidos	Observación
Exactitud de la medición en producción fotovoltaica	± 5%	Garantiza mínimo error en los resultados mostrados por el equipo.
Cantidad de microinversores soportada	600	Permite gestionar grandes cantidades de microinversores con un solo equipo.
Comunicación web inalámbrica	WIFI integrado	Permite conectar los diferentes dispositivos a través de una red inalámbrica.
Comunicación web alámbrica	Ethernet	Permite conectar los diferentes dispositivos a través de una red alámbrica.
Intervalo de temperatura ambiente	-40 a 65 °C	Condiciones térmicas de operación del equipo de gestión.
Tipo de uso en instalaciones	Posibilidad de uso en exteriores	Permite instalarse a la intemperie en una caja 3R tipo NEMA.
Periodo de garantía	5 años	Tiempo adecuado de respaldo con el fabricante.

Se consultaron los costos de cada referencia seleccionada a través de la web en empresas comercializadoras de equipos solares fotovoltaicos como CivicSolar Inc, y EcoDistributing. Los precios de las referencias compatibles con el microinversor seleccionado se muestran en la Tabla 13.

Tabla 13. Equipos de gestión considerados para el proceso de selección

Referencia del equipo de gestión	Fabricante	Costo unitario [USD\$]
Envoy ENV-120	Enphase	425
Envoy-S Metered	Enphase	578,57
Envoy-S Standard	Enphase	472,86

Realizada la evaluación de cumplimiento de los parámetros a cada referencia, se detallan los resultados en la Tabla 14. Para mayor detalle de la evaluación de cumplimiento referirse al Anexo E.

Tabla 14. Resultados de la evaluación de cumplimiento de los equipos de gestión

Referencia del equipo de gestión	Fabricante	Porcentaje de cumplimiento de parámetros [%]
Envoy ENV-120	Enphase	57,14
Envoy-S Metered	Enphase	100
Envoy-S Standard	Enphase	100

De acuerdo con los resultados mostrados anteriormente, se selecciona el equipo de gestión Envoy-S Standard debido al cumplimiento de la totalidad de los parámetros y su relación calidad/precio.

3.7 CONDUCTORES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

En esta sección se especifica el cableado que debe seleccionarse para el diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red, comprendido desde los paneles solares hasta el tablero general de la acometida principal del Edificio Mamitza Bayer.

3.7.1. Cableado DC. El sistema fotovoltaico conectado a la red no requiere realizar el dimensionamiento del conductor en corriente continua, ya que se utiliza el cableado de salida del panel solar. Se debe asegurar la compatibilidad entre los conectores del microinversor y el módulo fotovoltaico, garantizando la conexión eléctrica entre estos puntos.

El fabricante indica que el cable de salida es de calibre 12 AWG tipo PV 90°C 1000V, 900 mm de longitud tiene una resistencia de 5,82 Ω/km a 20° C.

Se debe corregir el valor de la resistencia a la máxima temperatura de operación del conductor, por ende, se debe usar la expresión:

$$R2 = R1 * [1 + a * (T2 - T1)] \quad (5)$$

Donde:

R2: Valor de la resistencia a la temperatura deseada [Ω/km].

R1: Valor conocido de la resistencia a una temperatura asignada [Ω/km].

T2: Temperatura deseada [°C].

T1: Temperatura conocida [°C].

a: Coeficiente de temperatura de resistencia eléctrica para el cobre [1/°C].

$$R2 = 5,82 * [1 + 0,00323 * (90 - 20)] = 7,14 \Omega/\text{km}$$

La corriente del panel a potencia máxima corresponde a 8,9 A, por lo tanto, la caída de tensión corresponde a:

$$\Delta V = I_{mp} * R2 * l \quad (6)$$

Dónde:

ΔV : Caída de tensión en el conductor [V].

I_{mp}: Corriente a máxima potencia entregada por el panel solar [A].

l: Longitud del conductor [km].

$$\Delta V = 8,9 * 7,14 * 0,0009 = 0,057 \text{ V}$$

El porcentaje de la regulación de tensión estaría dado por:

$$\Delta V\% = \frac{\Delta V}{V_{mp}} * 100 \quad (7)$$

Dónde:

V_{mp} : Tensión a máxima potencia entregada por el panel solar [A].

$\Delta V\%$: Porcentaje de regulación de tensión en el conductor [V].

$$\Delta V\% = \left(0,057/32\right) * 100 = 0,18\%$$

Las pérdidas de potencia se calculan con la expresión:

$$P_p = I_{mp}^2 * R_2 * l \quad (8)$$

$$P_p = 8,9^2 * 7,14 * 0,0009 = 0,51 \text{ W}$$

El porcentaje de pérdidas de potencia estaría dado por:

$$P_p\% = \frac{P_p}{P_{nom}} * 100 \quad (9)$$

Dónde:

P_p : Pérdidas de potencia en el conductor [W].

P_{nom} : Potencia nominal del panel solar [W].

$$P_p\% = \frac{0,51}{285} * 100 = 0,18\%$$

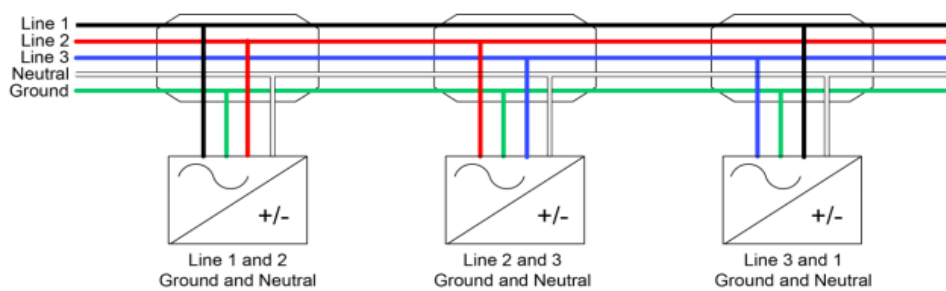
3.7.2. Cableado AC. El diseño del cableado de corriente alterna está constituido por tres etapas, la primera corresponde al conductor de los microinversores, la segunda abarca la conexión eléctrica entre los microinversores y el tablero acumulador fotovoltaico, por último, la conexión entre el tablero acumulador fotovoltaico y el tablero principal de la acometida del Edificio Mamitza Bayer. Además del diseño del cableado para el Envoy. La descripción y el dimensionamiento de cada etapa se muestran en las siguientes secciones.

3.7.2.1. Cableado de los microinversores. El fabricante de los microinversores dispone de un conductor denominado Engage Cable, el cual viene equipado con 5 conductores para el sistema trifásico de 208 V, calibre 12 AWG, tipo THWN-2 y temperatura de operación de 90°C. Tiene condiciones aptas para exteriores y se encuentra con conectores preinstalados para adaptarse al microinversor seleccionado, separados según la orientación del módulo fotovoltaico.

En el diseño de la instalación fotovoltaica se utiliza la orientación vertical (Portrait) ya que con esta orientación se garantiza un arreglo más compacto. El espaciamiento entre conectores es de 1,025 m en el cable engage para esta orientación, por lo tanto, se selecciona la referencia ET10-208-BULK de 5 conductores. Para conocer más detalles del conductor se recomienda la revisión del Anexo E.

Para un sistema trifásico balanceado de 208 V se deben conectar 3 microinversores alternando las fases de conexión (AB, BC y CA), tal como se muestra en la Figura 26. La cantidad del cableado necesaria para el arreglo fotovoltaico corresponde a la misma cantidad de microinversores a utilizar, por lo tanto, se requieren 33 unidades de la referencia seleccionada.

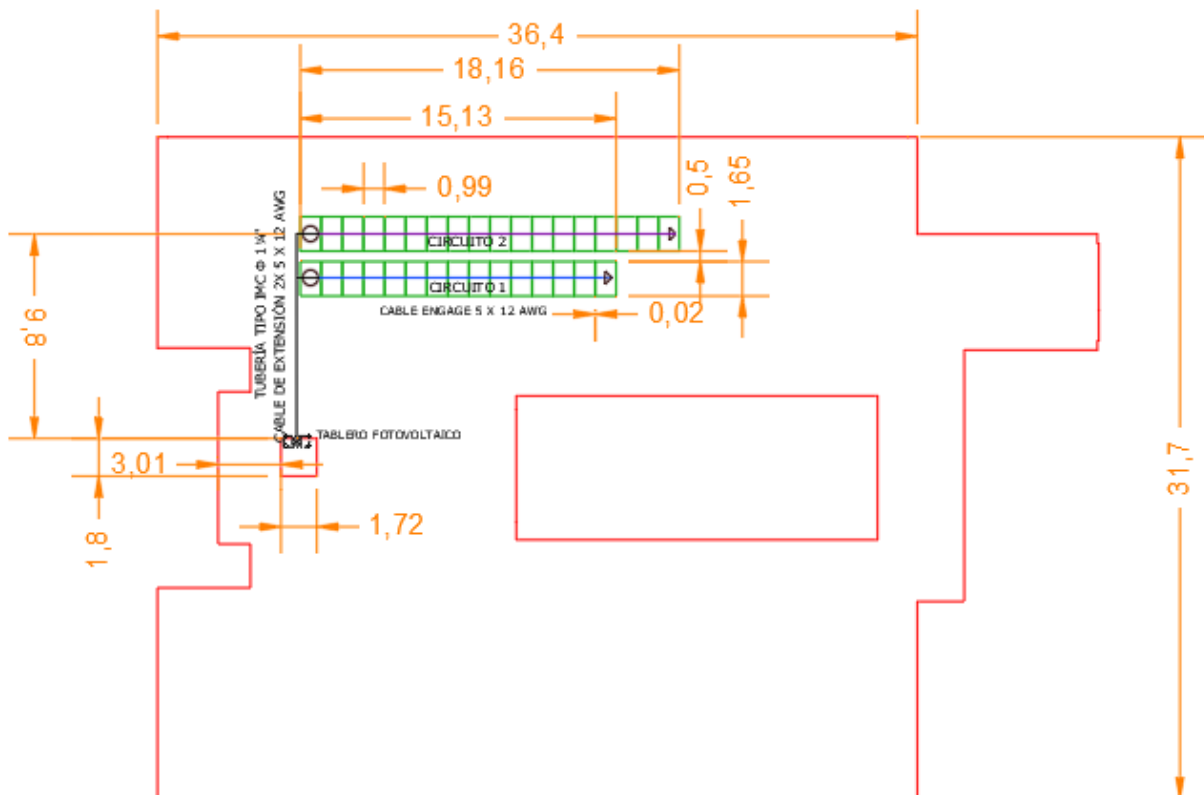
Figura 26. Sistema trifásico balanceado con microinversores para 208V



Fuente: Enphase

El arreglo fotovoltaico consta de la conexión en paralelo de los 33 microinversores, organizados en dos circuitos de 18 y 15 microinversores en orientación vertical. Las distancias y la distribución que tendrá el arreglo fotovoltaico sobre la cubierta se evidencian en la Figura 27. Para mayor detalle se puede revisar el Anexo B.

