

Optimización del costo de la energía de un sistema híbrido de energización en la
Universidad CESMAG mediante HOMER Energy

Adrián Alfonso Córdoba Pinta

Universidad CESMAG
Facultad de Ingeniería
Programa de Ingeniería Electrónica
San Juan de Pasto
2023

Optimización del costo de la energía de un sistema híbrido de energización en la
Universidad CESMAG mediante HOMER Energy

Adrián Alfonso Córdoba Pinta

Informe Final de Trabajo de Grado presentado al Comité de Investigación y proyección
Social para optar por el título de Ingeniería Electrónica

Asesor:

Francisco Eraso Checa

Universidad CESMAG
Facultad de Ingeniería
Programa de Ingeniería Electrónica
San Juan de Pasto
2023

Nota de Aceptación

Aprobado por el Comité de Investigación y
Proyección Social en Cumplimiento de los
Requisitos exigidos por la Universidad CESMAG
Para optar al título de Ingeniería Electrónica.

Francisco Eraso Checa

Asesor

Jurado

Jurado

Página de Nota de Exclusión de Responsabilidad Intelectual

“El pensamiento que se expresa en esta obra es exclusivamente responsabilidad de sus autores y no compromete la ideología de la Universidad CESMAG”

Dedicatoria

Este proyecto de grado está dedicado a Dios, por permitirme continuar en los momentos más difíciles de mi vida, en mis triunfos y fracasos, por día a día darme fuerza y salud para continuar con mis sueños. De igual manera, quiero dedicar el proyector a mi familia, a mis padres: Harol Andrés Córdoba y Gloria Yaneth Pinta, quienes se esfuerzan por ver realizadas nuestras metas, por ser el apoyo incondicional, por sus consejos, por la educación que nos brindan y los valores que nos inculcan. A mis hermanos en especial a Christian Andrés Córdoba por todo el apoyo incondicional que me ofrecen. A mi asesor Francisco Javier Eraso Checa por el apoyo brindado en el proceso, por su paciencia, por su entrega incondicional de conocimientos ya que sin él este trabajo no se hubiese podido desarrollar.

Agradecimientos

En primer lugar, agradezco a Dios por haberme guiado en el proceso educativo, por ser mi apoyo en cada momento, por las decisiones tomadas, por la fortaleza para seguir adelante con mis sueños, por la salud y el bienestar de mis seres queridos.

De igual manera quiero agradecer a mi asesor FRANCISCO ERASO CHECA, quien con su paciencia, amistad, conocimiento, motivación y apoyo me guio en el camino de la investigación, sin su apoyo este trabajo no se hubiese podido realizar.

También agradezco al ingeniero EDISSON ESCOBAR ROSERO quien muy amablemente nos brindó su conocimiento y tiempo en la toma de datos.

A la Universidad CESMAG por brindarme las herramientas necesarias para llevar a cabo la investigación, de igual manera agradecer por los conocimientos otorgados, de parte de los profesores que gracias a su tiempo, paciencia, dedicación, esmero y comprensión nos brindan la sabiduría para lograr con éxitos nuestras metas, muchas gracias.

Agradecer a todos mis compañeros con los cuales compartimos momentos juntos. Por las tareas, trabajos e infinidad de cosas que realizamos juntos.

Por último, quiero agradecer a mi familia y amigos más cercanos a mi mamá a mi papá, a mis tíos, hermanos, a la familia Pinto, familia Burbano, familia Muñoz a mi familia Córdoba y todos los que hicieron parte de este proceso los cuales me apoyaron incondicionalmente en todo momento tanto económicamente como moralmente, gracias por esas palabras de aliento, y ese “si puedes no te rindas”, quiero agradecerles y decirles que cada uno de ustedes son mi motor para seguir adelante GRACIAS FAMILIA.

Contenido

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Introducción..... | 16 |
| 1. El Problema de Investigación..... | 18 |
| 1.1 Objeto o Tema de investigación..... | 18 |
| 1.2 Línea de investigación..... | 18 |
| 1.3 Sub-línea de investigación | 18 |
| 1.4 Planteamiento o descripción del problema..... | 18 |
| 1.5 Formulación del problema | 20 |
| 1.6 Objetivos | 20 |
| 1.6.1 Objetivo general | 20 |
| 1.6.2 Objetivos específicos..... | 20 |
| 1.7 Justificación..... | 21 |
| 1.8 Delimitación..... | 21 |
| 2. Tópicos del Marco Teórico..... | 22 |
| 2.1 Antecedentes | 22 |
| 2.1.1 Energía fotovoltaica modelos y respuestas a condiciones meteorológicas | 22 |
| 2.1.2 Alternativas de Generación Eléctrica para el Centro Misionero de Hermanos Menores Capuchinos y la Finca Ágape en Leticia, Amazonas..... | 22 |
| 2.1.3 Estudio comparativo de la viabilidad de instalaciones híbridas renovables en edificios municipales de BETXÍ..... | 22 |
| 2.1.4 Microrredes en Universidades de Colombia | 23 |
| 2.1.5 Análisis de sensibilidad de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: Caso de estudio en Guerrero, México..... | 23 |
| 2.1.6 Diseño de un sistema híbrido autónomo para el abastecimiento de energía eléctrica a un centro de salud móvil en caso de un desastre natural en el Ecuador..... | 24 |
| 2.1.7 Registro, análisis de datos y eficiencia energética. | 24 |
| 2.1.8 Levantamiento, análisis y diagnóstico de la red eléctrica actual de la Universidad de Nariño con base en una Microred..... | 25 |

| | | |
|--------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 2.1.9 | Investigación de la migración de energía convencional a energía fotovoltaica en la sede principal de aguas de Manizales S.A. E.S.P. en la ciudad de Manizales en el departamento de caldas | 25 |
| 2.1.10 | Diseño de alternativas para la generación de energía eléctrica conectada a la red por medio de energía solar para el Edificio Almendros de la Universidad Javeriana Cali: sistema fotovoltaico o sistema de ciclo Rankine con energía solar concentrada..... | 25 |
| 2.1.11 | Estudio de viabilidad de la implementación de un sistema fotovoltaico <i>on grid</i> para la integración energética renovable de la sede central de la Universidad de Córdoba | 26 |
| 2.1.12 | Diseño de una microrred basada en generadores solar y eólico: caso de estudio medio Universitario San Damián | 26 |
| 2.1.13 | <i>Optimal sizing of a grid-connected microgrid and operation validation using HOMER Pro and DIgSILENT</i> | 27 |
| 2.1.14 | Análisis de la curva de demanda de potencia eléctrica de red debido a la incorporación de generación fotovoltaica en el Edificio Cornelio Merchán de la Universidad Politécnica Salesiana..... | 28 |
| 2.1.15 | Trámites para proyectos de energía solar fotovoltaica conectados a la red en Colombia. | 28 |
| 2.2 | Enunciados de los Supuestos Teóricos | 29 |
| 2.2.1 | Energía..... | 29 |
| 2.2.2 | Potencia P [W]..... | 32 |
| 2.2.3 | Demanda energética | 33 |
| 2.2.4 | Factor de carga..... | 34 |
| 2.2.5 | Radiación solar y factores climatológicos en pasto..... | 34 |
| 2.2.6 | Sistemas fotovoltaicos | 36 |
| 2.2.7 | Componentes de los distintos diseños | 39 |
| 2.2.8 | Normativa marco legal | 43 |
| 2.2.9 | Trámites para proyectos de energía solar en Colombia..... | 44 |
| 2.2.10 | Análisis financiero | 44 |
| 2.2.11 | Software HOMER Pro y DIgSILENT | 46 |

| | | |
|-------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 2.3 | Definición de variables..... | 47 |
| 2.3.1 | Definición nominal de variables..... | 47 |
| 2.3.2 | Definición operativa | 47 |
| 2.4 | Hipótesis..... | 49 |
| 3. | Metodología..... | 50 |
| 3.1 | Enfoque | 50 |
| 3.2 | Paradigma..... | 50 |
| 3.3 | Método | 50 |
| 3.4 | Tipo de investigación | 51 |
| 3.4.1 | Investigación descriptiva | 51 |
| 3.5 | Diseño de investigación | 51 |
| 3.6 | Universo (N)..... | 52 |
| 3.7 | Muestra(n)..... | 52 |
| 3.8 | Técnicas de recolección de información | 52 |
| 3.8.1 | Validez de la técnica..... | 52 |
| 3.8.2 | Confiabilidad de la técnica. | 53 |
| 3.9 | Instrumentos de recolección información | 53 |
| 4. | Resultados..... | 54 |
| 4.1 | Análisis de la demanda eléctrica generada por la Universidad CESMAG | 54 |
| 4.1.1 | Consumo semestral en cada uno de los bloques..... | 54 |
| 4.1.2 | Consumo intersemestral en cada uno de los bloques | 56 |
| 4.1.3 | Clasificación del Consumo semestral, intersemestral, intersemestral fines de semana y semestrales fines de semana..... | 56 |
| 4.1.4 | Consumo circuitos priorizados | 58 |
| 4.2 | Caracterización del potencial energético de las fuentes de generación eléctrica de la Universidad CESMAG | 59 |
| 4.2.1 | Recurso solar | 59 |
| 4.2.2 | Red comercial | 63 |
| 4.2.3 | Grupo electrógeno. | 66 |

| | | |
|-------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 4.3 | Diseño del sistema híbrido de generación eléctrico con fuentes renovables teniendo en cuenta la red comercial, para la Universidad CESMAG..... | 67 |
| 4.3.1 | Área disponible por cada edificio | 67 |
| 4.3.2 | Parámetros y restricciones del sistema fotovoltaico..... | 68 |
| 4.3.3 | Potencia pico del sistema fotovoltaico | 70 |
| 4.3.4 | Componentes del sistema fotovoltaico..... | 70 |
| 4.3.5 | Materiales para la instalación fotovoltaica | 80 |
| 4.3.6 | Presupuesto del sistema fotovoltaico..... | 84 |
| 4.4 | Trámites para conectarse a la red | 85 |
| 4.4.1 | Certificación RETIE | 85 |
| 4.4.2 | Inscripción con CEDENAR para la conexión a la red | 86 |
| 4.5 | Optimización del sistema de generación usando el software HOMER | 90 |
| 4.5.1 | Demanda eléctrica | 91 |
| 4.5.2 | Recursos energéticos | 91 |
| 4.5.3 | Componentes del sistema híbrido..... | 92 |
| 4.5.4 | Parámetros y Configuración de los componentes..... | 94 |
| 4.5.5 | Presupuesto de la estructura en HOMER pro | 94 |
| 4.6 | Diseño de la microrred usando el software DIGSILENT | 95 |
| 4.6.1 | Estructura eléctrica y parámetros dentro de la Universidad CESMAG | 95 |
| 4.6.2 | Diagrama unifilar propuesto..... | 96 |
| 4.6.3 | Aspectos generales y regulatorios colombianos..... | 98 |
| 4.6.4 | Resultados del software DIGSILENT | 98 |
| 5. | Análisis y discusión de resultados | 100 |
| 5.1 | Escenario seleccionado | 100 |
| 5.2 | Ahorro energético..... | 100 |
| 5.3 | Análisis de la optimización del sistema de generación. | 103 |
| 5.4 | Análisis económicos..... | 106 |
| 5.4.1 | Flujos de caja sistema Fotovoltaico..... | 106 |
| 5.4.2 | Comparativa de costos en HOMER y Excel | 107 |
| 5.4.3 | Análisis de pagos y ahorro final | 107 |

| | |
|-----------------------|-----|
| Conclusiones..... | 110 |
| Recomendaciones | 112 |
| Bibliografía..... | 113 |
| Anexos..... | 118 |

Lista de Figuras

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1. Radiación directa y difusa..... | 35 |
| Figura 2. Sistema fotovoltaico autónomo..... | 37 |
| Figura 3 Sistema fotovoltaico Híbrido. | 38 |
| Figura 4. Sistema solar fotovoltaico on-grid. | 38 |
| Figura 5. Unión semiconductores tipo P y tipo N | 40 |
| Figura 6. Tipo de células fotovoltaicas..... | 41 |
| Figura 7. Tramites en Colombia para sistema on grid..... | 44 |
| Figura 8. Consumo semestral en la Universidad CESMAG | 55 |
| Figura 9. Consumo Intersemestral en la Universidad CESMAG..... | 56 |
| Figura 10. Consumo semestral, semestrales fines de semana e intersemestral. | 57 |
| Figura 11. Distribución promedio diaria de irradiancia por horas año 2013 a 2020..... | 60 |
| Figura 12. Datos de insolación por mes (KWh/m ² /día) año 2013 a 2020. | 61 |
| Figura 13. Tarifas del costo \$KWh en los últimos años 2009 a 2021..... | 65 |
| Figura 14. Costo unitario energía eléctrica en algunos departamentos de Colombia. | 66 |
| Figura 15. Foto desde arriba de la Universidad Cesmag..... | 68 |
| Figura 16. Parámetros de pérdidas. | 69 |
| Figura 17. Cubiertas con paneles San Francisco | 76 |
| Figura 18 cubiertas con paneles Holanda Italia..... | 77 |
| Figura 19. Inversor Grid Tie 100KW SUN 2000 | 78 |
| Figura 20 Curva de eficiencia diagramada del inversor | 78 |
| Figura 21. Cubierta Edificio Holanda Italia. | 80 |
| Figura 22. Cubierta Edificio San Francisco. | 81 |
| Figura 23. Panel tipo sándwich | 81 |
| Figura 24. Estructura para paneles solares | 82 |
| Figura 25. Distribución de circuitos y sus respectivos cableados según norma NTC 2050.83 | |
| Figura 26. Medidor bidireccional. | 84 |
| Figura 27. Mapa temático que entrega CEDENAR | 89 |
| Figura 28. Demanda escenario 5. | 91 |
| Figura 29 Promedio de irradiancia solar en HOMER | 92 |

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 30 Promedio de temperatura en HOMER | 92 |
| Figura 31 Estructura sistema híbrido con baterías y grupo electrógeno | 93 |
| Figura 32. Modelo de la estructura de cada escenario sistema híbrido | 93 |
| Figura 33. Resumen de los datos de optimización en HOMER | 95 |
| Figura 34 Diagrama Unifilar propuesto para la Universidad | 97 |
| Figura 35. Consumo, autoconsumo y generación del escenario seleccionado (escenario 5) | 101 |
| Figura 36 Generación del escenario seleccionado con las curvas de consumos alternos . | 101 |
| Figura 37. Comparación de COE y NPC para diferentes tamaños de sistemas fotovoltaicos | 105 |

Lista de Tablas

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 1. Formas de energía, su portador y ejemplo de ecuaciones. | 30 |
| Tabla 2. Datos de irradiancia en la ciudad de pasto año 2014 | 36 |
| Tabla 3. Similitudes en componentes | 39 |
| Tabla 4. Consumo promedio semestral día y mes. | 56 |
| Tabla 5. Consumo de los edificios en (KWh/día). | 57 |
| Tabla 6. Escenarios de circuitos priorizados en los tres edificios. | 58 |
| Tabla 7. Consumo en los distintos escenarios (KWh/día)..... | 59 |
| Tabla 8. Promedio de radiación en intervalos de una hora año 2013 a 2020. | 61 |
| Tabla 9. Datos de insolación por mes de investigación (h/día) año 2013 a 2020. | 62 |
| Tabla 10. Datos de insolación por mes del libro (h/día) año 2013 a 2014. | 62 |
| Tabla 11. Promedio horas de temperatura (°C)..... | 62 |
| Tabla 12. Temperatura día año 2013 a 2020 (°C). | 63 |
| Tabla 13. Datos del transformador San Francisco | 64 |
| Tabla 14. Costo Unitario según Resolución CREG-119-07 para el año 2022. | 64 |
| Tabla 15. Características del grupo electrógeno..... | 66 |
| Tabla 16. Parámetros y restricciones..... | 69 |
| Tabla 17. Potencia pico en cada uno de los escenarios | 70 |
| Tabla 18. Características de los paneles en condiciones estándar de medida (STC) | 71 |
| Tabla 19. Comparación de paneles en condiciones estándar de medida (STC)..... | 72 |
| Tabla 20. Cantidad máxima y mínima de entrada al inversor | 75 |
| Tabla 21. Conexión y cálculo de paneles | 75 |
| Tabla 22. características del inversor Huawei. | 79 |
| Tabla 23 Costo de implementación escenarios | 85 |
| Tabla 24. Documentos requeridos..... | 87 |
| Tabla 25. Disponibilidad de instalación en cada transformador | 88 |
| Tabla 26. Estándares técnicos para aprobación de disponibilidad. | 89 |
| Tabla 27. Costos en dólares de los componentes | 90 |
| Tabla 28. Algunos Parámetros de HOMER. | 94 |

| | |
|-------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabla 29. Parámetros de transformador en DigSilent. | 96 |
| Tabla 30. Parámetros de Líneas de distribución en DigSilent..... | 96 |
| Tabla 31. Características de las variaciones electromagnéticas. | 98 |
| Tabla 32 Resultados del flujo de carga voltajes en barras..... | 99 |
| Tabla 33 Resultados del flujo de carga potencias | 99 |
| Tabla 34. Comportamiento de la generación fotovoltaica conectada a la Red | 102 |
| Tabla 35. Ahorro de emisiones CO2 | 103 |
| Tabla 36. Resultados óptimos en HOMER del consumo de cada escenario..... | 104 |
| Tabla 37. Resultados en HOMER del consumo total implementando fuentes alternas | 105 |
| Tabla 38. Indicadores de rentabilidad | 107 |
| Tabla 39 Costos de sistemas del consumo de cada escenario en HOMER y Excel | 107 |
| Tabla 40. Desembolso anual por concepto de consumo de energía | 109 |
| Tabla 41 costos de componentes del sistema fotovoltaico anexo 1 | 119 |
| Tabla 42. Costo anual que se paga a CEDENAR..... | 120 |
| Tabla 43. Flujo de caja escenario1 | 121 |
| Tabla 44. Flujo de caja escenario2 | 122 |
| Tabla 45. Flujo de caja escenario 3 | 123 |
| Tabla 46. Flujo de caja escenario4 | 124 |
| Tabla 47. Flujo de caja escenario5 | 125 |
| Tabla 48. Pagos del Consumo semestral por escenarios | 126 |
| Tabla 49. Pagos del Consumo Total semestral..... | 127 |
| Tabla 50. Pagos del Consumo Total Intersemestral | 127 |
| Tabla 51. Pagos del Consumo Total semestral fin de semana | 128 |
| Tabla 52. Pagos del Consumo Total Intersemestral fin de semana..... | 129 |

Introducción

La generación de energía eléctrica a nivel mundial es un proceso que se basa principalmente en el uso de combustibles fósiles, elementos no renovables, contaminantes, con reservas limitadas que eventualmente pueden agotarse. Debido a los avances tecnológicos, los países buscan la obtención del recurso energético de una manera más limpia y sin implicar mayores gastos, para preservar los recursos naturales, cada vez más escasos, y favorecer así su economía.

El debate sobre la protección y uso de los recursos ambientales han sido temas a considerar en los últimos años. Una de las preocupaciones principales, es el agotamiento de los recursos no renovables, tal es el caso de los minerales ferrosos y los combustibles fósiles (M.Wackernagel & W.Rees, 2001). El ser humano, en su proceso de desarrollo a nivel cultural, científico, tecnológico; se ha visto en la necesidad de incrementar el uso de los recursos naturales, esto con el fin de responder a las exigencias energéticas que requiere la vida diaria. Por consiguiente, las preocupaciones ambientales crecen y afectan a todos. En la actualidad, se quiere dar respuesta a esta preocupación, por ello se han desarrollado nuevas fuentes de energización de menor impacto con el medio ambiente, tales como las energías renovables, una de ellas es la fuente fotovoltaica la cual es una fuente de energía de fácil mantenimiento, adquisición, e implementación.

Colombia es un país cuya fuente principal de energía es suministrada por las hidroeléctricas con una participación del 68,4%, seguido de un 30% para las plantas térmicas fósiles y el resto de capacidad instalada se divide en otras fuentes, entre ellas las energías renovables que tan solo aportan aproximadamente el 1% de la matriz de la capacidad eléctrica (M.Planas & J.Cárdenas, 2019). Esto demuestra que la matriz energética en colombiana presenta un escaso uso de fuentes no convencionales de energía como la fotovoltaica, la cual es favorable y rentable ya que cuenta con los incentivos tributarios y fiscales previstos en la Ley 1715 (2014). En el caso de San Juan Pasto la disponibilidad del recurso solar es aproximadamente de 3.6 KW/m (F. Eraso Checa, O.Eraza de la Cruz, 2017). Por lo tanto, en este proyecto se evaluó la inclusión de un sistema fotovoltaico para un sistema híbrido dentro de la Universidad CESMAG, integrando la fuente renovable a la red, y de esta manera disminuir el consumo energético y ayudar a mitigar la carga máxima de la red comercial, obteniendo un ahorro significativo.

Para ello, se tuvo en cuenta: antecedentes, potencial energético fotovoltaico, red comercial, infraestructura institucional, circuitos a evaluar, costos que genera la red comercial y, por último, la optimización del desempeño energético dentro de la Universidad CESMAG.

Para el diseño del sistema fotovoltaico, se tuvo en cuenta el consumo de cada bloque, evaluando los periodos de mayor consumo semestral y los de menor consumo intersemestral, de igual manera se evaluaron los consumos energéticos en los fines de semana de cada periodo. También se evaluaron las cargas priorizadas, llegando a formular cinco escenarios, de los cuales, se determinó que el más adecuado para implementar es el escenario 5; seguidamente se caracterizaron las fuentes de generación en base a los recursos disponibles: energía solar fotovoltaica y la red comercial, estas serán las encargadas del diseño del sistema híbrido. En caso de la red comercial solo se tomó en cuenta el costo de la energía, siendo este de \$759,26/KWh (CEDENAR, 2022). También se verificaron las áreas disponibles para la instalación de los paneles solares, las cuales se dividieron en 3 bloques: Sede B, Holanda Italia y por último se encuentra el edificio San Francisco, con un área total de 4358m². En los tres bloques se verificaron restricciones de costo y espacio, ya que todas las áreas de las cubiertas no son adecuadas para la instalación de paneles solares, esto debido a que su superficie no soporta dicho peso, como lo es en el espacio del coliseo san Guillermo de Castellana, el cual podría ser aprovechado, pero por su infraestructura deteriorada no es factible, por lo tanto, solo es aprovechable un área de 1421m².

Finalmente, estos elementos se implementan en HOMER PRO, con el fin de simular las tareas ya realizadas, permitió evaluar y comprar los componentes financieros obtenidos, con los de HOMER. Optimizando y realizando análisis de los indicadores financieros. Llegando a determinar que el costo de la energía, obtenido con el sistema es de \$565,31/KWh, que se encuentra por debajo del valor promedio ponderado del comercial. Los indicadores financieros como Valor Presente Neto (VPN) y Tasa Interna de Retorno (TIR) son positivos, permitiendo retornar la inversión en 4 años 9 meses. En caso de que se generen excedentes de energía, estos podrán ser inyectados a la red comercializándolos de acuerdo a los términos de la resolución 030 de 2018 (Creg, 2018) cómo se evidencia en el artículo publicado en la revista Scientia et Technica Año XXVII, Vol. 27, No. 01, marzo de 2022. Universidad Tecnológica de Pereira (Barco, et al 2022).

1. El Problema de Investigación

1.1 Objeto o Tema de investigación

Sistema híbrido de energización para la Universidad CESMAG.

1.2 Línea de investigación

Potencia y Energía. “El área de Potencia y Energía del programa de Ingeniería Electrónica de la Universitaria CESMAG enfoca su trabajo en el estudio de la generación, transformación, intercambio, transporte, distribución, almacenamiento y consumo de energía eléctrica de manera absoluta o por unidad de tiempo, incluyendo el diseño, análisis, control y optimización de sistemas de electrónica de potencia. Las líneas de investigación incluyen Calidad de la Energía y Energías Alternativas”(Programa de ingeniería Electrónica, 2015).

1.3 Sub-línea de investigación

Energías Alternativas. “Las energías alternativas son aquellas que se obtienen mediante procesos alternativos a los tradicionales (quema de combustibles fósiles o en el caso de Colombia la hidroeléctrica a gran escala), estas se dividen en renovables o limpias, las cuales se obtienen de fuentes naturales capaces de regenerarse de manera más rápida de lo que se consumen o ser virtualmente infinitas; y en no renovables cuya fuente se consume más rápido de lo que se regenera pero que a diferencia las fuentes tradicionales el impacto ambiental es menor”(Programa de ingeniería Electrónica, 2015).

1.4 Planteamiento o descripción del problema

Ante la problemática que implica el uso y agotamiento de los combustibles fósiles para la generación de energía, el ser humano se ha preocupado por buscar otras fuentes de menor impacto al medio ambiente, esto sumado a la necesidad de satisfacer una demanda energética asociada al desarrollo económico y demográfico, requiere de la identificación de nuevas fuentes de energía, principalmente no convencionales, que permitan diversificar la matriz de generación

eléctrica, “se puede establecer que las fuentes renovables no convencionales representan importantes beneficios para la demanda” (UPME, 2012).

Hoy por hoy, el esquema de generación del sector energético colombiano está dominado, principalmente, por procesos de energía hidroeléctrica y fósil. Según Jaime Alejandro Zapata Uribe, gerente Centro Nacional de Despacho de XM “la demanda de energía eléctrica en 2021 fue de 74,116.91 GWh, lo que representa un crecimiento del 5.51% con respecto al consumo de 2020 y del 3.1% con respecto al de 2019, año previo al inicio de la pandemia. Este porcentaje de crecimiento anual es el más alto presentado en los últimos 10 años, evidenciando la reactivación económica del país, superando incluso el impacto presentado por la pandemia” (XM, 2021).

Es notable el crecimiento de la demanda energética del país, sin embargo, existen muchos fenómenos que pueden afectar el comportamiento de las hidroeléctricas, principal fuente de generación, la afectación de variables como la cantidad fluvial y pluvial, traen como consecuencia incrementos en la factura de cobro. El factor de mayor influencia en la capacidad de generación de las hidroeléctricas es el llamado fenómeno del niño, ya que incide directamente en las precipitaciones pluviales incluyendo sequías, lo cual se ve manifestado en el nivel de los embalses de las hidroeléctricas. En momentos de normalidad climática, las hidroeléctricas aportan aproximadamente el 80% de la energía y las termoeléctricas el 20% restante. Sin embargo, “en momentos del fenómeno de El Niño, el porcentaje pasa a ser un 52% de las hidroeléctricas y un 48% de las térmicas” (Creg, 1997). Dada las condiciones naturales del país, se pueden desarrollar nuevas hidroeléctricas, por ejemplo: Hidroituango en Antioquia e Hidropatía en Nariño, pero estas obras conllevan transformaciones que derivan en problemáticas ambientales y sociales que impactan la calidad de vida de las personas.

Por lo anterior, se ha visto la necesidad de incluir fuentes alternativas de energía, como opción para diversificar la canasta energética (UPME, 2012), teniendo en cuenta que las fuentes alternativas son una opción más amigable al medio ambiente y presentan una alta posibilidad de mejorar la economía. Además, la ley 1715 del 13 de mayo de 2014 (Congreso de Colombia, 2014) promulga la investigación, desarrollo, e implementación de fuentes no convencionales de energía, en respuesta a la preocupante situación ecológica que representa el uso exagerado de las formas convencionales de energía. En este orden de ideas, es menester realizar investigaciones que permitan diseñar proyectos de energías renovables para aproximarse a encontrar una

solución energética sostenible. En este caso, se ha realizado un estudio específico para la comunidad Universitaria CESMAG, pero que servirá para su posterior réplica en otros espacios. El presente documento presenta un análisis técnico y económico de la integración de fuentes renovables fotovoltaicas integradas a la red comercial para los tres edificios de la sede centro (io San Francisco, Holanda - Italia y la sede B), utilizando el software de optimización HOMER y memorias de cálculo, pero se desconoce el costo óptimo de la energía de acuerdo a las restricciones de espacio disponible y capacidad de los transformadores.

El no aprovechamiento de estos recursos que son una fuente más amigable al medio ambiente, hace que la Universidad insista en el medio de energización convencional, sin conocer los beneficios que traería la implementación de energías híbridas. Asimismo, aplicar la investigación fortalecería el eje ambiental y social de la Institución, que es parte de la filosofía Franciscano Capuchina como segmento de sus principios, relacionados con la vocación del servicio y la ecología, “la hermana madre tierra clama por el daño que le provocamos a causa del uso irresponsable y del abuso de los bienes que Dios ha puesto en ella” (Francisco I, 2015).

1.5 Formulación del problema

¿Cuál es el costo óptimo de la energía (KWh) de un sistema híbrido de energización en la Universidad CESMAG utilizando HOMER?

1.6 Objetivos

1.6.1 Objetivo general

Determinar el costo óptimo de la energía (KWh) de un sistema híbrido de energización en la Universidad CESMAG utilizando HOMER.

1.6.2 Objetivos específicos.

- Analizar la demanda eléctrica generada por la Universidad CESMAG.
- Caracterizar el potencial energético de las fuentes de generación eléctrica de la Universidad CESMAG.

- Diseñar un sistema híbrido de generación eléctrico con fuentes renovables teniendo en cuenta la red comercial.
- Optimizar el sistema de generación usando el software HOMER.

1.7 Justificación

El presente trabajo de grado aporta a un proceso metodológico científico representando en el análisis del recurso natural, el recurso energético y la optimización de un sistema híbrido de energización, y un elemento que tiene un sentido práctico y social, en el que se entregan los diseños del sistema híbrido de energización en el medio Universitario CESMAG, mejorando el costo de la energía (\$/KWh) para ser implementado en las instalaciones de la Universidad, fortaleciendo los ejes ambientales y económicos, que se describen a continuación:

Desde el punto de vista ambiental, el diseño permite la generación de energía limpia, contribuirá a la reducción de CO₂. Las energías fotovoltaicas favorecen la conservación de la naturaleza y el desarrollo del ser humano como ser natural para una convivencia armónica con el medio ambiente, el cual es un principio franciscano que guía el actuar de la Universidad.

Desde el punto de vista económico, en la actualidad, implementar sistemas híbridos se ha convertido más rentable por su óptimo desempeño y bajo costo energético. Por lo tanto, el costo del kilovatio hora será más económico a pagar.

El desarrollo de este proyecto de grado, motiva a la comunidad académica a investigar más sobre energías renovables, generando un conocimiento amplio que impulse el desarrollo de soluciones futuras en base a nuevas tecnologías en el ámbito de energías renovables o temas relacionados.

1.8 Delimitación

Espacial: tiene validez dentro de la ciudad de pasto Colombia en la Universidad CESMAG ubicada en el centro de la ciudad Carrera 20^a 14-54. Se pretende llegar al diseño del circuito que pueda cubrir el mayor porcentaje posible de la demanda energética del medio Universitario CESMAG teniendo en cuenta el menor costo posible de operación y utilizando la energía solar, la cual se conectada a la red comercial para el diseño del sistema híbrido.

2. Tópicos del Marco Teórico

2.1 Antecedentes

2.1.1 Energía fotovoltaica modelos y respuestas a condiciones meteorológicas

Con la investigación realizada por Francisco Eraso Checa, Olger Erazo, y Edison Escobar (2017) en “Energía fotovoltaica modelos y respuestas a condiciones meteorológicas” en la ciudad de San Juan de Pasto. Dentro de la Universidad CESMAG, dan a conocer datos relacionado con la investigación como: temperatura externa, velocidad del viento, radiación solar, índice UV, humedad ambiente y luminosidad: información de la estación meteorológica DAVIS pro 2.0 y, extrayendo los datos desde su plataforma ESMERA realizada por el grupo de investigación RAMPA, permite obtener información más confiable que ayude a conocer el potencial de generación eléctrica y una mayor integración de las energías renovables al sistema convencional.

2.1.2 Alternativas de Generación Eléctrica para el Centro Misionero de Hermanos Menores Capuchinos y la Finca Ágape en Leticia, Amazonas.

Realizado por: Francisco Eraso Checa y John Barco (2019) el objetivo principal es analizar el potencial energético de alternativas de generación eléctrica según su ubicación. Parte del cálculo del potencial energético, que se realiza mediante toma de datos de radiación solar y temperatura. Para un sistema híbrido de energización y diésel para una (ZNI) el cual se llega a la conclusión que una fuente convencional es menos rentable frente a un sistema fotovoltaico el cual presenta una alta rentabilidad económica según los datos generados por el software HOMER.

2.1.3 Estudio comparativo de la viabilidad de instalaciones híbridas renovables en edificios municipales de BETXÍ

Estudio realizado por: Peris Palau, Víctor. En el municipio de Betxí que se encuentra en la provincia de Castellón ubicado entre la sierra de Espadán y el mar Mediterráneo. Los estudios

radican principalmente en el uso de la herramienta HOMER Energy, y hablan de un software usado para modelar sistemas energéticos obteniendo como resultado la opción óptima de funcionamiento en función de las necesidades demandadas de cada caso. Al modelar el sistema en HOMER, se realiza un balance de energía por hora, al definir las horas de funcionamiento y carga de los sistemas de almacenamiento de energía. El software es capaz de realizar balances de energía, teniendo en cuenta todas las posibles configuraciones con los elementos establecidos, de esta manera dictaminar si la configuración es óptima o no, arrojando como resultado los costos de instalación, manteniendo la vida útil del proyecto de investigación (Peris Palau, 2020).

2.1.4 Microrredes en Universidades de Colombia

Realizado por Daniel Salazar Chávez, John Michael en Cali, Colombia (2018), busca diseñar un sistema de microrredes en tres diferentes campus universitarios de Colombia como UIS, UDENAR y UPB, bajo el dimensionamiento del software HOMER el cual genera mayores impactos medioambientales positivos que negativos. Además, la energización de un sistema híbrido surge como una solución económica y medioambiental para suplir las necesidades energéticas ya sea agrupando el generador de un sistema eólico o fotovoltaico, para la disminución del consumo de combustible y aprovechar el recurso de la radiación solar que puede formarse un sistema híbrido E-S para la producción de energía.

2.1.5 Análisis de sensibilidad de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: Caso de estudio en Guerrero, México.

El tipo de investigación realizado por la entidad de Ingeniería Investigación y Tecnología (Rivera-Martínez et al., 2017), expuesta en su volumen XVIII, habla de realizar un análisis de Sensibilidad de Sistemas Fotovoltaicos (SFV) enlazados a la red eléctrica. Utilizando para ello el modelo de optimización HOMER v2.81. Los resultados obtenidos demuestran que un sistema fotovoltaico *on grid* de 100 KW en la UPEG, podría suministrar 82% de la demanda generada a un costo competitivo (0.2 \$USD/KWh) en relación con la proveniente de la red convencional (0.3 \$USD/KWh).

2.1.6 Diseño de un sistema híbrido autónomo para el abastecimiento de energía eléctrica a un centro de salud móvil en caso de un desastre natural en el Ecuador.

Los resultados obtenidos de la investigación de Guilcapi Bryan (2017), exponen el uso del software simulador HOMER para un sistema híbrido, los análisis respectivos de generación tienen en cuenta los recursos renovables en una zona costera, simulando dos sistemas híbridos de energización obteniendo los siguientes resultados.

Fotovoltaico + Eólico = 7.457 KWh/d

Fotovoltaico + Hídrico = 6.687 KWh/d

De tal manera que es factible desarrollar el sistema híbrido autónomo en la región costera del país ya que satisface la demanda energética por lo que es superior a la calculada de 5.520 KWh/d.

2.1.7 Registro, análisis de datos y eficiencia energética.

Trabajo realizado por Javier Revelo F., docente del Departamento de Electrónica Universidad de Nariño (2014), da a conocer un tipo de metodología utilizada para medir el consumo de energía eléctrica de las diferentes unidades residenciales, comerciales e institucionales de las 13 subregiones del departamento de Nariño, consta de 3 etapas: primero configuración e Instalación de Equipo, segundo procesamiento de información, y por último un análisis de resultados. El cual aporta a la investigación en cuanto a la instalación, toma y recolección de datos para una caracterización de la demanda eléctrica.

2.1.8 Levantamiento, análisis y diagnóstico de la red eléctrica actual de la Universidad de Nariño con base en una Microred.

Este trabajo realiza un levantamiento de la red eléctrica en el espacio de la Universidad de Nariño, el autor desarrolla un trabajo de campo mediante la inspección visual y de procesos de búsqueda con herramientas de campo, con el fin de determinar las características principales de la red eléctrica, para así identificar subestaciones, tableros eléctricos, rastreo de circuitos, caja de inspección, identificación del alambrado, topología y estructura de la red. Llevando a cabo un control minucioso, sistematizando la información de los elementos que conforman la red eléctrica (Andrade, 2015).

2.1.9 Investigación de la migración de energía convencional a energía fotovoltaica en la sede principal de aguas de Manizales S.A. E.S.P. en la ciudad de Manizales en el departamento de caldas

Tiene como objetivo determinar la viabilidad y su factibilidad en la incorporación de paneles solares fotovoltaicos como energías renovables en la empresa Aguas de Manizales S.A. E.S.P Caldas. Trabajo realizado por: Rafael Rodríguez, Herman Orozco, los resultados indican unas condiciones óptimas para un sistema fotovoltaico bajo la normativa vigente, los resultados obtenidos contribuyen a la investigación en parte de la realización de un dimensionamiento en base a las necesidades de consumo y de la producción de energía para su inyección a la red interconectada (Bárcenas & Orozco, 2019).