Figura 27. Detalle del arreglo fotovoltaico para el Edificio Mamitza Bayer



Se procederá a evaluar el cumplimiento de regulación de tensión, comúnmente en los diseños de instalaciones eléctricas se conoce como caída de tensión ya que se diseñan para cargas, pero los sistemas fotovoltaicos generan energía, por lo tanto, se denomina como el incremento de tensión, en esta sección se establece cercano al 1% según recomendaciones del fabricante en [16], el cálculo se realizará mediante el método planteado en [17] y validación por corriente del cable Engage,

el cual tiene una resistencia 6,88 Ω/km y una reactancia de 0,223 Ω/km , según la Tabla 9 de la NTC 2050 a 90°C para el calibre 12 AWG.

El circuito 1 cuenta con 15 microinversores formando un sistema trifásico equilibrado, para el cálculo de la regulación de tensión se trabaja con el equivalente monofásico tomando como referencia la fase A, la cual estará conectada en 10 microinversores del circuito.

La corriente que circula por el circuito 1 con $f_p=1$, viene dada por la expresión:

$$I_1 = \frac{\text{Número de microinversores} * P_{\text{máx cont}}}{\sqrt{3} * VL} \quad (10)$$

Dónde:

$P_{\text{máx cont}}$: Potencia de salida máxima continua del microinversor [W].

VL : Tensión de línea [V].

$$I_1 = \frac{15 * 240}{\sqrt{3} * 208} = 9,99 \text{ A}$$

La impedancia eficaz del cable Engage es:

$$Z_{eff} = R * \text{Cos}(\theta) + X * \text{Sen}(\theta) \quad (11)$$

$$Z_{eff} = 6,88 * \text{Cos}(0^\circ) + 0,223 * \text{Sen}(0^\circ) = 6,88 \Omega/\text{km}$$

La regulación fase-neutro se obtiene con la siguiente expresión establecida en [17]:

$$\Delta V_{F-N} = Z_{eff} * L * I \quad (12)$$

Dónde:

L = Distancia entre los espaciamientos de conectores portadores de corriente en la fase A [km].

Para obtener la distancia entre los espaciamentos de los conectores se debe tener en cuenta la distancia de los conectores que tengan la fase A energizada (10 para el circuito de 15 microinversores), recordando que la distancia entre conectores del cable Engage para orientación vertical es de 1,025 [m], lo que traduce en 0,001025 [km].

$$\Delta V_{F-N} = 6,88 * 10 * 0,001025 * 9,99 = 0,704 \text{ V}$$

La regulación fase a fase se obtiene con base en la anterior:

$$\Delta V_{F-F} = \sqrt{3} * \Delta V_{F-N} \quad (13)$$

$$\Delta V_{F-F} = \sqrt{3} * 0,704 = 1,22 \text{ V}$$

En porcentaje la regulación fase a fase sería:

$$\% \Delta V_{F-F} = \frac{\Delta V_{F-F}}{VL} * 100 \quad (14)$$

$$\% \Delta V_{F-F} = \frac{1,22}{208} * 100 = 0,587\%$$

El resultado del porcentaje de regulación muestra el cumplimiento con la recomendación del fabricante.

La corriente nominal del cable Engage es de 30 A, según la Tabla 310-16 de la NTC 2050 para el calibre 12 AWG, se asigna un factor de corrección por temperatura de 1 para una temperatura ambiente de 30 °C y temperatura nominal del conductor de 90°C.

La verdadera ampacidad del conductor se determina mediante:

$$I_{cable} = I_{nominal\ cable} * FT \quad (15)$$

Dónde:

I_{cable}: Capacidad de corriente del conductor en condiciones operativas [A].

I_{nominal cable}: Capacidad de corriente según el fabricante o la normatividad [A].

FT: Factor de corrección por temperatura.

$$I_{cable} = 30 * 1 = 30 \text{ A}$$

La capacidad de corriente del conductor cumple, ya que es mayor que la corriente que circula en el circuito 1 más un 25% de factor de seguridad. De manera análoga se realizan los cálculos para el circuito 2 y se muestran los resultados en la Tabla 15. Para mayor detalle revisar el Anexo F.

Tabla 15. Resultados de pérdidas y regulación de tensión Cable Engage

Número microinversores	15	18
Número de conectores portadores de la fase A	10	12
Corriente [A]	9,99	11,99
Regulación F-N [V]	0,70	1,01
Regulación F-F [V]	1,22	1,76
Regulación F-F [%]	0,59	0,84
Pérdidas de potencia trifásicas [W]	21,12	36,49
Pérdidas de potencia trifásicas [%]	0,59	0,84

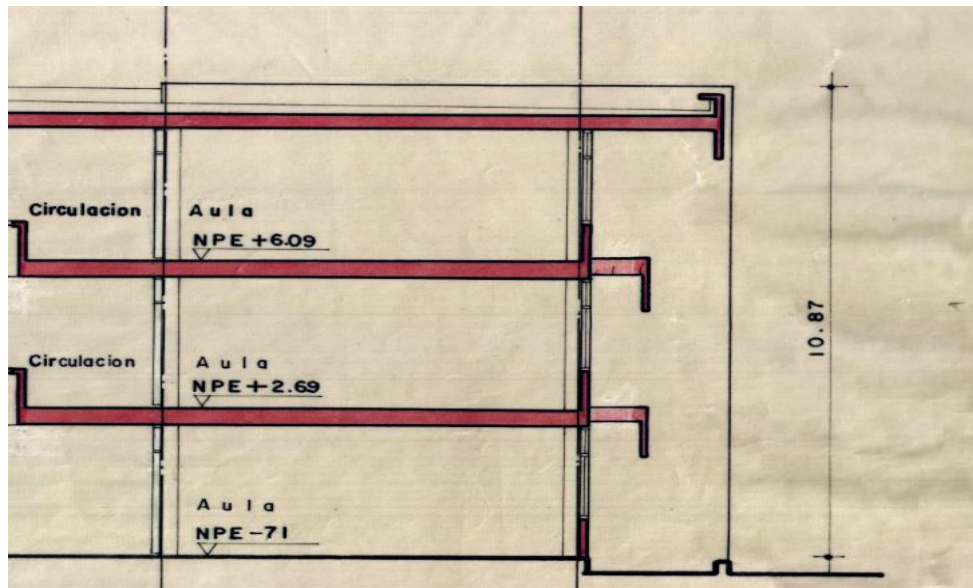
Las pérdidas de potencia mostradas en la Tabla 15 se calculan a partir del equivalente monofásico teniendo en cuenta la corriente de cada circuito, la impedancia eficaz de los conductores y la distancia entre conectores portadores de la fase A.

Se evidencia el cumplimiento de la regulación ya que es menor al 1% para ambos circuitos y las pérdidas de potencia son menores al 5% según lo establecido en la Tabla 2.4 de la norma ESSA para red de baja tensión. La capacidad de corriente del conductor cumple, ya que es mayor que la corriente que circula en el circuito 2 más un 25% de factor de seguridad.

En el arreglo fotovoltaico se requiere un terminador Enphase de derivación referencia Enphase ET-TERM-01 para la protección y aislamiento del final de cada circuito y dos acopladores Engage que permiten la conexión entre el cable Engage de los microinversores y el cable de extensión.

3.7.2.2. Cableado de extensión. El cable de extensión conecta los circuitos de microinversores con el tablero de concentración fotovoltaico que se localizará en el mismo lugar del TGBT1, debe ser de tipo encauchetado 5 conductores, para garantizar la compatibilidad con el acoplador Engage. La distancia entre la entrada de la cubierta y el arreglo fotovoltaico es de 9,8 m como se evidencia en la Figura 28, mientras que la distancia entre el primer nivel del Edificio hasta la cubierta es de 10,87 m. Por lo tanto, el conductor de extensión se diseñará con una longitud de 21 m, la cual es la distancia entre el arreglo fotovoltaico y el tablero acumulador fotovoltaico localizado en el salón 105 del Edificio Mamitza Bayer.

Figura 28. Distancia entre el primer nivel y la cubierta



Fuente: Dirección de planeación

Examinando vía web el catálogo de diferentes fabricantes de cables en el mercado nacional, se establece que el cable Multiflex PVC/NY 600 V 90°C encauchetado de 5 conductores del fabricante Nexans es compatible con el acoplador Engage, por lo cual se selecciona en el diseño de la instalación fotovoltaica. De acuerdo con las especificaciones del producto, la capacidad de corriente nominal del cable Multiflex PVC/NY 5 X 12 AWG es de 30 A. Por lo cual, se procederá a evaluar el cumplimiento de regulación de tensión de 2% y validación por corriente del conductor realizando la misma metodología aplicada para el cable Engage de los microinversores, el cable 12 AWG tiene una resistencia en corriente alterna de 6,56 Ω /km para una temperatura de 75°C y una reactancia de 0,223 Ω /km según la Tabla 9 de la NTC 2050, por lo cual la resistencia a 90°C sería 6,88 Ω /km. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 16.

Tabla 16. Resultados de pérdidas y regulación de tensión Cable extensión #12
AWG

Número de microinversores	15	18
Corriente [A]	9,99	11,99
Regulación F-N [V]	1,44	1,73
Regulación F-F [V]	2,5	3
Regulación F-F [%]	1,2	1,44
Pérdidas de potencia trifásicas [W]	41,27	59,42
Pérdidas de potencia trifásicas [%]	1,15	1,65

De acuerdo a los resultados mostrados previamente, el calibre 12 AWG evaluado cumple con el límite del 2% para la regulación en este tramo del diseño. Para mayor detalle de los cálculos revisar el Anexo F. Las pérdidas de potencia son menores al 5% según lo establecido en la Tabla 2,4 de la norma ESSA para red de baja tensión.

El procedimiento de validación por corriente del conductor establece que la capacidad de corriente del conductor en condiciones operativas de temperatura es mayor que las corrientes que circularán en ambos circuitos.

3.7.2.3. Cableado de la acometida. Para el cableado de la acometida fotovoltaica se utiliza cable THHN/THWN-2. Se encuentran diseñados para trabajar a una temperatura de operación de 90°C en ambientes secos, húmedos y mojados, proporcionando mayor capacidad de corriente que los alambres y cables THHN/TWHN, los cuales en ambientes mojados su temperatura de operación máxima se reduce a 75°C [19].

La corriente que debe soportar el conductor de la acometida viene dada por:

$$I_{\text{nominal acometida}} = 1,25 * (I_1 + I_2) \quad (16)$$

Dónde

I_1 : Corriente nominal del circuito 1 [A].