2.1.10 Diseño de alternativas para la generación de energía eléctrica conectada a la red por medio de energía solar para el Edificio Almendros de la Universidad Javeriana Cali: sistema fotovoltaico o sistema de ciclo Rankine con energía solar concentrada

En este trabajo se realiza un análisis económico y tecnológico sobre el aprovechamiento de una fuente natural inagotable como lo es el sol, con el fin de convertir esta fuente en energía eléctrica para la utilización de la misma en el Edificio Almendros ubicada en la Pontificia Universidad Javeriana de Cali. Este análisis realizado incluye dos sistemas diferentes: el primero

es un sistema solar fotovoltaico conectado a la red, en el que se realizó un análisis de los componentes para una óptima implementación, un diseño detallado y la ubicación que tendrá dicho sistema; en el segundo sistema se analizó un ciclo de potencia Rankine para un óptimo diseño y un análisis detallado para mirar su factibilidad; por último, se realizó una comparación de los dos sistemas. Este trabajo aporta a un análisis económico apropiado ya que con la comparación que hace permite determinar la mejor implementación (Minotta & Villavicencio, 2017).

2.1.11 Estudio de viabilidad de la implementación de un sistema fotovoltaico *on grid* para la integración energética renovable de la sede central de la Universidad de Córdoba

Investigación realizada por: Pedro Doria y Carlos Narváez (2016), tiene como objetivo estudiar la viabilidad de la implementación de un sistema fotovoltaico On-grid para la integración energética renovable de la sede central de la Universidad de Córdoba, donde se hicieron mediciones en campo de corriente de corto circuito (I_{sc}) y voltaje de circuito abierto (V_{oc}) y de la irradiancia instantánea, y se obtuvo una eficiencia en campo de dos de las tecnologías implementadas en la elaboración de paneles solares más comunes como son el silicio policristalino y el monocristalino en función de la irradiancia, estas dos tecnologías en las condiciones de la ciudad de Montería, dan como resultado un potencial de $47,542 \text{ W/m}^2$ para policristalinos y $56,517 \text{ W/m}^2$ para monocristalinos, esto permite determinar la conveniencia económica una vez se estableció el potencial energético, también se obtuvo una ecuación de costo en función de la potencia de la planta, con precios reales del mercado. Y así empleando como criterio de aceptación el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

2.1.12 Diseño de una microrred basada en generadores solar y eólico: caso de estudio medio Universitario San Damián

El estudio tiene como objetivo diseñar la estructura de una microrred basada en generadores solares y eólicos, que satisfagan el mayor porcentaje de la demanda energética, en el medio Universitario San Damián, al mismo costo ($\$/\text{KWh}$). Trabajo realizado por Edwin

Benavides y Guillermo Mera (2018), donde formularon cálculos de los diferentes sistemas, teniendo en cuenta los resultado y análisis de los datos de la estación meteorológica instalada en el medio Universitario San Damián, donde determinaron que para los cálculos tomarían las horas sol del mes más crítico mayo siendo estas de 3,7 HSP, seguidamente determinaron el consumo eléctrico que este tendría, para así dimensionar de la mejor manera la microrred propuesta, finalmente validaron el diseño de la microrred, determinando el potencial de los generadores solar y eólico, entregando una potencia instalada fotovoltaica de 10,4KWp y una potencia instalada de 9,4KW para los generadores eólicos llegando a tener un costo de energía de 442 \$KW/h lo cual estuvo por debajo del valor comercial. Los resultados de esta investigación permiten determinar que la combinación de varias fuentes ofrece una mayor fiabilidad al momento de implementarlas.

2.1.13 Optimal sizing of a grid-connected microgrid and operation validation using HOMER Pro and DigSILENT

Este artículo que se toma como antecedente, es un producto de este mismo trabajo de grado. En el cual se presenta una metodología para la planificación y validación de una microrred conectada utilizando softwares muy conocidos en el ámbito de la ingeniería eléctrica. HOMER pro y DigSILENT, donde el proceso de planificación a la medida se realizó en HOMER Pro y la selección de fuentes de generación adecuadas, mientras que la implementación de la red de distribución se validó en DigSILENT. Este estudio se realizó con datos del presente trabajo de grado, tomados en el campus de Universidad CESMAG. Los resultados muestran una potencia óptima fotovoltaica instalada de 552KWp, descartando las baterías y el generadores diésel por los altos costos operativos y de capital. Sin embargo, se conserva el generador diésel ya que este tendría un costo de capital nulo, debido a que ya se encuentra instalado, y funcionaria como fuente de respaldo para emergencias. Esta potencia fotovoltaica también fue comparada con otros tamaños, determinando que el COE es mayor para los tamaños de sistemas fotovoltaicos pequeños y, a medida que aumenta la potencia pico, alcanza su valor mínimo en el mismo punto que el NPC en este caso de 552KWp luego el COE disminuye ligeramente sobre el sistema fotovoltaico óptimo, pero el NPC aumenta rápidamente (Barco et al, 2022). Los

principales aportes de este trabajo consisten en proponer una metodología de planificación para realizar un dimensionamiento óptimo de los componentes y validar el funcionamiento de una microrred a partir de la simulación de una red eléctrica local obteniendo indicadores técnicos como perfiles de tensión, pérdidas de potencia, entre otros. Además, el método se aplica a un caso de estudio real en términos de ingresos económicos para un mercado energético local.

2.1.14 Análisis de la curva de demanda de potencia eléctrica de red debido a la incorporación de generación fotovoltaica en el Edificio Cornelio Merchán de la Universidad Politécnica Salesiana

Tiene como objetivo un análisis de la curva de la demanda de potencia eléctrica de red debido a la incorporación de generación fotovoltaica. En este proyecto se realizó un estudio del estado acerca de la integración de energías fotovoltaicas en las redes eléctricas, también se realizó un levantamiento y análisis de la información acerca del consumo de potencia eléctrica en la Universidad de los años 2014 y 2015. Se desarrolló un modelo de simulación que permite analizar la curva de demanda debido a la incorporación de generación fotovoltaica mediante diagramas de bloques en Simulink de Matlab y por último se utiliza el modelo de simulación los datos de radiación, temperatura y demanda de la Universidad y se evaluó los resultados obtenidos de las simulaciones de tres escenarios (Deleg & Uguña, 2016).

2.1.15 Trámites para proyectos de energía solar fotovoltaica conectados a la red en Colombia.

El informe realizada por Daniel Ochoa Yepes (2020), como requisito para optar al título de ingeniero electricista, tiene como objetivo acompañar los diferentes procesos que caracterizan la certificación, diseño, dimensionamiento y ejecución para proyectos de energía solar fotovoltaica conectados a la red, con los cuales se tenga certeza de los factores técnicos y económicos. La implementación de energía solar fotovoltaica en Colombia ha tenido un gran desarrollo durante los últimos años, convirtiéndose en un pilar muy importante en el crecimiento de los diferentes mercados. El trabajo que tomaron como ejemplo es un proyecto ubicado en la ciudad de

Medellín que tiene una capacidad fotovoltaica instalada de 4,86KWp, presentando y analizando los diferentes procesos requeridos en un proyecto de energía solar fotovoltaica conectado a la red en Colombia, tales como firma de contrato del proyecto, diseño del proyecto, certificados RETIE, inscripciones del proyecto al operador de red (OR) y por último la puesta en marcha del proyecto esto con el fin de obtener un estimativo del tiempo de ejecución que debe tener cada proceso.

2.2 Enunciados de los Supuestos Teóricos

2.2.1 Energía

El concepto básico de energía en la física, se define como la capacidad para realizar un trabajo (T), y este a su vez es una fuerza (F) aplicada a una distancia (d), por lo que se tiene que

$$T = F \cdot d \quad (1)$$

Por lo que se dice que todo lo que puede aplicar fuerza en una cierta distancia posee energía. En el sistema internacional (SI) la energía se mide en Joule (J), siendo este el trabajo realizado por una fuerza de un Newton (N) en un desplazamiento, es decir la fuerza multiplicada por la longitud, lo que equivale a Newton-metro (N.m=Ws) (Vargas, et.al, 2020).

La unidad de medida de la energía eléctrica es el vatio hora. Teniendo en cuenta que un joule equivale a un vatio multiplicado por segundo, y que la medida estandarizada para la energía es 1 KWh se puede determinar que 1KWh es equivalente a 3,6 MJ (F. Eraso Checa, O.Eraza de la Cruz, 2017).

2.2.1.1 Tipos de transformación de energía

La energía tiene varias formas de manifestación dependiendo de las acciones y los cambios que puede provocar, entre estas se encuentran: energía mecánica, potencial, cinética, interna, térmica, electromagnética, química, nuclear entre otras, las cuales pueden producir energía

eléctrica. Estas energías son resultado de las cuatro fuerzas fundamentales del universo siendo estas: fuerza nuclear fuerte, electromagnética, gravedad y nuclear débil (Vargas, et.al, 2020).

La Tabla 1 muestra un resumen de las energías antes mencionadas, junto a su portador y un ejemplo de ecuación que la describe.

Tabla 1. Formas de energía, su portador y ejemplo de ecuaciones.

| Formas de Energía | Portadores de Energía | Ejemplos de ecuaciones |
|-------------------------|-----------------------|------------------------|
| Cinética | Viento | $E_c = 0.5mv^2$ |
| Potencial gravitacional | Agua | $E_p = mg\Delta h$ |
| Nuclear | Uranio | $E_n = mc^2$ |
| Electromagnética | Radiación solar | $E_{elc} = hv$ |
| Magnética | Bobina | $E_m = 0.5LI^2$ |
| Eléctrica | Electricidad | $E_e = VIt$ |
| Térmica | Geoterminia | $E_t = mT$ |
| Química | Fósiles y biomasa | $E_G = H - TS$ |
| Mecánica | Agua o automóvil | $E_{mec} = E_c + E_p$ |
| Elástica | Resorte | $E_{el} = 0.5kx^2$ |
| Giratoria | Rueda de inercia | $E_g = 0.5I_m w^2$ |

Fuente: (Vargas, et.al, 2020).

Donde:

E: energía

V: diferencia de tensión

I: corriente eléctrica

t: tiempo

m: masa

T: temperatura

v: velocidad

Δh : diferencial de altura

h: constante de Planck

n: frecuencia de un fotón

L: inductancia de bobina

c: velocidad de la luz

k: constante elástica

x: distancia de deformación

I_m : momento de inercia

w: velocidad angular

H: entalpía

S: entropía

2.2.1.2 Energía eléctrica

La energía eléctrica o electricidad es la energía que se origina de la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos determinados, cuando se los pone en contacto mediante un transmisor eléctrico. Este contacto provoca una corriente eléctrica que consiste en la transmisión de cargas negativas (electrones) a través de un material propicio para ello (como suelen ser los metales) desde el punto de su generación (y/o almacenamiento) hasta el punto de consumo. Usualmente, la energía eléctrica es convertida en otras formas de energía: lumínica, mecánica o térmica (Coluccio, 2021). La energía eléctrica es muy útil, porque se la puede generar, transmitir, transformar, distribuir y utilizar de manera sencilla y económica (Rela, 2011).

2.2.1.3 Tipos de generación de energía eléctrica en Colombia

En Colombia la energía eléctrica es generada, principalmente, por medio de plantas hidroeléctricas, biomasa, eólica, combustibles fósiles y solar. Donde juegan un papel importante las Energías renovables, siendo un tipo de energía limpia, que contribuyendo a la reducción de contaminación, ya que se generan a partir de recursos naturales renovables como el viento, el agua y el sol (Giraldo, Vacca Ramírez, & Urrego Quintanilla, 2018).

Plantas Hidroeléctricas. Está depende del recurso hídrico de cada región. Por lo tanto, aquellas regiones que tengan grandes cantidades de agua y una economía que permita construir las infraestructuras necesarias, serán las que se beneficiarán de este tipo de energía. Aunque se trate de una energía de origen renovable, se debe tener en cuenta que es una tecnología mucho más antigua y consolidada que el resto de las energías renovables que son mucho más actuales (Giraldo et al., 2018).

Esas centrales son muy limpias, requieren poco mantenimiento y no hay gastos de combustibles. Una de sus grandes ventajas es que se pueden poner en marcha y detener casi instantáneamente; no hay que esperar que se calienten, como las térmicas y las nucleares, pero, a

veces, alteran mucho el paisaje, y hasta el clima local, y cuando escasean las lluvias, también falta la energía (Rela, 2011).

Plantas térmicas. En estas centrales de generación se queman combustibles y con el calor de combustión se hace hervir agua cuyo vapor impulsa turbinas y alternadores. Estas centrales producen gases que recalientan la atmósfera. En los últimos dos siglos esos gases aumentaron al triple del valor normal, y se temen cambios climáticos desfavorables en todo el mundo (Rela, 2011).

Plantas geotérmicas. Aprovechan el calor interno de la Tierra y tienen la ventaja de que no liberan gases, pero no hay muchas fuentes termales útiles; se aprovechan las pocas que existen (Rela, 2011).

Plantas eólicas. Este tipo de centrales usan el viento como fuente de energía, donde los molinos recogen la fuerza del viento en sus aspas y un generador se encarga de convertir la energía mecánica en energía eléctrica (Giraldo et al., 2018).

Plantas solares fotovoltaicas. Es el sistema que utiliza la radiación solar para producir electricidad. Para producir energía eléctrica se utilizan paneles solares o módulos solares, que son dispositivos diseñados para captar la radiación electromagnética proveniente del Sol, convirtiéndola en energía eléctrica de corriente directa. Estos reciben la radiación solar, la cual contiene fotones, que inciden sobre las placas del panel, llamadas celdas, constituidas de materiales semiconductores, provocando el movimiento de los electrones libres y huecos. De esta manera se presenta un flujo de electrones a través de las placas de la celda, lo que constituye una corriente eléctrica (Enel Green Power, 2022).

2.2.2 Potencia P [W]

La potencia es el trabajo efectuado por una fuerza en la unidad de tiempo. Si W es la cantidad de trabajo realizado durante un intervalo de tiempo de duración Δt , la potencia dada durante ese intervalo está relacionada por la expresión

$$P = \frac{W}{\Delta t} \quad (2)$$

Donde:

P: es potencia.

W: trabajo.

t: tiempo de uso al día en hora

La unidad de potencia en el S. I. es el vatio (W), que se define como la potencia necesaria para realizar un trabajo de un julio en un segundo.

$$P = Wt \rightarrow 1 \text{ vatio} = 1 \text{ julio } 1 \text{ segundo} \rightarrow W = 1 J 1s \quad (3)$$

Teniendo en cuenta lo dicho sobre lo que es potencia se especifican diferentes tipos de esta, dado a que no solo se manifiesta en una sola forma, sino que tiene varias maneras de expresión en distintos escenarios, como, por ejemplo: la potencia mecánica, eléctrica, calorífica, entre otras (Como-funciona, 2023).

2.2.2.1 Potencial energético

El potencial energético es la capacidad de generación de energía eléctrica entregada por las fuentes de la zona (solar, red y diésel), se expresa en kilo Vatios hora-día (kWh/d). En el caso de la energía solar se calcula a través de la temperatura y la irradiancia (F. Checa & Barco, 2019).

2.2.3 Demanda energética

Corresponde al consumo eléctrico del usuario en un tiempo determinado, este se mide en kilo vatio hora día (KWh/día). En la Universitario GESMAG se analizaron las distintas zonas que la conforman, el número de elementos electrónicos, potencia eléctrica, y las horas de

consumo de cada mes para así saber si es suficiente para cubrir las necesidades de energía en la Universidad o definir qué zonas se pueden cubrir.

La demanda de energía se obtiene mediante el área bajo la curva de la carga horaria]. En la ecuación 4 se presenta el cálculo de este parámetros, en donde: $P[W]$ es la potencia instantánea en el instante i ; I_t es la duración del intervalo de discretización en horas; t es el periodo de duración de la curva de demanda (F. Checa & Barco, 2019).

$$ED = \sum_{i=1}^t P_i[w] I_t[h] \quad (4)$$

Demanda máxima: Es el pico de demanda que se alcanza en el periodo de tiempo analizado.

Demanda mínima: Es el valle de la demanda que se alcanza en el periodo de tiempo analizado.

Demanda promedio: Se ubica entre el máximo y mínimo consumo observado durante un largo periodo de tiempo. Se calcula de acuerdo a la ecuación 5.

$$\bar{p} = \frac{ED[Wh]}{t[h]} \quad (5)$$

Dónde: t es el periodo de tiempo de duración de la curva.

2.2.4 Factor de carga

Es la relación entre la energía demanda ED y la energía que demandaría la carga en el periodo de tiempo considerado, si estuviese consumiendo su potencia máxima PDmax. La ecuación 6 evidencia su cálculo (F. Checa & Barco, 2019).

$$fc = \frac{ED[Wh]}{PDmax[W].t[h]} = \frac{PDmed[w]}{PDmax[w]} \quad (6)$$

2.2.5 Radiación solar y factores climatológicos en pasto

2.2.5.1 Radiación solar

La radiación solar es la energía emitida por el Sol, que se propaga en todas las direcciones a través del espacio mediante ondas electromagnéticas. Esta llega a la Tierra y se cuantifica mediante la irradiación solar, que es la energía recibida por unidad de superficie (Planas, 2021).

Esa energía es el motor que determina la dinámica de los procesos atmosféricos y el clima. La energía procedente del Sol es radiación electromagnética proporcionada por las reacciones del hidrogeno en el núcleo del Sol por fusión nuclear y emitida por la superficie solar. La cantidad de radiación absorbida por la superficie es devuelta en dirección al espacio exterior en forma de radiación de onda larga, con lo cual se transmite calor a la atmósfera (Ideam, 2023b).

Radiación directa y difusa. La radiación que logra tocar la superficie de la tierra sin ser atenuada se conoce como radiación directa. Por otra parte, la cantidad de energía solar que incide sobre una superficie horizontal desde todos los lugares de la atmosfera diferentes de la radiación solar directa se conoce como radiación difusa (Ideam, 2023a). En la Figura 1, se observa de mejor manera este proceso. Una de las principales causas de atenuación son las nubes, las cuales bloquean la mitán del paso de la radiación directa, y esta radiación se recupera en forma de radiación difusa (F. E. Checa, 2015).

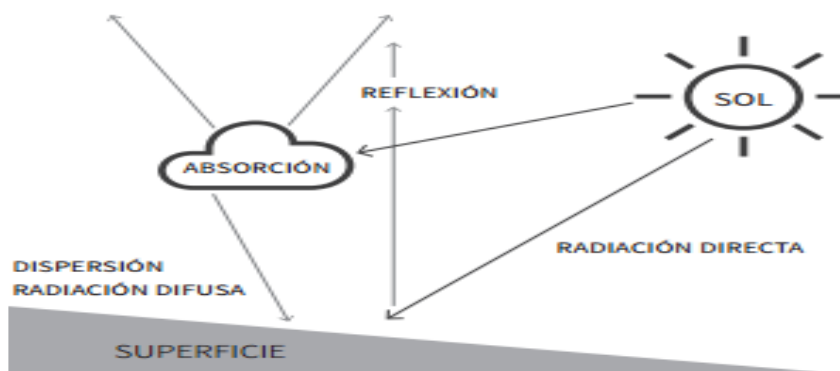


Figura 1. Radiación directa y difusa

Fuente: (F. Eraso Checa, O.Erazo de la Cruz, 2017)

2.2.5.2 Comportamiento de radiación en Pasto curvas promedio

De acuerdo a Francisco Eraso Checa, Olger Erazo, y Edison Escobar (2017), el comportamiento de la radiación en términos de irradiancia para la ciudad de pasto, mostrada en la Tabla 2, donde se observó el máximo valor promedio registrado, el cual corresponde al mes de noviembre con un valor de 777W/m^2 y un valor mínimo para el mes de diciembre de 100W/m^2 .

También se observa el comportamiento promedio mensual de la irradiancia, el cual oscila entre 343 W/m^2 y los 457 W/m^2 . La medida más baja corresponde al mes de julio y la más alta al mes de enero, estos datos se registraron de manera diaria entre las 8:00 am y las 4:00 pm, aprovechando la mayor incidencia de la luz en el día.

Tabla 2. Datos de irradiancia en la ciudad de pasto año 2014

| | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Ocp | Nov | Dic | Prom |
|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Min | 163,2 | 195,7 | 177,1 | 191,3 | 193,4 | 261,0 | 220,6 | 213,5 | 211,5 | 22,9 | 220,7 | 100,7 | |
| Prom | 457,2 | 381,8 | 386,8 | 385,3 | 363,6 | 364,1 | 343,6 | 354,2 | 401,2 | 354,7 | 456,5 | 454,1 | 391,9 |
| Max | 702,4 | 694,0 | 681,9 | 693,8 | 583,4 | 552,5 | 539,6 | 648,0 | 694,8 | 505,1 | 777,5 | 707,3 | |

Fuente: (F. Eraso Checa, O.Erazo de la Cruz, 2017)

2.2.6 Sistemas fotovoltaicos

Existen varios tipos de sistemas solares fotovoltaicos y varían por sus diferentes configuraciones. Estas configuraciones dependen del uso que se requiera, como por ejemplo alimentar una planta en una zona remota, extraer agua, iluminaciones públicas, uso domiciliario entre otras. Estos tipos de sistemas tiene sus ventajas y desventajas, por tal motivo la existencia de los diferentes tipos (Benavente, 2015).

2.2.6.1 Sistema autónomo (off grid)

Una instalación solar fotovoltaica aislada es un sistema de generación de corriente sin conexión a la red eléctrica que proporciona al propietario energía procedente de la luz del sol. Normalmente requiere el almacenamiento de la energía fotovoltaica generada en acumuladores solares -o baterías- y permite utilizarla durante las 24 horas del día (Ochoa Yepes, 2020). En estos sistemas se encuentran aplicaciones tales como: suministrar energía a equipos y

electrodomésticos en áreas remotas, refrigeraciones de alimentos y medicamentos, sistemas de telecomunicación, alumbrados públicos, fincas ganaderas, riegos agrícolas entre otras.

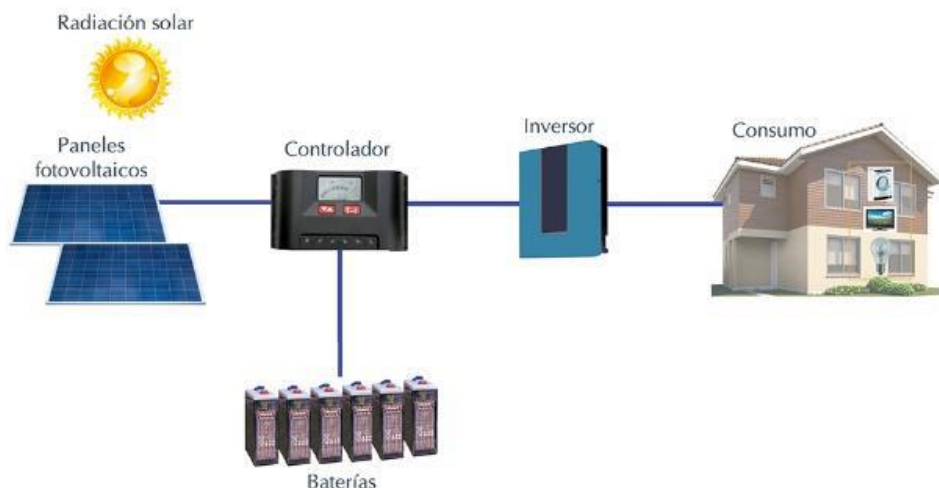


Figura 2. Sistema fotovoltaico autónomo
Fuente:(Ochoa Yepes, 2020)

2.2.6.2 Sistemas híbridos

Los sistemas híbridos para de generación de energía consisten en combinar distintos tipos de métodos de obtención de dicha energía, tales como almacenamiento de energía en baterías, grupos electrógenos, red eléctrica y energías renovables, llegando así a las configuraciones óptimas dependiendo de las condiciones de cada entorno. Por ejemplo, en zonas de alta radiación solar durante todo el año, o en otros lugares en los que haya una gran cantidad de viento, se utilizarán unas combinaciones u otras para sacar el máximo partido en el aprovechamiento de los recursos inagotables de la naturaleza (Benavente, 2015). Estos sistemas se caracterizan por tener aplicaciones tales como respaldo de energía en áreas remotas, reducir el costo en combustibles y mantenimiento de las plantas Diesel, y tener un respaldo amigable con el medio ambiente. En la Figura 3, se observa la implementación de un sistema híbrido, con respaldo de baterías, sistema solar y red eléctrica.

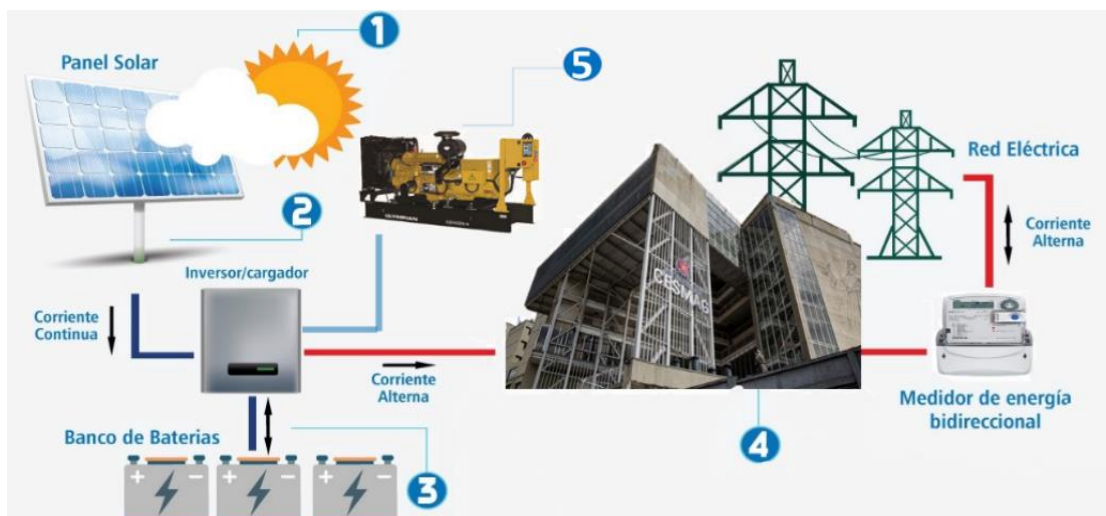


Figura 3 Sistema fotovoltaico Híbrido.

2.2.6.3 Sistemas on-grid

Estos sistemas on-grid (sistemas conectados a la red) se definen como un sistema de generación fotovoltaica que trabaja en paralelo con la red es decir las salidas de ambos sistemas de generación están conectadas entre sí inyectando energía eléctrica en su red de distribución (Ochoa Yepes, 2020). Este sistema es el más rentable y más usado, ya que el costo de inversión es menor por el no uso de baterías.

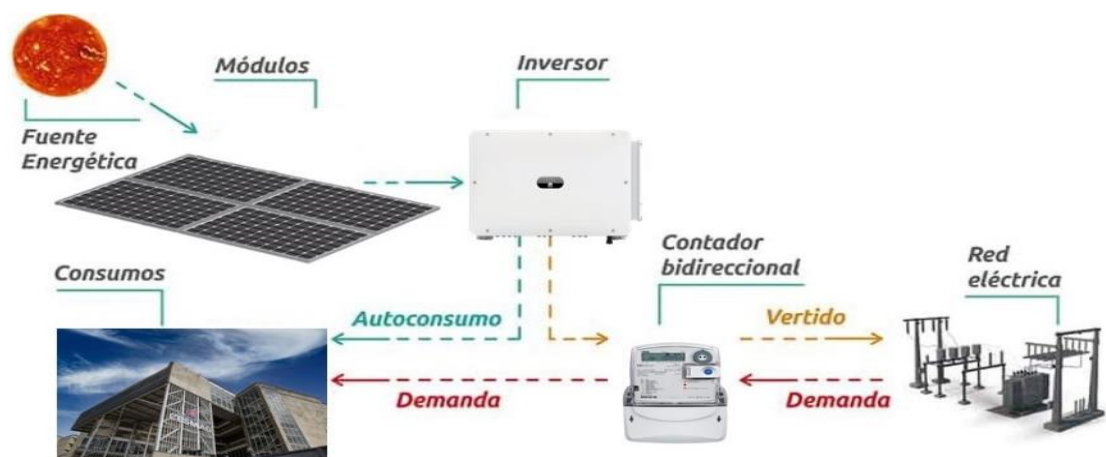


Figura 4. Sistema solar fotovoltaico on-grid.

2.2.7 Componentes de los distintos diseños

Estos tipos de sistemas tienen similitudes en su configuración y componentes, a pesar de que cada sistema es diferente y suplen distintas necesidades, se asemejan en componentes, configuraciones, fuentes renovables, costos, entre otras cosas. En la Tabla 3 se observa los componentes que comparten los tres sistemas, tales como paneles solares e inversores.

Tabla 3. Similitudes en componentes

| Sistemas | Paneles | Controlador | Baterías | Inversor | Medidor bidireccional | Otras fuentes | Red comercial |
|----------|---------|-------------|----------|----------|-----------------------|---------------|---------------|
| Off grid | Si | Si | Si | Si | No | No | No |
| Híbrido | Si | Si | Si | Si | Si | Si | Si |
| On grid | Si | No | No | Si | Si | No | Si |

Los demás componentes con los que cuentan los sistemas se describen a continuación: controlador, este es el encargado de almacenar y controlar la carga y descarga del sistema. El cual a su vez va de la mano con los bancos de baterías. Estas baterías por lo general son de ciclo profundo, las cuales están diseñadas para soportar niveles de descarga profundos durante muchos ciclos de carga y descarga. También se tiene los medidores bidireccionales los cuales permiten que el excedente de energía se pueda vender, ya que la empresa proveedora de energía tendrá que pagar la ese excedente gracias a la resolución No 030 de 2018 establecida por el ministerio de minas y energía (Creg, 2018).

2.2.7.1 Células fotovoltaicas

Estas células se forman de material semiconductor, normalmente de silicio, que son capaces de transformar los rayos del sol en energía eléctrica. Aunque este material es abundante en la tierra, su extracción para llegar a una forma de silicio cristalino es compleja, por tal motivo su proceso es costoso. Estas células se componen por una delgada capa de material tipo N electrón libre, es decir un material con carga negativa, y otra de mayor espesor de material tipo P, los cuales entregan cargas positivas y se conocen como huecos (F. Eraso Checa, O. Erazo de la Cruz, 2017). En la Figura 5 se observa la unión de estas capas, las cuales forman un campo eléctrico, que por medio de la luz se forman partículas de fotones, las cuales transportan energía. Cuando

un fotón con suficiente energía golpea la célula, es absorbido por los semiconductores y libera un electrón. El electrón una vez libre, deja atrás de sí una carga positiva llamada hueco. Por lo tanto, cuanto mayor sea la cantidad de fotones que golpean la célula, más numerosas serán las parejas de electrón-hueco producidas por el efecto fotovoltaico y por lo tanto más elevada la cantidad de corriente producida (Bárceñas & Orozco, 2019).

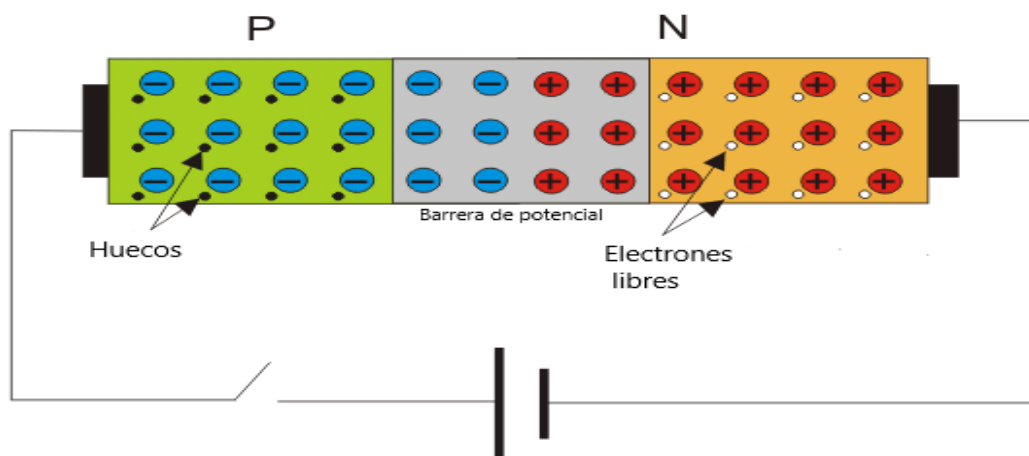


Figura 5. Unión semiconductores tipo P y tipo N
Fuente: (Vargas, et.al, 2020).

2.2.7.2 Tipos de paneles solares

Un módulo solar o más conocido como panel solar está compuesto de celdas solares, las cuales realizan su función gracias al efecto fotovoltaico el cual genera un voltaje. Estas celdas producen corriente directa. La potencia de un panel solar se da en watts pico (Wp). Existen distintos tipos de paneles como muestra la Figura 6. Estos dependen de las células con las que se fabrican.

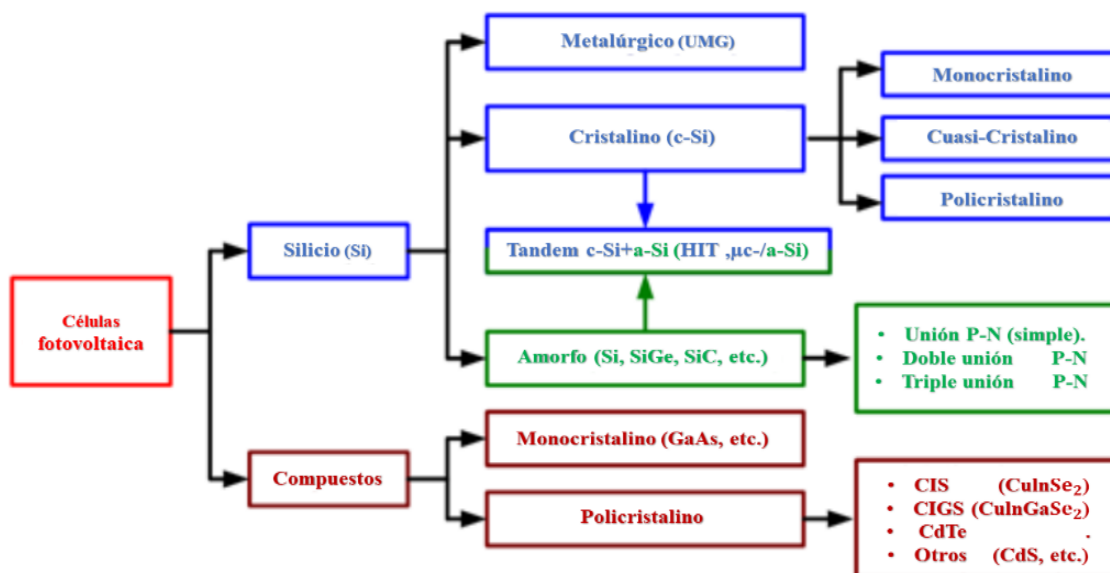


Figura 6. Tipo de células fotovoltaicas
Fuente: (Gimeno Sales, et.al, 2014)

Los paneles monocristalinos están fabricados por celdas de silicio monocristalino, se encuentran con eficiencias entre 15 y 20 % pueden ser de color negro, azul oscuro o plateado oscuro, siendo este el más costoso de los paneles de silicio. El panel Policristalino se fabrica utilizando celdas de silicio policristalino, su eficiencia se encuentra entre 13% y 16%, pueden ser de color azul, con costos menores de los paneles de silicio. Por último, se tiene paneles Amorfo en estos se utilizan celdas de silicio amorfo, se encuentran con eficiencias inferiores a las del policristalino, estas eficiencias pueden ser mayores o menores dependiendo del fabricante del módulo (Solar, 2023).

Estos paneles cuentan con las siguientes características: un voltaje de circuito abierto, (V_{oc}) el cual se mide en los terminales del panel sin carga conectada; una corriente de cortocircuito (I_{sc}), esta corresponde a la corriente que genera cuando se cortocircuitan sus terminales; una potencia nominal o potencia pico (W_p), la cual corresponde a la máxima potencia que puede generar el panel a una carga conectada a sus terminales; voltaje nominal o voltaje pico (V_{mpp}) este es el voltaje que se presenta en el panel para la máxima potencia o potencia pico; corriente nominal o corriente pico (I_{mpp}) esta es la corriente que se presenta en el panel para la máxima potencia o potencia pico.

2.2.7.3 Inversores

Su función principal en cualquiera de los sistemas, es convertir la corriente continua proveniente de las baterías o directamente del panel en corriente alterna. Se puede encontrar inversores off grid, on grid o híbridos, algunos tipos de inversores ya cuentan con sistema de inversor/cargador, regulador o cargador regulador, lo cual permite, disminuir costos, conectar otras fuentes para cargar baterías evitando que la instalación se quede sin energía, controlar la carga de las baterías y la intensidad de corriente. Los inversores off grid pueden conectarse en diferentes cargas, a diferencia de los híbridos y on grid que deben proporcionar una corriente alterna que sea de las mismas características de la red eléctrica a la que se están conectado, tanto en forma (senoidal) como en valor eficaz y sobre todo en la frecuencia. No se permiten prácticamente variaciones, con el fin de evitar perturbaciones sobre la red eléctrica de distribución. La eficiencia de los inversores es generalmente mayor a 90% cuando éstos operan arriba del 10% de su potencia nominal (Ochoa Yepes, 2020).

2.2.7.4 Dimensionamiento de los sistemas fotovoltaico

Para el dimensionamiento existen varios métodos, los cuales pueden ser o muy complejos o muy básicos. Por tal motivo, en algunos casos es necesario utilizar programas informáticos avanzados para ejecutar este dimensionamiento, y en otros casos el dimensionamiento solo se hace por medio de Excel. Este dimensionamiento se puede hacer desde el momento en que se evalúa el comportamiento de la radiación o directamente desde la implementación de componentes, donde se puede encontrar dimensionamiento de paneles solares, baterías, inversores etc. De igual manera, el dimensionamiento se puede enfocar determinando la potencia máxima que se desea inyectar a la red, como lo plantea Manuel Deleg y Juan Uguña (2016) donde analizaron el consumo de potencia de dos semanas diferentes, para comparar y determinar el mejor escenario.

Por otra parte, en el centro misionero de Hermanos Capuchinos y la finca ÁGAPE en Leticia, Amazonas, se realizó un dimensionamiento donde se decidió agrupar las instalaciones por zonas continuas, lo que permite disminuir la cantidad de cableado y por lo tanto los costos.

También se analizaron utilizando un sistema de dimensionamiento estructurado y la herramienta HOMER, que permite integrar y optimizar diferentes fuentes de generación. (F. Checa & Barco, 2019).

2.2.8 Normativa marco legal

Dentro del marco legal se tuvo en cuenta las normativas como la resolución 030 de 2018, la ley 1715 de 2014, el RETIE y la NTC 2050 en los diferentes trámites de los proyectos de energía solar fotovoltaica. Para la resolución 030 es importante tener en cuenta las siguientes definiciones: Autogeneración: Aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades.

Autogenerador: Usuario que realiza la actividad de autogeneración. El usuario puede ser o no ser propietario de los activos de autogeneración.

Autogenerador a gran escala: Autogenerador con potencia instalada superior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya.

Autogenerador a pequeña escala, AGPE: Autogenerador con potencia instalada igual o inferior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya.

FNCER: Son las fuentes no convencionales de energía renovables tales como la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares.

Generador distribuido, GD. Persona jurídica que genera energía eléctrica cerca de los centros de consumo, y está conectado al sistema de distribución local y con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW.

Exportación de energía. Cantidad de energía entregada a la red por un autogenerador o un generador distribuido.

Crédito de energía: Cantidad de energía exportada a la red por un AGPE con FNCER que se permuta contra la importación de energía que éste realice durante un periodo de facturación (Creg, 2018).

2.2.9 Trámites para proyectos de energía solar en Colombia

Según Daniel Ochoa (2020), los trámites que se deben hacer una vez que se eligió el proyecto se muestran en la Figura 7 de manera resumida, donde tienen en cuenta la firma del contrato del proyecto, diseño del proyecto, certificados RETIE, inscripción del proyecto ante el operador de red y por último la puesta en marcha del proyecto donde se debe realizar una visita para en compañía del OR, para realizar la legalización del proyecto.

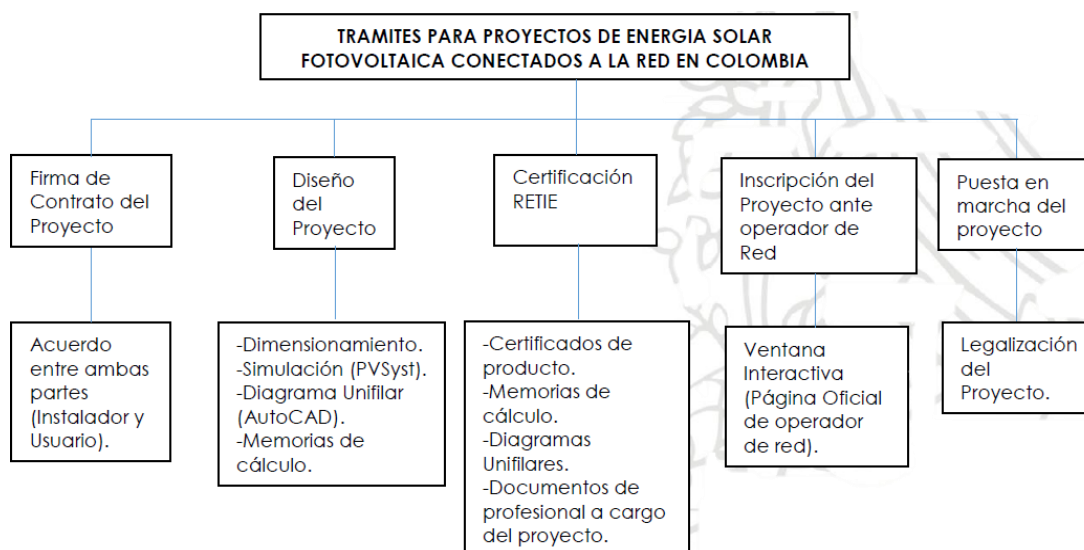


Figura 7. Tramites en Colombia para sistema on grid

Fuente:(Ochoa Yepes, 2020)

2.2.10 Análisis financiero

Es el proceso de toma de decisiones sobre la técnica para la evaluación de las inversiones en proyectos, bajo el principio financiero cambio de valor de dinero en el tiempo. Para ello, se aplica los métodos de evaluación, denominados: la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN), son herramientas de gran utilidad para realizar un análisis de viabilidad financiera del proyecto y del periodo de recuperación de la inversión. siendo indicadores muy comunes para calcular la viabilidad de un proyecto, que se basan en la tasa de descuento y en la estimación de los flujos de caja (Sanchez, V., Delreal, G., Plazas, C., & Pérez, 2015).

2.2.10.1 Costo implementación

El costo de implementación es la suma de todos los componentes que se requieren para la implementación de un sistema fotovoltaicos.

2.2.10.2 Flujo de caja anual

Es el total de ingresos y egresos en un límite de tiempo de un año. El flujo de caja anual no es más que la diferencia entre el ahorro anual del proyecto y los costos anuales del proyecto (puro o financiado) (Doria & Narváez, 2016).

2.2.10.3 Valor presente actual (VAN)

El valor presente actual (VAN) también conocido como el valor presente neto (VPN) es un indicativo de rentabilidad de un proyecto. El cual presenta las ganancias del flujo de caja en cada año teniendo en cuenta una tasa de descuento (Doria & Narváez, 2016).

$$VAN = \sum_{n=0}^N \frac{F_{n,n}}{(1+d)^n} = F_0 + \frac{F_1}{(1+d)^1} + \frac{F_2}{(1+d)^2} + \dots + \frac{F_N}{(1+d)^N} \quad (7)$$

Donde $F_{n,n}$ es el flujo neto de caja en el año n , N es el período de análisis (generalmente la vida útil del proyecto) y d es la tasa de descuento anual. F_0 es el costo de la inversión inicial.

2.2.10.4 Tasa interna de retorno TIR

La TIR es la tasa de descuento a la cual el VPN del proyecto es igual a cero. Es la suma de las entradas netas de efectivo descontadas equivale a la suma de las salidas netas de efectivo (incluidos los flujos de caja de inversión) a lo largo de la vida del proyecto. Esto se puede expresar como (Doria & Narváez, 2016).

$$TIR = \sum_{n=0}^N \frac{F_{i,n}}{(1+TIR)^n} = \sum_{n=0}^N \frac{F_{o,n} + F_{c,n}}{(1+TIR)^n} \quad (8)$$

2.2.10.5 Tiempo de recuperación de la inversión.

Es el periodo que tarda en recuperarse la inversión inicial a través de los flujos de caja generados por el proyecto. La inversión se recupera en el año en el cual los flujos de caja acumulados superan la inversión inicial (Doria & Narváez, 2016).

2.2.11 Software HOMER Pro y DIgSILENT

Estos Software permiten diseñar, analizar y optimizar sistemas eléctricos, con la finalidad de lograr que proyectos sean más viables.

HOMER Pro (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables), un programa ampliamente utilizado que permite minimizar el Costo Presente Neto (NPC) de la implementación y el costo de la energía generada por el sistema (COE) dentro de una configuración de sistemas híbridos que involucran distintas fuentes de energía (F. Checa & Barco, 2019). Según Andrés Fragoso (2017) Para el proceso de simulación, el software HOMER Pro, cuenta con características especiales para evaluar variedad de configuraciones de sistemas, mediante un análisis iterativo y combinatorio de casos de sensibilidad específicos, teniendo en cuenta factores económico, como la inflación, tasas de interés, incremento sostenido en los costos fijos, degradación de rendimiento de módulos fotovoltaicos, vida útil y depreciación de equipos etc. De forma que, entre las posibilidades dadas, pueda seleccionarse la que guarde mayor equilibrio entre los factores que intervienen durante la vida útil del proyecto.

DIgSILENT (DIgital SImuLation and Electrical NeTwork calculation program), es un software que tiene la habilidad de simular flujos de carga, análisis de fallas, de armónicos y de estabilidad para sistemas de tipo AC, DC y AC-DC (González & Ortiz, 2016). Siendo altamente eficiente en el análisis de sistemas eléctricos de potencia de diversas aplicaciones como generación, transmisión, distribución e industrial. Además, se destaca su principal ventaja de integración funcional global entre funciones de cálculo y bases de datos agilizando los cálculos y combinando la capacidad de modelado flexible con algoritmos de solución. El programa tiene

una interfaz gráfica que posee la función de dibujar diagramas unifilares, enlazando cada uno de los elementos directamente con la base de datos que almacena toda la información.

2.3 Definición de variables

- ✓ Energía demandada
- ✓ Energía generada
- ✓ Costo de la energía

2.3.1 Definición nominal de variables

Energía demandada: Corresponde al consumo eléctrico en la Universidad CESMAG, es decir, la energía que el usuario consume en un periodo de tiempo determinado; esta se mide en kilo vatios por hora (KWh). Esta variable se estimó a partir de los cuadros de carga que dependen de los equipos e instalaciones de la Universidad CESMAG.

Energía generada: corresponde a la energía generada por el sistema híbrido que involucra el sistema fotovoltaico y la red comercial.

Costo de la energía: pertenece al valor económico de la energía generada por medio del sistema híbrido. El costo depende de los distintos arreglos fotovoltaicos, instalación, y mantenimiento en un periodo de 25 años.

2.3.2 Definición operativa

Energía Demandada: La demanda de energía se obtiene mediante el área bajo la curva de la carga horaria [KWh]. En la ecuación 9 se presenta el cálculo de este parámetro.

$$ED[Wh] = \sum_{i=1}^t P_i[W] * I_t[h] \quad (9)$$

$P_i [W]$: es la potencia instantánea en el instante i

I_t : es la duración del intervalo de discretización en horas

t : es el periodo de duración de la curva de demanda

Energía Generada: la energía generada equivale a la suma de las fuentes que incluirán el sistema híbrido solar fotovoltaica conectado a la red como se muestra en la ecuación 10, y la energía que brinda la red comercial será igual al consumo de la Universidad menos la energía que brinda el sistema fotovoltaico, cabe resaltar que la energía debe ser menor igual al consumo, de lo contrario el Cr (costo de la energía de la red) es el de costo venta, como muestra la ecuación 11.

$$EG[KWh] = E_{red}[KWh] + E_{sol}[KWh] \quad (10)$$

$E_{red}[KWh]$: es la energía que brinda la red comercial.

$E_{sol}[KWh]$: es la energía que brinda el sistema fotovoltaico.

$$E_{red}[KWh] = ED[KWh] - (E_{sol}[KWh] \leq ED[KWh]) \quad (11)$$

Costo de la energía: El costo operativo del sistema híbrido corresponde a cada componente más el costo operativo como lo muestra la ecuación 12.

$$C = \frac{cs * E_{sol}[KWh] + cr * E_{red}[KWh]}{EG[KWh]} \quad (12)$$

- ✓ C: costo (\$/KWh)
- ✓ Cs: costo energía solar (\$/KWh)
- ✓ Cr: costo energía de la red (\$/KWh)

Donde el costo de la energía solar equivale al costo año sobre la energía por año como se observa en la ecuación 13.

$$Cs = \frac{\text{costo año}}{E_{sol}[KWh] * \text{año}} \quad (13)$$

2.4 Hipótesis

Hipótesis de Investigación (Hi): El costo de la energía en la Universidad CESMAG es de \$759,26/KWh, mediante el uso del sistema híbrido este disminuirá por debajo del 25% de su valor actual, es decir, por debajo de \$569,44/KWh, que corresponde al promedio ponderado del valor comercial y el del sistema fotovoltaico. El valor de este último se encontrará por debajo de \$189,815/KWh.

Hipótesis Nula (Ho): El costo de la energía en la Universidad CESMAG es de \$759,26/KWh, mediante el uso del sistema híbrido este no disminuirá por debajo del 25% de su valor actual, es decir, por debajo de \$569,44/KWh, que corresponde al promedio ponderado del valor comercial y el del sistema fotovoltaico. El valor de este último no se encontrará por debajo de \$189,815/KWh.

Hipótesis Alternativa (Ha): El costo de la energía en la Universidad CESMAG es de \$759,26/KWh, mediante el uso del sistema híbrido este podría disminuir por debajo del 50% de su valor actual, es decir, por debajo de \$379,63/KWh, que corresponde al promedio ponderado el valor comercial y el del sistema fotovoltaico. El valor de este último podría encontrarse por debajo de \$379,63/KWh.

3. Metodología

3.1 Enfoque

El enfoque cuantitativo se desarrolla de manera directa en la tarea de verificar y comprobar teorías por medio de estudios muestrales representativos, donde se aplica pruebas, escalas para medir actitudes y medidas objetivas, utilizando instrumentos de validación y confiabilidad. En este proceso se utiliza las técnicas estadísticas en el análisis de datos y se generalizan los resultados (Maita, 2016).

Por lo tanto, el enfoque de la investigación es cuantitativo, ya que los datos recolectados son cuantificables como es la radiación solar, la temperatura, la demanda eléctrica generada, el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, entre otros factores requeridos.

3.2 Paradigma

El paradigma es una metodología que basada en teoría y conocimiento sirve como modelo a seguir para resolver problemas con el fin de obtener resultados específicos (Hadi, Martel, Huayta, Rojas, & Arias, 2023)

La presente investigación hace referencia a la metodología de la optimización del costo de la energía de un sistema híbrido de energización en la Universidad CESMAG, ya que se involucran procesos matemáticos idóneos para el proceso, permitiendo que el sistema desarrollado sea eficiente, de esta manera se requiere que con el modelamiento matemático del sistema híbrido se obtenga la verificación de la mayor eficiencia posible. Concluye la definición lógica con la experimentación.

3.3 Método

En la investigación se sigue sistemáticamente el método científico, que consiste en los siguientes pasos: la observación, la situación evidenciada en la problemática, creación de hipótesis, finalizando con las conclusiones y recolección de datos (Cienfuegos Velasco, 2019). La investigación tiene como base el método científico, pues a partir de este se hace un análisis del recurso adecuado, que ofrece la radiación solar dentro de la Universidad CESMAG con base

a la demanda energética requerida, y consecutivamente diseñar un sistema híbrido de energización.

3.4 Tipo de investigación

3.4.1 Investigación descriptiva

El tipo de investigación es descriptiva, según Sampieri et al (2010), es un conjunto de procesos de manera secuencial y organizada para cuantificar y obtener datos medibles bajo una determinada variable, por tal razón usando magnitudes numéricas que pueden ser tratadas mediante herramientas de campo con el fin de diseñar un sistema híbrido de energización para obtener un costo óptimo de energía (\$/KWh) para la Universidad CESMAG.

3.5 Diseño de investigación

Se analiza la variable costo de la energía y se desarrolló un tipo de investigación experimental puro, porque consta de un grupo experimental conformado aleatoriamente, y un grupo de control conformado de la misma forma, del mismo modo cuenta con un tratamiento experimental y unas mediciones del grupo experimental.

| | | |
|-----|---|----|
| RG1 | X | O1 |
| RG2 | - | O2 |

RG1: El consumo energético que requiere cada bloque de la Universidad CESMAG.

X: Sistema híbrido *on grid* conectado a la red comercial.

O1: Costo de energía (KWh) de la Universidad CESMAG.

RG2: El consumo energético que requiere cada bloque de la Universidad CESMAG.

-: Sistema solo conectado a la red comercial.

O2: Costo de energía (KWh) de la Universidad CESMAG.

3.6 Universo (N)

El universo está conformado por el diseño del sistema híbrido de energización para la Universidad CESMAG, basado en un sistema fotovoltaico conectado a la red (*on grid*).

3.7 Muestra(n)

Es el mismo universo que corresponde al diseño del sistema híbrido de energización para la Universidad CESMAG, basado en un sistema fotovoltaico conectado a la red (*on grid*).

3.8 Técnicas de recolección de información

La técnica usada para la recolección de información es la observación directa, puesto que se analizaron los datos obtenidos de algunos sensores como los meteorológicos, siendo este el sensor Davis Vantage pro 2.0, que cuenta con sensores (ISS) y que gestionan los sensores externos, posteriormente son llevados a una consola que proporciona al usuario una interfaz para la comprensión de la información compilada, en este periodo es capaz de medir variables como: radiación solar (W/m^2) y temperatura; la demanda energética se calcula por el analizador de calidad de energía HIOKI 3197, que calcula: medida y grabación de voltaje (V), corriente (i), potencia (W), energía activa y reactiva demanda, cambios en las cargas, frecuencia (Hz) en un determinado tiempo dentro de la UNICESMAG.

La potencia generada por la radiación solar y los costos para una red fotovoltaica se establecieron mediante los costos mínimos de operación bajo los modelos matemáticos y procesados en el software HOMER.

3.8.1 Validez de la técnica

La técnica es válida debido a que las medidas de las variables se realizan a través del sensor Davis Vantage pro 2.0, avalado por la organización meteorológica mundial (OMM); este sensor sirve para la medición de la radiación solar, la temperatura, entre otros factores.

Para la demanda energética se emplea el analizador de energía HIOKI 3197, capaz de medir corriente de arranque y variaciones de voltaje. Además de la potencia consumida, estos

datos dependen de su manejo y adecuada calibración, realizada según la fecha de compra y bajo la norma técnicas establecidas. HOMER y DIgSILENT, facilitaron la realización de los cálculos de la potencia para un sistema híbrido fotovoltaico y costos de del diseño que requiere.

3.8.2 Confiabilidad de la técnica.

La confiabilidad de la técnica se garantizó debido a que los sensores estaban calibrados pertinentemente, de manera que al realizarse la recolección de los datos revelan fehacientemente su veracidad para así alcanzar su posterior almacenamiento. Dicha información se organizó por medio de los métodos matemáticos y estadísticos que permitieron la compresión y el manejo de la misma.

EL diseño de un sistema híbrido basado en los estudios obtenidos alcanzo un mayor porcentaje que se puede abarcar, y cubrir con una red de generadores solares, se dimensiono mediante el software HOMER, garantizando un correcto funcionamiento eléctrico del modelo híbrido y disminuyendo costos, siendo así rentable para el medio Universitario CESMAG.

3.9 Instrumentos de recolección información

Para la compresión de las variables de estudio, en aras de la meteorológica de la Universidad CESMAG, se despliega el uso del software Weatherlink 6.0.3, del cual se descargan los datos necesarios para el desarrollo de la investigación; para la demanda energética se emplea un análisis estadístico y la relación de las variables bajo una matriz hecha en Excel.

El software HOMER y el Matlab, ayudan en la parte de potencia requerida para los generadores solares y establecen el costo mínimo de operación del sistema híbrido conectado a la red.

4. Resultados

4.1 Análisis de la demanda eléctrica generada por la Universidad CESMAG

El consumo energético dentro de la Universidad CESMAG corresponde a la demanda eléctrica dada en un periodo de tiempo, que para el caso de la Universidad se define por los periodos semestral e intersemestral, siendo el semestral el de mayor consumo, ya que es la temporada donde más personal administrativo y de estudiantes se concentra; también, se tiene un tercer patrón que corresponde al consumo de fines de semana.

Los bloques que se evaluaron son: Sede B, Holanda-Italia y el edificio San Francisco, en ellos se adquirieron los datos de consumo energético en los periodos mencionados, utilizando el equipo analizador de calidad de la energía HIOKI 3197, el cual se conectó al barraje del tablero principal de entrada en cada uno de los edificios y a su vez a los circuitos priorizados.

4.1.1 Consumo semestral en cada uno de los bloques

En la Figura 10 se muestra la curva diaria de potencia promedio activa (W) para los días correspondientes al periodo del 28 de octubre de 2019 al 02 de diciembre de 2019, los cuales ejemplifican el patrón de consumo semestral de cada edificio.

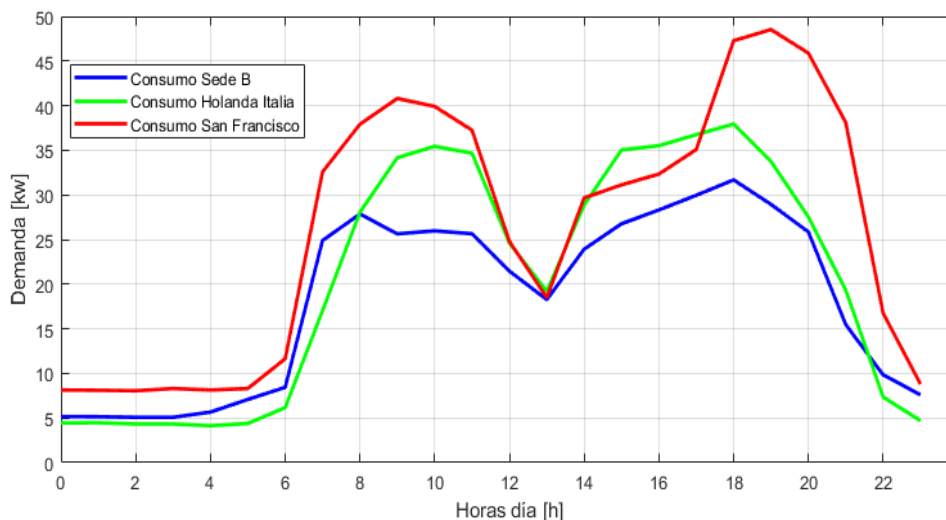


Figura 8. Consumo semestral en la Universidad CESMAG

Se puede observar que las horas de mayor consumo son de 7:00am a 10:00pm, a partir de esta hora empieza a decaer el consumo porque el personal ya no se encuentra en la institución, de igual manera entre 11:00 am y 1:00 pm baja el consumo en un valor aproximado de 18KW para los tres edificios.

En la gráfica que corresponde al consumo del edificio San Francisco, se puede observar el primer pico aproximado de 40KW alrededor de las 9:00 am, y el segundo pico de 48KW aproximadamente en las horas de la noche 7:00 pm. La grafica que corresponde a la sede B, muestra su primer pico de 28KW a las 8:00 am y su segundo pico de 31KW a las 6:00 pm. Por último, la gráfica del edificio Holanda-Italia muestra su primer pico a las 10:00 am, llegando a los 35KW, y su segundo pico a las 6:00 pm con un valor de 37KW.

En la Tabla 4 se puede observar el consumo promedio que tiene cada uno de los edificios en un día laboral, donde se observa la potencia máxima, mínima y promedio. Para esto se ha procedido a calcular los promedios por horas, para así llevar a cabo la sumatoria de los promedios y conjuntamente obtener el consumo diario en KWh/día; posterior a esto se multiplica por los 30 días del mes para obtener lo que se consume y luego el costo mensual en \$/KWh del mes. En síntesis, el consumo de mayor energía corresponde al edificio San Francisco y seguido de este el edificio Holanda Italia.

Tabla 4. Consumo promedio semestral día y mes.

| Potencia | Sede B | | Holanda - Italia | | San Francisco | |
|----------|-----------|-----------|------------------|-----------|---------------|-----------|
| | (KWh/día) | (KWh/mes) | (KWh/día) | (KWh/mes) | (KWh/día) | (KWh/mes) |
| Máxima | 498 | 14.940 | 535 | 16.050 | 822 | 24.660 |
| Mínima | 420 | 12.600 | 475 | 14.250 | 578 | 17.340 |
| Promedio | 439 | 13.170 | 492 | 14.760 | 626 | 18.780 |

4.1.2 Consumo intersemestral en cada uno de los bloques

En la Figura 9 se muestra la curva diaria de potencia promedio activa (W) en los períodos intersemestral de los días correspondientes al periodo del 3 de diciembre del 2019 y al 27 de enero del 2020. Estos datos comparados con los del consumo semestral indican que disminuye entre un 21% aproximadamente para el edificio San Francisco, un 48% para el edificio Holanda Italia y un 43% para la sede B.

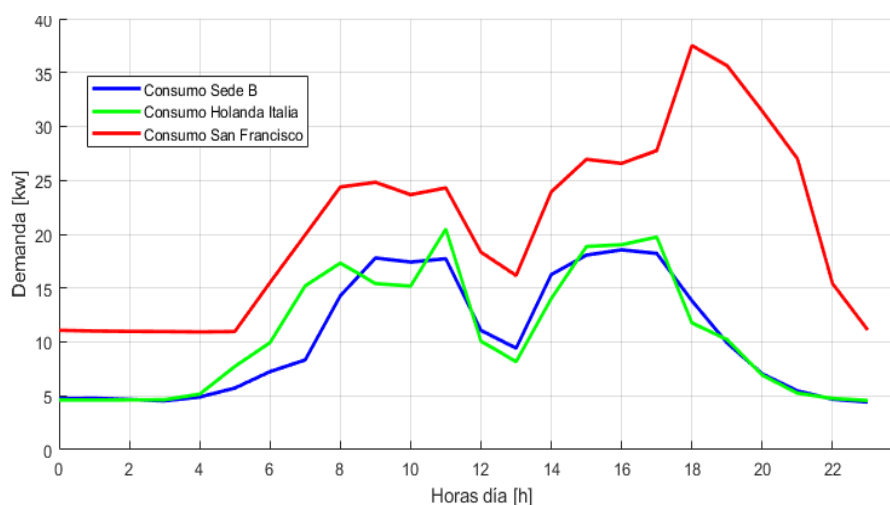


Figura 9. Consumo Intersemestral en la Universidad CESMAG

4.1.3 Clasificación del Consumo semestral, intersemestral, intersemestral fines de semana y semestrales fines de semana

En este apartado se puede observar el consumo de cada uno de los edificios, tanto semestral como intersemestral con sus respectivos fines de semana, con el fin de compararlos para determinar la forma en que se debe administrar la energía a generar.

En la Figura 10 se observa que el consumo semestral para las tres locaciones es superior al consumo intersemestral con un 57% para la sede B, un 52% para el edificio Holanda Italia y un 79% para el edificio San Francisco. En horas de la noche, cuando no hay actividad, se observa un consumo 5KW para la sede B y el edificio Holanda, el edificio San Francisco tiene un consumo de 8KW, esto se debe a los equipos informáticos y elementos que prestan sus servicios de manera ininterrumpida. En la figura también se observa el comportamiento durante los fines de semana, en donde el pico de consumo ronda los 10KW para los tres edificios en horas de la mañana y luego desciende al punto mínimo. En promedio, durante los fines de semana se consume menos energía teniendo así, un 31% para sede B, 32% para Holanda Italia y 44% para el San Francisco, con respecto al consumo semanal.

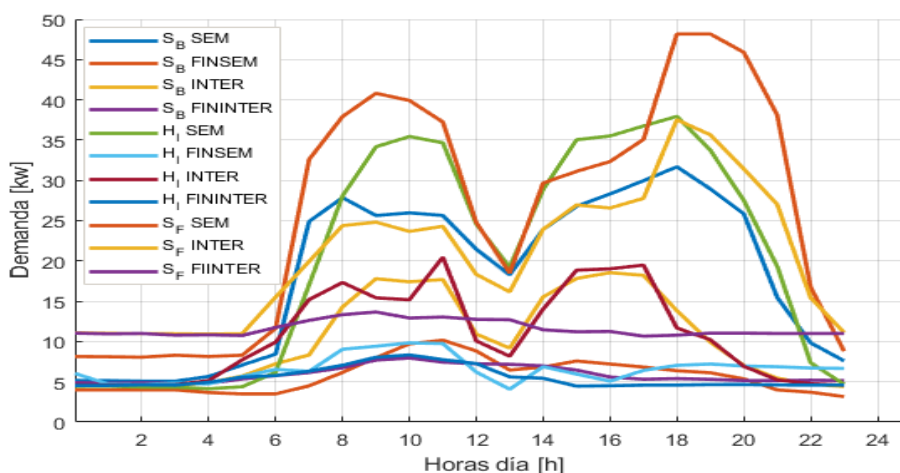


Figura 10. Consumo semestral, semestrales fines de semana e intersemestral.

Para una mayor apreciación, se muestra en la Tabla 5, la clasificación del consumo de energía promedio por día, que tiene cada uno de los edificios en sus diferentes locaciones.

Tabla 5. Consumo de los edificios en (KWh/día).

| Boque | Semestral | Fin de semana | Intersemestral | Fin de semana |
|----------------|-----------|---------------|----------------|---------------|
| Sede B | 439 | 137 | 249 | 141 |
| Holanda-Italia | 492 | 157 | 258 | 131 |
| San Francisco | 626 | 278 | 496 | 278 |
| Total | 1.557 | 572 | 1.003 | 550 |

4.1.4 Consumo circuitos priorizados

Como se mencionó anteriormente, la Universidad cuenta con los tres edificios los cuales a su vez tienen diferentes circuitos y cargas. Estos circuitos están divididos de la siguiente manera: 33 totalizadores en los cuales se conectan 330 circuitos aproximadamente para el edificio San Francisco, en sus 6 pisos; el edificio Holanda Italia en sus 6 pisos tiene 10 totalizadores que distribuye a los 210 circuitos; la sede B por su parte cuenta con 9 totalizadores que se distribuyen en 170 circuitos aproximadamente en 2 pisos. En estos circuitos se encuentran oficinas, salones, biblioteca, laboratorios, cafeterías, baños, salas de cómputo, enfermería, rectoría, oratorio, sala de cámaras, crédito y cartera, auditorios etc.

Debido a la gran cantidad de cargas que implican un alto consumo, se seleccionaron unas cargas priorizadas para optimizar de la mejor manera el consumo y a su vez el costo de la energía (KWh), estas cargas fueron definidas por el personal de la Universidad y en ellas se encuentran luminarias, cámara, equipos de trabajo entre otras. De acuerdo a esta priorización, se definieron cinco escenarios, que se encuentran en la Tabla 6 relacionados más a detalle.

Tabla 6. Escenarios de circuitos priorizados en los tres edificios.

| Edificios | Escenarios | | | | |
|----------------|---------------|------------|-------------|------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Sede B | Toda la carga | Luminarias | Luminarias | Luminarias Cámaras Tesorería | Luminarias Cámaras Tesorería |
| | | | Cámaras | Contabilidad Gestión Hum Auditoria | Contabilidad Gestión Hum Oficinas consultorios |
| Holanda Italia | Toda la carga | Luminarias | Luminarias | Luminarias Cámaras Laboratorio | Luminarias Cámaras Laboratorio |
| | | | Cámaras | Piso 5 Redes Piso 2 Gre | Piso 5 Redes Facultades |
| | | | Laboratorio | Biblioteca | Departamentos Piso 2 Gre Biblioteca |
| San Francisco | Toda la carga | Luminarias | Luminarias | Luminarias Cámaras cuarto cámaras Cuarto técnico Crédito cartera | Luminarias Cámaras Cuarto cámaras Cuarto técnico Crédito cartera |
| | | | Cámaras | | Ofic Sistemas Vice Académica |

Para el cálculo de la potencia de estos circuitos priorizados se realiza una conexión del HIOKI en cada uno de los circuitos por escenario, durante los días correspondientes al periodo del 6 de noviembre de 2020 al 13 de noviembre de 2020, verificando potencia, corriente y voltaje. El cálculo de la energía se realiza teniendo en cuenta el tiempo de operación, que se estandariza con los siguientes patrones: luminarias 14 horas, cámaras 24 horas, oficinas 8 horas, cuarto de cámaras 24 horas y la aplicación de la ecuación 11. La Tabla 7 presenta los datos de consumo correspondientes a las cargas priorizadas de cada edificio en los escenarios mencionados. Para el escenario 1 se cuenta la totalidad de carga correspondiente a 1557 KWh/día; en el escenario 2 se tienen luminarias con un consumo de 243 KWh/día, en el escenario 3 se suman las cámaras para

un consumo de 296KWh/día, y por último en los escenarios 4 y 5 se suman algunas oficinas que son de mayor importancia, dando así un consumo de 328KWh/día para el escenario 4 y de 403KWh/día para el escenario 5

Tabla 7. Consumo en los distintos escenarios (KWh/día).

| Edificio | Escenarios (KW) | | | | |
|----------------|-----------------|-----|-----|-----|-----|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Sede A, B, C | 439 | 66 | 68 | 80 | 90 |
| Holanda Italia | 492 | 32 | 52 | 63 | 90 |
| San Francisco | 626 | 145 | 176 | 185 | 223 |
| Total | 1.557 | 243 | 296 | 328 | 403 |

4.2 Caracterización del potencial energético de las fuentes de generación eléctrica de la Universidad CESMAG

Para caracterizar el potencial energético se tienen en cuenta los recursos que posee en el momento la Universidad, estos son: solar, la red eléctrica y un grupo electrógeno.

4.2.1 Recurso solar

En el análisis del recurso solar, se utilizaron los instrumentos y estaciones meteorológicas con las que cuenta la Universidad como son: DAVIS Vantage PRO 2.0, ubicada en las

instalaciones de la Universidad CESMAG. Los datos fueron suministrados por el grupo de investigación RAMPA y corresponden a un registro de 7 años comprendido entre 2013 y 2020. Esta información se promedió y comparó con los datos que el grupo RAMPA publicó en el libro “Energía fotovoltaica modelos y respuestas a condiciones meteorológicas” (F. Eraso Checa, O.Eraza de la Cruz, 2017).

4.2.1.1 Irradiancia solar

En la Figura 11 se ha promediado el comportamiento de la radiación por horas para los años ya mencionados, los promedios se realizan en un intervalo correspondiente al periodo del día en el que hay Sol de 6.00am a 7:00pm. Se tiene que la hora en que se presenta la mayor irradiancia aproximadamente es de 10:00am a 2:00pm porque llega a tener un promedio de 400 W/m², de igual manera, se observa el valor pico de radiación mediante la cual se obtiene en el medio día con un valor promedio a 450,9 W/m². En la gráfica también se observa la irradiancia que se genera cada mes, siendo: mayo, junio y diciembre los meses que tienen una irradiancia más baja en comparación a los demás.

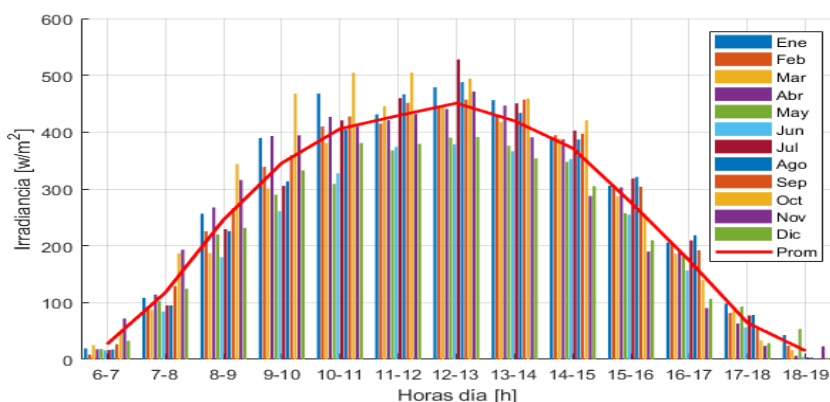


Figura 11. Distribución promedio diaria de irradiancia por horas año 2013 a 2020.

4.2.1.2 Horas sol

Para el cálculo de las horas sol “insolación y brillo solar” es necesario calcular los promedios de radiación registrados en intervalos de horas diarias, estos datos se pueden observar

en la Tabla 8. Esta información multianual fue agrupada y sumada de manera diaria, obteniendo la insolación registrada.

Tabla 8. Promedio de radiación en intervalos de una hora año 2013 a 2020.

| Horas | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Prom |
|---------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|
| 6-7am | 19 | 8 | 25 | 18 | 18 | 16 | 16 | 18 | 27 | 52 | 72 | 33 | 27 |
| 7-8am | 108 | 90 | 88 | 114 | 102 | 84 | 95 | 95 | 129 | 186 | 193 | 124 | 118 |
| 8-9am | 256 | 226 | 187 | 267 | 220 | 180 | 229 | 226 | 267 | 344 | 316 | 232 | 246 |
| 9-10am | 390 | 339 | 301 | 393 | 290 | 261 | 305 | 313 | 359 | 468 | 394 | 333 | 345 |
| 10-11am | 468 | 410 | 381 | 427 | 309 | 327 | 421 | 405 | 428 | 504 | 410 | 381 | 406 |
| 11-12am | 431 | 415 | 446 | 421 | 368 | 374 | 460 | 467 | 452 | 505 | 432 | 379 | 429 |
| 12-1pm | 479 | 444 | 447 | 441 | 390 | 379 | 528 | 488 | 457 | 494 | 471 | 392 | 451 |
| 1-2pm | 456 | 428 | 418 | 447 | 376 | 366 | 450 | 434 | 457 | 459 | 391 | 354 | 420 |
| 2-3pm | 388 | 394 | 389 | 387 | 348 | 353 | 403 | 387 | 397 | 421 | 288 | 305 | 372 |
| 3-4pm | 306 | 306 | 287 | 303 | 257 | 255 | 318 | 321 | 304 | 256 | 190 | 210 | 276 |
| 4-5pm | 206 | 205 | 186 | 193 | 186 | 157 | 209 | 218 | 192 | 139 | 90 | 107 | 174 |
| 5-6pm | 98 | 82 | 85 | 63 | 93 | 57 | 77 | 78 | 53 | 34 | 24 | 29 | 64 |
| 6-7pm | 43 | 24 | 16 | 6 | 54 | 5 | 3 | 3 | 1 | 0 | 23 | 3 | 15 |

En la Figura 12, la insolación promedio es de 3,4KWh/m²/día para la zona de la Universidad, en los siete años analizados.