I_2 : Corriente nominal del circuito 2 [A].

$$I_{\text{nominal acometida}} = 1,25 * (9,99 + 11,99) = 27,48 \text{ A}$$

Según la Tabla 310-16 de la NTC 2050 el conductor a seleccionar sería el 12 AWG con una corriente nominal del conductor de 30 A para una temperatura de 90°C, sin embargo, la NTC 2050 recomienda en las anotaciones de la Tabla 310-16 para este calibre en la temperatura de operación una protección de sobrecorriente de 20 A, por lo cual se debe seleccionar el calibre 10 AWG con una protección recomendada de 30 A. Los resultados de la validación por corriente y regulación de tensión se muestran en la Tabla 17, asumiendo una distancia entre el tablero fotovoltaico y el TGBT1 de 2 m.

Tabla 17. Resultados de pérdidas y regulación de tensión en la acometida

Corriente nominal acometida [A]	27,48
Regulación F-N [V]	0,23
Regulación F-F [V]	0,39
Regulación F-F [%]	0,19
Pérdidas de potencia trifásicas [W]	18,72
Pérdidas de potencia trifásicas [%]	0,24

Se evidencia el cumplimiento de la regulación ya que es menor al 1% en este tramo del diseño y las pérdidas de potencia son menores al 5% según lo establecido en la Tabla 2,4 de la norma ESSA para red de baja tensión.

Las regulaciones desde la salida de los microinversores hasta el TGBT1 del Edificio son menores al 3% en ambos circuitos, lo cual se ajusta a lo establecido en la norma ESSA Tabla 2,3 para la acometida hasta el tablero de distribución. El procedimiento de validación por corriente del conductor establece que la capacidad de corriente del conductor en condiciones operativas de temperatura es mayor que las corrientes que circularán en ambos circuitos. Para mayor detalle referirse al Anexo F.

El conductor de neutro se dimensiona del mismo calibre que la fase de acuerdo con la sección 220-22 de la NTC 2050 y el conductor de tierra según la Tabla 250-95 para una protección de 30 A será del calibre 10 AWG. En el caso del conductor de tierra debe ser cobre desnudo mientras que para las fases y el neutro deberá ser aislado. Examinando vía web el catálogo de diferentes fabricantes de cables en el mercado nacional, en la Tabla 18 se muestran los precios actualizados de los diferentes conductores considerados para el diseño de la acometida. Para mayor detalle referirse al Anexo E.

Tabla 18. Conductores THHN/THWN-2 considerados en la acometida

Fabricante	Calibre	Precio 2017 [COP/m]
Nexans	#10 AWG	1.920
Procables	#10 AWG	1.698
Centelsa	#10 AWG	3.106

Se selecciona el fabricante Procables por su relación calidad/precio y las certificaciones de conformidad del producto que lo avalan.

3.7.2.4. Cableado equipo de gestión fotovoltaico. El fabricante recomienda cableado 14 AWG para el sistema de alimentación del equipo a 120 V, la distancia desde el tablero fotovoltaico hasta el equipo Envoy se estima cercana a 1 m. La corriente se estima cercana a los 15 A según la recomendación de la protección termomagnética del fabricante. La regulación para sistemas monofásicos según [17], se obtiene mediante la expresión:

$$\Delta V_{F-N} = Z_{eff} * 2 * l * I \quad (17)$$

$$\Delta V_{F-N} = 10,66 * 2 * 0,001 * 15 = 0,32 \text{ V}$$

El porcentaje de regulación para este sistema sería:

$$\% \Delta V_{F-N} = \frac{\Delta V_{F-N}}{V_r} * 100 \quad (18)$$

Dónde:

V_r : Tensión recibida [V]

$$\% \Delta V_{F-N} = \frac{0,32}{120} * 100 = 0,27\%$$

La Tabla 19 contiene los resultados de pérdidas y regulación para el cableado que tiene el equipo de gestión, los cuales deberán cumplir con los porcentajes máximos establecidos para el diseño de la instalación.

Tabla 19. Resultados de pérdidas y regulación de tensión en el cableado del Envoy

Corriente [A]	15
Regulación F-N [V]	0,32
Regulación F-N [%]	0,27
Pérdidas de potencia monofásicas [W]	2,4
Pérdidas de potencia monofásicas [%]	0,13

Respecto a la validación por corriente el cable recomendado cumple con la corriente estimada según la protección designada por el fabricante. El conductor de neutro y tierra se dimensionan del mismo calibre que la fase. En el caso del conductor de tierra debe ser cobre desnudo mientras que para la fase y el neutro deberá ser aislado.

Examinando vía web el catálogo de diferentes fabricantes de cables en el mercado nacional, para el cable THHN/THWN-2 14 AWG se muestran los precios actualizados en la Tabla 20 para los diferentes conductores considerados. El Anexo E detalla los catálogos de cada conductor.

Tabla 20. Conductores THHN/THWN-2 considerados en el Envoy

Fabricante	Calibre	Precio 2017 [COP/m]
Nexans	#14 AWG	935
Procables	#14 AWG	822
Centelsa	#14 AWG	1503

Se selecciona el fabricante Procables por su relación calidad/precio y las certificaciones de conformidad del producto que lo avalan.

3.7.3. Protecciones. En esta sección se evalúan las protecciones necesarias para el diseño de la instalación fotovoltaica del Edificio Mamitza Bayer.

3.7.3.1. Protecciones en DC. Los microinversores de la marca Enphase tienen una protección integrada contra sobretensiones, superior a la mayoría de los inversores tradicionales. Sin embargo, si el sobrevoltaje tiene suficiente energía, se puede exceder la protección integrada en el microinversor y el equipo podría afectarse. Motivo por el cual, el fabricante recomienda proteger el sistema con pararrayos o dispositivos supresores de sobrevoltaje [20].

Atendiendo la recomendación del fabricante, se plantea que el SIPRA del Edificio Mamitza Bayer protegerá el sistema fotovoltaico ante sobretensiones provocadas por el impulso atmosférico.

3.7.3.2. Protecciones en AC. Las protecciones se dimensionan de acuerdo a los datos obtenidos para el cableado AC, como se evidenció el diseño del sistema requiere de un tablero fotovoltaico en donde se concentran el circuito 1 y el circuito 2, los cuales se protegen mediante interruptores tripolares termomagnéticos, a su vez en el tramo de salida de dicho tablero de concentración fotovoltaico hacia el TGBT1 requerirá de un totalizador de protección eléctrica y el TGBT1 necesita un totalizador con las mismas características. La sección 240-3 de la NTC 2050 indica que para la protección de sobrecorriente en los conductores se realiza de acuerdo con su capacidad de corriente [21], este valor se obtiene en la Tabla 310-16 para una temperatura de 90° C de la NTC 2050 y en sus anotaciones se recomienda el

valor de las protecciones de sobrecorriente para algunos calibres. La Tabla 21 contiene los valores calculados de las protecciones termomagnéticas para cada circuito del sistema fotovoltaico, así mismo las protecciones para las acometidas. Para el equipo de gestión se atendió la recomendación del fabricante, el cual establece una protección de sobrecorriente máxima de 15 A.

Tabla 21. Cálculo de las protecciones Temomagnéticas por circuito Fotovoltaico y totalizador del sistema

	Calibre del conductor	Capacidad de corriente de conductor [A]	Protección recomendada NTC 2050 [A]
Circuito 1	#12 AWG	30	20
Circuito 2	#12 AWG	30	20
Totalizador tablero fotovoltaico	#10 AWG	40	30
Totalizador tablero general	#10 AWG	40	30

Se realizó la revisión de los catálogos de las principales marcas comercializadoras de protecciones del mercado colombiano las cuales tienen certificado RETIE, los precios al año 2017 se actualizarán de acuerdo con [22] utilizando el índice de precios al productor (IPP) publicado por el DANE.

$$C_m = \frac{C_o * IPP_m}{IPP_o} \quad (19)$$

Dónde:

Cm: Costo del mes a calcular [COP].

Co: Costo de la oferta encontrada [COP].

IP_m: Índice de precios al productor del mes a calcular.

IP_o: Índice de precios al productor del mes de la oferta.

La Tabla 22 contiene los precios comerciales de las protecciones seleccionadas de los principales fabricantes del mercado colombiano, para la actualización de los precios a la fecha actual se utilizó el índice de precios al productor.

Tabla 22. Precios comerciales de protecciones requeridas

Tipo de protección	Referencia de la protección	Fabricante	Precio [COP] 2017
Interruptor termomagnético monopolar	DSE-1015	Legrand	13.180
	HOM115	Schneider	18.200
	Q115	Siemens	19.212
Interruptor termomagnético tripolar	DSE-3020	Legrand	117.890
	Q320	Siemens	134.132
Interruptor termomagnético industrial (Totalizador)	DRX- 227003	Legrand	219.400
	3VT1703-2DM36-0AA0	Siemens	254.176
	1SDA 066700 R1	ABB	223.500

Teniendo en cuenta la lista de precios se deciden seleccionar las siguientes protecciones para el sistema fotovoltaico, para mayor detalle referirse al Anexo E.

La Tabla 23 muestra las protecciones requeridas en el diseño de la instalación fotovoltaica para el Edificio Mamitza Bayer.

Tabla 23. Protecciones requeridas para el diseño del sistema fotovoltaico

Cantidad	Descripción	Referencia	Fabricante
1	Interruptor termomagnético monopolar de 15 A	DSE-1015	Legrand
2	Interruptor termomagnético tripolar de 20 A	DSE-3020	Legrand
2	Interruptor termomagnético Industrial (Totalizador) de 30 A	DRX- 227003	Legrand

Se seleccionan dos totalizadores atendiendo lo planteado en la NTC 2050 respecto a los medios de desconexión de los conductores no puestos a tierra que pueden consistir en uno o más de uno, por lo tanto, para brindar mayor seguridad se proporcionan medios de desconexión del sistema fotovoltaico en el tablero de concentración fotovoltaico y el tablero general de baja tensión 1.

3.7.4. Canalizaciones. Para proteger tanto el cableado de extensión a la intemperie como el de la acometida de posibles anomalías (roedores, humedad, incendios, entre otras) que puedan afectar la vida útil del conductor, en esta sección se selecciona la canalización adecuada para este proyecto. Con el objetivo de garantizar mayor seguridad en la protección del cableado y evitar fracturación durante la implementación, es por esto por lo que se selecciona la tubería eléctrica metálica tipo IMC.

De acuerdo con la NTC 2050, el número de conductores en una sola tubería no debe superar los límites mostrados en la Tabla 24. Estos valores aplican para los diferentes tipos de tubería, entre ellos la tubería IMC.

Tabla 24. Porcentaje de la sección transversal en tubos conduit y tuberías, para el llenado de conductores

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

Fuente: [21]

El porcentaje de ocupación de los conductores en una tubería se halla mediante la expresión:

$$\%Oc = \frac{\sum \text{Sección total de conductores}}{\text{Sección interior de la canalización}} * 100 \quad (20)$$

La sección interior de la canalización para la tubería IMC se obtiene a través de la Tabla 4 de la NTC 2050, de acuerdo con el tamaño comercial seleccionado. Las secciones totales se encuentran en la Tabla 5 de la NTC 2050 para conductores recubiertos y en la Tabla 9 de la NTC 2050 para conductores desnudos.

La conexión eléctrica entre el arreglo fotovoltaico y el tablero acumulador tiene dos cables multiconductores de cinco conductores calibre 12 AWG tipo PVC-NY. Para calcular el porcentaje de ocupación del tubo conduit se considera al multiconductor con sus dimensiones reales de acuerdo con lo estipulado en las anotaciones de la Tabla 1 del capítulo 9 de la NTC 2050, por lo tanto, según la hoja de datos el cable tiene un diámetro exterior de 11,4 mm y una sección transversal de 102,07 mm². Se selecciona la tubería tipo IMC de 1¼ pulgadas y 1061,93 mm² de sección, para un porcentaje de ocupación del 19,22%, cumpliendo lo establecido en la Tabla 24 para dos conductores.

El tramo de la acometida que abarca desde el tablero fotovoltaico hasta el TGBT1 cuenta con cuatro conductores aislados THHN/THWN-2 calibre 10 AWG para las fases y el neutro, además de un conductor desnudo THHN/THWN-2 calibre 10 AWG para la conexión a tierra. Se selecciona la tubería tipo IMC de 1/2 pulgada y 220,64 mm² de sección, para un porcentaje de ocupación del 27,03%, cumpliendo lo establecido en la Tabla 24 para más de dos conductores.

El conexionado del equipo de gestión consta de dos conductores aislados THHN/THWN-2 calibre 14 AWG para la fase y el neutro, además de un conductor desnudo THHN/THWN-2 calibre 14 AWG para la conexión a tierra. Se selecciona la tubería tipo IMC de 1/2 pulgada y 220,64 mm² de sección, para un porcentaje de ocupación del 6,65%, cumpliendo lo establecido en la Tabla 24 para más de dos conductores.

La Tabla 25 muestra la tubería seleccionada para cada tramo de la instalación fotovoltaica, para mayor detalle de los cálculos realizados se debe remitir al Anexo G.

Tabla 25. Tubería IMC seleccionada para la instalación fotovoltaica

Conexionado	Tamaño comercial de la tubería IMC [pulg]	Porcentaje de ocupación [%]
Cableado de extensión	1¼	19,22
Cableado de acometida	1/2	27,03
Cableado de equipo de gestión	1/2	6,65

Se buscaron vía web los catálogos de las principales distribuidoras de tubería metálica tipo IMC, lo cual permitió optar por la marca Colmena debido a su confiabilidad y reconocimiento en el mercado. En la Tabla 26 se aprecian la cantidad y el precio de la tubería seleccionada para la instalación fotovoltaica.

Tabla 26. Cantidad y precios de la tubería IMC seleccionada

Sección del tubo IMC	Distancia [m]	Precio unitario [COP/3m]	Cantidad	Total [COP]
1/2 pulgada	3	\$19.142	1	\$19.142
1¼ pulgada	21	\$43.792	7	\$306.544

Las cantidades mostradas anteriormente en la Tabla 26, atienden el diseño de las distancias establecidas previamente para cada tramo de la instalación fotovoltaica.

3.7.5. Tablero de concentración fotovoltaico. Tiene la función de concentrar la energía producida por el arreglo fotovoltaico en corriente alterna, debe tener capacidad para 7 circuitos de tipo enchufables debido a los 2 interruptores tripolares de los microinversores y el interruptor monopolar del Envoy, condiciones de uso interior ya que se localizará cercano al TGBT1 del Edificio Mamitza Bayer. Adicionalmente debe ser trifásico 208 V, espacio para totalizador, barrajes de fases, neutro y tierra instaladas, puerta y cerradura. Se revisaron los catálogos de las principales comercializadoras en el mercado colombiano, seleccionando los modelos mostrados en la Tabla 27, los cuales se ajustan a las necesidades del trabajo de grado.

Tabla 27. Tableros eléctricos evaluados

Referencia	Fabricante	Precio 2017 [COP]
TWC-12MBO	Legrand	413.320
8GE20312-6PT	Siemens	523.954
NTQ-412-T-SQ	Schneider Electric	544.553

Teniendo en cuenta la evaluación de precios en el presente año, se selecciona el tablero Legrand TWC-12MBO por su relación costo/beneficio y la garantía del cumplimiento total de los parámetros y certificado RETIE. Para mayor detalle de características y precios se recomienda la revisión del Anexo E.

3.7.6. Sistema de puesta a tierra. El sistema de puesta a tierra se realiza con el propósito de garantizar la protección integral de los seres vivos que puedan verse afectados ante tensiones de paso, de contacto o transferidas.

“Los modelos de microinversores Enphase no necesitan un conductor de electrodo de conexión a tierra (GEC), debido a que integra un sistema de protección por fallo de conexión a tierra (GFP)” [23].

Por lo tanto, debido a que el microinversor ofrece el sistema de protección por fallo de conexión a tierra, los módulos fotovoltaicos cuentan con esta protección de respaldo.

De acuerdo con la NTC 2050, Se deben aterrizar las partes expuestas metálicas no portadoras de corriente de las estructuras de soporte de los paneles solares, equipos y encerramientos de conductores, independientemente del nivel de tensión [21].

Por lo tanto, el barraje de tierra del tablero fotovoltaico debe conectarse al sistema de puesta a tierra del Edificio Mamitza Bayer, así como las estructuras metálicas para garantizar la equipotencialidad en cada elemento del sistema.

3.8 ESTRUCTURA SOPORTE PARA LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La inclinación del panel para mejorar su rendimiento es un factor que cobra relevancia, es por esto por lo que para las estructuras se simplifica la clasificación en instalaciones fijas y móviles (conocidas como seguidores solares).

Los seguidores solares cuentan con una mayor producción energética esto es un factor importante a simple vista, pero presentan ciertas desventajas respecto a las estructuras fijas:

- Son estructuras caras por su complejidad mecánica.
- Requieren un consumo energético para su funcionamiento.
- El mantenimiento de las instalaciones se ve incrementado.
- Es necesaria una superficie de terreno mayor para evitar las sombras entre estructuras.

Estos aspectos reducen los tiempos de amortización de la instalación, por lo tanto, en este trabajo de grado se optará por estructuras fijas, ya que son las recomendadas para un SFCR debido a que permiten maximizar la producción energética anual.

3.8.1. Selección de la estructura. Se revisaron las principales comercializadoras presentes en internet, otorgando así los criterios establecidos en la Tabla 28 para la selección del bastidor.

Tabla 28. Principales parámetros para la selección del bastidor

Parámetro	Valores Establecidos	Observación
Disposición	Vertical	Posición seleccionada para el módulo en el diseño del sistema.
Ubicación	Cubiertas de hormigón	Cubierta disponible en el Edificio Mamitza Bayer
Inclinación	$\geq 10^\circ$	Garantiza autolimpieza
Material bastidor	Acero inoxidable, hierro galvanizado o aluminio anodizado	Ideal para instalaciones en exteriores
Material tornillería	Acero inoxidable	Ideal para instalaciones en exteriores
Capacidad	1 a 20 módulos	Rango seleccionado en este trabajo de grado
Tamaño del módulo a instalar	≥ 60 celdas	Rango que abarca al módulo seleccionado

El mercado ofrece varias referencias respecto a bastidores comúnmente usados en instalaciones fotovoltaicas, en el diseño de la instalación se tendrán en cuenta bastidores que cumplan con los parámetros de selección propuestos. Se revisaron los costos asociados a estas estructuras en la comercializadora vía web Teknosolar INC, obteniendo los precios que se muestran en la Tabla 29.

Tabla 29. Bastidores considerados para la selección

Referencia del bastidor	Costo unitario [USD\$]	Costo bastidores para 33 módulos [USD\$]
CVA915XL	125,3	1508,4
CVA915	106,2	1470,2
CVE915XL	161,1	1580
CVE915	137,2	1532

Se llevó a cabo la evaluación de los parámetros con la hoja de datos suministrada por el fabricante, obteniendo los porcentajes de cumplimiento para cada referencia mostrados en la Tabla 30. La descripción de cada bastidor, así como la evaluación de cumplimiento se pueden apreciar en el Anexo E.

Tabla 30. Resultados de la evaluación de cumplimiento de los bastidores

Referencia del bastidor	Porcentaje de cumplimiento de parámetros [%]
CVA915XL	100
CVA915	100
CVE915XL	100
CVE915	100

Se evidencia que las referencias seleccionadas cumplen con todos los parámetros de selección, es así como se escoge la referencia de bastidor Sunfer CVA915 la cual ofrece el precio más bajo. Por seguridad las estructuras deben ser aterrizadas al sistema de puesta a tierra del Edificio.

Los bastidores seleccionados incluyen toda la perfilería, tornillería y accesorios necesarios para la fijación de los módulos fotovoltaicos.

3.9 CARGA EJERCIDA POR EL ARREGLO FOTOVOLTAICO

Como parte del correcto diseño de la instalación fotovoltaica se debe calcular la carga ejercida sobre la cubierta que aportaría dicha instalación para garantizar que no supere la resistencia mecánica de la cubierta.

A continuación, se presentan las cargas de los elementos involucrados en la instalación fotovoltaica que ejercen carga sobre la cubierta, así mismo se tiene en cuenta el número de elementos utilizados por cada referencia, especificando el total aportado por la instalación. Para los bastidores se realizaron las estimaciones sugeridas en [24], todos los cálculos se encuentran detallados en el Anexo H, los cuales están basados en las hojas de datos presentes en el Anexo E. La Tabla 31 contiene las cantidades y el peso asociado a cada elemento que compone el arreglo fotovoltaico.