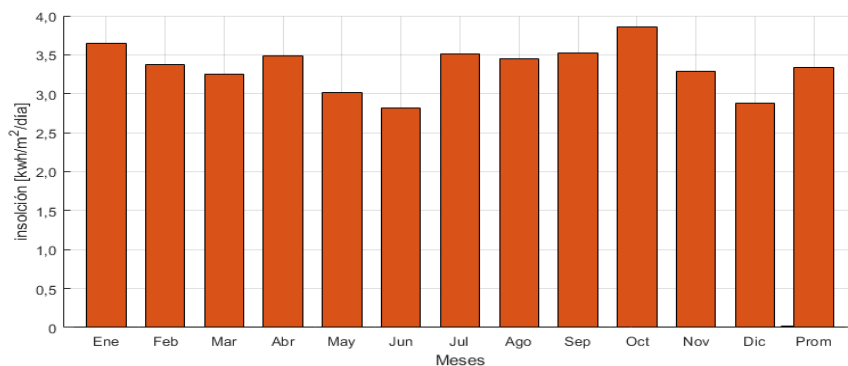


Figura 12. Datos de insolación por mes (KWh/m²/día) año 2013 a 2020.

Con los datos obtenidos se procede a sacar las horas sol pico (HSP), las cuales corresponden a la cantidad de horas sol que recibe una zona en un día, equivalentes a 1000W/m² de irradiancia. Estas horas sol se calculan de acuerdo a la ecuación 14 y es un factor necesario para el diseño de los sistemas fotovoltaicos.

$$HSP = \frac{\text{insolación}}{1kW/m^2} = \frac{3,4kWh/m^2/día}{1kW/m^2} = 3,4h/día \quad (14)$$

En la Tabla 9 se evidencian los valores que se obtienen utilizando la ecuación, estos valores también se los compara con los datos del libro: “Energía fotovoltaica modelos y respuestas a condiciones meteorológicas” (2015), los cuales son mostrados en la Tabla 10. A pesar que los datos del libro fueron tomados en un periodo menor su insolación promedio es de 3,6h/día, que comparados con los datos tomados en un periodo mayor su insolación promedio es de 3,4h/día esto se debe que a que por ser mayor el rango de datos dan un margen menor de error. Por lo anterior se opta por utilizar unas horas sol de 3,5h/día para el diseño del sistema fotovoltaico, que corresponde al promedio de los estudios.

Tabla 9. Datos de insolación por mes de investigación (h/día) año 2013 a 2020.

| Mes | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Prom |
|-----------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|
| Horas sol | 3,6 | 3,4 | 3,3 | 3,5 | 3,0 | 2,8 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,9 | 3,3 | 2,9 | 3,4 |

Tabla 10. Datos de insolación por mes del libro (h/día) año 2013 a 2014.

| Mes | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Prom |
|-----------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|
| Horas sol | 4,2 | 3,4 | 3,5 | 3,5 | 3,3 | 3,2 | 3,2 | 3,3 | 3,7 | 3,2 | 4,3 | 4,3 | 3,6 |

Fuente: (F. Eraso Checa, O.Eraza de la Cruz, 2017).

4.2.1.3 Temperatura

La Tabla 11 presenta los valores de temperatura tomados en los siete años por horas y mes, en la que se ha tienen en cuenta solo los valores del día, desde las 6:00am hasta las 5:00pm, para luego proceder a mirar su temperatura promedio.

Tabla 11. Promedio horas de temperatura (°C)

| Horas | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Prom |
|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 0-1am | 13,4 | 13,4 | 13,5 | 13,3 | 13,3 | 13,9 | 12,7 | 12,6 | 12,5 | 12,4 | 13,3 | 13,6 | 13,2 |
| 1-2am | 13,0 | 13,2 | 13,2 | 13,1 | 13,2 | 13,8 | 12,4 | 12,5 | 12,4 | 12,2 | 13,2 | 13,5 | 13,0 |
| 2-3am | 12,7 | 13,0 | 13,0 | 13,0 | 12,9 | 13,6 | 12,2 | 12,4 | 12,2 | 12,0 | 13,0 | 13,2 | 12,8 |
| 3-4am | 12,4 | 12,9 | 12,8 | 12,8 | 12,7 | 13,4 | 12,0 | 12,3 | 12,0 | 11,9 | 12,6 | 13,1 | 12,6 |
| 4-5am | 12,3 | 12,7 | 12,7 | 12,7 | 12,5 | 13,2 | 12,0 | 12,2 | 11,8 | 11,8 | 12,3 | 12,8 | 12,4 |
| 5-6am | 12,1 | 12,6 | 12,7 | 12,7 | 12,4 | 13,1 | 12,0 | 12,3 | 11,8 | 11,8 | 12,2 | 12,5 | 12,3 |
| 6-7am | 12,0 | 12,6 | 12,7 | 12,7 | 12,5 | 12,9 | 12,2 | 12,3 | 12,0 | 12,1 | 12,5 | 12,6 | 12,4 |
| 7-8am | 12,9 | 13,4 | 13,3 | 13,6 | 13,4 | 13,6 | 13,1 | 13,0 | 13,1 | 13,6 | 13,9 | 13,4 | 13,4 |
| 8-9am | 14,7 | 15,0 | 14,6 | 15,2 | 14,8 | 14,7 | 14,6 | 14,1 | 14,8 | 15,5 | 15,4 | 14,7 | 14,9 |
| 9-10am | 16,2 | 16,5 | 16,1 | 16,5 | 16,1 | 15,5 | 15,8 | 14,9 | 15,9 | 16,8 | 16,3 | 15,8 | 16,0 |
| 10-11am | 16,9 | 17,2 | 17,2 | 17,3 | 16,5 | 16,1 | 16,7 | 15,6 | 16,7 | 17,5 | 16,7 | 16,4 | 16,7 |
| 11-12am | 17,3 | 17,6 | 17,8 | 17,7 | 16,8 | 16,4 | 17,0 | 16,3 | 17,1 | 17,8 | 17,0 | 16,5 | 17,1 |

| | | | | | | | | | | | | | |
|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 12-1pm | 17,5 | 17,8 | 18,0 | 17,9 | 17,1 | 16,5 | 17,4 | 16,7 | 17,4 | 17,9 | 17,0 | 16,6 | 17,3 |
| 1-2pm | 17,7 | 17,9 | 18,0 | 18,1 | 17,3 | 16,6 | 17,5 | 16,8 | 17,4 | 17,9 | 16,8 | 16,5 | 17,4 |
| 2-3pm | 17,6 | 17,8 | 17,9 | 18,0 | 17,3 | 16,6 | 17,3 | 16,7 | 17,5 | 17,8 | 16,4 | 16,2 | 17,3 |
| 3-4pm | 17,4 | 17,7 | 17,5 | 17,9 | 17,1 | 16,4 | 17,0 | 16,5 | 17,2 | 17,2 | 15,9 | 15,8 | 17,0 |
| 4-5pm | 16,9 | 17,3 | 17,0 | 17,4 | 16,6 | 16,1 | 16,7 | 16,2 | 16,7 | 16,5 | 15,2 | 15,1 | 16,5 |
| 5-6pm | 16,2 | 16,5 | 16,3 | 16,6 | 16,0 | 15,4 | 16,0 | 15,5 | 15,9 | 15,6 | 14,5 | 14,4 | 15,7 |
| 6-7pm | 15,3 | 15,7 | 15,5 | 15,7 | 15,4 | 14,7 | 14,9 | 14,5 | 14,9 | 14,7 | 14,1 | 13,7 | 14,9 |
| 7-8pm | 14,9 | 15,1 | 14,9 | 14,9 | 14,9 | 14,2 | 14,2 | 13,8 | 14,2 | 14,1 | 14,1 | 13,6 | 14,4 |
| 8-9pm | 14,6 | 14,7 | 14,5 | 14,4 | 14,6 | 14,1 | 13,8 | 13,5 | 13,7 | 13,7 | 14,0 | 13,7 | 14,1 |
| 9-10pm | 14,4 | 14,4 | 14,2 | 14,0 | 14,2 | 14,2 | 13,5 | 13,2 | 13,3 | 13,3 | 13,9 | 13,8 | 13,9 |
| 10-11pm | 14,1 | 14,0 | 13,9 | 13,7 | 14,0 | 14,1 | 13,2 | 12,9 | 13,0 | 13,0 | 13,7 | 13,8 | 13,6 |
| 11-12pm | 13,7 | 13,7 | 13,6 | 13,5 | 13,6 | 14,1 | 13,0 | 12,7 | 12,7 | 12,7 | 13,6 | 13,7 | 13,4 |

En la Tabla 12 se encuentran los datos obtenidos al promediar mensualmente los valores multianuales. La temperatura promedio oscila entre 15,3°C y 16,5°C con una desviación estándar de 0,4°C, lo que significa que el comportamiento anual de esta variable no tiene diferencias significativas y la zona de trabajo presenta una temperatura estable a lo largo de los años cuyo promedio es de 17,3°C.

Tabla 12. Temperatura día año 2013 a 2020 (°C).

| | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Ocp | Nov | Dic | Prom |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Max | 17,6 | 17,8 | 18,0 | 18,1 | 17,3 | 16,6 | 17,4 | 16,8 | 17,4 | 17,9 | 17,0 | 16,5 | 17,3 |
| Min | 12,0 | 12,5 | 12,6 | 12,7 | 12,5 | 12,9 | 12,1 | 12,3 | 11,9 | 12,0 | 12,5 | 12,5 | 12,4 |
| Prom | 16,1 | 16,4 | 16,3 | 16,5 | 15,9 | 15,5 | 15,9 | 15,3 | 15,9 | 16,4 | 15,7 | 15,4 | 15,9 |

4.2.2 Red comercial

El proveedor de energía de la Universidad CESMAG es la empresa: Centrales Eléctricas de Nariño S.A E.S. P “CEDENAR”, esta empresa entrega su energía a la Universidad por medio de tres transformadores, los cuales a su vez se encargan de distribuirla a los diferentes contadores existentes (medidores de energía). Estos contadores tienen una facturación diferente correspondiente al consumo realizado en las cargas que cada uno tiene, y se los organiza de la siguiente manera: transformador sede B (41ta021752), se encuentra ubicado en la carrera 20a y es el encargado de suministrar energía a la sede B de la Universidad y algunos locales de la zona; transformador Holanda (41ta020575), este se ubica en las instalaciones de la Universidad, más exactamente en la parte izquierda del coliseo Guillermo de castellana, aquí se suministra energía no solo a los edificios Holanda e Italia, sino que también al colegio maría Goretti.

Por último, se cuenta con el transformador San Francisco (41ta000147), siendo éste propiedad de la Universidad y se encuentra ubicado en el edificio San Francisco; dicho artefacto es el encargado de suministrar energía a todo el edificio y cuenta con las características que se muestran en la Tabla 13.

Tabla 13. Datos del transformador San Francisco .

| | |
|----------------------|-----------|
| Fases 3 | 225 KVA |
| Tensión primaria | 13,2 KV |
| Tensión secundaria | 214/123 V |
| Corriente primaria | 9,84 A |
| Corriente secundaria | 607,03 A |
| Calent. Aceite | 60 C |
| Calent. Dev | 65 C |
| Frecuencia | 60 Hz |

Para calcular el costo de la energía, la empresa CEDENAR utiliza una ecuación específica (ecuación 15). Este costo se calcula según la resolución GREG 031/97.

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i} \quad (15)$$

Donde CU es el costo unitario de prestación del servicio, Gm es el costo de compra en (\$KWh), Tm es el costo del uso del STN “sistema de transmisión nacional”, (\$KWh), Dnm es el costo de distribución (\$KWh), Rm es el costo por restricciones (\$KWh), Cvm es el costo de comercialización (\$KWh), y PR es el costo de pérdidas de energía (\$KWh). La Tabla 14 indica los costos que conforman la ecuación 15 para el 2022.

Tabla 14. Costo Unitario según Resolución CREG-119-07 para el año 2022.

| Nivel de tensión y tipo de propietario | Gm,i,j | Tm | Dn,m | Cvm,i,j | PR | Rm,i | Cu | tarifa |
|----------------------------------------|--------|-------|--------|---------|-------|-------|--------|--------|
| Tensión 1, CEDENAR | 275,78 | 41,91 | 282,52 | 144,92 | 51,29 | 56,43 | 852,86 | 785,26 |
| Tensión1, COMPARTIDA | 275,78 | 41,91 | 251,90 | 144,92 | 51,29 | 56,43 | 822,24 | 759,26 |
| Tensión 1 USUARIO | 275,78 | 41,91 | 221,28 | 144,92 | 51,29 | 56,43 | 791,62 | 730,03 |
| Tensión 2 | 275,78 | 41,91 | 168,92 | 144,92 | 16,14 | 56,43 | 704,11 | 646,40 |
| Tensión 3 | 275,78 | 41,91 | 96,28 | 144,92 | 10,79 | 56,43 | 626,11 | 579,51 |

Fuente:(CEDENAR, 2022)

Para el año 2009 el costo del KWh tenía un promedio anual de 379,445 en el nivel de tensión 1 el cual representa la sede B y el edificio Holanda, y un costo de 340,490 en el nivel de

tensión 2 representando el edificio San Francisco. Para el año 2022 este aumentó un 67% con respecto al nivel 1 y un 58% para el nivel 2, llegando a tener un costo del \$KWh de 632,68 el nivel 1, un 538,64 para el nivel 2, y el costo de compra (Gm) en 275,78.

En la Figura 13 se muestra el crecimiento de los últimos 12 años, tanto en el nivel de tensión 1 como en el 2, también se pudo observar que en el año 2016 y 2021 tuvo unos picos más elevados que el resto, llegando a subir entre 16% a 19% con respecto a los otros años que su crecimiento fue entre 2% a 4%. Para concluir con la figura se podría decir que tuvo un crecimiento anual promedio de 5% para el nivel de tensión 2 y un 6% para el nivel de tensión 1.

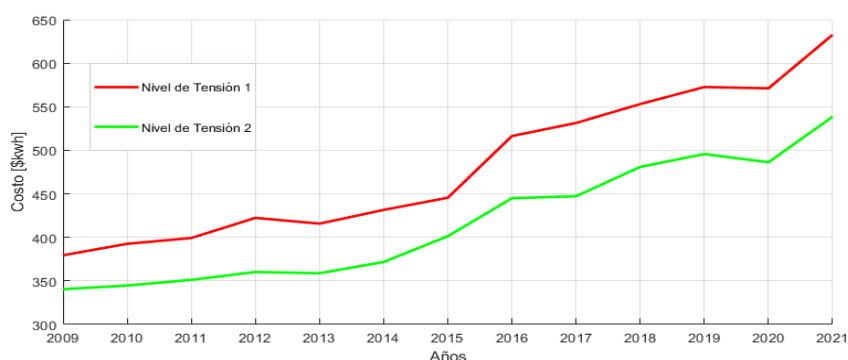


Figura 13. Tarifas del costo \$KWh en los últimos años 2009 a 2021.

Fuente: Elaboración propia con datos de CEDENAR.

También es notorio que en los últimos nueve años según la UPME (2022). Nariño fue uno de los departamentos donde el costo del kilovatio hora fue el más alto, como se muestra en la Figura 14, llegando a tener costos promedio anual de 407 a 587 \$KWh, lo que significa que en comparación con otros departamentos de Colombia Nariño tiene el costo de la energía más alto, siendo este de 759.26 \$KWh para el año 2022 (CEDENAR, 2022).

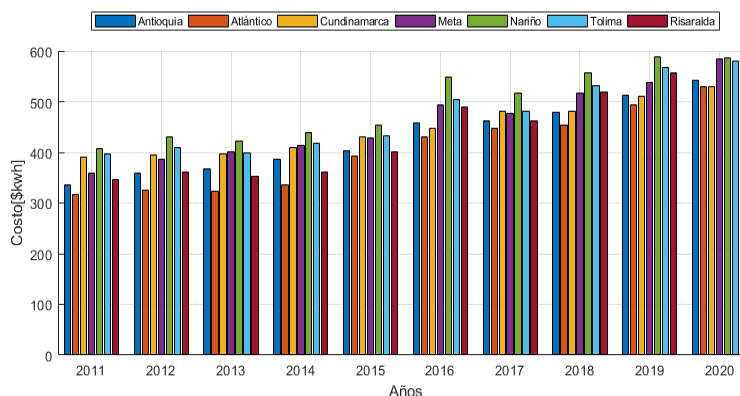


Figura 14. Costo unitario energía eléctrica en algunos departamentos de Colombia.
Fuente: Elaboración propia con datos de UPME.

4.2.3 Grupo electrógeno.

La Universidad CESMAG también cuenta con un grupo electrógeno Diesel “CATERPILLAR OLYMPIA GEH220-4”, el cual se encuentra ubicado en el sótano del edificio San Francisco y tiene una capacidad de 180KW, en la Tabla 15 se muestra las características con las que cuenta el grupo electrógeno.

Teniendo en cuenta la ecuación 16 se determina el costo de la energía que se observa en la Tabla 15.

$$Kwhg = \frac{gal/h * costo\ del\ galon}{Pn} = \frac{14gal/h * \$10000}{180KWh} = 777\$KWh \quad (16)$$

Donde gal/h es el consumo de combustibles que aparece en la ficha técnica, el costo del combustible que será de \$10000 para el año 2023, y por último la potencia nominal.

Tabla 15. Características del grupo electrógeno.

| | |
|---------------------------|-----------------|
| Grupo electrógeno | ISO 8528 |
| Modelo | 2012 |
| Temperatura ambiente | 27°C |
| Potencia nominal reserva | 250kVA- 200KW |
| Potencia nominal continua | 225kVA- 180KW |
| Tensión | 220/217 voltios |
| Fase | 3 |
| Factor de potencia | 0,8 CosΦ |
| Frecuencia | 60 Hz |
| Corriente reserva | 656 amperios |
| Corriente continua | 590 amperios |

| | | | | |
|------------------------------------------------------------------------|---------------|------------------------|--------------|--------------|
| RPM | | | | 1800 rpm |
| Capacidad del depósito de combustible litros (galones estadounidenses) | | | | 350 (92,5) |
| Consumo de combustible, continua l/h(gal/h) | | | | 53,0 (14) |
| Consumo de combustible, reserva l/h(gal/h) | | | | 56,5 (14,9) |
| Costo del de energía del generador (\$KWh) | | | | 777 |
| | | Sistema de combustible | | |
| | 110% de Carga | 100% de Carga | 75% de Carga | 50% de Carga |
| Continua l/h(gal/h) | 56,5 (14,9) | 53,0 (14,0) | 44,2 (11,7) | 34,0 (9,0) |
| Reserva l/h(gal/h) | | 56,5 (14,9) | 47,3 (12,5) | 36,3(9,6) |

Fuente: Ficha Técnica

4.3 Diseño del sistema híbrido de generación eléctrico con fuentes renovables teniendo en cuenta la red comercial, para la Universidad CESMAG

El diseño del sistema híbrido corresponde al conjunto de elementos necesarios para la satisfacción de la demanda según los escenarios definidos. Para esto, se tuvo en cuenta el comportamiento de la irradiancia en Horas Sol Pico (HSP), las pérdidas energéticas de los componentes, el área disponible, la vida útil del sistema, la disponibilidad de la red, el grupo electrógeno, el impacto ambiental, la inflación, costos y restricciones de presupuesto.

4.3.1 Área disponible por cada edificio

Como se mencionó anteriormente, la Universidad cuenta con tres edificios y estos a su vez con distintas instalaciones, también cuenta con canchas de juego, parqueadero y coliseo. En la Figura 15, se puede observar el campus de la Universidad CESMAG, ubicada en cra.20a #14-54, Pasto, Nariño con coordenadas de $1^{\circ}12'32''N$ y $77^{\circ}16'42''W$. Este campus cuenta con un área aproximada de 12400 m^2 .



Figura 15. Foto desde arriba de la Universidad Cesmag.
Fuente: imagen descargada de Google maps.

No toda el área con la que cuenta la Universidad es adecuada, ya que la infraestructura de algunos edificios tiene deterioros y no soporta el peso de los paneles, con el personal de mantenimiento de la Universidad y el asesor, se analizó que edificios son adecuados para la implementación de los paneles, llegando así a seleccionar los tres edificios sede B, Holanda Italia y San Francisco. Sin embargo, a pesar que las instalaciones de la sede B son adecuadas ya que cuentan con un área aproximada de 1413m^2 , estas no se tuvieron en cuenta al momento de simular la implementación de los paneles. La cubierta con la cual cuenta el edificio San Francisco tiene un área aproximada de 1517m^2 , pero de esta área solo se tuvo en cuenta los puntos más adecuados para la implementación de paneles siendo así esta área de 847m^2 aproximadamente y la cubierta del edificio Holanda Italia cuenta con un área aproximada de 1428m^2 y de igual manera solo se tuvo en cuenta un área aproximada de 574m^2 . Como solo se tendrá en cuenta los dos edificios por su cercanía y su conexión conjunta, el área de instalación del sistema sería de 1421m^2 .

4.3.2 Parámetros y restricciones del sistema fotovoltaico

Dentro de este diseño es necesario contar con los parámetros y restricciones que requiere el sistema, para así contar con los cálculos adecuados de los elementos. En estos parámetros se

tiene en cuenta lo mencionado anteriormente. La Tabla 16 indica la demanda de cada uno de los escenarios: el costo de la energía comercial para el que se toma como referencia el de la tensión 2, que pertenece al transformador del edificio San Francisco, en él se busca trabajar el precio de la energía, el área disponible y el periodo de evaluación, siendo este el de los años de vida útil de los paneles, tasa de oportunidad e inflación, información compilada del banco de la república (“Índice de precios al consumidor (IPC) | Banco de la República,” 2022) horas sol y por último las pérdidas, las cuales se basaron de la página web (Inergy) innovación en energía el cual tiene un breve resumen sobre las pérdidas en un Sistema Fotovoltaico (2021). Teniendo en cuenta la disparidad, cableado, empalmes, inversor, sombras, reflejo, suciedad, irradiancia y temperatura las cuales se observan en la Figura 16 para un total del 15% de pérdidas.

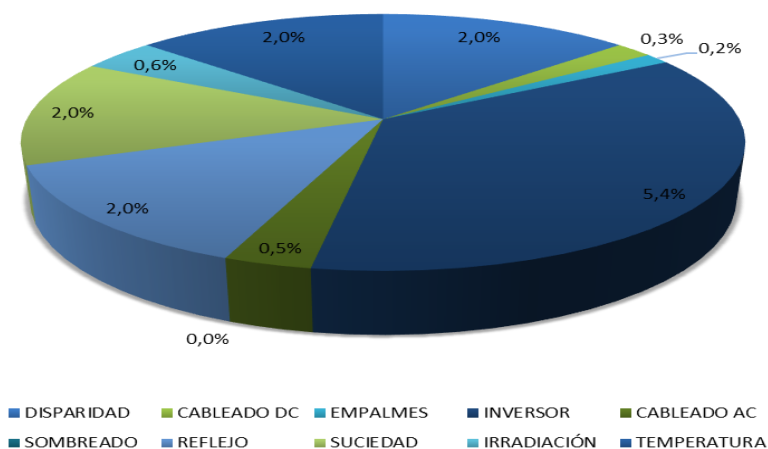


Figura 16. Parámetros de pérdidas.

Fuente: Elaboración propia basada en la página web (Inergy, 2021)

Tabla 16. Parámetros y restricciones.

| Escenario | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|-------------------------------------|---------|--------|--------|--------|--------|
| Demanda diaria (KWh) | 1558,75 | 244,58 | 297,00 | 329,60 | 405,46 |
| Costo energía comercial (\$KWh) | | | 759,26 | | |
| Precio de venta de la bolsa (\$KWh) | | | 275,78 | | |
| Área disponible (m ²) | | | 1421 | | |
| Periodo de evaluación (años) | | | 25 | | |
| Tasa de oportunidad (%) | | | 7,48 | | |
| Inflación IPC (%) | | | 5,6 | | |
| Inflación de energía IPC (%) | | | 8 | | |
| HSP (horas) | | | 3,5 | | |
| Pérdidas (%) | | | 15 | | |

4.3.3 Potencia pico del sistema fotovoltaico

Para calcular la potencia pico del sistema es necesario tener en cuenta la energía más las pérdidas, y esta se calculó con la siguiente ecuación.

$$E_p = demanda * (1 + perdidas) \quad (17)$$

Teniendo en cuenta, la demanda diaria de cada escenario y las pérdidas, en este caso del 15%, la Tabla 17 permite visualizar los resultados obtenidos, de igual manera la potencia pico del sistema, que se calculó dividiendo la energía más perdida y las horas sol.

$$Pp = \frac{E_p}{HSP} \quad (18)$$

Siendo Pp potencia pico, Ep energía y perdidas y HSP horas sol.

Tabla 17. Potencia pico en cada uno de los escenarios

| | Escenario 1 | Escenario 2 | Escenario 3 | Escenario 4 | Escenario 5 |
|-------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Energía+ perdidas (KWh) | 1792,53 | 281,27 | 341,55 | 379,04 | 466,28 |
| Potencia pico (KW) | 512,15 | 80,36 | 97,58 | 108,30 | 133,22 |

4.3.4 Componentes del sistema fotovoltaico

Para el funcionamiento óptimo del sistema fotovoltaico se requiere hacer un análisis de las características de los elementos que componen el sistema, ya que estos son los encargados principalmente de hacer que el sistema realice sus funciones óptimas. Estos fueron seleccionados bajo diferentes conceptos como son algunos de ellos: precio, disponibilidad de elementos, garantía de uso, costo del envío, entre otras. Bajo estos requerimientos se buscaron los siguientes proveedores, por ser los más conocidos en el mercado nacional: solartex, Energiasolar, Energía y movilidad, Bornay, VivaSolar, Emergente energía, SUNColombia, Solen Technology, Luxury electronic, entre otras. En cada uno de los portales se obtuvieron resultados los cuales conllevan a una selección de elementos apropiados por su correcto funcionamiento y costo de inversión,

para un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica. Estos elementos se describen a continuación.

4.3.4.1 Selección de Panel solar

Para la selección del panel, se tuvo en cuenta una mayor potencia ya que con ella se pudo llegar a disminuir costos. Los paneles seleccionados fueron de 500W, 545W, 590W entre otros, siendo estos los más comerciales. Estos paneles son monocristalinos ya que a diferencia de los policristalinos tienen una mayor eficiencia siendo el silicio monocristalino el que más energía solar fotovoltaica produce. Los paneles corresponden entre un 48% a 55% dependiendo del escenario con el cual se trabaje, este porcentaje se lo determinó con la ecuación 19, llegando a estar cercana a un 50% aproximadamente.

$$inversión_porcentual_panel\% = \frac{costo\ total\ paneles * 100\%}{costo\ total\ inversion\ sistema} \quad (19)$$

La Tabla 18 presenta el análisis de los paneles seleccionados, en los cuales se mira sus características y el que mejor se adecua a lo requerido. También se pueden observar las similitudes de algunos paneles, como son la eficiencia que es de un 20 a un 21 %, de igual manera el peso, el área, los voltajes y corrientes, teniendo estos una diferencia no tan notoria. De este modo también se tomó como ejemplo el escenario uno ya que es el que tiene toda la carga, esto permite determinar la cantidad total de paneles.

Tabla 18. Características de los paneles en condiciones estándar de medida (STC)

| Marca Modelo | TRINA trina500w | ZNSHINE ZXSM7SP144 | LONGI LR5-72HPH | LONGI LR5-72HPH | Jasolar JAM72S30 | LUXEN LNVH590N |
|----------------------------------|--------------------|-----------------------|--------------------|--------------------|---------------------|-------------------|
| Garantía de energía (años) | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 30 |
| Pmax (Wp) | 500 | 530 | 540 | 545 | 550 | 590 |
| Vmpp (v) | 42,8 | 41 | 41,65 | 41,8 | 41,96 | 43,48 |
| Imp (A) | 11,69 | 12,94 | 12,97 | 13,04 | 13,11 | 13,57 |
| Voc (v) | 51,7 | 49,3 | 49,5 | 49,65 | 49,9 | 51,2 |
| Isc (A) | 12,28 | 13,66 | 13,85 | 13,92 | 14 | 14,57 |
| Eficiencia (%) | 20,9 | 20,74 | 21,1 | 21,3 | 21,3 | 21,11 |
| Alto (m) | 2,187 | 2,256 | 2,256 | 2,256 | 2,279 | 2,465 |
| Largo (m) | 1,102 | 1,133 | 1,133 | 1,133 | 1,134 | 1,134 |
| Área del panel (m ²) | 2,4 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,8 |
| Celdas | 150 | 144 | 144 | 144 | 144 | 156 |
| peso (kg) | 26,3 | 28,5 | 27,2 | 27,2 | 28,6 | 30,5 |
| Cantidad de paneles | 1024 | 966 | 948 | 940 | 931 | 868 |

| | | | | | | |
|----------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|---------------|
| Precio Colombia \$ | \$947.000 | \$ 910.000 | \$924.000 | \$ 949.000 | \$ 998.000 | \$ 1.062.000 |
| Precios totales (\$) | \$969.728.000 | \$879.060.000 | \$875.952.000 | \$892.060.000 | \$ 929.138.000 | \$921.816.000 |
| Precio KW pico (\$) | \$1.894,00 | \$1.716,98 | \$1.711,11 | \$1.741,28 | \$1.814,55 | \$1.800,00 |

Fuente: Elaboración propia con resultados de esta investigación.

Una vez seleccionado el panel, se hizo un pequeño análisis comparativo con un panel policristalino como se muestra en la Tabla 19, siendo este el que más potencia genera ya que estos se caracterizan por el bajo costo pudiendo ser es un punto a favor, pero en este análisis se observa que a pesar de su costo el panel monocristalino modelo lr5-72HPH-540M sigue siendo el que mejor se adecua económicamente.

Tabla 19. Comparación de paneles en condiciones estándar de medida (STC)

| Modelo | Monocristalino lr5-72HPH-540M | Policristalino Znshine 335 |
|--------------------------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|
| Garantía de energía(años) | 25 | 10 |
| Pmax(Wp) | 540 | 335 |
| Vmpp(v) | 41,65 | 37,7 |
| Imp(A) | 12,97 | 8,89 |
| Voc(v) | 49,5 | 47 |
| Isc(A) | 13,85 | 9,22 |
| Eficiencia % | 21,1 | 17,27 |
| Alto (m) | 2,2 | 1,97 |
| Largo (m) | 1,1 | 0,99 |
| Área del panel (m ²) | 2,5 | 2 |
| Celdas | 144 | 72 |
| Área del espacio mantenimiento (m ²) | 1,1 | 0,99 |
| Coefficiente de temperatura de Isc (α) | 0,048 % | |
| Coefficiente de temperatura de Voc (β) | -0,270 % | |
| Coefficiente de temperatura de Pmax (γ) | -0,350 % | |
| cantidad de paneles escenario 1 | 948 | 1529 |
| precio Colombia \$ | \$924.000,00 | \$578.000,00 |
| peso kg | 27,2 | 25,5 |
| precio de los paneles totales | \$875.952.000,00 | \$883.762.000,00 |
| precio KW pico | \$1.711,11 | \$1.725,37 |

Fuente: Elaboración propia con resultados de esta investigación.

4.3.4.2 Conexión y cálculo de paneles solares

Una vez seleccionado el panel, se calculó la cantidad requerida para cada uno de los escenarios y de qué manera se hicieron los distintos arreglos. Para hacer los arreglos se tuvo en cuenta unas pequeñas restricciones ya que algunos inversores y protecciones no se encuentran en el mercado, por tal motivo al momento de hacer las cadenas y arreglos se tuvo cuenta las restricciones del inversor, para poder seleccionar después de la mejor manera los inversores.

Estos inversores solo se encuentran en el mercado con las distintas características, teniendo un rango de voltaje de entrada entre 100 y 1100 voltios y una corriente de 25 a 40 amperios.

Cantidad de paneles requeridos por escenarios. Para determinar la cantidad de paneles que requiere cada uno de los escenarios, se dividió la potencia pico sobre la potencia del panel.

$$N_{tpe} = \frac{P_p}{P_{panel}} \quad (20)$$

Área total requerida por los paneles. En la Tabla 18 se observa el área con la que cuenta un panel. A esta área se le suma el área del espacio para desplazarse y se multiplica por la cantidad de paneles por escenario.

$$A_{trp} = (arp + are) * T_{pesc} \quad (21)$$

Donde A_{trp} es igual al área que requieren los paneles, arp es el área del panel, are es el área del espacio por donde se movilizaran el cual es de un metro por el largo del panel, T_{pesc} es el total de paneles por escenario.

Peso entregado por los paneles. Con las características del panel se determinó el peso aproximado que deben soportar las cubiertas, este peso sin considerar la estructura y otros materiales los cuales sumarian al peso final, de igual manera se calcula el peso por metro cuadrado que sería el área total requería sobre el peso total.

$$P_t = peso\ panel * total\ de\ paneles \quad (22)$$

Cantidad máxima y mínima de paneles por cadena. Para obtener la cantidad máxima y mínima de cadenas que se pueden conectar en un inversor es necesario saber los datos técnicos del inversor y el panel. Para poder lograr un voltaje y una corriente de entrada no superior a las que requiere, también se tiene en cuenta la temperatura máxima, mínima y los siguientes requisitos. Primero el voltaje máximo de la cadena de los paneles solares debe ser menor al

voltaje máxima del inversor en la entrada de continua, segundo el voltaje mínimo de los paneles solares debe ser mayor al voltaje mínimo de MPPT de entrada del inversor y por último la corriente máxima de la cadena de los paneles solares debe ser menor a la corriente máxima de entrada de continua del inversor. Para obtener la cantidad máxima de paneles en serie se utilizó la ecuación 23.

$$N_{smax} = \frac{V_{invmax}}{v_{oc\ tem\ baja}} \quad (23)$$

Donde N_{smax} es igual al máximo número de paneles en serie que se pueden conectar, V_{invmax} es el voltaje máximo del inversor y $v_{oc\ tem\ baja}$ es el voltaje para casos más desfavorables con temperatura baja el cual se calcula con la ecuación 24.

$$V_{oc\ tem\ baja} = V_{oc}(1 + \beta * (tem\ baja - 25)) \quad (24)$$

Donde V_{oc} es el voltaje en circuito abierto, β es el coeficiente de temperatura del voltaje en circuito abierto. Estas características se encuentran en las fichas técnicas de cada componente y se las tomo en condiciones estándar de medida (STC).

El proceso para obtener la cantidad mínima de paneles en serie es similar al anterior, simplemente se tiene en cuenta el voltaje mínimo del inverso (V_{invmin}) y el voltaje máximo del panel V_{mpp} en el caso más desfavorables con temperatura alta.

$$N_{smin} = \frac{V_{invmin}}{v_{mpp\ tem\ alta}} \quad (25)$$

$$V_{mpp\ tem\ alta} = V_{mpp}(1 + \beta * (tem\ alta - 25)) \quad (26)$$

Por último, para saber la cantidad máxima de paneles en paralelo se utiliza la ecuación 27 Donde N_{pmax} es igual al máximo número de cadenas en paralelo que se pueden conectar, I_{max} es la corriente máxima por MPPT del inversor y I_{scmax} es la corriente para casos más desfavorables con temperatura alta el cual se calcula con la ecuación 28.

$$N_{pmax} = \frac{I_{max}}{I_{scmax}} \quad (27)$$

$$I_{scmax} = I_{sc}(1 + * \alpha(\text{temalta} - 25)) \quad (28)$$

Remplazando los valores se obtuvo la mayor y menor cantidad de paneles que se le pueden conectar al inversor cumpliendo con los requisitos mencionados. En la Tabla 20 se puede observar que la cantidad máxima de paneles en serie corresponde a 20, por cada cadena, y la cantidad máxima de cadenas en paralelo es 1.

Tabla 20. Cantidad máxima y mínima de entrada al inversor

| | | |
|----------------------------------|---------------------|-----------------------------------|
| Potencia máxima | P(Max) 611 | Nº max paneles 180,13 |
| Corriente de entrada | Impp (max) 12,92 | Nº max series en paralelo 2,00 |
| Corriente de cortocircuito | Isc (max) 13,80 | Nº max series en paralelo 1,00 |
| Voltaje mínimo de funcionamiento | Vmpp (min) 42,42 | Nº min paneles serie 5,00 |
| Voltaje máximo de funcionamiento | Vmpp (max) 45,76 | Nº max paneles serie 24,00 |
| Voltaje máximo soportada | Voc (max) 54,50 | Nº max paneles serie 20,00 |

Potencia pico entregada. La potencia pico entregada se basa en los nuevos arreglos que se hacen debido a las restricciones y mejor distribución de paneles por cadena, con el nuevo número de paneles, para ello se multiplica la cantidad de paneles por la potencia del panel. La Tabla 21 indica los resultados obtenidos y lo ya mencionado anteriormente.