Tabla 31. Pesos de los elementos de la instalación fotovoltaica

Elemento	Peso unitario [kg]	Peso unitario [kg/m]	Cantidad de elementos	Peso total [kg]
Módulo fotovoltaico	19	-	33	627,0
Microinversor	1,6	-	33	52,8
Cable PV	-	0,05	33	1,5
Cable Engage	-	0,056	33	1,9
Acoplador Engage	0,1	-	2	0,2
Terminador de circuito	0,05	-	1	0,1
Tubería IMC 1/2 pulgada	3,025	-	1	3,0
Tubería IMC 1¼ pulgada	7,275	-	7	50,9

Elemento	Peso unitario [kg]	Peso unitario [kg/m]	Cantidad de elementos	Peso total [kg]
Accesorio tubería IMC curva 1¼ pulgada	1,03	-	1	1,0
Accesorio tubería IMC unión 1¼ pulgada	0,188	-	6	1,1
Cable extensión	-	0,2444	2	10,3
Acoplador Engage	0,91	-	2	1,8
Bastidor	-	-	33	4,7
Total				756,3

Como se aprecia en la Tabla 31, el peso total de la instalación fotovoltaica es de 756,3 kg, tanto el tablero acumulador, el equipo de gestión y los conductores de la acometida no se tiene en cuenta, ya que están ubicados en el salón 105 del Edificio Mamitza bayer. La carga aplicada sobre la cubierta viene dada por la expresión:

$$Carga\ ejercida = \frac{carga\ total\ del\ arreglo\ fotovoltaico\ [kg]}{\text{Área efectiva de la cubierta } [cm^2]} \quad (21)$$

Asumiendo que la carga del arreglo se concentrará mayoritariamente en el área de los paneles solares, por lo tanto, se tiene que el área efectiva corresponde a 690.000 cm² como se aprecia en el Anexo B.

$$Carga\ ejercida = \frac{756,3\ kg}{690.000\ cm^2}$$

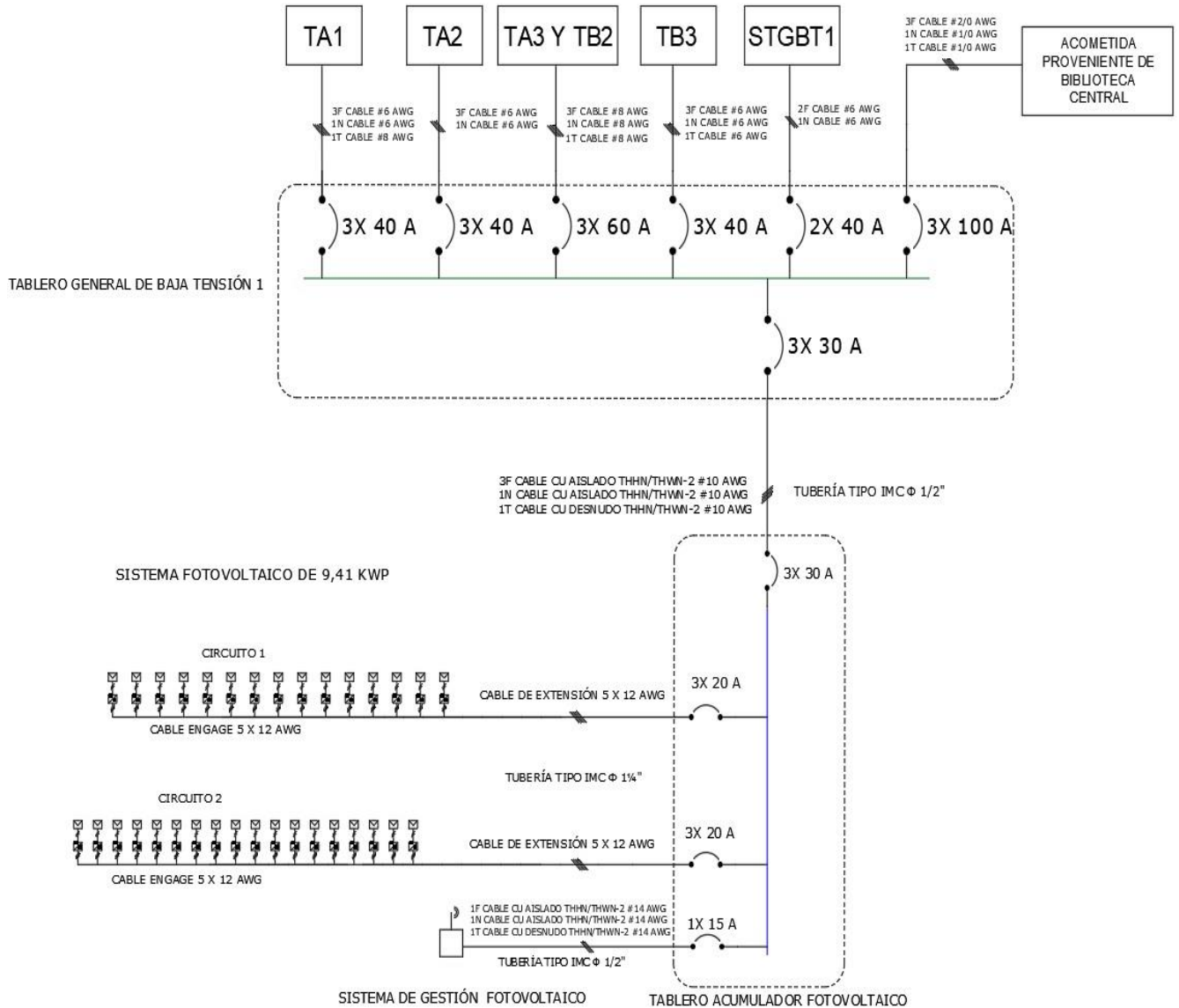
$$Carga\ ejercida = 0,001096\ kg/cm^2$$

Para el presente trabajo de grado se realizó la búsqueda de dicha resistencia en las bases de datos disponibles en planeación, sin encontrar un dato oficial de este Edificio ya que no existen planos estructurales del mismo, por lo cual se consultó la información del Edificio Daniel Casas por tener condiciones similares al Edificio de interés, en los planos estructurales suministrados por planeación se muestra una resistencia del concreto de 210 kg/cm^2 , por lo tanto, la carga ejercida a la cubierta no supera su valor nominal de resistencia. Para mayor detalle de los planos estructurales se recomienda revisar el Anexo B.

3.10 DIAGRAMA ELÉCTRICO UNIFILAR DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Con base en la elección de los elementos y aspectos técnicos del sistema se diseñó el diagrama eléctrico unifilar para el sistema fotovoltaico conectado a la red de 9,41 kWp en el Edificio Mamitza Bayer, apreciado en la Figura 29. Para mayor detalle del diagrama se debe revisar el Anexo B.

Figura 29. Diagrama eléctrico unifilar del sistema fotovoltaico conectado a red



El diagrama unifilar mostrado en la Figura 29, presenta la distribución del arreglo fotovoltaico, de la misma manera la interconexión eléctrica entre el sistema solar fotovoltaico conectado a la red y el TGBT1, así mismo, las protecciones termomagnéticas que deben tener cada uno de los tableros. Debido a la característica modular del sistema, puede ser ampliado a medida que la demanda justifique la inversión.

4. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

En este capítulo se realizará el análisis económico, evaluando el presupuesto de la instalación fotovoltaica, estimando el costo de los equipos seleccionados, la viabilidad económica y el periodo de retorno de la inversión, teniendo en cuenta los incentivos tributarios que ofrece el marco jurídico colombiano actual para este tipo de proyectos.

4.1 PRESUPUESTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

El gobierno colombiano a través del decreto 2143 de 2015 estableció los beneficios para los proyectos de generación eléctrica por medio de fuentes no convencionales de energía (FNCE) para personas naturales y jurídicas, los cuales se enlistan a continuación.

- **Deducción especial sobre el impuesto de renta y complementarios:** Los contribuyentes declarantes sobre la renta y complementarios tendrán el derecho de deducir hasta el 50% del valor de las inversiones, en un periodo no mayor a 5 años.
- **Exclusión del IVA:** Estarán excluidos la compra de equipos, elementos y maquinaria, nacionales o importados, o la adquisición de servicios dentro o fuera del territorio nacional que se destinen a la producción y utilización de energía a partir de FNCE.
- **Exención de gravamen arancelario:** Con el registro de la certificación ante la Ventanilla Única de Comercio Exterior se cumplirá la exención a la DIAN de equipos, maquinaria, materiales e insumos.

- Régimen de depreciación acelerada: Para las etapas de preinversión, inversión y operación de proyectos de generación a partir de FNCE se podrá aplicar el incentivo de depreciación fiscal hasta una tasa anual global del 20%.

Por lo tanto, para la estimación del presupuesto no se tendrán en cuenta el IVA y aranceles de los productos. Los productos con precio en dólares americanos se convertirán a pesos colombianos a través de una tasa representativa del mercado promedio de 2950 pesos colombianos por dólar estadounidense.

El montaje, pruebas y puesta en marcha de la instalación requiere de personal capacitado en sistemas fotovoltaicos (dos técnicos electricistas y un ingeniero electricista). El salario mensual de un ingeniero electricista asciende en promedio a los 3.000.000 pesos colombianos, mientras que para el técnico electricista 1.500.000 pesos colombianos. El periodo de montaje, pruebas y puesta en marcha se estima como mínimo de quince días según los imprevistos, por lo cual se establece el pago de la mano de obra mostrado en la Tabla 32. Este salario es proporcional a los días trabajados teniendo como base lo que devenga mensualmente el trabajador.

Tabla 32. Costo asociado al montaje, pruebas y puesta en marcha de la instalación

TRABAJADOR	SALARIO [COP/día]	SALARIO TOTAL [COP]
Ingeniero Electricista	\$100.000	\$1.500.000
Técnico Electricista 1	\$50.000	\$750.000
Técnico Electricista 2	\$50.000	\$750.000
	COSTO MANO DE OBRA [COP]	\$3.000.000

La Tabla 33 contiene el presupuesto detallado del arreglo fotovoltaico para el Edificio Mamitza Bayer en pesos colombianos para el año 2017. Para mayor detalle revisar el Anexo I.

Tabla 33. Presupuesto de la instalación fotovoltaica

DESCRIPCIÓN	UNIDAD DEL PRECIO	VALOR UNITARIO [COP]	CANTIDAD	SUBTOTAL [COP]
Suministro de módulos fotovoltaicos de 285 W, referencia Jinko Solar JKM285M-60-V	Un	\$647.378	33	\$21.363.458
Suministro de microinversores Enphase M250, referencia M250-72-2LL-S22	Un	\$351.994	33	\$11.615.802
Suministro de equipo de gestión fotovoltaico, referencia Envoy-S Standard	Un	\$1.394.937	1	\$1.394.937
Suministro de estructuras de soporte para 15 paneles solares de 60 celdas con inclinación de 10°, referencia Sunfer CVA915	Un	\$1.581.879	1	\$1.581.879
Suministro de estructuras de soporte para 18 paneles solares de 60 celdas con inclinación de 10°, referencia Sunfer CVA916	Un	\$2.019.216	1	\$2.019.216
Suministro de cableado de microinversores Enphase con 15 conectores, referencia cable Engage ET10-208-BULK	Un	\$59.885	15	\$898.275
Suministro de cableado de microinversores Enphase con 18 conectores, referencia cable Engage	Un	\$59.885	18	\$1.077.930
Suministro de acoplador Engage para cada circuito, referencia Enphase ET-SPLK-01	Un	\$54.133	2	\$108.265
Suministro de terminador de cable para cada circuito, referencia Enphase ET-TERM-01	Un	\$54.516	2	\$109.032

DESCRIPCIÓN	UNIDAD DEL PRECIO	VALOR UNITARIO [COP]	CANTIDAD	SUBTOTAL [COP]
Suministro de cableado multiconductor de extensión Nexans 5 X 12 AWG para los dos circuitos del arreglo fotovoltaico con distancia 21 m cada uno, referencia Multiflex PVC/NY 5 X 12 AWG	M	\$10.950	42	\$459.900
Suministro de cable aislado para la acometida (3 fases y neutro), referencia cable monopolar Procables THHN/THWN-2 CT 10 AWG	M	\$1.174	8	\$9.392
Suministro de cable desnudo para la acometida (conexión a tierra), referencia alambre Procables THHN/THWN-2 CT 10 AWG	M	\$1.410	2	\$2.820
Suministro de cable aislado para el equipo de gestión (1 fase y neutro), referencia cable monopolar Procables THHN/THWN-2 CT 14 AWG	M	\$822	2	\$1.644
Suministro de cable desnudo para el equipo de gestión (conexión a tierra), referencia alambre Procables THHN/THWN-2 CT 14 AWG	M	\$609	1	\$609
Suministro de interruptor termomagnético monopolar de 15 A, referencia Legrand DSE-1015	Un	\$13.180	1	\$13.180
Suministro de interruptor termomagnético tripolar de 20 A, referencia Legrand DSE-3020	Un	\$117.890	2	\$235.780
Suministro de interruptor termomagnético industrial (totalizador) de 30 A, referencia Legrand DRX- 227003	Un	\$219.400	2	\$438.800
Suministro de tablero eléctrico de 200 A, puerta, chapa plástica, cerradura y llave, espacio para 12 circuitos y totalizador, referencia Legrand TWC-12MBO	Un	\$413.320	1	\$413.320

DESCRIPCIÓN	UNIDAD DEL PRECIO	VALOR UNITARIO [COP]	CANTIDAD	SUBTOTAL [COP]
Suministro de tubería conduit galvanizada IMC para una distancia de 3 m en total, referencia Colmena conduit IMC (UL1242) 1/2"	3m	\$19.142	1	\$19.142
Suministro de tubería conduit galvanizada IMC para una distancia de 21 m en total, referencia Colmena conduit IMC (UL1242) 1 ¼ "	3m	\$43.792	7	\$306.544
Suministro de accesorio de unión para tubería conduit galvanizada IMC, referencia Colmena unión conduit galvanizada IMC 1 ¼ "	Un	\$3.016	6	\$18.096
Suministro de accesorio de curva 90° para tubería conduit galvanizada IMC, referencia Colmena curva 90° conduit galvanizada IMC 1 ¼ "	Un	\$11.484	1	\$11.484
Concepto de mano de obra constituida por el montaje, pruebas y puesta en marcha de la instalación fotovoltaica realizada por personal capacitado durante un periodo de 15 días	un global	\$3.000.000	1	\$3.000.000
Concepto de certificación de conformidad RETIE para la instalación fotovoltaica emitido por profesional autorizado	un global	\$2.000.000	1	\$2.000.000
			SUBTOTAL [COP]	\$47.099.504
			A.I.U (20%) [COP]	\$9.419.901
			TOTAL [COP]	\$56.519.405

De acuerdo con la Tabla 33, el presupuesto estimado para la implementación del sistema fotovoltaico corresponde a 56.519.405 pesos colombianos. En el presupuesto no se contempló el IVA ni los aranceles de importación, ya que el marco jurídico así lo define en sus incentivos tributarios, con previa autorización de la UPME y la ANLA.

4.2 EVALUACIÓN FINANCIERA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

El análisis de rentabilidad financiera del proyecto se realizará mediante las evaluaciones de Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y el tiempo de recuperación de la inversión o Payback. Para la actualización de los beneficios esperados y costos anuales se utiliza el índice de precios al consumidor del DANE cuyo promedio de las variaciones porcentuales durante los últimos 15 años corresponde a 4,66%. Para mayor detalle de las variaciones revisar el Anexo I.

El IPC se caracteriza por ser un factor de ajuste para la determinación de salarios, estados financieros, también para la solución de demandas laborales y fiscales. A su vez se utiliza para calcular la pérdida del poder adquisitivo de la moneda y como un factor de análisis del comportamiento de la economía [25].

Es por esto que el IPC se utiliza para determinar los costos del mantenimiento que se debe realizar anual al sistema fotovoltaico y el ahorro en facturación energética teniendo en cuenta la pérdida del poder adquisitivo de la moneda.

4.2.1. Valor actual neto o valor presente neto. Este indicador financiero mide los flujos de los ingresos y egresos que tendrá en un futuro el proyecto y tras descontar la inversión inicial, permite establecer si se genera alguna ganancia. Se realiza a

través de un procedimiento que calcula el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros (ingresos menos egresos), descontando una determinada tasa o tipo de interés para todos los períodos considerados [26].

Se obtiene mediante las expresiones:

$$VAN = \frac{\sum_{t=0}^N FNE_t}{(1+i)^t} - \text{Inversión inicial} \quad (22)$$

$$BNA = \frac{\sum_{t=0}^N FNE_t}{(1+i)^t} \quad (23)$$

Donde:

FNE: Flujo Neto de Efectivo en el año *t*

i: Tasa de interés anual o tasa de descuento.

BNA: Beneficio actual neto o flujo neto actualizado

t: Número de años considerados, el primer año lleva el número 0 y no el 1.

La tasa de interés se conoce como la tasa de oportunidad, rendimiento o rentabilidad mínima esperada. En el caso que la inversión sea mayor que el BNA (beneficio neto actualizado), se tendrá un VAN negativo debido a que no se ha cumplido esta tasa. Si el BNA es igual a la inversión, el VAN será igual a cero, por lo cual se cumple con la tasa de interés. Finalmente, en el caso de que el BNA sea mayor que la inversión, es decir VAN positivo, se garantiza el cumplimiento de la tasa y, además, se genera un beneficio adicional [26].

El beneficio de la implementación del sistema fotovoltaico consistirá en el ahorro de las tarifas de energía eléctrica debido a la disminución del 97,82% del consumo durante el periodo de ventana solar. El beneficio anual que traería el proyecto con base en los precios del kWh según la división de planta física y la producción energética mediante el software PVsyst el cual tiene en cuenta las pérdidas energéticas, sería de \$5.645.716 pesos colombianos. Considerando una tasa de interés anual del 6,16% que corresponde al DTF+0,85% para este tipo de proyectos de acuerdo con [27], inversión inicial de \$56.519.405, mantenimiento anual del sistema fotovoltaico por un costo de \$300.000 y un periodo de 25 años de vida útil para el sistema fotovoltaico, se obtiene un VAN de \$50.166.496 por lo cual la inversión produciría ganancias y el proyecto puede aceptarse. Para mayor detalle de los cálculos realizados remitirse al Anexo I.

4.2.2. Tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad. Se define como la tasa de interés para la cual el valor actual neto o valor presente neto de una inversión es igual a cero. Este método sugiere la factibilidad de la inversión cuando la TIR resultante es mayor o igual a la tasa de descuento. En el caso en que la TIR sea igual a la tasa de descuento, dependerá del criterio del inversionista para aceptar el proyecto. Finalmente, cuando la TIR es menor a la tasa de descuento, el proyecto no es viable y, por lo tanto, debe rechazarse [26].

La TIR obtenida para el sistema fotovoltaico es del 12,597%, la cual es mayor al 6.16% de la tasa de descuento, por lo tanto, la inversión se considera aconsejable. Para mayor detalle se recomienda la revisión del Anexo I.

4.2.3. Periodo de recuperación o PAYBACK. Es la cantidad de periodos que serán necesarios para recuperar la inversión inicial, según la base de flujo efectivo neto que se espera recibir en el futuro [28].

Se calcula mediante la expresión:

$$PAYBACK = \text{Último periodo de flujo acum negativo} + \frac{|\text{último flujo acum negativo}|}{\text{flujo en el siguiente periodo}} \quad (24)$$

$$PAYBACK = 8 + \frac{|-\$6.089.195|}{\$7.695.764} = 8,79 \text{ años}$$

El periodo de retorno de la inversión sería aproximadamente de 8 años y 9 meses, sin considerar el valor del dinero en el tiempo. Para mayor detalle se recomienda la revisión del Anexo I. En el caso en que se desee considerar el valor del dinero en el tiempo se deberá utilizar el método del PAYBACK descontado.

4.2.4. Periodo de recuperación descontado o PAYBACK descontado. Consiste en la cantidad de periodos que serán necesarios para la recuperación de la inversión inicial, de acuerdo con la base de flujo efectivo neto que se espera recibir en el futuro, considerando el valor del dinero en el tiempo y el pago de la tasa de interés [28].

Considerando una tasa de descuento del 4% para este tipo de proyectos según [28], se obtiene:

$$PAYBACK \text{ Descontado} = 12 + \frac{|-\$574.682|}{\$4.245.050} = 12,14 \text{ años}$$

El periodo de retorno de la inversión sería aproximadamente de 12 años y 2 meses, considerando la tasa de interés seleccionada y el valor del dinero en el tiempo. Para mayor detalle se recomienda la revisión del Anexo I.

De acuerdo con los resultados obtenidos, se evidencia el retorno de la inversión en ambos métodos durante el periodo de vida útil del sistema fotovoltaico.

5. CONCLUSIONES

La evaluación de las características de la instalación eléctrica existente en el Mamitza Bayer permitió establecer aspectos relevantes para el diseño del sistema fotovoltaico, identificando la viabilidad técnica en su posible implementación. Contrastando los datos obtenidos por los equipos de medición en ambos tableros eléctricos y la información contenida en el diagrama unifilar, se evidencia que la mayor parte de la carga está concentrada en el TGBT1, justificando así la decisión de atender la demanda de energía en este punto.

En el proceso de medición de la energía activa se evidenció el comportamiento típico de la demanda para una edificación académica, registrando el mayor consumo durante el periodo de ventana solar (6:00 am a 5:00 pm), lo cual se ajusta al diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red.