Tabla 21. Conexión y cálculo de paneles

| Módulos solares | Escenario1 | Escenario2 | Escenario3 | Escenario4 | Escenario5 |
|---------------------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Energía (KWh) | 1.558,72 | 244,58 | 297,00 | 329,60 | 405,46 |
| Potencia Pico requerida (KWp) | 512,15 | 80,36 | 97,58 | 108,30 | 133,22 |
| Potencia del Panel (KWp) | | | 0,54 | | |
| Cantidad de paneles requeridos | 949,00 | 149,00 | 181,00 | 201,00 | 247,00 |
| Área total requerida por paneles(m ²) | 3.552,00 | 555,00 | 703,00 | 814,00 | 914,00 |
| área disponible(m ²) | | | 1.421,00 | | |
| Potencia Pico entregada (KWp) | 518,40 | 81,00 | 102,60 | 118,80 | 133,38 |
| peso total paneles (Kg) | 26.112,00 | 3.916,80 | 4.896,00 | 5.440,00 | 6.528,00 |
| peso total paneles toneladas | 26 | 4 | 5 | 5 | 7 |
| peso por metro cuadrado | | | 7,35 | | |
| Paneles en serie *cadenas | 20,00 | 15,00 | 19,00 | 20,00 | 19,00 |
| paneles paralelos *arreglo | | | 1,00 | | |
| Voc del arreglo(v) | 990,00 | 742,50 | 940,50 | 990,00 | 940,50 |

| | | | | | |
|----------------------------------------|--------|--------------|--------|--------|--------|
| Isc por arreglo(A) | 13,85 | 13,85 | 13,85 | 13,85 | 13,85 |
| Potencia entregada por arreglo FV (KW) | 14,00 | 10,00 | 13,00 | 14,00 | 14,00 |
| Numero de Arreglos | 48,00 | 10,00 | 10,00 | 11,00 | 13,00 |
| Nuevo número de Paneles total Fv | 960,00 | 150,00 | 190,00 | 220,00 | 247,00 |
| Total, inversores por escenario | 5 | 1 | 1 | 2 | 2 |
| | | Protecciones | | | |
| Voc del sistema (v) | 990,00 | 742,50 | 940,50 | 990,00 | 940,50 |
| Isc del sistema (A) | 13,85 | 13,85 | 13,85 | 13,85 | 13,85 |

Fuente: Elaboración propia con resultados de esta investigación.

En las siguientes figuras se pueden observar las cubiertas con las que cuenta el edificio San Francisco y el edificio Holanda, en ellas se simuló un montaje de paneles teniendo en cuenta un espacio de un metro entre arreglos para el mantenimiento de ellos, llegando a tener una capacidad máxima de 217 paneles aproximadamente en el edificio San Francisco y 142 paneles en el edificio Holanda, para un total de 359, los cuales más adelante ayudarán a determinar mejor el escenario a seleccionar.

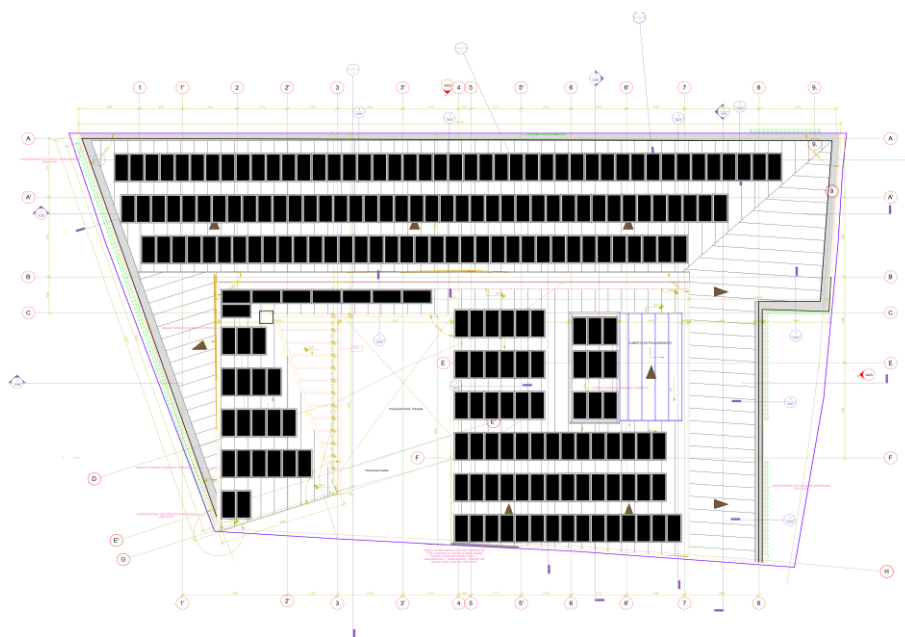


Figura 17. Cubiertas con paneles San Francisco

Fuente: Elaboración propia con resultados de esta investigación.

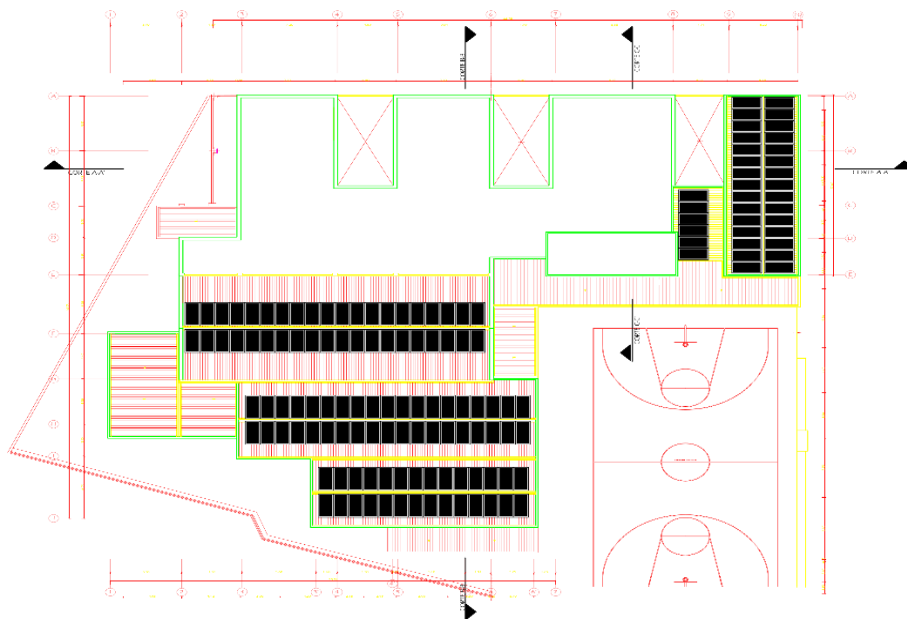


Figura 18 cubiertas con paneles Holanda Italia.

4.3.4.3 Selección del inversor

Para la selección del inversor se tuvo en cuenta, principalmente, la disponibilidad en el mercado, y las características de los paneles seleccionados, ya que este es el encargado de convertir la corriente directa DC proveniente de los paneles en corriente alterna AC, la cual será inyectada a la energía de la red. En la Figura 19 se muestra el inversor seleccionado, el cual es un inversor HUAWEI SUN2000-100KTL-M1 con la capacidad de convertir 100KW.

Este inversor garantiza una gestión segura, eficiente y fiable en el sistema fotovoltaico. Gracias a sus características técnicas este inversor de gran tamaño es el más inteligente del mercado.

Se seleccionaron y analizaron varios inversores tales como GROWATT de 20KW, CPS de 25KW y los Fronius, llegando a concluir que el más adecuado era el Huawei, ya que si se instala en el escenario 2 se tiene la ventaja de ampliar el sistema sin necesidad de comprar un nuevo inversor.



Figura 19. Inversor Grid Tie 100KW SUN 2000

Fuente: Ficha Técnica del inversor

En la Figura 20 se puede apreciar la curva representativa de eficiencia del inversor mencionado y el diagrama del circuito. La eficiencia máxima alcanzada por el inversor es aproximadamente de 98,8%, cuando se obtiene un voltaje de 720V, esta eficiencia varía en la medida en que el voltaje aumenta o disminuye, cuando se inyecta un voltaje de 625V la eficiencia desciende hasta 98% aproximadamente y cuando el voltaje es aproximadamente de 850V la eficiencia cambia al 98,6%.

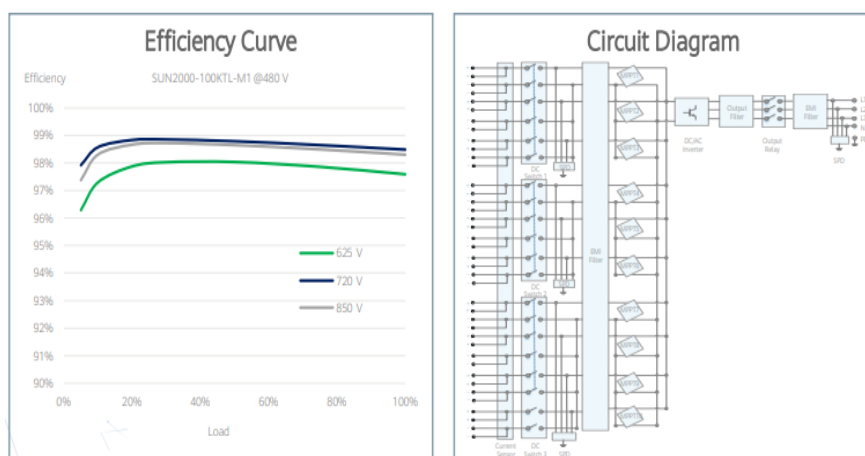


Figura 20 Curva de eficiencia diagramada del inversor

Fuente: Ficha Técnica del inversor

Como se mencionó anteriormente, los datos técnicos del inversor son importantes para determinar las conexiones adecuadas de las cadenas de paneles fotovoltaicos, puesto que estos datos limitan la capacidad máxima que puede entregar un conjunto de paneles solares en cuanto a corriente y voltaje entregado por el sistema. En la Tabla 22 se muestra las características del inversor seleccionado para la instalación del sistema fotovoltaico, donde se observa que la potencia máxima que entrega es de 100KW y el voltaje máximo permitido es de 1100V, lo cual favorece a la conexión de paneles en serie ya que este inversor cuenta con 10 MPPT (seguidor del punto de máxima potencia), permitiendo conectar 10 configuraciones independientes con distintas orientaciones para que el inversor busque siempre el balance entre tensión y corriente donde el panel trabaja a su máxima potencia. Los 10 MPPT cuentan con 20 entradas, permitiendo así una mejor conexión, una corriente de entrada de 26A, una frecuencia de 60Hz, protecciones de entrada, un peso de 90kg, unas medidas de 1035mm ancho, 700mm de alto y 365 mm de profundidad. Dadas estas características y sus dimensiones será posible ubicar el inversor en un lugar cercano a los paneles, esto con el fin de mitigar pérdidas. Este inversor tiene un precio de \$32.180.000, de pesos colombianos tomados en el año 2022, que comparado con los mencionados es un precio favorable ya que, con los otros, se tendría que comprar más unidades. En ocasiones, en la ficha técnica del inversor no se ofrece la potencia nominal a la entrada como es el caso, por lo que hay que calcularla, teniendo en cuenta la eficiencia del inversor y la potencia AC, como se observa en la siguiente ecuación (Amezcuca, 2022).

$$P_{inv,DC} = \frac{P_{inv,DC}}{\eta} = \frac{100kW}{98,8\%} = 101KW \quad (29)$$

Tabla 22. características del inversor Huawei.

| Datos de entrada DC | |
|---------------------------------|---------------|
| Potencia nominal de entrada | 101214w |
| Voltaje máximo de entrada | 1100 V |
| Rango de voltaje | 200 V a 1000V |
| Voltaje mínimo de arranque | 200V |
| Corriente máxima de entrada | 26A |
| Número de entradas | 20 |
| Número de rastreadores por MPPT | 10 |
| Datos de salida AC | |
| Potencia nominal | 100000w |
| Potencia máxima AC | 110000VA |
| Rango nominal de voltaje | 480V a 380V |
| Frecuencia | 60 Hz |

| | |
|-----------------------------------|-----------------|
| Corriente máxima de salida | 133,7A |
| Eficiencia máxima | 98,8% |
| Dimensiones | 1035*700*365 mm |
| Peso | 90 kg |
| Máximo valor permitido de humedad | 100% |
| Precio | 32180000 |

4.3.5 Materiales para la instalación fotovoltaica

4.3.5.1 Estructura

Para la estructura de los paneles solares se tuvo en cuenta la altura donde estos serán instalados y la superficie donde serán fijados ya que cada edificio cuenta con una altura y superficie diferente, el peso que entrega cada uno de los paneles, permite seleccionar una estructura que se adecue al sistema.

La superficie con la que cuenta la sede B, el edificio Holanda Italia es Eternit como muestra la Figura 21.



Figura 21. Cubierta Edificio Holanda Italia.

El edificio San Francisco es de cubierta TECHMET DRY, más conocido como panel de cubierta tipo sándwich como muestra la Figura 22.



Figura 22. Cubierta Edificio San Francisco.

La Figura 23 muestra el panel mencionado el cual es un Panel metálico aislante auto portante en poliuretano pre-impermeabilizado en su cara externa con un manto sintético en TPO O PVC, para cubiertas planas o inclinadas (Metecno, 2017).

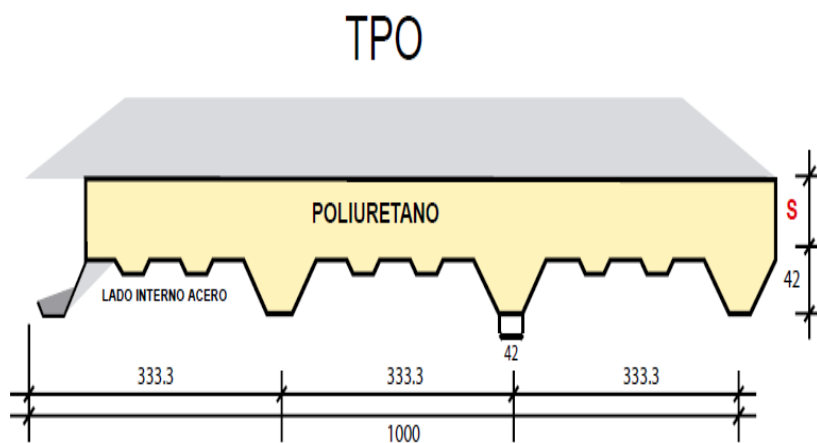


Figura 23. Panel tipo sándwich
Fuente:(Metecno, 2017)

Por lo ya mencionado se definió la estructura del edificio San Francisco como la mejor para la implementación del sistema. Para esto se instalan dos rastreles sobre la cubierta en fila como se visualiza en el anexo 6.5 y sobre ellas se colocan los paneles sujetos con grapas y tornillería de acero inoxidable dependiendo los arreglos realizados, las cuales irán fijadas a la

estructura tipo sándwich, como se muestra en la Figura 24. Las dimensiones que tendrá esta estructura son de 43,2 m de largo por 6,8 de ancho y 0,035 m de espesor.



Figura 24. Estructura para paneles solares
Fuente:(Solarstem, 2015)

4.3.5.2 Cables de los paneles fotovoltaicos y del sistema

Los paneles solares se conectan en serie, a través cable DC los cuales pueden tener una longitud de 30cm a 100cm de cada lado, esta longitud se la puede modificar según las necesidades del sistema. Los cables de interconexión entre módulos no son inferiores a 4 mm² de área transversal, son de cobre flexible y aislado con doble capa tipo V V-k 0,6/1-kV y utilizan el conector rápido MC4 que llevan incorporado cada uno de los paneles. En las características del panel seleccionado, las cuales se visualizan en el anexo 6.1, se muestra que cuenta con una sección transversal de 4 mm² y una longitud de 30cm. Estas características que entregan los paneles permiten en cierta parte disminuir costos ya que se requiere menos cable y conectores.

Los sistemas fotovoltaicos tienen condiciones muy especiales debido a que están expuestos a la rigurosidad del medio ambiente, los cambios de temperatura, la radiación solar directa la humedad, los roedores entre otras. Para el presente proyecto se seleccionaron a los fabricantes Nexans y procables A General Cable. En la Figura 25 se observa la conexión entre los diferentes componentes del sistema, esta presenta un número que corresponde a las especificaciones de cableado que se profundiza en los anexos 6.4 y 6.5.

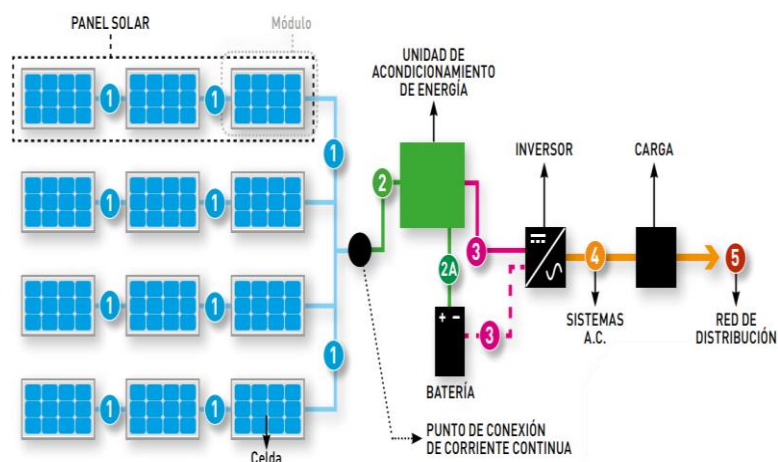


Figura 25. Distribución de circuitos y sus respectivos cableados según norma NTC 2050.
Fuente: (Procables, 2022)

4.3.5.3 Medidor bidireccional

En la implementación del sistema *on grid* es necesario contar con un dispositivo que permita determinar el consumo total y la generación del sistema, esto con el fin de cuantificar el excedente que se le venderá a la red eléctrica y el ahorro respectivo. El medidor ISKRA MT174 cuenta con una interfaz de comunicación RS que permite la lectura automática de los datos. Este medidor también cuenta con el sistema AMI (Medición Avanzada), el cual permite recolectar y transmitir los datos de consumo de manera más inteligente, para entregar tanto a CEDENAR como a la Universidad datos confiables. Las amplias funciones proporcionan la máxima seguridad para los datos de la medición los cuales serán valiosos al momento de identificar el ahorro que el sistema fotovoltaico entregará. En el anexo 6.3 se visualiza de manera más detallada los datos de este medidor.



Figura 26. Medidor bidireccional.

4.3.6 Presupuesto del sistema fotovoltaico

Para conocer el presupuesto de la inversión total de cada escenario se realizó un listado de los componentes ya mencionados y la cantidad que requiere cada escenario, también se tuvo en cuenta soportes estimados, accesorios, gabinetes, mano de obra y transporte, estos se visualizan mejor en el anexo 1. Seguidamente, se procedió a calcular el subtotal el cual es la suma de todos los costos, para luego ser multiplicados por unos porcentajes de administración, utilidad, imprevistos e impuestos, teniendo en cuenta que para productos importados como paneles, inversores y medidores, la ley 1715 (2014) otorga el beneficio de la exclusión del IVA.

Dicho lo anterior con el total de la inversión se procedió a calcular los siguientes parámetros. Costo del Kilo vatio pico: el cual es igual a el total de la inversión sobre la potencia pico que cada escenario tiene.

Costo por año: el cuál es el costo que tendría el sistema por cada año calculando el total de la inversión sobre el tiempo de vida útil 25 años en este caso.

Energía fotovoltaica generada por año: la cual es igual a la potencia pico de cada escenario por las horas sol y por los días del año.

Costo de la energía fotovoltaica (COE FV): es igual a el costo por año del sistema dividido entre la generación por año. En estos parámetros se observa que el escenario 1 tiene un costo de inversión más alto ya que abarca el total de la carga, pero este a su vez tiene un costo de energía

fotovoltaica (COE) muy por debajo de los demás escenarios. Esto se puede observar mejor en la Tabla 23 y en el anexo 1.z

Tabla 23 Costo de implementación escenarios

| | Escenario 1 | Escenario 2 | Escenario 3 | Escenario 4 | Escenario 5 |
|---------------------------------|--------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Total, de inversión | \$1.602.712.768,20 | \$310.593.020,20 | \$365.259.548,20 | \$450.580.958,20 | \$475.726.114,60 |
| Costo KW pico (\$/KWp) | \$3.091.653 | \$ 3.834.482 | \$3.560.035 | \$3.792.769 | \$3.566.698 |
| Costo energía - COE FV (\$/KWh) | \$96,80 | \$120,06 | \$111,47 | \$118,76 | \$111,68 |
| Costo sistema por año (\$/año) | \$ 64.108.510,73 | \$12.423.720,81 | \$14.610.381,93 | \$18.023.238,33 | \$19.029.044,58 |
| Generación Energía FV (KWh/año) | 662.256,00 | 103.477,50 | 131.071,50 | 151.767,00 | 170.392,95 |

La ley 1715 de 2014, también habla del beneficio tributario, según el Artículo 11, para los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en este sentido, ellos tendrán derecho a reducir anualmente de su renta, por los 5 años siguientes al año gravable en que hayan realizado la inversión, el cincuenta por ciento (50%) del valor total de la inversión realizada.

4.4 Trámites para conectarse a la red

Según Daniel Mauricio Ochoa (2020), es necesario tener en cuenta para los trámites requeridos, la siguiente metodología: recolección de documentos disponibles de usuarios, diseño de proyectos, visitas a sitio, estudio de la normativa de diseños eléctricos y memorias de cálculo, recolección de documentos para la certificación RETIE, trámites con el operador de red para la conexión a la red, apoyo a la puesta en marcha de las instalaciones solares fotovoltaicas. Por lo anterior, se consultó algunos trámites que exige la normativa, sin profundizar mucho en ello y teniendo en cuenta la red local CEDENAR y se analizan a continuación.

4.4.1 Certificación RETIE

Para la certificación en proyectos de energía solar fotovoltaica, es necesario los siguientes requisitos, los cuales van de la mano con el diseño y cálculos del sistema, entre estos requisitos se tiene: diagrama unifilar de la instalación, en el cual, se deben observar claramente los arreglos de los paneles, datos principales de las fichas técnicas, de paneles, inversor, calibre de cables, aislamiento de los cables y protecciones. También se debe tener en cuenta documento de cálculos, justificando los diferentes ítems estipulados en el RETIE. De igual manera, se debe contar con los certificados del producto, para ello se debe solicitar el certificado de producto a

cada fabricante de los materiales o equipos que fueron utilizados en el proyecto de energía solar fotovoltaica, estos se pueden visualizar en el anexo 8. Para terminar, es necesaria la documentación del profesional encargado, esta será su matrícula profesional, la declaración de constructor y el registro ante la SIC (Ochoa Yepes, 2020).

4.4.2 Inscripción con CEDENAR para la conexión a la red

Para la inscripción del proyecto es necesario determinar la capacidad instalada, y las distintas restricciones, con el fin de conectarse a la red y poder vender el excedente de energía si es el caso. Este trabajo se plantearon distintos escenarios con diferentes potencias. La potencia más alta de diseño es de 518,40KWp para el escenario 1 y una potencia de 133,38KWp para el escenario 5. Por lo tanto, la inscripción con potencia instalada mayor a 100kW, se categoriza como Autogenerador a Pequeña Escala. La Tabla 23 indica que documentación se necesita para la conexión de autogeneradores y los generadores distribuidos, según la capacidad instalada, tipos de generación y las condiciones de entregar o no excedente de energía a la red. Esta documentación se encuentran los siguientes tipos.

Estudio de conexión simplificado (A), formulario de conexión simplificado (B), certificado de capacitación o experiencia en la instalación (C), manual de los dispositivos que controlan la no inyección a red o la inyección a red en algún nivel fijo de potencia o energía (D), archivo de la consulta de la disponibilidad de red en el punto de conexión (E), documento donde se demuestre el cumplimiento de normas para inversores, este documento solo es necesario en caso de usar inversores para conexión a red. De lo contrario, NO aplica (F). Diagramas unifilares, conexión sistema a tierra, esquema protecciones, distancias y seguridad y cuadro cargas (G), formato de aceptación venta de excedentes 14.2 CREG 135 (H), minuta de acuerdo especial CCU 14.1, este formato de aceptación de venta de excedentes y acuerdo especial CCU solo aplica para los usuarios regulados (I), Contrato de conexión este en caso de que por solicitud del AGPE, del AGGE o del GD, los activos de conexión los suministra o instala el operador de red (OR), o que se tenga que aumentar la capacidad de la red por aplicación del artículo 17 de la resolución CREG 174 de 2021 o aquella que la modifique o sustituya. De lo contrario no aplica (J). Obligatorio para los casos indicados, el valor del respaldo es acorde a la solicitud del cliente (K) (CEDENAR, 2021).

En el caso de este proyecto serán necesarios los documentos que se visualizan con negrita en la Tabla 24, ya que este proyecto pretende entregar energía a la red, estando por encima de 100KW que lo hace, posible proveedor de energía como autogenerador a pequeña escala.

Tabla 24. Documentos requeridos.

| Condición | Tipo | Capacidad Instalada o nominal | Documentación tipo (SÍ: es necesario, NO: no es necesario) | | | | | | | | | | |
|------------------------------|-------------|-------------------------------|------------------------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | | | A | B | C | D | E | F | G | H | I | J | K |
| Entregan Energía a La red | AGPE | ≤ 10kW | NO | SI | SI | SI | SI | SI | SI | SI | SI | SI | NO |
| | AGPE | ≤ 100kW | NO | SI | SI | SI | SI | SI | SI | SI | SI | SI | NO |
| | GD | ≤ 100kW | NO | SI | SI | NO | SI | SI | SI | SI | SI | SI | SI |
| | AGPE | > 100kW | SI | SI | SI | SI | NO | SI | SI | SI | SI | SI | NO |
| | GD | > 100kW | SI | SI | SI | NO | NO | SI | SI | SI | SI | SI | NO |
| No entregan Energía a La red | AGGE | < 5MW | SI | SI | SI | SI | NO | SI | SI | SI | SI | SI | SI |
| | AGPE | ≤ 1MW | NO | SI | SI | SI | NO | SI | SI | NO | NO | SI | SI |
| | AGGE | Cualquier Capacidad | NO | SI | SI | SI | NO | SI | SI | NO | NO | SI | SI |

Fuente: (CEDENAR, 2021)

Por consiguiente, es importante verificar la disponibilidad de la red, la cual permite saber qué capacidad de potencia puede integrarse al transformador. Para esto se verifica el código interno del cliente, el cual se encuentra en la factura de CEDENAR (Anexo 6), de esta forma, se puede encontrar el número del transformador al cual se conectará el sistema fotovoltaico. En la plataforma Web de CEDENAR se encuentra el apartado para anexar los documentos exigidos y verificar si es posible la conexión. Esta misma página entrega datos del transformador y la capacidad del mismo, incluyendo la información de baja tensión y media tensión, para así determinar la posibilidad de conexión a la red, de igual manera se observa el número de transformador, el voltaje nominal, capacidad, generación instalada, capacidad disponible entre otros datos, pero lo más importante es tener en cuenta la disponibilidad de energía solar. En el caso de la institución se observa que aún no hay energía fotovoltaica instalada (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). Cuando el transformador pertenece al operador de red, la norma permite integrar hasta un 50% de su capacidad en energías renovables, sin embargo, cuando el transformador pertenece al cliente, como es el caso de la universidad, se puede utilizar hasta el 100% de la capacidad, siendo este de tensión 2. En conclusión, desde el punto de vista técnico legal se pueden implementar los escenarios de 2 a 5, solo el escenario 1 se descarta porque excede la capacidad del transformador.

Tabla 25. Disponibilidad de instalación en cada transformador

| Información de Baja Tensión | | | |
|--------------------------------------------------------|---------------|----------------|------------|
| Transformador | 41TA000147 | 41TA020575 | 41TA021752 |
| Bloque | San Francisco | Holanda Italia | Sede B |
| Propietario | 50 | 100 | 50 |
| Voltaje nominal (V) | 220 | 225 | 220 |
| Capacidad (KVA) | 75 | 100 | 75 |
| Generación instalada (%) | 0% | 0% | 0% |
| Capacidad máxima disponible (KW) | 37,5 | 50 | 37,5 |
| Total, de capacidad ocupada (KW) | 0 | 0 | 0 |
| Energía (KWh) | 0 | 0 | 0 |
| Energía entregada por generadores no fotovoltaicos (%) | 0% | 0% | 0% |
| Total, de energía horaria ocupada (KWh) | 0 | 0 | 0 |
| Capacidad máxima de energía horaria disponible (KWh) | 0 | 0 | 0 |
| Energía fotovoltaica (KWh) | 0 | 0 | 0 |
| Energía entregada por generador fotovoltaico (%) | 0% | 0% | 0% |
| Energía horaria ocupada de fotovoltaicos (KWh) | 0 | 0 | 0 |
| Energía horaria disponible para fotovoltaicos (KWh) | 0 | 0 | 0 |
| Información de media Tensión | | | |
| Circuito | 41PA02 | 41PA02 | 41PA02 |
| Voltaje nominal (KV) | 13,8 | 13,8 | 13,8 |
| Capacidad (KVA) | 14341,38 | 14341,38 | 14341,38 |
| Generación instalada | 0 | 0 | 0 |
| Capacidad máxima disponible (KW) | 7170,69 | 7170,69 | 7170,69 |
| Total, de capacidad ocupada (KW) | 0 | 0 | 0 |
| Energía (KWh) | 899,333 | 899,333 | 899,333 |
| Energía entregada por generadores no fotovoltaicos (%) | 0% | 0% | 0% |
| Total, de energía horaria ocupada (KWh) | 0 | 0 | 0 |
| Capacidad máxima de energía horaria disponible (KWh) | 449,667 | 449,667 | 449,667 |
| Energía fotovoltaica (KWh) | 899,333 | 899,333 | 899,333 |
| Energía entregada por generador fotovoltaico (%) | 0% | 0% | 0% |
| Energía horaria ocupada de fotovoltaicos (KWh) | 0 | 0 | 0 |
| Energía horaria disponible para fotovoltaicos (KWh) | 449,667 | 449,667 | 449,667 |

Fuente (CEDENAR, 2023)

Al momento de ingresar a consultar la disponibilidad del transformador, esta muestra un mapa temático representando visualmente el estado del mismo, tanto en generación instalada, energía horaria generada y energía horaria generada fotovoltaica como se observa en la Figura 27.



Figura 27. Mapa temático que entrega CEDENAR
Fuente: (CEDENAR, 2023)

Dado el caso de que el transformador ya cuente con energía solar u otras fuentes de generación eléctrica, se deberá tener en cuenta la información de la Tabla 26. La cual determina que el color verde con un porcentaje igual o inferior al 30%, representa la suma de los estándares técnicos se encuentran por debajo del 30% respecto a la capacidad del transformador, lo cual permite seguir diligenciando el formulario de solicitud de conexión simplificada. El color naranja y amarillo que esta entre 30% y 50% indica que alguno de las condiciones se encuentra entre el 30% y 50%. Por lo cual se deberá validar la condición con la sumatoria de la capacidad proyectada en el transformador para verificar que no sobrepase el 50%. Y por último se tiene el color rojo el cual será mayor al 50%, presenta incumplimiento de alguno de los parámetros establecidos en la resolución para la conexión. Por lo que para realizar la solicitud de conexión simplificada debes presentar el estudio de conexión simplificada.

Tabla 26. Estándares técnicos para aprobación de disponibilidad.

| | Parámetro 1 | Parámetro 2 | Parámetro 3 |
|--|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| | Igual o inferior al 30% | Igual o inferior al 30% | Igual o inferior al 30% |
| | Entre 30% y 40% incluido | Entre 30% y 40% incluido | Entre 30% y 40% incluido |
| | Entre 40% y 50% incluido | Entre 40% y 50% incluido | Entre 40% y 50% incluido |
| | Superior a 50% | Superior a 50% | Superior a 50% |

| | | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| La suma de la potencia instalada de los AGPE y GD en un mismo circuito de nivel de tensión 1 debe ser menor al 50% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde solicita el punto de conexión. | La suma de la energía suministrada al transformador en 1 hora por todos los AGPE y GD sin almacenamiento debe ser menor al 50% de la demanda mínima horaria del año anterior. | La suma de la energía suministrada al transformador en 1 hora por AGPE y GD fotovoltaicas sin almacenamiento debe ser menor al 50% de la demanda mínima horaria del año anterior del transformador evaluado en el periodo 6:00 am y 6:00 pm. |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

Fuente:(CEDENAR, 2021)

Para finalizar con los trámites, cabe resaltar que, al momento de la conexión, CEDENAR no cobrará la primera visita. En caso de que se requieran ajustes, CEDENAR deberá detallar los requerimientos y programará una nueva visita sin costo dentro de los siete (7) días hábiles siguientes al de la primera visita. Si el resultado de la segunda visita no es satisfactorio, CEDENAR detallará la razón por la cual no es posible efectuar la conexión y podrá programar visitas adicionales, las cuales tienen un costo de \$220.000 para las zonas centro, norte, occidente, sur del departamento y \$280.000 en zona del Pacífico.

4.5 Optimización del sistema de generación usando el software HOMER

Para la optimización en HOMER se tuvo en cuenta que los datos requeridos por el software sean los mismos a los del diseño mediante memorias de cálculo, tanto las fuentes de generación, temperatura, horas sol, componentes, costos, consumo entre otros, cabe resaltar que los costos se parametrizan en dólares, se trabajó con un TRM igual a \$4.558 (TRM a mayo 2023). En la Tabla 27 se visualiza la capacidad de generación, el costo de los componentes (incluye estructura, cableado, protecciones, gabinete), el costo de operación y mantenimiento (1%, de la inversión, con labores que realizará el equipo de mantenimiento institucional) y, por último, se tiene el costo del combustible del grupo electrógeno.

Tabla 27. Costos en dólares de los componentes

| Descripción | Capacidad | Capital [USD] | Reemplazo [USD] | O&M [USD] | Precio Combustible [USD] [\$/ltr] |
|-------------|-----------|---------------|-----------------|-----------|-----------------------------------|
| Panel solar | 540W | \$ 320,27 | \$ 320,27 | \$ 3,20 | |
| Inversor | 100kW | \$ 7.059,49 | \$ 7.059,49 | \$ 70,59 | |
| Gen Diesel | 180kW | \$ 0 | \$51902,28 | \$ 0.06 | 0.608 |

4.5.1 Demanda eléctrica

Hace referencia a las cargas prioritizadas de consumo en periodo de máxima ocupación o semestral (escenario 5) que se encuentran en el capítulo 4 sección 4.1.4, estas demandas fueron implementadas en HOMER Pro como se visualiza en la Figura 28.

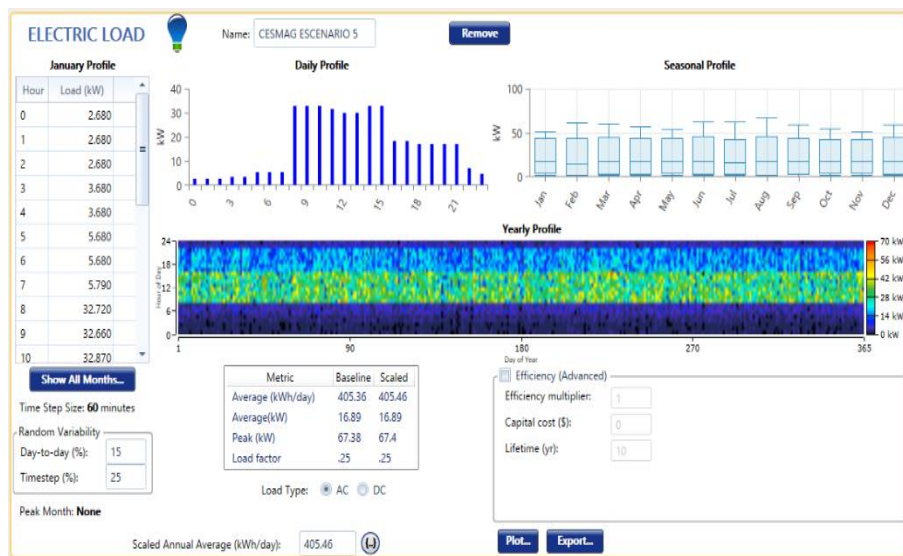


Figura 28. Demanda escenario 5.

4.5.2 Recursos energéticos

Los datos que se observan en las Figura 29 y Figura 30 corresponden a la irradiancia y temperatura tomados del capítulo 4 sección 4.2.1, estos datos fueron implementados en HOMER Pro. Con el fin de determinar aspectos similares al momento de evaluar.

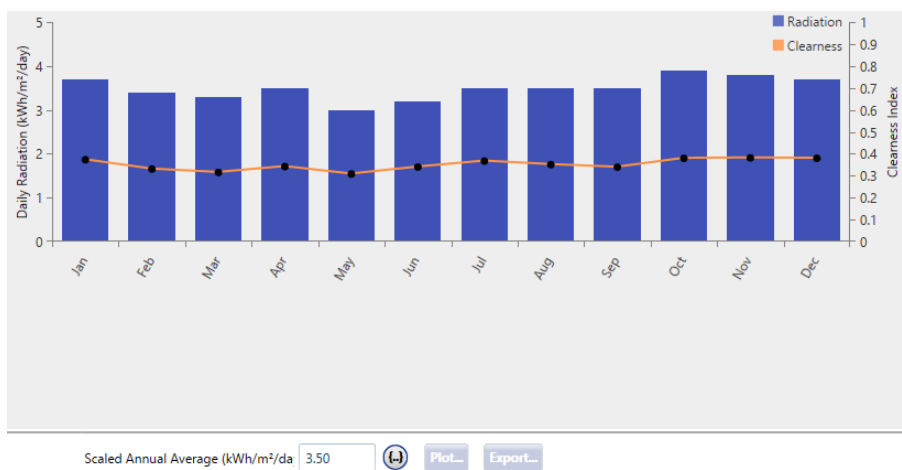


Figura 29 Promedio de irradiancia solar en HOMER

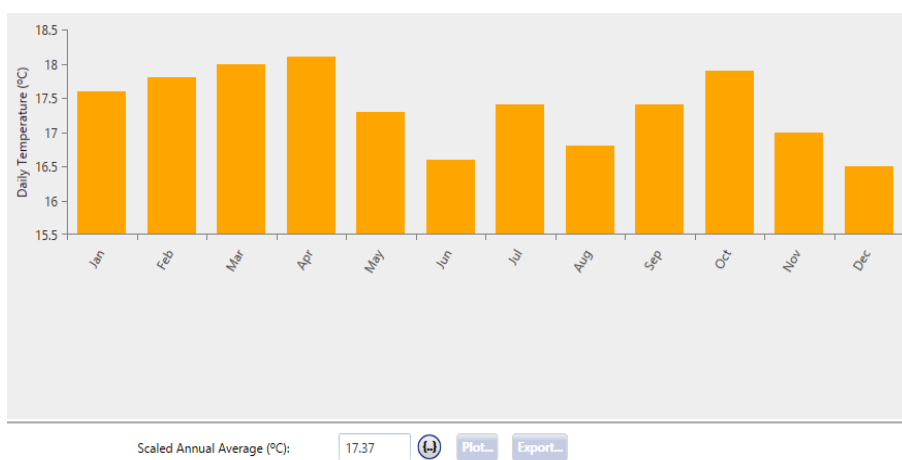


Figura 30 Promedio de temperatura en HOMER

4.5.3 Componentes del sistema híbrido

Los componentes del sistema híbrido se observan en la estructura presentada en la Figura 31. Cabe resaltar que se determinaron los mismos cinco escenarios y también se analizó en escenario con el grupo electrógeno y baterías. Este análisis se publicó en el artículo “*Optimal sizing of a grid connected microgrid and operation validation using HOMER Pro and DIgSILENT*”, revista Scientia et technica en el año 2022 (Barco et al., 2022).