La base de datos de la estación meteorológica de la universidad cuenta con mediciones realizadas cercanos a la zona objeto de estudio, sin embargo, el periodo de recopilación de datos no es constante durante los cinco años de registro de los resultados, por lo tanto, no es posible evidenciar totalmente la variación de la radiación solar durante los fenómenos climatológicos en los últimos años, motivo por el cual estos resultados son diferentes a los entregados por la base de datos de la NASA-SSE el cual tiene una medición continua en el tiempo de 22 años, a la vez se observó que el potencial energético solar en la ciudad de Bucaramanga es adecuado para el desarrollo de este tipo de proyectos, de igual manera se deben atender las recomendaciones para la orientación e inclinación según la ubicación geográfica de la zona, todo esto con el fin de evitar pérdidas energéticas y disminución del rendimiento del sistema. Para la posible implementación del proyecto se evidenció mínima afectación por sombras aledañas a la cubierta.

El Edificio Mamitza Bayer tiene espacio suficiente para albergar la instalación fotovoltaica diseñada, además cuenta con la resistencia mecánica adecuada para soportar la carga ejercida por el arreglo fotovoltaico, por lo tanto, el espacio disponible para la implementación del sistema fotovoltaico no sería una limitante en este proyecto.

El sistema fotovoltaico conectado a red mediante microinversores es más eficiente comparado con su contraparte de inversores centrales o en cadena, dependiendo de condiciones como sombreado, techos de dos aguas y situaciones en las que no se puedan ubicar de forma homogénea los módulos fotovoltaicos en cuanto a acimut, inclinación y orientación, así mismo, permite la expansión agregando más dispositivos debido a su característica modular, tiene mayor seguridad debido al manejo de bajas tensiones y menores pérdidas energéticas, sin embargo, el sistema puede verse limitado a la potencia nominal continua que manejan estos dispositivos, por lo cual se debe tener cuidado de no sobredimensionar los módulos fotovoltaicos acoplados en estos, a su vez los costos de los microinversores son más elevados, es por esto que se recomienda evaluar la rentabilidad de la inversión. Por otro lado, este tipo de sistemas no requiere baterías, reguladores de carga y protecciones eléctricas en corriente continua, compensando el costo de éstos.

La inyección de energía a la red es un factor de especial cuidado por la ausencia de la normativa pertinente, debido a que en la fecha de realización de este trabajo de grado aún se encuentra en discusión el decreto que reglamenta la autogeneración a pequeña escala y medición inteligente, es por esto que se recomienda diseñar el sistema fotovoltaico por debajo de la demanda de energía y evitar así el posible impacto sobre el operador de red. En el caso de la instalación fotovoltaica del Edificio Mamitza Bayer, los excedentes de energía se entregarían a la subestación de la biblioteca y posteriormente se alimentarían las cargas conectadas a ésta.

Para cuestiones del mantenimiento de la instalación, se deben garantizar las distancias mínimas entre paneles solares que permitan la circulación del personal técnico calificado para la realización de estas labores. Los softwares disponibles actualmente en el área de sistemas fotovoltaicos representan una gran utilidad en el dimensionamiento de la producción energética, ya que tienen en cuenta todas las variables adyacentes a esta clase de proyectos, lo cual permite diseñar sistemas que se ajustan adecuadamente a la demanda, potencial energético y a los implementos seleccionados para la instalación. Por lo tanto, los resultados obtenidos numéricamente deben contrastarse con las simulaciones producidas por estas herramientas.

En cuanto al dimensionamiento del cableado para sistemas fotovoltaicos no se encuentra la normativa que establezca los parámetros de regulación y pérdidas de potencia en los conductores, por lo tanto, se recomienda atender las sugerencias de los fabricantes, cuyos resultados se encuentran en sintonía con los valores normalizados para las instalaciones convencionales determinados por el operador de red.

El análisis económico concluyó la viabilidad del proyecto y el retorno de la inversión en un tiempo menor a la vida útil del sistema fotovoltaico, sin embargo se evidencia que a pesar de los esfuerzos del gobierno de impulsar las FNCER, disminuyendo la carga tributaria de todos los equipos necesarios para la instalación fotovoltaica, aún los precios hacen a este tipo de instalaciones no asequibles para todo tipo de usuario, por lo tanto es papel fundamental de los fabricantes abaratar los costos para hacer de esta tecnología más competitiva.

6. RECOMENDACIONES

El mantenimiento del sistema fotovoltaico conectado a red estará compuesto por tres etapas: preventivo, correctivo y predictivo.

El mantenimiento preventivo tiene la finalidad de extender la vida útil del sistema fotovoltaico manteniendo las capacidades de producción del diseño, evitando fallas y averías. Se recomienda su ejecución dos veces al año, realizado por personal debidamente calificado y se llevarán a cabo tareas como inspección de materia orgánica acumulada en los módulos fotovoltaicos, limpieza de los paneles, inspección del cableado desde los paneles hasta el TGBT1, revisar el estado físico de la estructura y revisión de las sombras aledañas.

El mantenimiento correctivo permite la reparación de las fallas en el sistema fotovoltaico, se debe garantizar la pronta respuesta ante su detección, por lo tanto, se recomienda revisar periódicamente mediante el sistema Enlighten la producción del arreglo fotovoltaico para la identificación de problemas en el sistema. Ante el fallo de algún elemento se deberá reemplazar en el menor tiempo posible para mantener su condición operativa.

Se deben cumplir las normas mínimas de seguridad y salud en el trabajo durante los procesos de instalación, mantenimiento o revisiones periódicas para evitar accidentes que afecten la integridad del personal.

Debido a la presencia del grupo electrógeno en la subestación de biblioteca, en el momento de la implementación del sistema fotovoltaico, se deberá medir la carga conectada a la planta de emergencia durante su periodo normal de funcionamiento, en caso de que la carga conectada sea mayor a la producción energética del arreglo

fotovoltaico no existirá ningún tipo de inconveniente, la planta trabajaría con menor carga debido a la producción energética de los paneles solares. Si la carga conectada es menor se deberá diseñar e implementar un sistema de control que permita la desconexión del sistema fotovoltaico inmediatamente el grupo electrógeno entre en operación, debido a que en los días de bajo consumo en el Edificio podría interferir el sistema fotovoltaico con el normal funcionamiento de la planta generadora.

Antes de la implementación del diseño se debe garantizar la protección contra rayos en el Edificio, evitando sobretensiones debidas al impulso atmosférico que puedan ocasionar daños en los equipos.

Se recomienda aterrizar las estructuras metálicas (bastidores) al sistema de puesta a tierra del Edificio Mamitza Bayer, para evitar electrocuciones a causa de contacto indirecto.

En caso de la entrada en vigencia de alguna normativa acerca de la calidad de la energía en la inyección a red, se deberán analizar las distorsiones armónicas producidas por el arreglo fotovoltaico para dimensionar e implementar el filtro que mitigue el posible impacto en la red.

En el momento de la implementación del sistema fotovoltaico propuesto, se deberá realizar una previa auditoría del sistema de puesta a tierra del Edificio Mamitza Bayer, debido a que dicha información no se encuentra disponible en la base de datos de la universidad, así mismo, se recomienda instalar una escalera tipo gato para garantizar un fácil acceso a la cubierta.

Se aconseja la implementación de un medidor con una clase superior a la disponible en el equipo de gestión fotovoltaico, con la finalidad de obtener una mayor exactitud en los resultados de producción energética.

Para una mejor ventilación de las filas en donde se encuentran los paneles fotovoltaicos, se debe elevar más una fila respecto a la otra, para así reducir las pérdidas debidas al incremento de la temperatura.

Se recomienda una evaluación de las condiciones climáticas para medir la velocidad del viento, lo cual permite verificar si la resistencia mecánica de la estructura es acorde a las condiciones del sitio, en caso contrario se deberá seleccionar otra referencia que garantice este cumplimiento.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] GÓMEZ, John; QUEZADA, Cristian. Caracterización energética de los Edificios Mamitza Bayer y Daniel Casas aplicando la metodología del Sistema de Gestión Integral de la Energía (SGIE). Bucaramanga, Colombia, 2016, 156 páginas. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Ingeniería Eléctrica.

[2] INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES (IDEAM). Introducción al atlas interactivo [En línea]. Consultado en octubre 6 de 2017. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/presentacion/>

[3] INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES (IDEAM). Atlas de radiación solar de Colombia [En línea]. Consultado en octubre 6 de 2017. Disponible en: http://documentacion.ideam.gov.co/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=1398&query_desc=an%3A587

[4] NASA. Surface Meteorology and Solar Energy (SSE) [En línea]. Consultado en octubre 6 de 2017. Disponible en: <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/documents/SSE6Methodology.pdf>

[5] PVSYST. NASA-SSE data [En línea]. Consultado en octubre 6 de 2017. Disponible en: http://files.pvsyst.com/help/meteo_source_nasa.htm

[6] ORTEGA, Lorenzo; CAÑADAS Víctor. Energía solar fotovoltaica. SEAS Grupo Sanvalero, 507 páginas.

[7] ORTEGA, Lorenzo. Energía solar fotovoltaica. SEAS Grupo Sanvalero, 41 páginas.

[8] MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones eléctricas – RETIE. Bogotá, Colombia, 2013, 238 páginas.

[9] BRAVO, Elena. Uso de Microinversores en Sistemas Fotovoltaicos con Radiación Solar Reflejada. Sevilla, España, 2016, 129 páginas. Trabajo de fin de máster (Máster Ingeniería Industrial). Universidad de Sevilla. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Departamento de Ingeniería Energética.

[10] LÓPEZ, Javier; RODRÍGUEZ, Víctor. Identificación de una solución energética para un área rural del corregimiento de Caracolí perteneciente al municipio de San Juan del Cesar en el departamento de la Guajira. Bucaramanga, Colombia, 2016, 109 páginas. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Ingeniería Eléctrica.

[11] SILVA, Juan. Aplicativo para el diseño de sistemas fotovoltaicos: Programación y validación con software comercial. Pereira, Colombia, 2015, 156 páginas. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Universidad Tecnológica de Pereira. Facultad de Ingenierías. Ingeniería Eléctrica.

[12] SELLÉS, Carlos. Instalación solar fotovoltaica (110 kWp) conectada a la red en la cubierta de un polideportivo. Cantabria, España, 2014, 204 páginas. Trabajo de grado (Ingeniero Industrial). Universidad de Cantabria. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación. Ingeniería Industrial.

[13] LOAEZA, Francisco; CARMONA, César; TENORIO, Julio. Metodología de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCCR) para uso en luminarias del Edificio 3 de la ESIME Zacatenco. México D.F, México, 2012, 85 páginas. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Instituto Politécnico Nacional. Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. Ingeniería Eléctrica.

[14] CENTRO DE ESTUDIOS DE LA ENERGÍA SOLAR. Acerca de CENSOLAR [En línea]. Consultado en octubre 6 de 2017. Disponible en:
<http://www.censolar.org/menu1.htm>

[15] SMA SOLAR TECHNOLOGY AG. Coeficiente de Rendimiento, Factor de calidad de la Instalación Fotovoltaica. Información Técnica, 9 páginas.

[16] ENPHASE ENERGY. Calculating AC Line Voltage Drop for M250 Microinverters with Engage Cables. Información Técnica, 2013, 12 páginas.

[17] CENTELSA. Regulación de Tensión en Instalaciones Eléctricas. Departamento de mercadeo. Boletín Técnico, 2005, 16 páginas.

[18] HERCULANO, Abel; MAZA, Christian. Manual para la instalación de cables de energía de Media Tensión. México D.F, México, 2010, 196 páginas. Trabajo de grado (Ingeniero Eléctrico - Electrónico). Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. Ingeniería Eléctrica-Electrónica.

[19] CENTELSA. Cables & Tecnología. Departamento de mercadeo. Boletín Técnico, 2002, 16 páginas.

[20] ENPHASE ENERGY. Accesorios y cable Engage de Enphase. Manual de Instalación, 2014, 21 páginas.

[21] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). Código eléctrico colombiano NTC-2050. Bogotá, Colombia, 1998, 847 páginas.

[22] EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A E.S.P. Suministro de energía y potencia asociada para el mercado regulado de la empresa de energía del Putumayo S.A E.S.P, para el periodo comprendido desde el 01 de enero hasta el 31 de diciembre de 2019 y desde el 01 de enero hasta el 31 de diciembre de 2020. Mocoa, Colombia, 2017, 4 páginas.

[23] ENPHASE ENERGY. Microinversores Enphase M250 y M215. Manual de Instalación y funcionamiento, 2016, 50 páginas.

[24] UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE. Energía solar fotovoltaica I. Elche, España, 8 páginas.

[25] DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO NACIONAL DE ESTADÍSTICA (DANE). Metodología Índice de precios al Consumidor. Dirección de difusión, mercadeo y cultura estadística. Bogotá, Colombia, 2009, 73 páginas.

[26] PUGA, Miguel. VAN y TIR. Iquique, Chile, 4 páginas. Departamento de auditoría y sistemas de información. Universidad Arturo Prat. Fundamentos básicos de finanzas.

[27] CÁMARA DE COMERCIO DE BOGOTÁ. Inventario de la oferta financiera sector eléctrico. Bogotá, Colombia, 2015, 24 páginas. Clúster de energía eléctrica de Bogotá.

[28] GONZALEZ, Minerva. Modelo para evaluar un proyecto de inversión de una empresa biotecnológica. Monterrey, México, 2001, 157 páginas. Trabajo de fin de máster (Maestría en contaduría pública). Universidad Autónoma de Nuevo León. Facultad de contaduría pública y administración. Maestría en contaduría pública con especialidad en Finanzas.

BIBLIOGRAFÍA

ARISTIZÁBAL, Sebastián; ARBELÁEZ, Santiago. Configuración de la cadena de suministro para la comercialización de sistemas de energía fotovoltaicos en Colombia. Envigado, Colombia, 2013, 86 páginas. Trabajo de grado (Ingeniero Industrial). Escuela de Ingeniería de Antioquia. Ingeniería Industrial.

BRAVO, Elena. Uso de Microinversores en Sistemas Fotovoltaicos con Radiación Solar Reflejada. Sevilla, España, 2016, 129 páginas. Trabajo de fin de máster (Máster Ingeniería Industrial). Universidad de Sevilla. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Departamento de Ingeniería Energética.

CENNELSA. Cables & Tecnología. Departamento de mercadeo. Boletín Técnico, 2002, 16 páginas.

CENNELSA. Regulación de Tensión en Instalaciones Eléctricas. Departamento de mercadeo. Boletín Técnico, 2005, 16 páginas.

CENTRO DE ESTUDIOS DE LA ENERGÍA SOLAR. Acerca de CENSOLAR [En línea]. Consultado en octubre 6 de 2017. Disponible en:
<http://www.censolar.org/menu1.htm>

DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO NACIONAL DE ESTADÍSTICA (DANE). Metodología Índice de precios al Consumidor. Dirección de difusión, mercadeo y cultura estadística. Bogotá, Colombia, 2009, 73 páginas.

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER. Normas para el cálculo y diseño de sistemas de distribución. Bucaramanga, Colombia, 2005, 181 páginas.

EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A E.S.P. Suministro de energía y potencia asociada para el mercado regulado de la empresa de energía del Putumayo S.A E.S.P, para el periodo comprendido desde el 01 de enero hasta el 31 de diciembre de 2019 y desde el 01 de enero hasta el 31 de diciembre de 2020. Mocoa, Colombia, 2017, 4 páginas.

ENPHASE ENERGY. Accesorios y cable Engage de Enphase. Manual de Instalación, 2014, 21 páginas.

ENPHASE ENERGY. Applications of the Engage Coupler. Información Técnica, 2013, 5 páginas.

ENPHASE ENERGY. Calculating AC Line Voltage Drop for M250 Microinverters with Engage Cables. Información Técnica, 2013, 12 páginas.

ENPHASE ENERGY. Microinversores Enphase M250 y M215. Manual de Instalación y funcionamiento, 2016, 50 páginas.

GÓMEZ, John; QUEZADA, Cristian. Caracterización energética de los Edificios Mamitza Bayer y Daniel Casas aplicando la metodología del Sistema de Gestión Integral de la Energía (SGIE). Bucaramanga, Colombia, 2016, 156 páginas. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Ingeniería Eléctrica.

GONZALEZ, Minerva. Modelo para evaluar un proyecto de inversión de una empresa biotecnológica. Monterrey, México, 2001, 157 páginas. Trabajo de fin de máster (Maestría en contaduría pública). Universidad Autónoma de Nuevo León. Facultad de contaduría pública y administración. Maestría en contaduría pública con especialidad en Finanzas.

HERCULANO, Abel; MAZA, Christian. Manual para la instalación de cables de energía de Media Tensión. México D.F, México, 2010, 196 páginas. Trabajo de grado (Ingeniero Eléctrico - Electrónico). Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. Ingeniería Eléctrica-Electrónica.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). Código eléctrico colombiano NTC-2050. Bogotá, Colombia, 1998, 847 páginas.

INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES (IDEAM). Atlas de radiación solar de Colombia [En línea]. Consultado en octubre 6 de 2017. Disponible en: http://documentacion.ideam.gov.co/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=1398&query_desc=an%3A587

INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES (IDEAM). Introducción al atlas interactivo [En línea]. Consultado en octubre 6 de 2017. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/presentacion/>

INSTITUTO NACIONAL DE CONTADORES PÚBLICOS. Cálculo del periodo de recuperación de la inversión o Payback [En línea]. Consultado en octubre 6 de 2017.

Disponible en: <https://www.incp.org.co/calculo-del-periodo-de-recuperacion-de-la-inversion-o-payback/>

LOAEZA, Francisco; CARMONA, César; TENORIO, Julio. Metodología de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) para uso en luminarias del Edificio 3 de la ESIME Zacatenco. México D.F, México, 2012, 85 páginas. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Instituto Politécnico Nacional. Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. Ingeniería Eléctrica.

LÓPEZ, Javier; RODRÍGUEZ, Víctor. Identificación de una solución energética para un área rural del corregimiento de Caracolí perteneciente al municipio de San Juan del Cesar en el departamento de la Guajira. Bucaramanga, Colombia, 2016, 109 páginas. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Ingeniería Eléctrica.

MELÉNDEZ, José; CRUZ, Oscar. Consideraciones regulatorias, técnicas y financieras para la implementación de generación eléctrica fotovoltaica en Instalaciones Residenciales. Bucaramanga, Colombia, 2017, 92 páginas. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Ingeniería Eléctrica.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones eléctricas – RETIE. Bogotá, Colombia, 2013, 238 páginas.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Decreto 348 (marzo 01 de 2017). Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y

entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala. Diario Oficial. Bogotá, Colombia, 2017, 3 páginas.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Decreto 2143 (noviembre 04 de 2015). Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con la definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el Capítulo III de la ley 1715 de 2014. Diario Oficial. Bogotá, Colombia, 2015, 8 páginas.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Ley 1715 (mayo 13 de 2014). Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. Diario Oficial. Bogotá, Colombia, 2014, 26 páginas.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Proyecto de Decreto Autogeneración a pequeña escala y Medición Inteligente. Por el cual se establecen lineamientos de política pública para incentivar la autogeneración a pequeña escala, la gestión de la demanda de energía eléctrica y la medición inteligente. Diario Oficial. Bogotá, Colombia, 2016, 4 páginas.

MIRANDA, Millaray. Diseño de sistema de generación fotovoltaica para viviendas conectadas a la red de distribución, en el contexto de la ley número 20.571. Santiago de Chile, Chile, 2016, 69 páginas. Trabajo de grado (Ingeniera Civil). Universidad de Chile. Facultad de ciencias físicas y matemáticas. Departamento de Ingeniería Eléctrica.

NASA. Surface Metereology and Solar Energy (SSE) [En línea]. Consultado en octubre 6 de 2017. Disponible en:

<https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/documents/SSE6Methodology.pdf>

ORTEGA, Lorenzo. Energía solar fotovoltaica. SEAS Grupo Sanvalero, 41 páginas.

ORTEGA, Lorenzo; CAÑADAS Víctor. Energía solar fotovoltaica. SEAS Grupo Sanvalero, 507 páginas.

PUGA, Miguel. VAN y TIR. Iquique, Chile, 4 páginas. Departamento de auditoría y sistemas de información. Universidad Arturo Prat. Fundamentos básicos de finanzas.

PVSYST. NASA-SSE data [En línea]. Consultado en octubre 6 de 2017. Disponible en: http://files.pvsyst.com/help/meteo_source_nasa.htm

SABINA, Idaira. Instalación eléctrica con fotovoltaica en Candelaria. Tenerife, España, 2017, 181 páginas. Trabajo de grado (Ingeniera Electrónica Industrial y Automática). Universidad de la Laguna. Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología. Ingeniería Electrónica Industrial y Automática.

SELLÉS, Carlos. Instalación solar fotovoltaica (110 kWp) conectada a la red en la cubierta de un polideportivo. Cantabria, España, 2014, 204 páginas. Trabajo de grado (Ingeniero Industrial). Universidad de Cantabria. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación. Ingeniería Industrial.

SILVA, Juan. Aplicativo para el diseño de sistemas fotovoltaicos: Programación y validación con software comercial. Pereira, Colombia, 2015, 156 páginas. Trabajo

de grado (Ingeniero Electricista). Universidad Tecnológica de Pereira. Facultad de Ingenierías. Ingeniería Eléctrica.

SMA SOLAR TECHNOLOGY AG. Coeficiente de Rendimiento, Factor de calidad de la Instalación Fotovoltaica. Información Técnica, 9 páginas.

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE. Energía solar fotovoltaica I. Elche, España, 8 páginas.