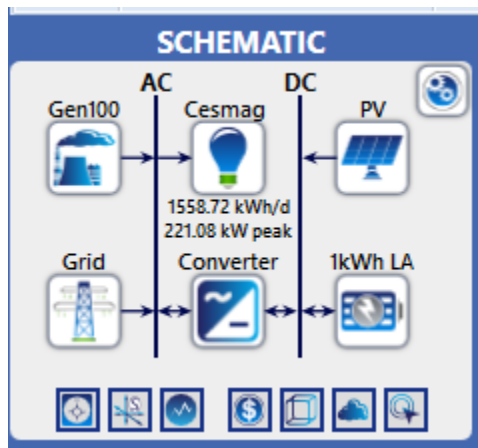


Figura 31 Estructura sistema híbrido con baterías y grupo electrógeno

La estructura de los cinco escenarios se conformó de la misma manera, la cual se observa en la Figura 32. Esta estructura cuenta con la red eléctrica, inversor y el arreglo de paneles solares.

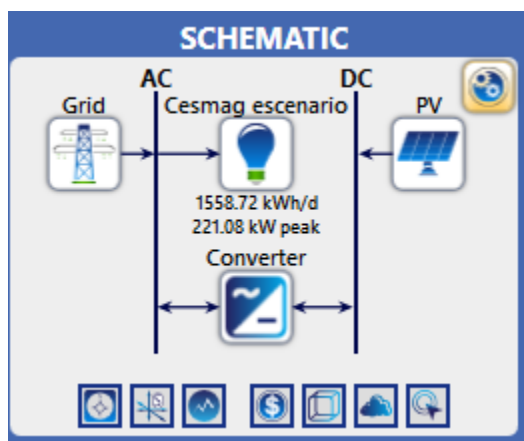


Figura 32. Modelo de la estructura de cada escenario sistema híbrido

De acuerdo al diseño y cálculos obtenidos en el capítulo 4 se configuraron los distintos escenarios en HOMER pro. Para todos los escenarios se utilizó una tasa de oportunidad o descuento del 7,48%, una tasa de inflación del 5,6%, que se encuentra por debajo de la inflación a 2023 pero que permite generar un escenario de crecimiento acorde a los años anteriores a la pandemia; una duración del proyecto a 25 años, teniendo en cuenta que los paneles tendrán una

vida útil de 25 años operando al 100% de su capacidad de generación, sin embargo, este nivel de operación se puede mantener hasta por 30 años.

4.5.4 Parámetros y Configuración de los componentes

La configuración de los componentes en HOMER pro se realiza en base a lo planteado en el capítulo 4, en dónde se tuvo en cuenta la capacidad del inversor, el grupo electrógeno, las pérdidas, la potencia pico del sistema, los costos entre otros. En cuanto a la red comercial se tuvo en cuenta los costos de compra y de venta de la energía. Dentro de los parámetros, HOMER cuenta con una biblioteca predeterminada, donde estos se pueden modificar o utilizar los ya existentes. En este trabajo se utilizaron los que vienen por defecto, también se modificaron con respecto a los parámetros del capítulo 4, para así mirar su comportamiento y determinar en que influyen. En la siguiente tabla se pueden observar algunos de estos parámetros.

Tabla 28. Algunos Parámetros de HOMER.

| Economía | | |
|--------------------------------------------------------------|--|------|
| Tasa de descuento (%) | | 8 |
| Inflación (%) | | 5,6 |
| Vida del proyecto (años) | | 25 |
| Costo del capital fijo (\$) | | 0 |
| Costo fijo de operación y mantenimiento del sistema (\$/año) | | 0 |
| Penalización Por falta de capacidad (\$/kWh) | | 0 |
| Tasa de descuento real (%) | | 2,27 |
| Restricciones | | |
| Escasez de capacidad máxima anual (%) | | 0 |
| Fracción mínima renovable (%) | | 0 |
| Reserva operativa | | |
| Carga en el paso de tiempo anual (%) | | 10 |
| Carga máxima anual (%) | | 0 |
| Producción de energía solar (%) | | 80 |
| Variabilidad aleatoria | | |
| Día a día (%) | | 15 |
| Paso de tiempo (%) | | 25 |

4.5.5 Presupuesto de la estructura en HOMER pro

En la Figura 33 se da a conocer el resultado de la simulación, en donde se optimiza el costo de la energía (COE). Estos resultados se los analiza en el capítulo 5.

The screenshot displays the HOMER Pro Microgrid Analysis Tool interface. The main window shows the 'RESULTS' section with two tables: 'Sensitivity Cases' and 'Optimization Results'. The 'Sensitivity Cases' table has columns for Capacity Shortage, Architecture, Cost, System, PV, and Converter. The 'Optimization Results' table has columns for Architecture, Cost, System, PV, and Converter. The tables contain numerical data for various parameters such as Initial capital, Operating cost, Total Fuel, Capital Cost, Production, Rectifier Mean Output, and Inverter Mean Output.

Figura 33. Resumen de los datos de optimización en HOMER

4.6 Diseño de la microrred usando el software DIGSILENT

Para la construcción de la microrred es necesario conocer dos aspectos claves. El primero es identificar los parámetros de los elementos eléctricos que componen la microrred. Para ello se debe diseñar el diagrama unifilar de la red con el fin de identificar los parámetros de cada elemento que compone la microrred. De igual manera se debe conocer los consumos de las cargas. El segundo aspecto es conocer los modelos matemáticos que representan el comportamiento de los elementos eléctricos. Los parámetros y modelos que se encuentran en DigSilent pueden variar de acuerdo a los componentes utilizados para conformar la microrred (Ramírez et al., 2019).

4.6.1 Estructura eléctrica y parámetros dentro de la Universidad CESMAG

La Universidad cuenta con tres infraestructuras eléctricas. La primera está ubicada en el sótano del edificio San Francisco, la segunda en el primer piso del edificio Holanda cerca de la biblioteca y por último se tiene el bloque de la sede A, B y C, el cual está ubicada en el pasillo del segundo piso de la sede administrativa. Estas tres infraestructuras son las encargadas de suministrar la energía a cada bloque. Algunos de estos parámetros se encuentran en las tablas 29 y 30, donde la Tabla 29 muestra los parámetros de los transformadores que se utilizaron en DigSilent y en la Tabla 30 se tiene los parámetros de las líneas.

Tabla 29. Parámetros de transformador en DigSilent.

| Equipo | Potencia [MVA] | Voltaje alto [KV] | Voltaje Baja [KV] | Impedancia [%] | Conexión |
|-------------|----------------|-------------------|-------------------|----------------|----------|
| Trf Sede B | 0,225 | 13,2 | 0,22 | 3 | YNyn0 |
| Trf San Fra | 0,225 | 13,2 | 0,22 | 3 | YNyn0 |

Tabla 30. Parámetros de Líneas de distribución en DigSilent.

| Línea | Longitud [Km] | Voltaje [kv] | Corriente [kA] | Corriente | | | |
|--------------------------------|---------------|--------------|----------------|------------|------------|------------|------------|
| | | | | X0 [ohm] | X1 [ohm] | R0 [ohm] | R1 [ohm] |
| 1. L_Trafo_tablero 2/0 | 0,013 | 1 | 1 | 0,00494499 | 0,00494499 | 0,00067535 | 0,00067535 |
| 2. L_tablero_Cargas_SF_AWG4 | 0,051 | 1 | 1 | 0,0447933 | 0,0447933 | 0,0106947 | 0,0106947 |
| 3. L_SF_HI (Nueva Línea) 2/0 | 0,1 | 1 | 1 | 0,0380384 | 0,0380384 | 0,005195 | 0,005195 |
| 4. L_HI_TL_AWG4 | 0,006 | 1 | 1 | 0,0052698 | 0,0052698 | 0,0012582 | 0,0012582 |
| 5. L_BC_HI_ (Nueva línea) _1/0 | 0,125 | 1 | 1 | 0,10155 | 0,10155 | 0,0211 | 0,0211 |
| 6. L_SedeB_2/0 | 0,01 | 1 | 1 | 0,00380384 | 0,00380384 | 0,0005195 | 0,0005195 |

4.6.2 Diagrama unifilar propuesto

Para el diseño se propone un diagrama unifilar que pretende unir los tres edificios en uno, esto con el fin de distribuir la generación fotovoltaica a los tres edificios sede B, Holanda Italia y San Francisco. Esto se puede evidenciar mejor en la

Figura 34, en donde se tienen diferentes elementos como son barras, líneas de transmisión y transformadores, el sistema solar fotovoltaico, la carga de cada sede y la conexión a la red. En este diagrama se puede observar que el edificio Holanda – Italia no cuenta con un transformador ya que depende al transformador del edificio San Francisco, mientras que en la Sede B es necesario mantener el transformador actual, ya que de no ser así el sistema de conexiones y el transformador del edificio San Francisco tendrían una sobre tensión. También se observa que el generador Diésel se encuentra deshabilitado, esto con el fin de observar el comportamiento bidireccional que permite la distribución de electricidad a la Universidad, favoreciendo la integración del sistema fotovoltaico, con el objetivo de ahorrar energía y reducir costos, para así incrementar la fiabilidad.

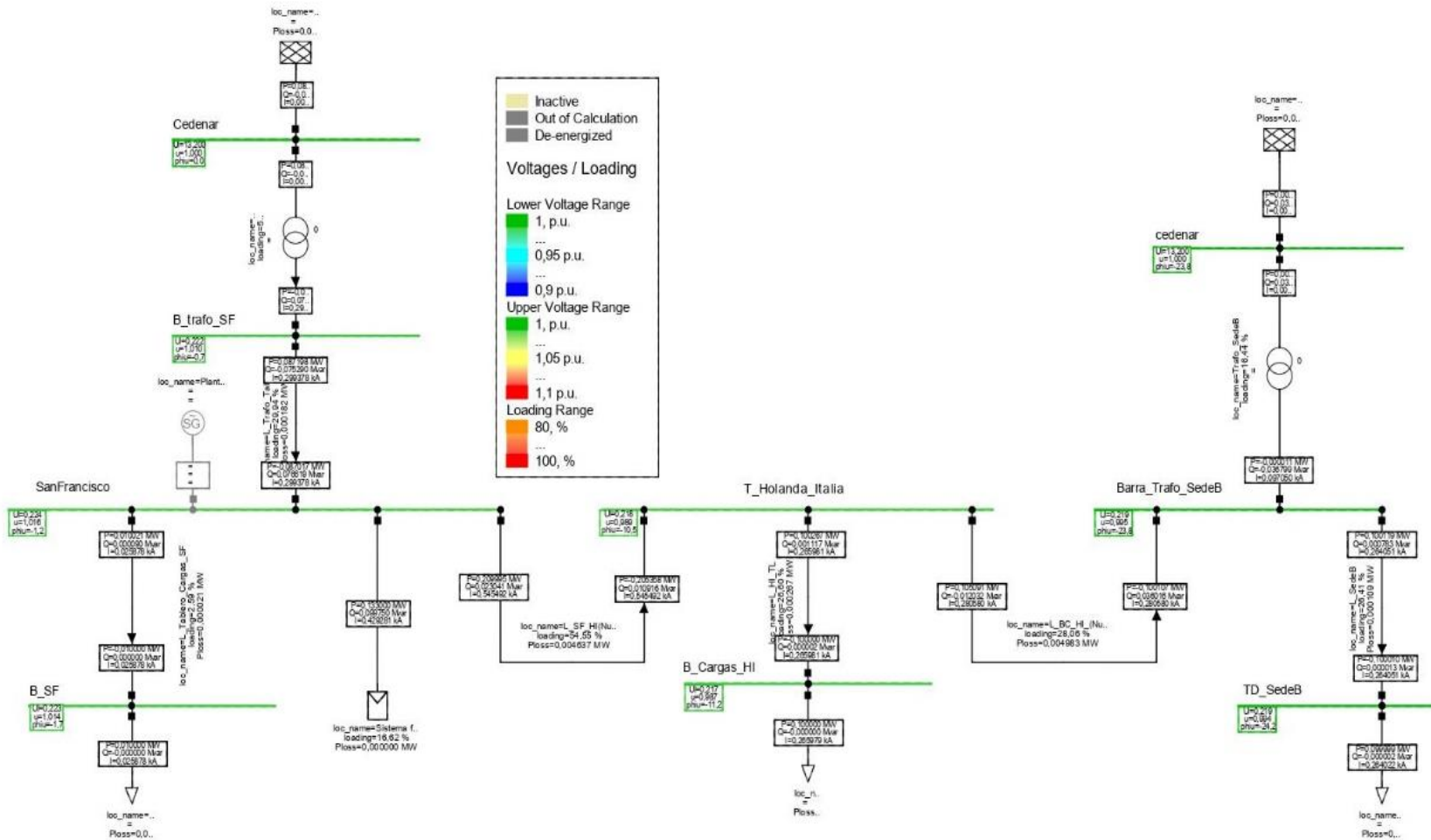


Figura 34 Diagrama Unifilar propuesto para la Universidad

4.6.3 Aspectos generales y regulatorios colombianos

Según la recomendación IEEE 1159-2009 (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2009), los fenómenos electromagnéticos que afectan la calidad de la energía pueden ser de tres tipos:

- Variaciones en el valor RMS de tensión o corriente.
- Perturbaciones de carácter transitorio.
- Deformaciones en la forma de onda.

La Tabla 31 presenta el resumen de los rangos permitidos para cada categoría. El diseño propuesto para la microrred se centra en la variación de corta y larga duración.

Tabla 31. Características de las variaciones electromagnéticas.

| Categorías | Duración típica | Magnitudes de tensión típica |
|----------------------------|----------------------|------------------------------|
| VARIACIÓN A CORTO DURACIÓN | | |
| Interrupciones | >3 s- 1min | < 0.1 pu |
| Caída de tensión | >3 s- 1min | 0.1-1.9 pu |
| Variación de tensión | >3 s- 1min | 1.1- 1.2 pu |
| VARIACIÓN A LARGO DURACIÓN | | |
| Interrupciones sostenidas | >1 min | 0.0 pu |
| Baja tensión | >1 min | 0.8 - 0.9 pu |
| Sobretensiones | >1 min | 1.1 - 1.2 pu |
| Desequilibrio de voltaje | Estado de equilibrio | 0.5 - 2% |

Fuente: (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2009)

4.6.4 Resultados del software DIGSILENT

4.6.5 En este apartado se evidencian los datos que arroja el software en sus ventanas de resultados, que contienen la potencia activa [MW] y la potencia reactiva [MVAR], variables que a nivel de simulación se utilizan para evaluar el flujo de carga. Los resultados se comparan con los de la Aspectos generales y regulatorios colombianos

Según la recomendación IEEE 1159-2009 (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2009), los fenómenos electromagnéticos que afectan la calidad de la energía pueden ser de tres tipos:

- Variaciones en el valor RMS de tensión o corriente.
- Perturbaciones de carácter transitorio.
- Deformaciones en la forma de onda.

La Tabla 31 presenta el resumen de los rangos permitidos para cada categoría. El diseño propuesto para la microrred se centra en la variación de corta y larga duración.

Tabla 31 para determinar si no sobrepasan los valores adecuados. De igual manera, para las barras se visualizan la tensión de línea a línea, la tensión por unidad (p.u.) y su respectivo desfase.

En la Tabla 32 y en la

Tabla 33 se presentan los resultados de un flujo de carga considerando que para los tres edificios solo se utilizará el diseño fotovoltaico del escenario 5, el cual se conecta a la barra del transformador del edificio San Francisco, para luego distribuir al edificio Holanda Italia y a la sede B. En Tabla 32 se observan los voltajes de operación del sistema, la mayoría de estos voltajes están cercanos a 1 p.u. En

Tabla 33 se presentan los valores de carga de cada uno de los elementos del sistema. Con los resultados presentados se puede determinar que las cargas son adecuadas, debido a que se encuentran dentro de los parámetros de la norma.

Tabla 32. Resultados del flujo de carga voltajes en barras.

| Barra | Voltaje [KV] | Voltaje [p.u.] |
|-----------------------|--------------|----------------|
| Cedonar San Francisco | 13,2 | 1,000 |
| B_trafo_SF | 0,222 | 1,010 |
| SanFrancisco | 0,224 | 1,016 |
| B_SF | 0,223 | 1,014 |
| T_Holanda_Italia | 0,218 | 0,989 |
| B_cargas_HI | 0,217 | 0,987 |
| Cedonar Sede B | 13,2 | 1,000 |
| Trafo_sedeB | 0,219 | 0,995 |
| TD_sedeB | 0,219 | 0,994 |

Tabla 33. Resultados del flujo de carga potencias.

| Elementos | Cargas [%] | Potencias activas [MW] |
|-------------------------------------------|------------|------------------------|
| Transformador San Francisco (SF) | 50,70 | 0,087 |
| Línea trafo tablero San Francisco (SF) | 29,94 | 0,087 |
| Línea tablero cargas San Francisco (SF) | 2,59 | 0,010 |
| Generador solar | 16,62 | 0,133 |
| Nueva línea une SF con H-I | 54,55 | 0,20 |
| Línea tablero cargas Holanda Italia (H-I) | 26,60 | 0,10 |
| Nueva línea une HI con Sede B | 28,06 | 0,10 |
| Transformador Sede B | 16,44 | 0,00001 |
| Línea tablero cargas Sede B | 26,41 | 0,10 |

5. Análisis y discusión de resultados

5.1 Escenario seleccionado

Según el análisis financiero realizado, el escenario 1 presenta un costo de la energía más económico, siendo este un escenario realmente atractivo para la implementación del sistema fotovoltaico. Sin embargo, este escenario tiene un mayor costo de inversión que el resto de escenarios, requiere un área en techos capaz de soportar 960 paneles de 540W y la Universidad solo cuenta con capacidad para la instalación de 359 paneles, y la capacidad del transformador es menor a la potencia que suministraría este escenario, por lo que se descarta.

Analizando los costos de inversión, costo de energía e infraestructura de cada uno de los escenarios, se determinó que el escenario 5 es el más favorable a pesar de que el costo de la energía aumenta en un 15% con respecto al escenario 1, sin embargo, su inversión disminuye un 70%, siendo esta una tercera parte comparada con la inversión del escenario 1. También se destaca que la infraestructura es adecuada, ya que el escenario 5 cuenta con una totalidad de 247 paneles, dando la posibilidad de ampliar el sistema en futuras implementaciones. Como complemento a lo anterior, la resolución CREG 030 del 2018 permite el uso del 100% del transformador del edificio San Francisco para la conexión a la red, debido a que este es propiedad de la institución y corresponde a un equipo de tensión 2: la capacidad del transformador es de 220 KVA y está por encima de los 130 KW del sistema propuesto en el escenario 5.

5.2 Ahorro energético

Para realizar un correcto análisis energético se tuvieron en cuenta las curvas de generación y de consumo tanto semestral como intersemestral y fines de semana. Superponiendo las curvas se obtuvieron los flujos horarios de energía que se obtendrían una vez se pusiera en marcha la instalación, determinando el ahorro energético y medioambiental.

En la Figura 35 se presentan las curvas de generación fotovoltaica que tiene el escenario seleccionado, como lo son: consumo, auto consumo y consumo total de la Universidad. Cabe resaltar que, si bien el dimensionamiento se realiza para satisfacer el escenario 5, la inyección de

energía se realiza para toda la institución y no se generarán excedentes significativos para vender al comercializador, prácticamente, la energía generada corresponde al autoconsumo.

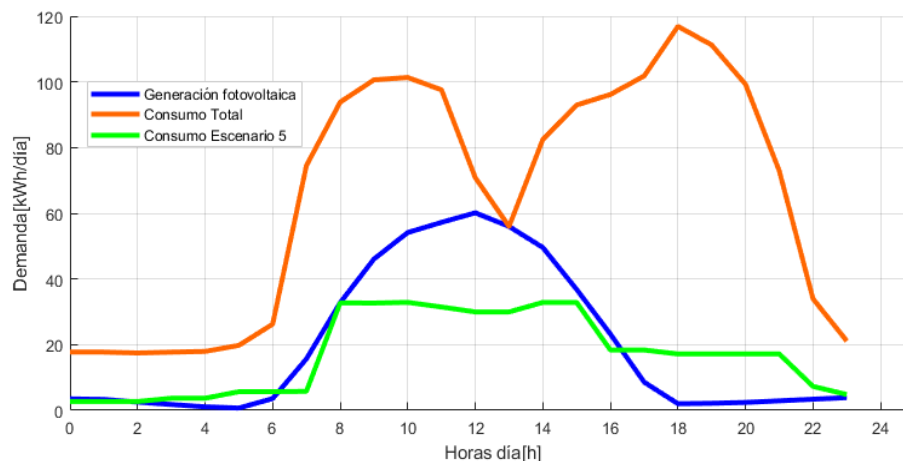


Figura 35. Consumo, autoconsumo y generación del escenario seleccionado (escenario 5)

Con el escenario seleccionado también se pudo analizar que comportamiento tiene la generación fotovoltaica frente al consumo total, intersemestral y los fines de semana, ya que como se sabe en estas temporadas tanto estudiantes como personal disminuye, logrando así tener un consumo menor. En la Figura 34 se tiene las curvas del consumo total intersemestral y fines de semana. En el análisis de la Figura 36 el excedente sirve para compensar el consumo en otros horarios y por esta razón no vende energía a la red.

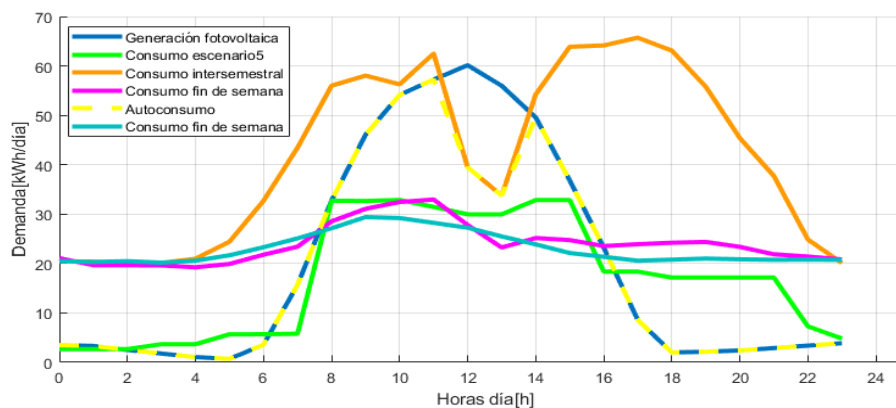


Figura 36 Generación del escenario seleccionado con las curvas de consumos alternos

Los datos cuantitativos visualizados en las figuras anteriores se muestran mejor en la Tabla 34 donde también se evaluaron y analizaron los datos de generación fotovoltaica, consumo total, consumo con fotovoltaica, autoconsumo y excedente. Esto se realizó en cada uno de los escenarios, con el fin de aclarar y destacar aspectos importantes para futuras investigaciones.

Se observa en cada escenario la generación diaria de energía a la que se le resta el consumo, el déficit de energía que no satisface el autoconsumo se lo importa de la red y se compensa con la exportación 1, que hace referencia a la energía generada por el sistema fotovoltaico que se inyecta a la red en horas de bajo consumo; finalmente, se tiene un excedente de venta que de ser positivo significa que se vende y de ser negativo significa que se debe comprar al comercializador.

Tabla 34. Comportamiento de la generación fotovoltaica conectada a la Red

| | Escenario 1 | Escenario 2 | Escenario 3 | Escenario 4 | Escenario 5 |
|-----------------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Semestral consumo cada uno de los escenarios | | | | | |
| Semestral consumo total | | | | | |
| Generación fotovoltaica (KWh/día) | 1.840,067 | 287,510 | 364,180 | 421,682 | 473,434 |
| Consumo Total (KWh/día) | 1.558,012 | 1.558,012 | 1.558,012 | 1.558,012 | 1.558,012 |
| Importación (KWh/día) | 548,776 | 1.270,501 | 1.193,832 | 1.136,330 | 1.084,583 |
| Autoconsumo (KWh/día) | 1.009,236 | 287,511 | 364,180 | 421,682 | 473,429 |
| Excedente autoconsumo (KWh/día) | 830,831 | 0 | 0 | 0,000 | 0,005 |
| Excedente de venta (KWh/día) | 282,056 | -1.270,501 | -1.193,832 | -1.136,330 | -1.084,578 |
| Exportación 1 (KWh/día) | 548,776 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Intersemestral consumo total | | | | | |
| Generación fotovoltaica (KWh/día) | 1.840,067 | 287,510 | 364,180 | 421,682 | 473,434 |
| Consumo Total (KWh/día) | 1.003,777 | 1.003,777 | 1.003,777 | 1.003,777 | 1.003,777 |
| Importación (KWh/día) | 309,520 | 716,503 | 655,677 | 612,279 | 573,220 |
| Autoconsumo (KWh/día) | 694,257 | 287,274 | 348,100 | 391,498 | 430,557 |
| Excedente autoconsumo (KWh/día) | 1.145,810 | 0,236 | 16,080 | 30,184 | 42,877 |
| Excedente de venta (KWh/día) | 836,291 | -716,266 | -639,597 | -582,095 | -530,343 |
| Exportación 1 (KWh/día) | 309,520 | 0,236 | 16,080 | 30,184 | 42,877 |
| Semestral fin de semana consumo total | | | | | |
| Generación fotovoltaica (KWh/día) | 1.840,067 | 287,510 | 364,180 | 421,682 | 473,434 |
| Consumo Total (KWh/día) | 573,960 | 573,960 | 573,960 | 573,960 | 573,960 |
| Importación (KWh/día) | 147,935 | 313,073 | 289,206 | 276,073 | 267,251 |
| Autoconsumo (KWh/día) | 426,025 | 260,887 | 284,754 | 297,887 | 306,709 |
| Excedente autoconsumo (KWh/día) | 1.414,042 | 26,624 | 79,426 | 123,795 | 166,725 |
| Excedente de venta (KWh/día) | 1.266,108 | -286,449 | -209,780 | -152,278 | -100,526 |
| Exportación 1 (KWh/día) | 147,935 | 26,624 | 79,426 | 123,795 | 166,725 |
| Intersemestral fin de semana consumo total | | | | | |
| Generación fotovoltaica (KWh/día) | 1.840,067 | 287,510 | 364,180 | 421,682 | 473,434 |
| Consumo Total (KWh/día) | 551,779 | 551,779 | 551,779 | 551,779 | 551,779 |
| Importación (KWh/día) | 142,846 | 298,677 | 278,875 | 267,146 | 260,182 |
| Autoconsumo (KWh/día) | 408,933 | 253,102 | 272,904 | 284,633 | 291,597 |
| Excedente autoconsumo (KWh/día) | 1.431,134 | 34,409 | 91,276 | 137,049 | 181,837 |
| Excedente de venta (KWh/día) | 1.288,289 | -264,268 | -187,599 | -130,097 | -78,345 |
| Exportación 1 (KWh/día) | 142,846 | 34,409 | 91,276 | 137,049 | 181,837 |

Por lo tanto, para el escenario seleccionado, que corresponde al escenario 5, en tiempo semestral se aprovecha un autoconsumo del 100% de la producción de la instalación fotovoltaica, sin brindar excedentes a la red, consiguiendo reducir un 30% del consumo energético que requiere el total de la demanda. Por otra parte, si se considera el periodo intersemestral y fines de semana, la demanda de la red sería aún menor.

Otra favorabilidad de la implementación de los sistemas fotovoltaicos relacionada con el cuidado del medio ambiente, es la reducción de emisiones de CO₂. Esta reducción aporta a los objetivos de sostenibilidad de Colombia, que le apuestan a reducir en un 51% los gases de efecto invernadero para el año 2030 (Gobierno de Colombia, 2020). Por tanto, la ecuación 30 permite identificar la cantidad de toneladas CO₂ que se evitarán por cada escenario, y estos datos se visualizan en la Tabla 35, encontrando reducciones desde 17 TonCO₂/año a 60 TonCO₂/año.

$$RGEI = \frac{(EAH * FEE)}{1000} \quad (30)$$

Donde:

RGEI: Es la reducción de emisiones de efecto invernadero GEI del proyecto en el año dado en toneladas CO₂/año (TonCO₂/año)

EAH: Refiere a la energía eléctrica ahorrada por el proyecto en el año (KWh/año)

FEE: Es el factor de emisiones de la energía eléctrica en el año (KgCO₂/KWh)

En Colombia el factor de emisión de CO₂ por generación eléctrica es de 164,38 gramos por kWh (Larepublica, 2020).

Tabla 35. Ahorro de emisiones CO₂

| | Escenario 1 | Escenario 2 | Escenario 3 | Escenario 4 | Escenario 5 |
|--------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| EAH (KWh/año) | 368371,1 | 104941,5 | 132925,7 | 153913,9 | 172801,5 |
| RGEI (TonCO ₂ /año) | 60,5 | 17,2 | 21,8 | 25,3 | 28,4 |

5.3 Análisis de la optimización del sistema de generación.

Optimizar un proceso consiste en encontrar la mejor configuración posible para el sistema, capaz de satisfacer de la mejor manera la demanda eléctrica o parte de esta como lo requiera el escenario, al menor costo posible. Para ello se analizó la demanda, componentes, áreas y otros

aspectos que permitan que el proyecto sea viable. Este análisis se realizó por medio de componente matemática basado en memorias de cálculo en Excel y por otro, el software HOMER, donde en el software permite encontrar una mayor confiabilidad al momento de su optimización ya que este software está diseñado para optimizar proyectos de energías limpias, determinando que los resultados que se obtuvieron en HOMER son relativamente similares a los obtenidos en Excel, cuyos resultados se expresan en la

Tabla 36, se visualiza la optimización de la generación de cada escenario, analizando que en el escenario 1, 2 y 5, la generación óptima que entrega HOMER es mayor a la del análisis matemático, mientras que en el escenario 3 y 4 es menor, esto puede suceder ya que HOMER cuenta con algunas restricciones diferentes a las trabajadas en las memorias de cálculo.

Tabla 36. Resultados óptimos en HOMER del consumo de cada escenario.

| Escenario | fotovoltaico | Inversor | Capital | IRR (TIR) | NPC (VAN) | COE |
|-----------|--------------|----------|-----------------|-----------|-----------------|---------|
| 1 | 538KW | 469KW | \$1.604.434.232 | 27% | \$1.686.929.474 | \$95,3 |
| 2 | 86KW | 71,4KW | \$255.320.928 | 26% | \$269.355.010 | \$103,5 |
| 3 | 102KW | 89,6KW | \$304.656.720 | 27% | \$321.430.160 | \$96,6 |
| 4 | 115KW | 98,4KW | \$341.266.576 | 27% | \$356.809.356 | \$97,9 |
| 5 | 140KW | 123KW | \$417.180.066 | 27% | \$438.830.566 | \$101,1 |

Por otro lado, se tiene que el sistema óptimo para HOMER Pro se encuentra entre 500 KW a 600Kw, como se observa en la Figura 37. Tenga en cuenta que el COE es mayor para los tamaños de sistemas fotovoltaicos pequeños y, a medida que aumenta la potencia máxima, alcanza su valor mínimo en el mismo punto que el NPC. Si no se respetan las restricciones de área, el COE disminuye ligeramente sobre el sistema fotovoltaico óptimo restringido, pero el NPC aumenta rápidamente en conclusión una mayor generación implicaría mayores costos los cuales serían innecesarios ya que pasado el rango de generación fotovoltaica esta no sería aprovechada de la mejor manera (Barco et al., 2022).

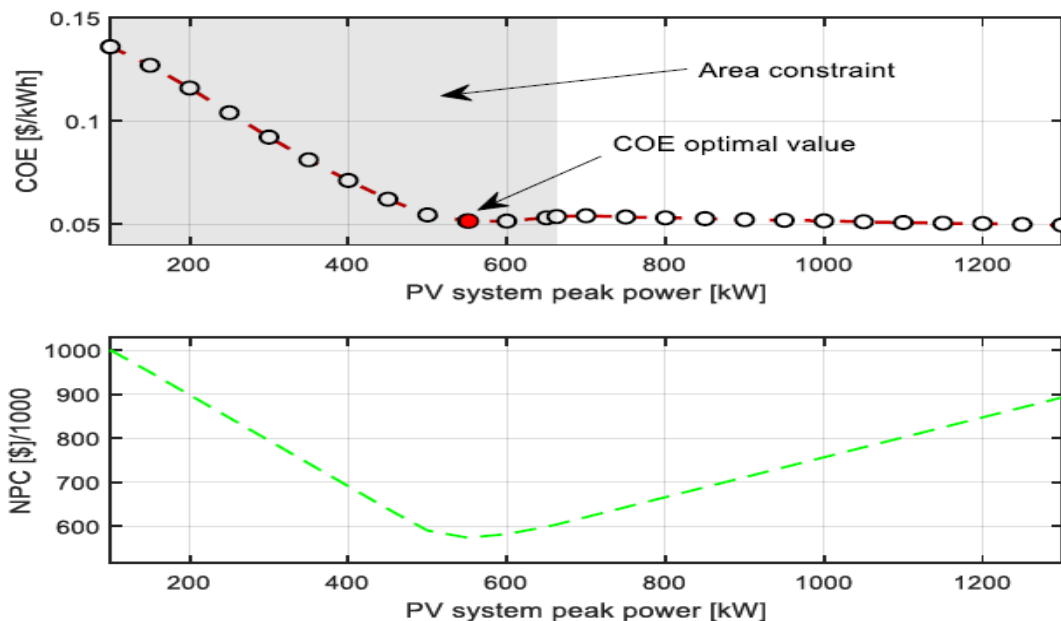


Figura 37. Comparación de COE y NPC para diferentes tamaños de sistemas fotovoltaicos
Fuente: (Barco et al., 2022)

Dentro de los distintos casos también se tuvo en cuenta la implementación del generador diésel, y baterías. Esto con el fin de mirar su comportamiento ante el costo de la energía, desde el punto de vista económico, la mejor opción es obtener energía de un sistema fotovoltaico puro, mientras que las baterías y el generadores diésel como se muestra en la Tabla 37 se descartan por los altos costos de capital. Cabe resaltar que el generador diésel al ser propiedad de la universidad se podría conservar ya que no tendría un costo inicial de capital, para así lograr mantener el costo de energía de \$87,9. Sin embargo, el proyecto está enfocado en utilizar fuentes de generación limpias que aporten al cuidado del medio ambiente por tal motivo se descartaría siendo este solo un respaldo como viene trabajando actualmente.

Tabla 37. Resultados en HOMER del consumo total implementando fuentes alternas

| | fotovoltaico | Inversor | Generador | Baterías | NPC (VAN) | COE |
|---------------------|--------------|----------|------------|------------|----------------|--------|
| Generador sin costo | 538KW | 469KW | 180KW | Descartado | \$1.555.417,5 | \$87,9 |
| Generador con costo | 538KW | 469KW | Descartado | Descartado | \$1.686.929,45 | \$95,3 |

5.4 Análisis económicos

El análisis económico para este proyecto se desarrolla a partir de los cálculos de costos del sistema fotovoltaico presentados en el anexo 1 y algunos parámetros tales como costo de energía tiempo de vida útil entre otros, cabe resaltar que para que el sistema sea sostenible financieramente, debe asegurar un costo de la energía, por debajo del precio comercial y tener un valor presente neto positivo mayor que cero. El análisis de viabilidad económica se realizó desde distintos puntos de vista considerando los parámetros que se muestran en la Tabla 16, teniendo en cuenta una tasa de oportunidad del 7,48% para obtener los siguientes flujos de caja y posterior a esto la rentabilidad del proyecto gracias al análisis del valor presente neto VAN y la tasa interna de retorno TIR.

5.4.1 Flujos de caja sistema Fotovoltaico

Para poder realizar un correcto cálculo de la VAN y el TIR primero se deben calcular los flujos de caja para los diferentes años de vida del proyecto. Estos flujos se calculan mediante la diferencia entre ingresos y gastos que se tiene a lo largo de la vida del proyecto, tales como: Costo de la energía comercial y fotovoltaica, costo de inversión, energía generada por el sistema fotovoltaico, consumos, años de vida del proyecto y por último la tasa de oportunidad e inflación. Los flujos de caja de cada escenario se encuentran en los anexos 3, donde se tiene: flujo de caja de energía fotovoltaica, flujo de caja energía comercial, ahorro, pago anual entre otros aspectos. Ya con estos flujos de caja se procedió a calcular la viabilidad del proyecto con la TIR y la VAN.

La Tabla 38 permite visualizar los datos obtenidos de la tasa interna de retorno TIR junto con el valor actual neto VAN y para calcularlos se ha considerado una tasa de descuento de 7,48% para los distintos cálculos, teniendo así unos resultados favorables para el proyecto, haciendo que el proyecto sea viable.

Específicamente se observa como el escenario 3 presenta un VAN positivo muy interesante, con un tiempo de retorno de la inversión de 4 años, 8 meses y una tasa de retorno del

26% superior al de los demás escenarios y a la de la tasa de oportunidad, es decir que esta inversión solo sería superada por una que supere el 26% de margen de ganancia.

Tabla 38. indicadores de rentabilidad

| | Escenario 1 | Escenario 2 | Escenario 3 | Escenario 4 | Escenario 5 |
|-----|---------------------|---------------------|-------------------------|---------------------|------------------------|
| VAN | \$ 7.698.061.774,46 | \$ 1.074.787.098,83 | \$ 1.322.625.645,35 | \$ 1.412.248.947,57 | \$ 1.855.764.859,28 |
| TIR | 30% | 25% | 25% | 23% | 26% |
| PIR | 4 años 22 días | 5 años 2 meses | 4 años 11 meses 22 días | 5 años 6 meses | 4 años 8 meses 18 días |

5.4.2 Comparativa de costos en HOMER y Excel

Al momento de analizar los resultados en Homer, estos entregan unos resultados similares a los hechos en Excel. En la Tabla 39 se tienen los costos de implementación del sistema y el costo de energía para el consumo de cada escenario. Se observa que el escenario seleccionado, diseñado con memorias de cálculo tiene una potencia de 133.38 KW, mientras el de HOMER tiene una potencia de 140 KW, esta diferencia se debe a que el software trabaja con algunos parámetros diferentes que presentan un costo de implementación menor, logrando así un costo de energía más bajo.

Tabla 39 Costos de sistemas del consumo de cada escenario en HOMER y Excel

| | Costo total del sistema | Costo de energía COE | Potencia instalada KWp |
|----------------------------------------------------------|-------------------------|----------------------|------------------------|
| Escenarios 1 fotovoltaico y red | \$1.602.712.768,20 | \$96,80 | 518,4 |
| Escenarios 1 fotovoltaico y red en HOMER | \$1.604.434.232,00 | \$95,26 | 538 |
| Escenarios 2 fotovoltaico y red | \$310.593.020,20 | 120,06 | 81 |
| Escenarios 2 fotovoltaico y red en HOMER | \$269.355.010,00 | 103,46 | 86 |
| Escenarios 3 fotovoltaico y red | \$365.259.548,20 | 111,47 | 102,60 |
| Escenarios 3 fotovoltaico y red en HOMER | \$321.430.160,00 | 96,62 | 102 |
| Escenarios 4 fotovoltaico y red | \$450.580.958,20 | 118,76 | 118,80 |
| Escenarios 4 fotovoltaico y red en HOMER | \$356.809.356,00 | 97,99 | 115 |
| Escenarios 5 fotovoltaico y red | \$475.726.114,60 | 111,68 | 133,38 |
| Escenarios 5 fotovoltaico y red en HOMER | \$438.830.566,00 | 101,18 | 140 |
| Fotovoltaico, red, baterías y grupo electrógeno en HOMER | 1.555.417.500 | 87,96 | 538 |

5.4.3 Análisis de pagos y ahorro final

Los proyectos fotovoltaicos muchas veces son mal vistos por sus altos costos de inversión y por qué se piensa que no podrían suplir la demanda que la empresa, vivienda, industria o en este caso la Universidad consume. A pesar de estos temores se puede afirmar que las energías

renovables son cada vez más confiables y rentables, claro es el ejemplo de Bavaria empresa colombiana que firmó con Enel Colombia un acuerdo de suministro de energía por 15 años, que permitirá cubrir las necesidades de energía eléctrica a partir de 2024, construyendo un primer parque solar, con capacidad instalada de 221 MWp (Bavaria, 2022). De igual manera los tiempos de retorno permiten que la inversión retorne en menos de ocho años aproximadamente estando por debajo de la vida útil de un proyecto (Semana, 2019).

Por lo anterior se realizó un análisis de los desembolsos de consumo de energía que efectuaría la Universidad CESMAG si integrara sistemas híbridos en cualquier escenario. Para esto se tuvieron en cuenta los siguientes pagos:

Pago de la energía sin implementación del sistema fotovoltaico, el cual es el costo actual que paga la universidad sin implementar fuentes alternas.

Pago de la energía autogenerada por el sistema fotovoltaico, a manera de la amortización correspondiente a la inversión por implementación del sistema fotovoltaico.

Pago de excedente de generación eléctrica del sistema fotovoltaico, el cual pagaría CEDENAR a la universidad por la energía sobrante integrada a la red.

Pago de la energía consumida por la universidad que no se cubre ni con el autoconsumo ni con excedentes, esto se debe pagar la universidad a CEDENAR.

Pago total que será la suma del pago con el sistema fotovoltaico, el pago del sistema fotovoltaico y a esto se le resta el pago de excedentes.

Estos pagos se ven reflejados más a detalle en los anexos del anexo 4, en los cuales se evaluó en cada uno de los escenarios con el consumo total de cada escenario. La Tabla 40 muestra el resumen del anexo 4, encontrando que en el escenario seleccionado el costo de la energía sería de 562,30 \$KWh cumpliendo con la hipótesis de investigación. La universidad sin una implementación fotovoltaica pagaría aproximadamente \$431.623.854,42 por concepto de energía eléctrica, pero con la implementación del sistema fotovoltaico llegaría a pagar pagaría \$319.764.736,10 ahorrándose \$111.859.118 anuales, logrando un ahorro del 26% con respecto al pago actual del mismo escenario.

Tabla 40. Desembolso anual por concepto de consumo de energía

| | Escenario 1 | Escenario 2 | Escenario 3 | Escenario 4 | Escenario 5 |
|----------------------|--------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | Semestral consumo total | | | | |
| Pago sin sistema año | \$431.623.854,42 | \$431.623.854,42 | \$ 431.623.854,42 | \$431.623.854,42 | \$ 431.623.854,42 |
| Pago con sistema año | \$152.030.069,36 | \$351.973.365,11 | \$ 330.733.234,63 | \$314.803.136,77 | \$ 300.467.438,74 |
| Pago Total año | \$ 188.651.704,78 | \$ 364.572.624,33 | \$ 345.550.464,39 | \$ 333.081.962,10 | \$ 319.764.736,10 |
| ahorro | 56% | 16% | 20% | 23% | 26% |
| COE Híbrido \$KWh | \$331,739 | \$641,092 | \$607,642 | \$585,716 | \$ 562,298 |

Conclusiones

El costo óptimo para la implementación de sistemas solares fotovoltaico debe estar por debajo del costo comercial, con el análisis de los distintos escenarios tanto en Excel como en el software HOMER Pro se puede determinar que el costo óptimo de energización es el del escenario 5 el cual es de \$ 562,30 KWh. Con los distintos escenarios evaluados el costo de la energía en la Universidad CESMAG que sería de \$759,26/KWh, con el uso del sistema híbrido este disminuyo como se plantea en la hipótesis un 25% cumpliendo con la hipótesis de investigación.

El escenario 1 que corresponde a la inversión más alta a pesar de sus limitantes área y costo, es el escenario que confirmaría una hipótesis alternativa ya que tendría un costo de energía de \$234,60/KWh, disminuyendo un 69% del valor actual.

Debido al escenario escogido se puede concluir que, si se quiere inyectar energía a la red en los periodos de menos carga como son intersemestral y fines de semana, sería rentable ya que estos periodos abarcan una curva de demanda menor a la generación del escenario 5.

La implementación de un sistema de generación fotovoltaica *on grid* en las inmediaciones de la Universidad, permite aprovechar las cubiertas, con una capacidad pico de potencia de 133,38 KWp que generaría en promedio una energía de 466,83 kWh/día logrando satisfacer la carga priorizada.

El VPN del proyecto es de \$ 1.855.764.859,28 con una TIR del 26 %, el tiempo de retorno de la inversión es de 4 años 8 meses. Por lo tanto, el proyecto es atractivo técnica y financieramente.

La generación de energía es más factible restarle al consumo que generar excedentes, ya que los excedentes se comercializan a un precio mucho más bajo del precio comercial, esto quiere decir que el autoconsumo en si estaría al precio comercial \$759 y los excedentes a precio de venta \$275, el cual se define por el valor de la bolsa.

Si el grupo electrógeno con el que cuenta la Universidad estaría en constante funcionamiento, 12 horas laborables tendría un costo de operación anual de \$613.200.000 que comparado con el sistema fotovoltaico estaría muy por encima, también se puede concluir que las emisiones de CO₂ no son favorables ya que según Aaron (2017) cada galón de combustible

diésel produce, en promedio, 10.084 g de CO₂, por lo que el grupo electrógeno podría llegar a producir 613,2 Toneladas de CO₂ al año. Comparado con el sistema fotovoltaico que reduce las emisiones las emisiones del generador equivalen a 17 Ton CO₂. El análisis energético del escenario seleccionado muestra una reducción del consumo eléctrico de 172801,585 kWh/año. Esto supone un gran impacto medioambiental en cuanto a ahorro de emisiones de CO₂ se refiere. En este caso con la instalación fotovoltaica se evitarán 28,4 Toneladas de CO₂ al año. Conclusión si el generador está en uso 203 horas funcionando emitiría la misma cantidad de emisiones equivalen a la reducción de CO₂ que generaría el sistema solar

Recomendaciones

Si se quisiera instalar paneles solares en áreas distintas a las seleccionadas en la Universidad, se recomienda estudios detallados de las infraestructuras para así determinar su viabilidad de instalación o de lo contrario reforzar las distintas áreas.

Con el fin de disminuir los costos de instalación de un sistema fotovoltaico se recomienda instalar paneles con las eficiencias más altas del mercado, ya que al tener una potencia más alta permite disminuir la cantidad de paneles solares, además el área de implementación sería menor.

Desde el punto de vista económico y tecnológico se recomienda el uso de tecnología monocristalina, debido a que presentan mayor eficiencia. Producen energía eléctrica bajo radiación directa y difusa a diferencia de los policristalinos que trabajan bajo radiación directa, además la relación costo-eficiencia es más rentable para la tecnología monocristalina.

El uso del analizador de calidad de energía HIOKI 3197 fue de gran ayuda para registrar los parámetros eléctricos de la red, por lo que se recomienda tener conocimientos previos del uso o contar con asesorías por personal calificado de esta manera se podrá realizar las conexiones correctas y evitar malas configuraciones del equipo ocasionando lecturas erróneas del sistema.

El edificio San Francisco de la universidad CESMAG sede centro es uno de los edificios que demanda una gran cantidad de energía eléctrica, y por lo general se considera a este para realizar varios estudios en los que respecta a consumos de energía por ello se recomienda que estudios futuros se partan desde este edificio.

Dentro de la generación fotovoltaica es más favorable que esta sea autoconsumible que generar excedentes de venta por lo que se recomienda que si se tiene excedentes no superen el 50%.

El software HOMER cuenta con una interfaz amplia de tareas, por lo cual se recomienda tener un conocimiento previo de manejo para así obtener un análisis más detallado y eficaz.

Se recomienda a la universidad y a los estudiantes de ingeniería electrónica hacer continuidad de los sistemas híbridos implementados en este proyecto, para así buscar alternativas más eficientes que aporten a la investigación y al desarrollo socioambiental de tecnologías renovable de manera que no solo se aproveche el recurso solar sino también otras fuentes con gran potencial y disponibilidad dentro del campus universitaria.

Bibliografía

- Aaron, Z. (2017). Cómo calcular las emisiones de dióxido de carbono de un generador diésel | Puro Motores. Retrieved March 15, 2023, from <https://www.puromotores.com/13074537/como-calculas-emisiones-de-dioxido-de-carbono-de-un-generador-diesel>
- Amezcu, J. M. V. (2022). *Instalación Fotovoltaica de 101,52 kWp de autoconsumo con excedentes para una sociedad cooperativa oleícola en Albanchez de Mágina*. Universidad de Jaén.
- Andrade, D. (2015). Levantamiento, análisis y diagnóstico de la red eléctrica actual de la universidad de Nariño con base en una Microred. *Psychology Applied to Work: An Introduction to Industrial and Organizational Psychology, Tenth Edition Paul*, 53(9), 1689–1699. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Bárceñas, R., & Orozco, H. (2019). *Investigación de la migración de energía convencional a energía fotovoltaica en la sede principal de aguas de Manizales s.a. e.s.p. en la ciudad de Manizales en el departamento de caldas*. Universidad nacional abierta y a distancia – UNAD.
- Barco, J., Córdoba, A., Escobar, E., Pantoja, A., & Caicedo, E. (2022). Optimal sizing of a grid - connected microgrid and operation validation using HOMER Pro and DIGSILENT. *Scientia et Technica Año XXVII, Vol. 27, No. 01, Marzo de 2022. Universidad Tecnológica de Pereira*, 27(01), 28–34. <https://doi.org/10.22517/23447214.24965>
- Bavaria. (2022). El 100% de las cervezas de Bavaria se elaborarán usando energía solar | Bavaria. Retrieved June 6, 2023, from <https://www.bavaria.co/el-100-de-las-cervezas-de-bavaria-se-elaboraran-usando-energia-solar>
- Benavente, I. (2015). *Análisis de un sistema fotovoltaico híbrido doméstico*. Universidad Carlos III de Madrid escuela politécnica superior.
- Benavides, E., & Mera, G. (2018). *Diseño de una microrred basada en generadores solar y eólico: caso de estudio medio universitario san damián*. Universidad CESMAG.
- CEDENAR. (2021). *Cartilla de explicación sobre aspectos principales de los procedimientos para Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE) y Generación Distribuida (GD)*. Pasto.

- CEDENAR. (2022). *Costo Unitario Según Resolución CREG-119-07 Compartida tarifas no residenciales*. Pasto.
- CEDENAR. (2023). SPARD® Generación Distribuida. Retrieved March 2, 2023, from http://35.188.201.15/cedenar_generacion_distribuida/
- Checa, F., & Barco, J. (2019). Alternativas de Generación Eléctrica para el Centro Misionero de Hermanos Menores Capuchinos y la Finca Ágape en Leticia , Amazonas.
- Checa, F. E. (2015). Potencial natural para el desarrollo fotovoltaico en Colombia. *Las Energías Sustentables y Sostenibles En El Departamento de Nariño*, 52–59.
- Cienfuegos Velasco, M. de los A. (2019). Reflexiones en torno al método científico y sus etapas / Reflections on the scientific method and its stages. *RICSH Revista Iberoamericana de Las Ciencias Sociales y Humanísticas*, 8(15), 60–77. <https://doi.org/10.23913/ricsh.v8i15.161>
- Coluccio, E. (2021). Energía Eléctrica . Retrieved March 13, 2023, from <https://concepto.de/energia-electrica/>
- Como-funciona. (2023). POTENCIA (física) | Concepto, tipos, fórmulas, aplicaciones. Retrieved May 28, 2023, from <https://como-funciona.co/potencia-fisica/>
- Congreso de Colombia. (2014). *Ley 1715 de 2014* (Vol. 2014).
- Creg. (1997). Ministerio de Minas y Energía.
- Creg. (2018). *Ministerio de minas y Energía, comisión de regulación de energía y gas resolución No 030 del 2018*.
- Deleg, M., & Uguña, J. (2016). *Análisis de la curva de demanda de potencia eléctrica de red debido a la incorporación de generación fotovoltaica en el edificio Cornelio Merchán de la Universidad Politécnica Salesiana*. Universidad Politécnica salesiana sede Cuenca. Retrieved from file:///C:/Users/Kevin/Downloads/UPS-CT006277 (1).pdf
- Doria, P., & Narváez, C. (2016). *Estudio de viabilidad de la implementación de un sistema fotovoltaico on grid para la integración energética renovable de la sede central de la universidad de Córdoba*. *Nature Methods*. Universidad de Córdoba.
- Enel Green Power. (2022). Central solar, fotovoltaica y termodinámica | Enel Green Power. Retrieved May 29, 2023, from <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-solar/central-solar>
- F. Eraso Checa, O.Eraza de la Cruz, E. E. R. (2017). *Energía Fotovoltaica, Modelos y*

- Respuestas A Condicionales Meteorológicas*. Pasto Nariño: Insitución Universitaria CESMAG.
<https://doi.org/DOI: 10.15658/CESMAG17.010807>
- Francisco I. (2015). *Laudato sí. Vaticano*.
- Gimeno, J. (2014). *Módulos fotovoltaicos*. Universidad Politécnica de Valencia. Retrieved from
 Universitat Politècnica de València, Centro de Formación Permanente, 2014
- Giraldo, M., Vacca Ramírez, R., & Urrego Quintanilla, A. (2018). Las Energías Alternativas
 ¿Una Oportunidad Para Colombia? *Punto de Vista*, 9(13).
<https://doi.org/10.15765/pdv.v9i13.1117>
- Gobierno de Colombia. (2020). *Actualización Ndc Colombia*. Retrieved from
<https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/NDC actualizada de Colombia.pdf>
- González, M., & Ortiz, D. (2016). Simulación de la microrred de la facultad de ingeniería de la
 universidad distrital fjdc.
- Guilcapi, B. (2017). *Diseño de un sistema híbrido autónomo para el abastecimiento de energía
 eléctrica a un centro de salud móvil en caso de un desastre natural en el ecuador*.
 Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Hadi, M., Martel, C., Huayta, F., Rojas, R., & Arias, J. (2023). *Metodología de la investigación:
 Guía para el proyecto de tesis. Metodología de la investigación: Guía para el proyecto de
 tesis*. <https://doi.org/10.35622/inudi.b.073>
- Ideam. (2023a). La radiación solar y su paso por la atmósfera - Ideam. Retrieved February 5,
 2023, from <http://www.ideam.gov.co/iw/web/tiempo-y-clima/la-radiacion-solar-y-su-paso-por-la-atmosfera>
- Ideam. (2023b). Radiación solar - Ideam. Retrieved May 28, 2023, from
<http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/radiacion-solar-ultravioleta>
- Índice de precios al consumidor (IPC) | Banco de la República. (2022). Retrieved January 25,
 2023, from <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/indice-precios-consumidor-ipc>
- Inergy. (2021). Pérdidas en un Sistema Fovovoltaico. Retrieved September 12, 2022, from
<https://www.inergy.com.mx/post/pérdidas-en-un-sistema-fovovoltaico>
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2009). *IEEE Std 1159 - IEEE Recommended
 Practice for Monitoring Electric Power Quality. IEEE Std 1159-2009 (Revision of IEEE Std
 1159-1995)* (Vol. 2009). <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2009.5154067>

- Larepublica. (2020). En Colombia el factor de emisión de CO2 por generación eléctrica es de 164,38 gramos por kWh. Retrieved March 8, 2023, from <https://www.larepublica.co/especiales/colombia-potencia-energetica/en-colombia-el-factor-de-emision-de-co2-por-generacion-electrica-es-de-164-38-gramos-por-kwh-2966236>
- M.Planas, & J.Cárdenas. (2019). La matriz energética de Colombia se renueva - Energía para el Futuro. Retrieved September 8, 2022, from <https://blogs.iadb.org/energia/es/la-matriz-energetica-de-colombia-se-renueva/>
- M.Wackernagel, & W.Rees. (2001). *Nuestra huella ecológica Reduciendo el impacto humano sobre la Tierra* (LOM Edicio). Santiago de Chile.
- Maita, J. (2016). Enfoque cuantitativo. Retrieved April 14, 2023, from <https://www.slideshare.net/JosMaita/enfoque-cuantitativo-59914564>
- Metecno. Manual de instalación TECHMET DRY, 4 § (2017).
- Minotta, L., & Villavicencio, I. (2017). *Diseño de alternativas para la generación de energía eléctrica conectada a la red por medio de energía solar para el edificio almendros de la universidad javeriana Cali: sistema fotovoltaico o sistema de ciclo rankine con energía solar concentrada*.
- Ochoa Yepes, D. (2020). *Trámites para proyectos de energía solar fotovoltaica conectados a la red en colombia*. Universidad de Antioquia.
- Peris Palau, V. (2020). *Estudio comparativo de la viabilidad de instalaciones híbridas renovables en edificios municipales de betxí*. Universidad Politécnica de València.
- Pissiotti, F. (2017). *Diseño y simulación de sistema híbrido (diesel - fotovoltaica) para el municipio de puerto Nariño, en la Amazonia Colombiana*. Universidad politécnica de València.
- Planas, O. (2021). ¿Qué es la radiación solar? Tipos y características. Retrieved May 28, 2023, from <https://solar-energia.net/que-es-energia-solar/radiacion-solar>
- Procables. (2022). cable.pdf. Bogotá.
- Programa de ingeniería Electrónica. (2015). *Plan Estratégico del Programa*. Pasto Nariño.
- Ramírez, J. S., Martínez, S., Gil, S., Saldarriega, S., & Lopez, J. (2019). Diseño de una Microrred como Estrategia de Formación Práctica en Ingeniería Eléctrica. *Espacios*, 40, 12.
- Rela, A. (2011). *Red de energía eléctrica*. Ministerio de Educación. Instituto Nacional de

- Educación Tecnológica*. (Vol. 3). Retrieved from http://www.inet.edu.ar/wp-content/uploads/2012/11/C1_Parque_de_diversionesR.pdf
- Revelo, J. (2013). *Registro, Análisis De Datos Y Eficiencia Energética*. Pasto Nariño.
- Rivera-Martínez, M. A., Hernández-Galvez, G., Sarracino-Martínez, O., Ixtlilco-Cortés, L., Juantorena-Ugás, A., Batalla-Nolasco, U. I., & Becerra-García, D. (2017). Análisis de sensibilidad de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: Caso de estudio en Guerrero, México. *Ingeniería, Investigación y Tecnología*, 18(3), 293–305.
<https://doi.org/10.22201/fi.25940732e.2017.18n3.026>
- Sampieri, R., Collado, C., & Baptista, P. (2010). *metodología de la investigación*.
- Sanchez, V., Delreal, G., Plazas, C., & Pérez, G. (2015). *Economic feasibility of the corn-pasture association in the establishment of a silvopastoral system in the plain foothills of Colombia*. Servicio Nacional de Aprendizaje (SENA).
- Semana. (2019). Cómo poner paneles solares para el hogar en Colombia y cuánto puede ahorrar. Retrieved June 6, 2023, from <https://www.semana.com/ahorro-e-inversion/articulo/como-poner-paneles-solares-para-el-hogar-en-colombia-y-cuanto-puede-ahorrar/79790/>
- Solar, E. (2023). ¿Cuáles son los 3 tipos de paneles solares? - Solar Energia. Retrieved May 26, 2023, from <https://solarenergia.com.es/cuales-son-los-3-tipos-de-paneles-solares/>
- Solarstem. (2015). *Sistemas de montaje para estructuras de módulos fotovoltaicos*. Solarstem. Retrieved from <https://www.tritec-energy.com/cl/>
- UPME. (2012). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia Integración de las energías en Colombia*. Bogotá.
- UPME. (2022). Observatorio-energéticos. Retrieved October 5, 2022, from <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/observatorio-energeticos.aspx>
- Vargas, L., Haas, J., Reyes, L., Salinas, F., & Morata, D. (2020). *Generación de Energía Eléctrica con Fuentes Renovables*. (E. U. S.A, Ed.) (1a ed.). Santiago de Chile: Avda.Berdardo O' Higgins 1050; Santiago de Chile. Retrieved from www.ebookspatagonia.com
- XM. (2021). XM Administradores del mercado eléctrico. Retrieved September 8, 2022, from <https://www.xm.com.co/>

Anexos

Anexo 1

Donde se determina la cantidad de componentes, asesorías, transporte, mano de obra, estructura entre otros componentes esto en cada escenario, con sus respectivos costos. También se tiene los porcentajes que se le dieron a la administración, unidad, IVA, imprevistos etc. Para así determinar el costo final que tendrá cada escenario.

Tabla 41 costos de componentes del sistema fotovoltaico anexo 1

| | Precio | Escenario 1 | | Escenario 2 | | Escenario 3 | | Escenario 4 | | Escenario 5 | |
|---------------------------------|----------------|-------------|----------------------------|-------------|--------------------------|-------------|--------------------------|-------------|-------------------------|-------------|-------------------------|
| | | Unidad | Total | Unidad | Total | Unidad | Total | Unidad | Total | Unidad | Total |
| LR-72HPH-540M | \$924.000 | 960,00 | \$ 887.040.000 | 150 | \$ 138.600.000 | 190 | \$ 175.560.000 | 220 | \$203.280.000 | 247 | \$228.228.000 |
| Inversor | \$32.180.000 | 5,00 | \$160.900.000 | 1 | \$ 32.180.000 | 1 | \$32.180.000 | 2,00 | \$64.360.000 | 2 | \$ 64.360.000 |
| HUAWEI SUN2000- 100KTL-M1 | | | | | | | | | | | |
| Transformador | \$1.500.000,00 | 2 | \$3.000.000,00 | 2 | \$ 3.000.000,00 | 2 | \$ 3.000.000,00 | 2 | \$ 3.000.000,00 | 2 | \$3.000.000,00 |
| Medidor | \$797.000,00 | 2 | \$1.594.000,00 | 2 | \$ 1.594.000,00 | 2 | \$ 1.594.000,00 | 2 | \$1.594.000,00 | 2 | \$ 1.594.000,00 |
| bidireccional | | | | | | | | | | | |
| Estructura | \$60.000,00 | 960 | \$57.600.000,00 | 150 | \$ 9.000.000,00 | 190 | \$ 11.400.000,00 | 220 | \$ 13.200.000,00 | 247 | \$ 14.820.000,00 |
| Soportes estimados | | | | | | | | | | | |
| Accesorios | \$5.000.000,00 | 1 | \$ 5.000.000,00 | 1 | \$5.000.000,00 | 1 | \$ 5.000.000,00 | 1 | \$ 5.000.000,00 | 1 | \$5.000.000,00 |
| Cableado | | | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | 0 |
| Gabinete | | | 0 | | 0 | | 0 | | 0 | | 0 |
| Mano de obra | \$15.000.000 | 1,5 | \$22.500.000 | 1 | \$ 22.500.000 | 1 | \$ 22.500.000 | 1 | \$ 22.500.000 | 1 | \$ 15.000.000 |
| Trasporte | | | \$ 12.000.000 | | \$ 7.000.000 | | \$7.000.000 | | \$ 7.000.000 | | \$ 7.000.000 |
| Subtotal | | | \$ 1.149.634.000 | | \$218.874.000 | | \$ 258.234.000 | | \$319.934.000 | | \$ 339.002.000 |
| Administración | 20% | | \$ 229.926.800 | | \$ 43.774.800 | | \$ 51.646.800 | | \$ 63.986.800 | | \$ 67.800.400 |
| Utilidad | 7% | | \$80.474.380 | | \$ 15.321.180 | | \$ 18.076.380 | | \$ 22.395.380 | | \$ 23.730.140 |
| IVA | 19% | | \$ 19.321.860,00 | | \$ 9.137.860,00 | | \$ 9.593.860,00 | | \$9.935.860,00 | | \$ 8.818.660,00 |
| Iva sobre utilidad | 19% | | \$ 15.290.132 | | \$ 2.911.024 | | \$ 3.434.512 | | \$4.255.122 | | \$ 4.508.727 |
| Imprevistos | 5% | | \$ 57.481.700 | | \$ 10.943.700 | | \$ 12.911.700 | | \$15.996.700 | | \$ 16.950.100 |
| Impuestos | 3% | | \$34.489.020 | | \$ 6.566.220 | | \$7.747.020 | | \$ 9.598.020 | | \$ 10.170.060 |
| Impuestos sobre utilidad | 20% | | \$ 16.094.876 | | \$ 3.064.236 | | \$3.615.276 | | \$ 4.479.076 | | \$ 4.746.028 |
| Total | | | \$ 1.602.712.768,20 | | \$ 310.593.020,20 | | \$ 365.259.548,20 | | \$450.580.958,20 | | \$475.726.114,60 |

Anexo 2

Donde se determina aproximadamente un costo que pagaría la Universidad anualmente a CEDENAR. Cabe resaltar que este puede variar dependiendo del costo del kilo vatio hora \$KWh y del consumo que tenga la Universidad.

Tabla 42. Costo anual que se paga a CEDENAR

| | Escenario1 | Escenario2 | Escenario3 | Escenario4 | Escenario5 |
|------------------------|-------------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|
| San Francisco | \$147.828.767,97 | \$34.253.188,48 | \$41.526.623,49 | \$43.791.609,09 | \$ 52.763.783,30 |
| Sede B, Holanda Italia | \$58.328.021,93 | \$27.546.712,06 | \$33.529.392,34 | \$ 9.903.380,04 | \$ 50.389.975,46 |
| Total | \$ 406.156.789,90 | \$ 61.799.900,54 | \$ 75.056.015,83 | \$ 83.694.989,13 | \$ 103.153.758,75 |

Anexo 3

Donde se determina el flujo de caja, costo de energía COE, valor presente neto VPN, tiempo de retorno de inversión TIR y el tiempo que tarda en retornar inversión PIR. Esto realizado en cada escenario evaluado.

Tabla 43. Flujo de caja escenario 1

| años | Flujo de caja energía fv | Flujo de caja energía fv comercial | Ahorro | Flujo de caja acumulado |
|--------------------------------|--------------------------|------------------------------------|----------------------|-------------------------|
| Costo energía fv -COE (\$/KWh) | \$ 96,80 | | | |
| Costo energía -COE (\$/KWh) | \$ 713,89 | | | |
| | \$(1.602.712.768,20) | | \$(1.602.712.768,20) | |
| año1 | \$64.108.510,73 | \$ 406.156.789,90 | \$342.048.279,17 | \$ 342.048.279,17 |
| año2 | \$64.108.510,73 | \$ 438.649.333,09 | \$ 374.540.822,37 | \$ 716.589.101,54 |
| año3 | \$64.108.510,73 | \$ 473.741.279,74 | \$ 409.632.769,01 | \$ 1.126.221.870,56 |
| año4 | \$64.108.510,73 | \$511.640.582,12 | \$447.532.071,39 | \$ 1.573.753.941,95 |
| año5 | \$64.108.510,73 | \$ 552.571.828,69 | \$488.463.317,96 | \$2.062.217.259,91 |
| año6 | \$64.108.510,73 | \$ 596.777.574,99 | \$532.669.064,26 | \$ 2.594.886.324,17 |
| año7 | \$64.108.510,73 | \$ 644.519.780,99 | \$ 580.411.270,26 | \$ 3.175.297.594,43 |
| año8 | \$64.108.510,73 | \$ 696.081.363,46 | \$631.972.852,74 | \$3.807.270.447,17 |
| año9 | \$64.108.510,73 | \$751.767.872,54 | \$ 687.659.361,81 | \$4.494.929.808,98 |
| año10 | \$ 64.108.510,73 | \$ 811.909.302,34 | \$747.800.791,62 | \$ 5.242.730.600,60 |
| año11 | \$64.108.510,73 | \$ 876.862.046,53 | \$ 812.753.535,80 | \$ 6.055.484.136,40 |
| año12 | \$64.108.510,73 | \$ 947.011.010,26 | \$882.902.499,53 | \$6.938.386.635,93 |
| año13 | \$64.108.510,73 | \$1.022.771.891,08 | \$958.663.380,35 | \$ 7.897.050.016,28 |
| año14 | \$64.108.510,73 | \$1.104.593.642,36 | \$1.040.485.131,63 | \$ 8.937.535.147,91 |
| año15 | \$ 64.108.510,73 | \$ 1.192.961.133,75 | \$1.128.852.623,02 | \$ 10.066.387.770,93 |
| año16 | \$64.108.510,73 | \$ 1.288.398.024,45 | \$1.224.289.513,72 | \$11.290.677.284,65 |
| año17 | \$ 64.108.510,73 | \$ 1.391.469.866,41 | \$1.327.361.355,68 | \$ 12.618.038.640,33 |
| año18 | \$64.108.510,73 | \$ 1.502.787.455,72 | \$1.438.678.944,99 | \$ 14.056.717.585,32 |
| año19 | \$64.108.510,73 | \$1.623.010.452,18 | \$1.558.901.941,45 | \$ 15.615.619.526,77 |
| año20 | \$64.108.510,73 | \$1.752.851.288,35 | \$ 1.688.742.777,62 | \$ 17.304.362.304,40 |
| año21 | \$64.108.510,73 | \$ 1.893.079.391,42 | \$ 1.828.970.880,69 | \$ 19.133.333.185,09 |
| año22 | \$ 64.108.510,73 | \$ 2.044.525.742,73 | \$1.980.417.232,00 | \$21.113.750.417,09 |
| año23 | \$64.108.510,73 | \$ 2.208.087.802,15 | \$2.143.979.291,42 | \$ 23.257.729.708,51 |
| año24 | \$64.108.510,73 | \$ 2.384.734.826,32 | \$ 2.320.626.315,60 | \$ 25.578.356.024,11 |
| año25 | \$64.108.510,73 | \$ 2.575.513.612,43 | \$2.511.405.101,70 | \$ 28.089.761.125,81 |
| VPN | \$ 7.698.061.774,46 | | | |
| TIR | 30% | | | |
| PIR | 4años 22 días | | | |

Anexo 3.1

Tabla 44. Flujo de caja escenario2

| años | Flujo de caja energía fv | Flujo de caja energía fv comercial | Ahorro | Pago anual CEDENAR | Pago CEDENAR | Flujo de caja acumulado |
|---------------------------------|--------------------------|------------------------------------|--------------------|---------------------|---------------------|-------------------------|
| Costo energía fv - COE (\$/KWh) | \$ 120,06 | | | | | |
| Costo energía - COE (\$/KWh) | \$ 627,11 | | | | | |
| | \$ (310.593.020,20) | | \$(310.593.020,20) | | | |
| año1 | \$ 12.423.720,81 | \$ 61.799.900,54 | \$ 49.376.179,73 | \$ 356.780.610,17 | \$ 344.356.889,36 | \$ 49.376.179,73 |
| año2 | \$ 12.423.720,81 | \$ 66.743.892,58 | \$ 54.320.171,78 | \$ 384.329.161,32 | \$ 371.905.440,51 | \$ 103.696.351,51 |
| año3 | \$ 12.423.720,81 | \$ 72.083.403,99 | \$ 59.659.683,18 | \$ 414.081.596,56 | \$ 401.657.875,75 | \$ 163.356.034,69 |
| año4 | \$ 12.423.720,81 | \$ 77.850.076,31 | \$ 65.426.355,50 | \$ 446.214.226,62 | \$ 433.790.505,81 | \$ 228.782.390,19 |
| año5 | \$ 12.423.720,81 | \$ 84.078.082,41 | \$ 71.654.361,61 | \$ 480.917.467,09 | \$ 468.493.746,28 | \$ 300.436.751,80 |
| año6 | \$ 12.423.720,81 | \$ 90.804.329,01 | \$ 78.380.608,20 | \$ 518.396.966,79 | \$ 505.973.245,98 | \$ 378.817.359,99 |
| año7 | \$ 12.423.720,81 | \$ 98.068.675,33 | \$ 85.644.954,52 | \$ 558.874.826,47 | \$ 546.451.105,66 | \$ 464.462.314,51 |
| año8 | \$ 12.423.720,81 | \$ 105.914.169,35 | \$ 93.490.448,55 | \$ 602.590.914,92 | \$ 590.167.194,11 | \$ 557.952.763,06 |
| año9 | \$ 12.423.720,81 | \$ 114.387.302,90 | \$ 101.963.582,09 | \$ 649.804.290,45 | \$ 637.380.569,64 | \$ 659.916.345,15 |
| año10 | \$ 12.423.720,81 | \$ 123.538.287,13 | \$ 111.114.566,33 | \$ 700.794.736,02 | \$ 688.371.015,21 | \$ 771.030.911,48 |
| año11 | \$ 12.423.720,81 | \$ 133.421.350,10 | \$ 120.997.629,30 | \$ 755.864.417,24 | \$ 743.440.696,43 | \$ 892.028.540,78 |
| año12 | \$ 12.423.720,81 | \$ 144.095.058,11 | \$ 131.671.337,31 | \$ 815.339.672,95 | \$ 802.915.952,14 | \$ 1.023.699.878,08 |
| año13 | \$ 12.423.720,81 | \$ 155.622.662,76 | \$ 143.198.941,95 | \$ 879.572.949,12 | \$ 867.149.228,31 | \$ 1.166.898.820,04 |
| año14 | \$ 12.423.720,81 | \$ 168.072.475,78 | \$ 155.648.754,98 | \$ 948.944.887,39 | \$ 936.521.166,58 | \$ 1.322.547.575,01 |
| año15 | \$ 12.423.720,81 | \$ 181.518.273,85 | \$ 169.094.553,04 | \$ 1.023.866.580,71 | \$ 1.011.442.859,90 | \$ 1.491.642.128,05 |
| año16 | \$ 12.423.720,81 | \$ 196.039.735,75 | \$ 183.616.014,95 | \$ 1.104.782.009,51 | \$ 1.092.358.288,70 | \$ 1.675.258.142,99 |
| año17 | \$ 12.423.720,81 | \$ 211.722.914,61 | \$ 199.299.193,81 | \$ 1.192.170.672,60 | \$ 1.179.746.951,79 | \$ 1.874.557.336,80 |
| año18 | \$ 12.423.720,81 | \$ 228.660.747,78 | \$ 216.237.026,97 | \$ 1.286.550.428,74 | \$ 1.274.126.707,94 | \$ 2.090.794.363,78 |
| año19 | \$ 12.423.720,81 | \$ 246.953.607,61 | \$ 234.529.886,80 | \$ 1.388.480.565,38 | \$ 1.376.056.844,57 | \$ 2.325.324.250,57 |
| año20 | \$ 12.423.720,81 | \$ 266.709.896,21 | \$ 254.286.175,41 | \$ 1.498.565.112,94 | \$ 1.486.141.392,14 | \$ 2.579.610.425,98 |
| año21 | \$ 12.423.720,81 | \$ 288.046.687,91 | \$ 275.622.967,10 | \$ 1.617.456.424,32 | \$ 1.605.032.703,51 | \$ 2.855.233.393,08 |
| año22 | \$ 12.423.720,81 | \$ 311.090.422,94 | \$ 298.666.702,14 | \$ 1.745.859.040,60 | \$ 1.733.435.319,79 | \$ 3.153.900.095,22 |
| año23 | \$ 12.423.720,81 | \$ 335.977.656,78 | \$ 323.553.935,97 | \$ 1.884.533.866,18 | \$ 1.872.110.145,37 | \$ 3.477.454.031,19 |
| año24 | \$ 12.423.720,81 | \$ 362.855.869,32 | \$ 350.432.148,51 | \$ 2.034.302.677,81 | \$ 2.021.878.957,00 | \$ 3.827.886.179,70 |
| año25 | \$ 12.423.720,81 | \$ 391.884.338,87 | \$ 379.460.618,06 | \$ 2.196.052.994,37 | \$ 2.183.629.273,56 | \$ 4.207.346.797,76 |
| VPN | \$ 1.074.787.098,83 | | | | | |
| TIR | 25% | | | | | |
| PIR | 5años 2mese | | | | | |

Anexo 3.2

Tabla 45. Flujo de caja escenario 3

| años | Flujo de caja energía fv | Flujo de caja energía fv comercial | Ahorro | Pago anual CEDENAR | Pago CEDENAR | Flujo de caja acumulado |
|--------------------|--------------------------|------------------------------------|--------------------|---------------------|---------------------|-------------------------|
| Costo energía fv - | \$ 111,47 | | | | | |
| COE (\$/KWh | | | | | | |
| Costo energía - | \$ 607,65 | | | | | |
| COE (\$/KWh) | | | | | | |
| | \$(365.259.548,20) | | \$(365.259.548,20) | | | |
| año1 | \$ 14.610.381,93 | \$ 75.056.015,83 | \$ 60.445.633,90 | \$ 345.711.156,00 | \$ 331.100.774,07 | \$ 60.445.633,90 |
| año2 | \$ 14.610.381,93 | \$ 81.060.497,10 | \$ 66.450.115,17 | \$ 372.199.217,93 | \$ 357.588.836,00 | \$ 126.895.749,07 |
| año3 | \$ 14.610.381,93 | \$ 87.545.336,86 | \$ 72.934.954,94 | \$ 400.806.324,81 | \$ 386.195.942,88 | \$ 199.830.704,00 |
| año4 | \$ 14.610.381,93 | \$94.548.963,81 | \$ 79.938.581,88 | \$ 431.702.000,24 | \$ 417.091.618,31 | \$ 279.769.285,89 |
| año5 | \$ 14.610.381,93 | \$102.112.880,92 | \$ 87.502.498,99 | \$ 465.069.329,70 | \$ 450.458.947,77 | \$ 367.271.784,88 |
| año6 | \$ 14.610.381,93 | \$ 110.281.911,39 | \$ 95.671.529,46 | \$ 501.106.045,52 | \$ 486.495.663,60 | \$ 462.943.314,34 |
| año7 | \$ 14.610.381,93 | \$ 119.104.464,30 | \$ 104.494.082,37 | \$ 540.025.698,61 | \$ 525.415.316,68 | \$ 567.437.396,71 |
| año8 | \$ 14.610.381,93 | \$128.632.821,45 | \$ 114.022.439,52 | \$ 582.058.923,95 | \$ 567.448.542,02 | \$ 681.459.836,23 |
| año9 | \$ 14.610.381,93 | \$ 138.923.447,16 | \$ 124.313.065,23 | \$ 627.454.807,31 | \$ 612.844.425,38 | \$ 805.772.901,47 |
| año10 | \$ 14.610.381,93 | \$150.037.322,93 | \$ 135.426.941,01 | \$ 676.482.361,34 | \$ 661.871.979,41 | \$ 941.199.842,47 |
| año11 | \$ 14.610.381,93 | \$162.040.308,77 | \$ 147.429.926,84 | \$ 729.432.119,69 | \$ 714.821.737,76 | \$ 1.088.629.769,31 |
| año12 | \$ 14.610.381,93 | \$175.003.533,47 | \$ 160.393.151,54 | \$ 786.617.858,71 | \$ 772.007.476,78 | \$ 1.249.022.920,86 |
| año13 | \$ 14.610.381,93 | \$ 189.003.816,15 | \$ 174.393.434,22 | \$ 848.378.456,86 | \$ 833.768.074,93 | \$ 1.423.416.355,08 |
| año14 | \$ 14.610.381,93 | \$ 204.124.121,44 | \$ 189.513.739,51 | \$ 915.079.902,85 | \$ 900.469.520,92 | \$ 1.612.930.094,59 |
| año15 | \$ 14.610.381,93 | \$ 220.454.051,16 | \$ 205.843.669,23 | \$ 987.117.464,52 | \$ 972.507.082,59 | \$ 1.818.773.763,82 |
| año16 | \$ 14.610.381,93 | \$ 238.090.375,25 | \$ 223.479.993,32 | \$ 1.064.918.031,13 | \$ 1.050.307.649,20 | \$ 2.042.253.757,14 |
| año17 | \$ 14.610.381,93 | \$ 257.137.605,27 | \$ 242.527.223,34 | \$ 1.148.942.643,07 | \$ 1.134.332.261,14 | \$ 2.284.780.980,48 |
| año18 | \$ 14.610.381,93 | \$ 277.708.613,69 | \$ 263.098.231,76 | \$ 1.239.689.223,96 | \$ 1.225.078.842,03 | \$ 2.547.879.212,24 |
| año19 | \$ 14.610.381,93 | \$ 299.925.302,78 | \$ 285.314.920,86 | \$ 1.337.695.531,32 | \$ 1.323.085.149,39 | \$ 2.833.194.133,10 |
| año20 | \$ 14.610.381,93 | \$ 323.919.327,01 | \$ 309.308.945,08 | \$ 1.443.542.343,27 | \$ 1.428.931.961,34 | \$ 3.142.503.078,17 |
| año21 | \$ 14.610.381,93 | \$ 349.832.873,17 | \$ 335.222.491,24 | \$ 1.557.856.900,18 | \$ 1.543.246.518,25 | \$ 3.477.725.569,41 |
| año22 | \$ 14.610.381,93 | \$ 377.819.503,02 | \$ 363.209.121,09 | \$ 1.681.316.621,64 | \$ 1.666.706.239,71 | \$ 3.840.934.690,51 |
| año23 | \$ 14.610.381,93 | \$ 408.045.063,26 | \$ 393.434.681,34 | \$ 1.814.653.120,82 | \$ 1.800.042.738,89 | \$ 4.234.369.371,84 |
| año24 | \$ 14.610.381,93 | \$ 440.688.668,32 | \$ 426.078.286,40 | \$ 1.958.656.539,93 | \$ 1.944.046.158,00 | \$ 4.660.447.658,24 |
| año25 | \$ 14.610.381,93 | \$475.943.761,79 | \$ 461.333.379,86 | \$ 2.114.180.232,57 | \$ 2.099.569.850,64 | \$ 5.121.781.038,10 |
| VPN | \$ 1.322.625.645,35 | | | | | |
| TIR | 25% | | | | | |
| PIR | 4 años 11mese 22dias | | | | | |

Anexo 3.3

Tabla 46. Fuga de caja escenario4

| años | Flujo de caja energía fv | Flujo de caja energía fv comercial | Ahorro | Pago anual CEDENAR | Pago CEDENAR | Flujo de caja acumulado |
|---------------------------------|--------------------------|------------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|-------------------------|
| Costo energía fv - COE (\$/KWh) | \$118,76 | | | | | |
| Costo energía - COE (\$/KWh) | \$ 598,46 | | | | | |
| | \$(450.580.958,20) | | \$ (450.580.958,20) | | | |
| año1 | \$ 18.023.238,33 | \$ 83.694.989,13 | \$ 65.671.750,80 | \$ 340.485.039,10 | \$ 322.461.800,77 | \$ 65.671.750,80 |
| año2 | \$ 18.023.238,33 | \$90.390.588,26 | \$ 72.367.349,93 | \$ 366.281.983,16 | \$ 348.258.744,84 | \$ 138.039.100,73 |
| año3 | \$ 18.023.238,33 | \$ 97.621.835,32 | \$ 79.598.596,99 | \$ 394.142.682,75 | \$ 376.119.444,42 | \$ 217.637.697,73 |
| año4 | \$ 18.023.238,33 | \$105.431.582,15 | \$ 87.408.343,82 | \$ 424.232.238,30 | \$ 406.208.999,98 | \$ 305.046.041,54 |
| año5 | \$ 18.023.238,33 | \$113.866.108,72 | \$ 95.842.870,39 | \$ 456.728.958,30 | \$ 438.705.719,97 | \$ 400.888.911,93 |
| año6 | \$ 18.023.238,33 | \$122.975.397,42 | \$ 104.952.159,09 | \$ 491.825.415,90 | \$ 473.802.177,57 | \$ 505.841.071,02 |
| año7 | \$ 18.023.238,33 | \$ 132.813.429,21 | \$ 114.790.190,88 | \$ 529.729.590,11 | \$ 511.706.351,78 | \$ 620.631.261,90 |
| año8 | \$ 18.023.238,33 | \$143.438.503,54 | \$ 125.415.265,22 | \$ 570.666.098,25 | \$ 552.642.859,92 | \$ 746.046.527,12 |
| año9 | \$ 18.023.238,33 | \$154.913.583,83 | \$ 136.890.345,50 | \$ 614.877.527,04 | \$ 596.854.288,71 | \$ 882.936.872,62 |
| año10 | \$ 18.023.238,33 | \$ 167.306.670,53 | \$ 149.283.432,21 | \$ 662.625.870,14 | \$ 644.602.631,81 | \$ 1.032.220.304,82 |
| año11 | \$ 18.023.238,33 | \$ 180.691.204,18 | \$ 162.667.965,85 | \$ 714.194.080,68 | \$ 696.170.842,36 | \$ 1.194.888.270,67 |
| año12 | \$ 18.023.238,33 | \$195.146.500,51 | \$ 177.123.262,18 | \$ 769.887.748,07 | \$ 751.864.509,74 | \$ 1.372.011.532,86 |
| año13 | \$ 18.023.238,33 | \$ 210.758.220,55 | \$ 192.734.982,22 | \$ 830.036.908,85 | \$ 812.013.670,52 | \$ 1.564.746.515,08 |
| año14 | \$ 18.023.238,33 | \$ 227.618.878,20 | \$ 209.595.639,87 | \$ 894.998.002,49 | \$ 876.974.764,16 | \$ 1.774.342.154,95 |
| año15 | \$ 18.023.238,33 | \$245.828.388,45 | \$ 227.805.150,12 | \$ 965.155.983,63 | \$ 947.132.745,30 | \$ 2.002.147.305,08 |
| año16 | \$ 18.023.238,33 | \$265.494.659,53 | \$ 247.471.421,20 | \$ 1.040.926.603,25 | \$ 1.022.903.364,92 | \$ 2.249.618.726,28 |
| año17 | \$ 18.023.238,33 | \$286.734.232,29 | \$ 268.710.993,96 | \$ 1.122.758.872,44 | \$ 1.104.735.634,12 | \$ 2.518.329.720,24 |
| año18 | \$ 18.023.238,33 | \$309.672.970,87 | \$ 291.649.732,55 | \$ 1.211.137.723,17 | \$ 1.193.114.484,84 | \$ 2.809.979.452,79 |
| año19 | \$ 18.023.238,33 | \$ 334.446.808,54 | \$ 316.423.570,22 | \$ 1.306.586.881,96 | \$ 1.288.563.643,63 | \$ 3.126.403.023,00 |
| año20 | \$ 18.023.238,33 | \$ 361.202.553,23 | \$ 343.179.314,90 | \$ 1.409.671.973,45 | \$ 1.391.648.735,12 | \$ 3.469.582.337,90 |
| año21 | \$ 18.023.238,33 | \$ 390.098.757,49 | \$ 372.075.519,16 | \$ 1.521.003.872,26 | \$ 1.502.980.633,93 | \$ 3.841.657.857,06 |
| año22 | \$ 18.023.238,33 | \$ 421.306.658,09 | \$ 403.283.419,76 | \$ 1.641.242.322,98 | \$ 1.623.219.084,65 | \$ 4.244.941.276,82 |
| año23 | \$ 18.023.238,33 | \$455.011.190,73 | \$ 436.987.952,40 | \$ 1.771.099.849,75 | \$ 1.753.076.611,42 | \$ 4.681.929.229,22 |
| año24 | \$ 18.023.238,33 | \$491.412.085,99 | \$ 473.388.847,66 | \$ 1.911.345.978,66 | \$ 1.893.322.740,33 | \$ 5.155.318.076,88 |
| año25 | \$ 18.023.238,33 | \$ 530.725.052,87 | \$ 512.701.814,54 | \$ 2.062.811.797,89 | \$ 2.044.788.559,56 | \$ 5.668.019.891,42 |
| VPN | \$ 1.412.248.947,57 | | | | | |
| TIR | 23% | | | | | |
| PIR | 5 años 6 mese | | | | | |

Anexo 3.4

Tabla 47. Flujo de caja escenario5

| años | Flujo de caja energía fv | Flujo de caja energía fv comercial | Ahorro | Pago anual CEDENAR | Pago CEDENAR | Flujo de caja acumulado |
|------------------------------|--------------------------|------------------------------------|--------------------|---------------------|---------------------|-------------------------|
| Costo energía fv | \$ 111,68 | | | | | |
| -COE (\$/KWh | | | | | | |
| Costo energía - COE (\$/KWh) | \$ 566,03 | | | | | |
| año1 | \$ (475.726.114,60) | | \$(475.726.114,60) | | | |
| año1 | \$ 19.029.044,58 | \$103.153.758,75 | \$ 84.124.714,17 | \$ 322.032.075,73 | \$ 303.003.031,15 | \$ 84.124.714,17 |
| año2 | \$ 19.029.044,58 | \$111.406.059,45 | \$ 92.377.014,87 | \$ 346.272.318,23 | \$ 327.243.273,64 | \$ 176.501.729,04 |
| año3 | \$ 19.029.044,58 | \$120.318.544,21 | \$ 101.289.499,63 | \$ 372.451.780,12 | \$ 353.422.735,53 | \$ 277.791.228,66 |
| año4 | \$ 19.029.044,58 | \$129.944.027,75 | \$ 110.914.983,16 | \$ 400.725.598,96 | \$ 381.696.554,38 | \$ 388.706.211,83 |
| año5 | \$ 19.029.044,58 | \$140.339.549,97 | \$ 121.310.505,38 | \$ 431.261.323,31 | \$ 412.232.278,73 | \$ 510.016.717,21 |
| año6 | \$ 19.029.044,58 | \$151.566.713,96 | \$ 132.537.669,38 | \$ 464.239.905,61 | \$ 445.210.861,02 | \$ 642.554.386,59 |
| año7 | \$ 19.029.044,58 | \$163.692.051,08 | \$ 144.663.006,50 | \$ 499.856.774,49 | \$ 480.827.729,91 | \$ 787.217.393,09 |
| año8 | \$ 19.029.044,58 | \$176.787.415,17 | \$ 157.758.370,58 | \$ 538.322.992,88 | \$ 519.293.948,30 | \$ 944.975.763,67 |
| año9 | \$ 19.029.044,58 | \$190.930.408,38 | \$ 171.901.363,80 | \$ 579.866.508,75 | \$ 560.837.464,16 | \$ 1.116.877.127,46 |
| año10 | \$ 19.029.044,58 | \$206.204.841,05 | \$ 187.175.796,47 | \$ 624.733.505,88 | \$ 605.704.461,29 | \$ 1.304.052.923,93 |
| año11 | \$ 19.029.044,58 | \$ 222.701.228,33 | \$ 203.672.183,75 | \$ 673.189.862,78 | \$ 654.160.818,20 | \$ 1.507.725.107,68 |
| año12 | \$ 19.029.044,58 | \$240.517.326,60 | \$ 221.488.282,02 | \$ 725.522.728,24 | \$ 706.493.683,65 | \$ 1.729.213.389,70 |
| año13 | \$ 19.029.044,58 | \$259.758.712,73 | \$ 240.729.668,15 | \$ 782.042.222,93 | \$ 763.013.178,35 | \$ 1.969.943.057,85 |
| año14 | \$ 19.029.044,58 | \$280.539.409,75 | \$ 261.510.365,16 | \$ 843.083.277,20 | \$ 824.054.232,61 | \$ 2.231.453.423,01 |
| año15 | \$ 19.029.044,58 | \$ 302.982.562,53 | \$ 283.953.517,94 | \$ 909.007.615,81 | \$ 889.978.571,22 | \$ 2.515.406.940,95 |
| año16 | \$ 19.029.044,58 | \$327.221.167,53 | \$ 308.192.122,95 | \$ 980.205.901,50 | \$ 961.176.856,92 | \$ 2.823.599.063,90 |
| año17 | \$ 19.029.044,58 | \$353.398.860,93 | \$ 334.369.816,35 | \$ 1.057.100.050,06 | \$ 1.038.071.005,47 | \$ 3.157.968.880,25 |
| año18 | \$ 19.029.044,58 | \$ 381.670.769,81 | \$ 362.641.725,22 | \$ 1.140.145.730,50 | \$ 1.121.116.685,91 | \$ 3.520.610.605,47 |
| año19 | \$ 19.029.044,58 | \$ 412.204.431,39 | \$ 393.175.386,81 | \$ 1.229.835.065,37 | \$ 1.210.806.020,78 | \$ 3.913.785.992,28 |
| año20 | \$ 19.029.044,58 | \$445.180.785,90 | \$ 426.151.741,32 | \$ 1.326.699.547,03 | \$ 1.307.670.502,45 | \$ 4.339.937.733,60 |
| año21 | \$ 19.029.044,58 | \$480.795.248,78 | \$ 461.766.204,19 | \$ 1.431.313.187,23 | \$ 1.412.284.142,64 | \$ 4.801.703.937,79 |
| año22 | \$ 19.029.044,58 | \$519.258.868,68 | \$ 500.229.824,09 | \$ 1.544.295.918,64 | \$ 1.525.266.874,05 | \$ 5.301.933.761,89 |
| año23 | \$ 19.029.044,58 | \$560.799.578,17 | \$ 541.770.533,59 | \$ 1.666.317.268,56 | \$ 1.647.288.223,98 | \$ 5.843.704.295,47 |
| año24 | \$ 19.029.044,58 | \$ 605.663.544,43 | \$ 586.634.499,84 | \$ 1.798.100.326,48 | \$ 1.779.071.281,90 | \$ 6.430.338.795,32 |
| año25 | \$ 19.029.044,58 | \$654.116.627,98 | \$ 635.087.583,40 | \$ 1.940.426.029,03 | \$ 1.921.396.984,45 | \$ 7.065.426.378,71 |
| VPN | \$ 1.855.764.859,28 | | | | | |
| TIR | 26% | | | | | |
| PIR | 4 años 8mese18dias | | | | | |

Anexo 4

Donde se determina costos finales mencionados en el capítulo 5.4.3, analizados en cada escenario y temporada de consumo

Tabla 48. Pagos del Consumo semestral por escenarios

| | Escenario 1 | Escenario 2 | Escenario 3 | Escenario 4 | Escenario 5 |
|------------------------------------|-------------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|
| Pago sin sistema fotovoltaico día | \$1.182.531,11 | \$185.636,22 | \$ 225.423,00 | \$ 250.166,40 | \$ 307.744,14 |
| Pago sin sistema fotovoltaico año | \$431.623.854,42 | \$67.757.220,30 | \$82.279.395,00 | \$91.310.736,00 | \$ 112.326.611,10 |
| Pago sistema fotovoltaico día | \$178.118,55 | \$34.518,52 | \$ 40.595,15 | \$ 50.078,97 | \$ 52.873,12 |
| Pago sistema fotovoltaico año | \$65.013.268,96 | \$12.599.259,22 | \$14.817.229,76 | \$ 18.278.825,33 | \$ 19.298.687,41 |
| Pago de excedente fotovoltaico día | \$229.126,65 | \$ 33.847,55 | \$ 44.524,33 | \$ 50.046,83 | \$ 42.343,45 |
| Pago de excedente fotovoltaico año | \$83.631.228,44 | \$12.354.355,22 | \$16.251.382,02 | \$18.267.093,64 | \$ 15.455.359,55 |
| Pago con sistema fotovoltaico día | \$416.520,74 | \$60.570,71 | \$ 71.549,94 | \$ 67.848,22 | \$ 64.945,07 |
| Pago con sistema fotovoltaico año | \$ 152.030.069,36 | \$ 22.108.310,55 | \$ 26.115.727,68 | \$ 24.764.599,81 | \$ 23.704.949,74 |
| Pago Total día | \$365.512,63 | \$ 61.241,68 | \$67.620,75 | \$ 67.880,36 | \$ 75.474,73 |
| Pago Total año | \$133.412.109,88 | \$ 22.353.214,55 | \$ 24.681.575,42 | \$24.776.331,50 | \$ 27.548.277,61 |
| COE \$KWh fotovoltaico más red | \$ 234,60 | \$250,40 | \$ 227,68 | \$205,95 | \$ 186,15 |
| ahorro | 31% | 33% | 30% | 27% | 25% |

Anexo 4.1

Tabla 49. Pagos del Consumo Total Semestral

| | Escenario 1 | Escenario 2 | Escenario 3 | Escenario 4 | Escenario 5 |
|------------------------------------|-------------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|
| Pago sin sistema fotovoltaico día | \$1.182.531,11 | \$1.182.531,11 | \$1.182.531,11 | \$1.182.531,11 | \$ 1.182.531,11 |
| Pago sin sistema fotovoltaico año | \$431.623.854,42 | \$431.623.854,42 | \$431.623.854,42 | \$431.623.854,42 | \$ 431.623.854,42 |
| Pago sistema fotovoltaico día | \$ 178.118,55 | \$34.518,52 | \$40.595,15 | \$50.078,97 | \$52.873,12 |
| Pago sistema fotovoltaico año | \$65.013.268,96 | \$12.599.259,22 | \$14.817.229,76 | \$18.278.825,33 | \$19.298.687,41 |
| Pago de excedente fotovoltaico día | \$229.126,65 | \$ 0 | \$0 | \$ 0 | \$1,38 |
| Pago de excedente fotovoltaico año | \$83.631.228,44 | \$ 0 | \$0 | \$0 | \$505,07 |
| Pago con sistema fotovoltaico día | \$ 416.520,74 | \$ 964.310,59 | \$ 906.118,45 | \$862.474,35 | \$823.198,46 |
| Pago con sistema fotovoltaico año | \$ 152.030.069,36 | \$351.973.365,11 | \$330.733.234,63 | \$314.803.136,77 | \$300.467.438,74 |
| Pago Total día | \$365.512,63 | \$998.829,11 | \$946.713,60 | \$912.553,32 | \$876.070,19 |
| Pago Total año | \$133.412.109,88 | \$364.572.624,33 | \$345.550.464,39 | \$333.081.962,10 | \$ 319.765.621,08 |
| ahorro | 31% | 84% | 80% | 77% | 74% |
| COE \$KWh fotovoltaico más red | \$234,602 | \$641,092 | \$607,642 | \$585,716 | \$562,300 |

Anexo 4.2

Tabla 50. Pagos del Consumo Total Intersemestral

| | Escenario 1 | Escenario 2 | Escenario 3 | Escenario 4 | Escenario 5 |
|------------------------------------|-------------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|
| Pago sin sistema fotovoltaico día | \$761.866,74 | \$761.866,74 | \$761.866,74 | \$761.866,74 | \$ 761.866,74 |
| Pago sin sistema fotovoltaico año | \$ 278.081.361,20 | \$278.081.361,20 | \$278.081.361,20 | \$278.081.361,20 | \$ 278.081.361,20 |
| Pago sistema fotovoltaico día | \$178.118,55 | \$34.518,52 | \$40.595,15 | \$50.078,97 | \$ 52.873,12 |
| Pago sistema fotovoltaico año | \$65.013.268,96 | \$12.599.259,22 | \$14.817.229,76 | \$18.278.825,33 | \$ 19.298.687,41 |
| Pago de excedente fotovoltaico día | \$315.991,62 | \$65,19 | \$4.434,48 | \$8.324,06 | \$ 11.824,68 |
| Pago de excedente fotovoltaico año | \$115.336.940,34 | \$23.795,07 | \$1.618.585,00 | \$3.038.280,49 | \$ 4.316.006,42 |
| Pago con sistema fotovoltaico día | \$ 234.925,59 | \$543.825,65 | \$497.658,63 | \$464.719,40 | \$ 435.074,09 |

| | | | | | |
|-----------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|
| Pago con sistema fotovoltaico año | \$85.747.839,16 | \$198.496.360,54 | \$181.645.400,98 | \$169.622.580,19 | \$ 158.802.041,48 |
| Pago Total día | \$97.052,51 | \$578.278,97 | \$533.819,30 | \$506.474,32 | \$ 476.122,53 |
| Pago Total año | \$ 35.424.167,77 | \$211.071.824,68 | \$194.844.045,73 | \$184.863.125,04 | \$ 173.784.722,47 |
| ahorro | 13% | 76% | 70% | 66% | 62% |
| COE \$KWh fotovoltaico más red | \$ 96,687 | \$576,103 | \$531,811 | \$504,569 | \$ 474,331 |

Anexo 4.3

Tabla 51. Pagos del Consumo Total semestral fin de semana

| | Escenario 1 | Escenario 2 | Escenario 3 | Escenario 4 | Escenario 5 |
|------------------------------------|-------------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|
| Pago sin sistema fotovoltaico día | \$ 435.635,64 | \$435.635,64 | \$ 435.635,64 | \$435.635,64 | \$ 435.635,64 |
| Pago sin sistema fotovoltaico año | \$ 159.007.008,60 | \$159.007.008,60 | \$159.007.008,60 | \$159.007.008,60 | \$ 159.007.008,60 |
| Pago sistema fotovoltaico día | \$ 178.118,55 | \$34.518,52 | \$40.595,15 | \$50.078,97 | \$ 52.873,12 |
| Pago sistema fotovoltaico año | \$ 65.013.268,96 | \$12.599.259,22 | \$ 14.817.229,76 | \$18.278.825,33 | \$ 19.298.687,41 |
| Pago de excedente fotovoltaico día | \$ 389.964,57 | \$7.342,30 | \$21.904,15 | \$34.140,26 | \$ 45.979,33 |
| Pago de excedente fotovoltaico año | \$142.337.068,30 | \$2.679.939,12 | \$7.995.013,33 | \$12.461.193,13 | \$ 16.782.455,42 |
| Pago con sistema fotovoltaico día | \$112.282,39 | \$237.622,55 | \$219.507,44 | \$209.539,48 | \$ 202.843,21 |
| Pago con sistema fotovoltaico año | \$ 40.983.070,71 | \$ 86.732.231,07 | \$80.120.214,73 | \$76.481.909,15 | \$ 74.037.772,26 |
| Pago Total día | \$ 0 | \$264.798,77 | \$238.198,44 | \$225.478,20 | \$ 209.737,00 |
| Pago Total año | \$ 0 | \$96.651.551,16 | \$86.942.431,17 | \$82.299.541,35 | \$ 76.554.004,25 |
| ahorro | 100% | 61% | 55% | 52% | 48% |
| COE \$KWh fotovoltaico más red | \$ 0 | \$461,354 | \$415,009 | \$392,847 | \$ 365,421 |

Anexo 4.4

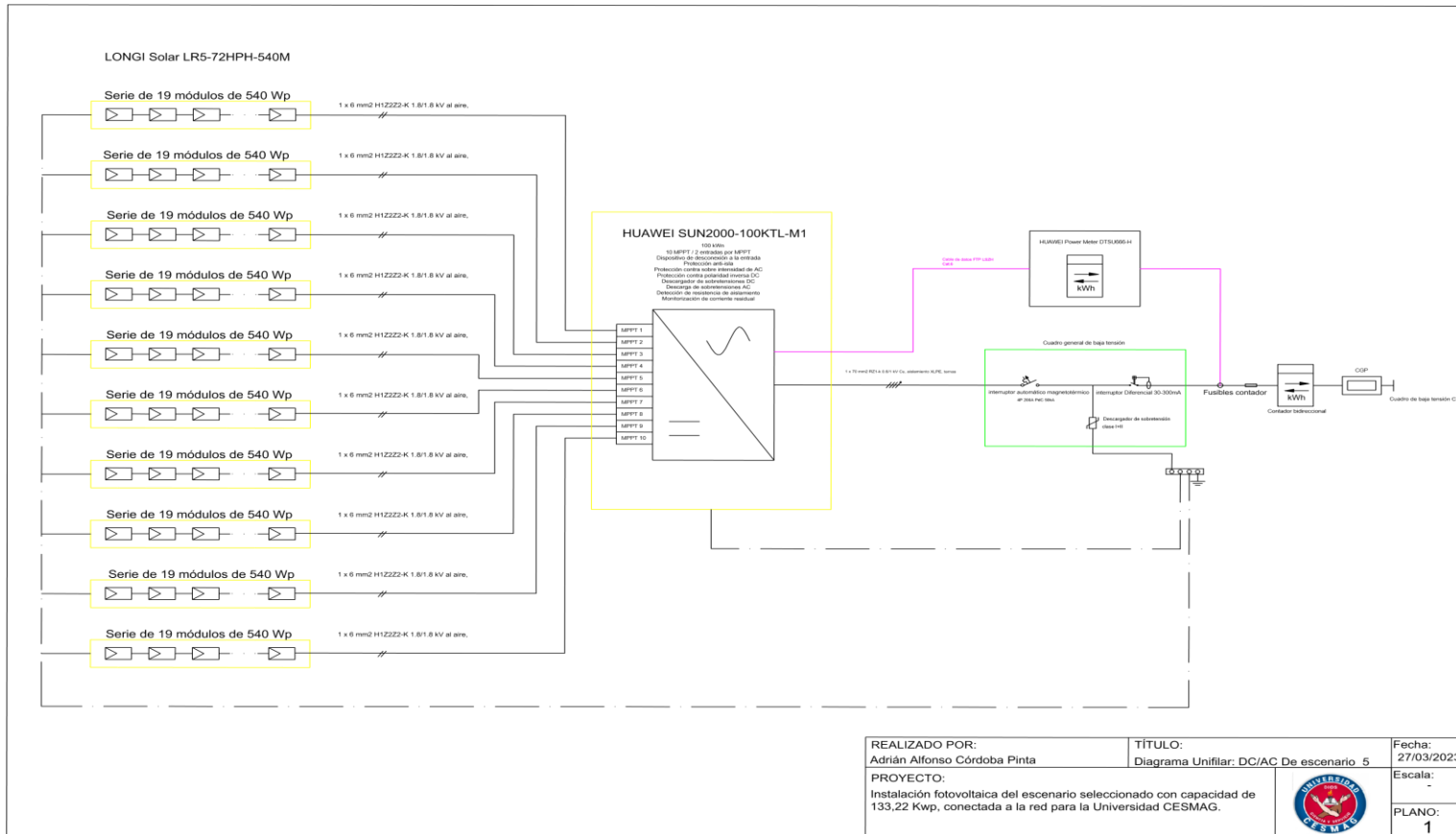
Tabla 52. Pagos del Consumo Total Intersemestral fin de semana

| | Escenario 1 | Escenario 2 | Escenario 3 | Escenario 4 | Escenario 5 |
|------------------------------------|-------------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|
| Pago sin sistema fotovoltaico día | \$418.800,26 | \$418.800,26 | \$418.800,26 | \$ 418.800,26 | \$ 418.800,26 |
| Pago sin sistema fotovoltaico año | \$ 152.862.095,27 | \$152.862.095,27 | \$152.862.095,27 | \$152.862.095,27 | \$ 152.862.095,27 |
| Pago sistema fotovoltaico día | \$178.118,55 | \$34.518,52 | \$40.595,15 | \$50.078,97 | \$ 52.873,12 |
| Pago sistema fotovoltaico año | \$65.013.268,96 | \$12.599.259,22 | \$14.817.229,76 | \$18.278.825,33 | \$ 19.298.687,41 |
| Pago de excedente fotovoltaico día | \$ 394.678,20 | \$9.489,26 | \$25.172,14 | \$37.795,44 | \$ 50.147,04 |
| Pago de excedente fotovoltaico año | \$ 144.057.543,89 | \$3.463.580,02 | \$9.187.830,77 | \$13.795.336,80 | \$ 18.303.670,37 |
| Pago con sistema fotovoltaico día | \$108.419,83 | \$226.696,03 | \$211.666,21 | \$202.763,88 | \$ 197.478,18 |
| Pago con sistema fotovoltaico año | \$39.573.239,60 | \$82.744.049,32 | \$77.258.166,15 | \$74.008.817,70 | \$ 72.079.537,22 |
| Pago Total día | \$0 | \$251.725,28 | \$ 227.089,22 | \$215.047,41 | \$ 200.204,26 |
| Pago Total año | \$0 | \$91.879.728,53 | \$82.887.565,14 | \$78.492.306,24 | \$ 73.074.554,27 |
| ahorro | 100% | 60% | 54% | 51% | 48% |
| COE \$KWh fotovoltaico más red | \$0 | \$456,207 | \$411,558 | \$389,735 | \$ 362,834 |

Anexo 5

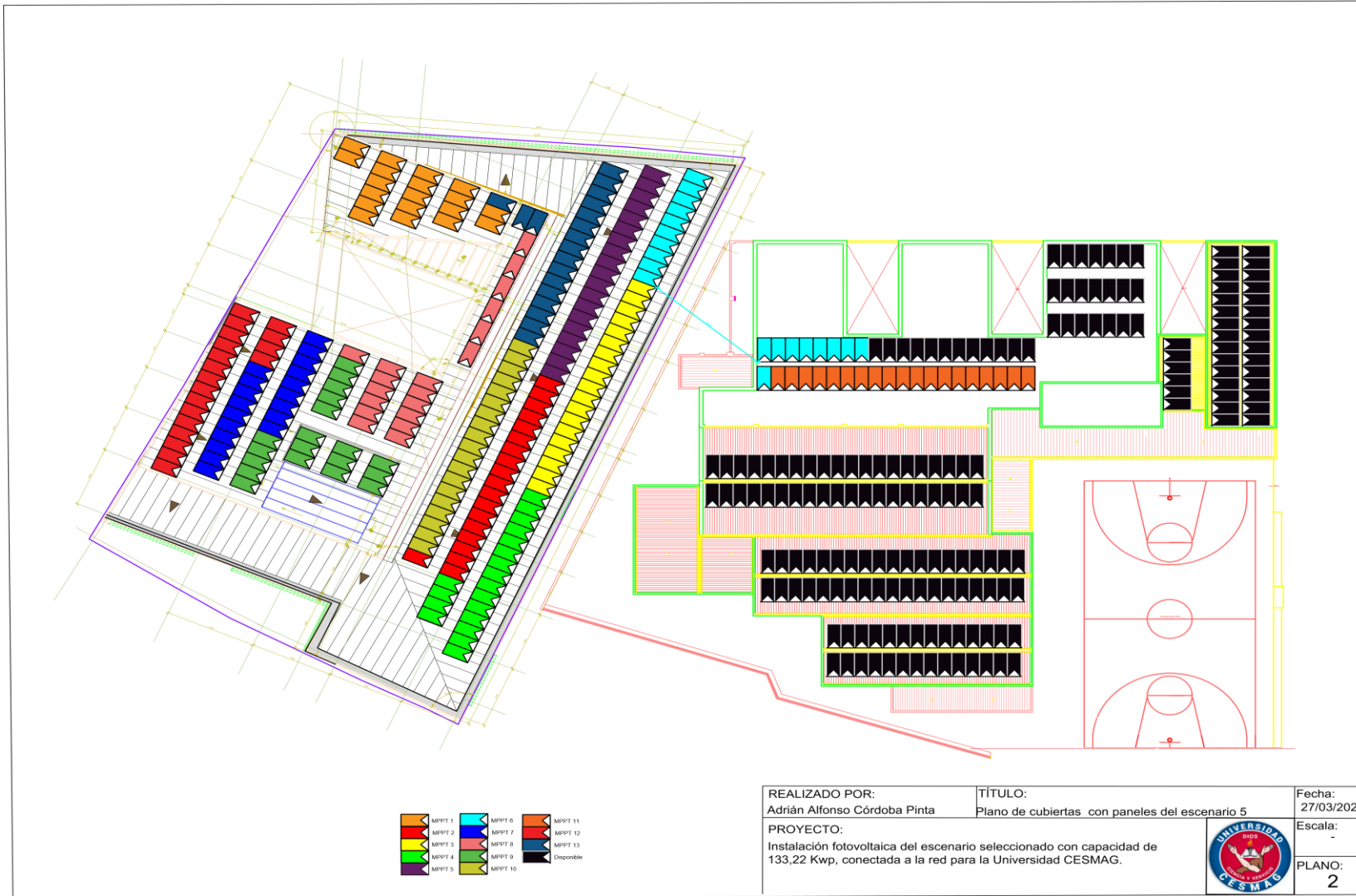
Donde se determina el diagrama unifilar del sistema fotovoltaico con sus respectivos arreglos del escenario seleccionado, de igual manera se muestra la distribución de los paneles con sus respectivos MPPT.


Anexo 5.1



| | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|
| REALIZADO POR: Adrián Alfonso Córdoba Pinta | TÍTULO: Diagrama Unifilar: DC/AC De escenario 5 | Fecha: 27/03/2023 |
| PROYECTO: Instalación fotovoltaica del escenario seleccionado con capacidad de 133,22 Kw, conectada a la red para la Universidad CESMAG. |  | Escala: - |
| | | PLANO: 1 |

Anexo 5.2

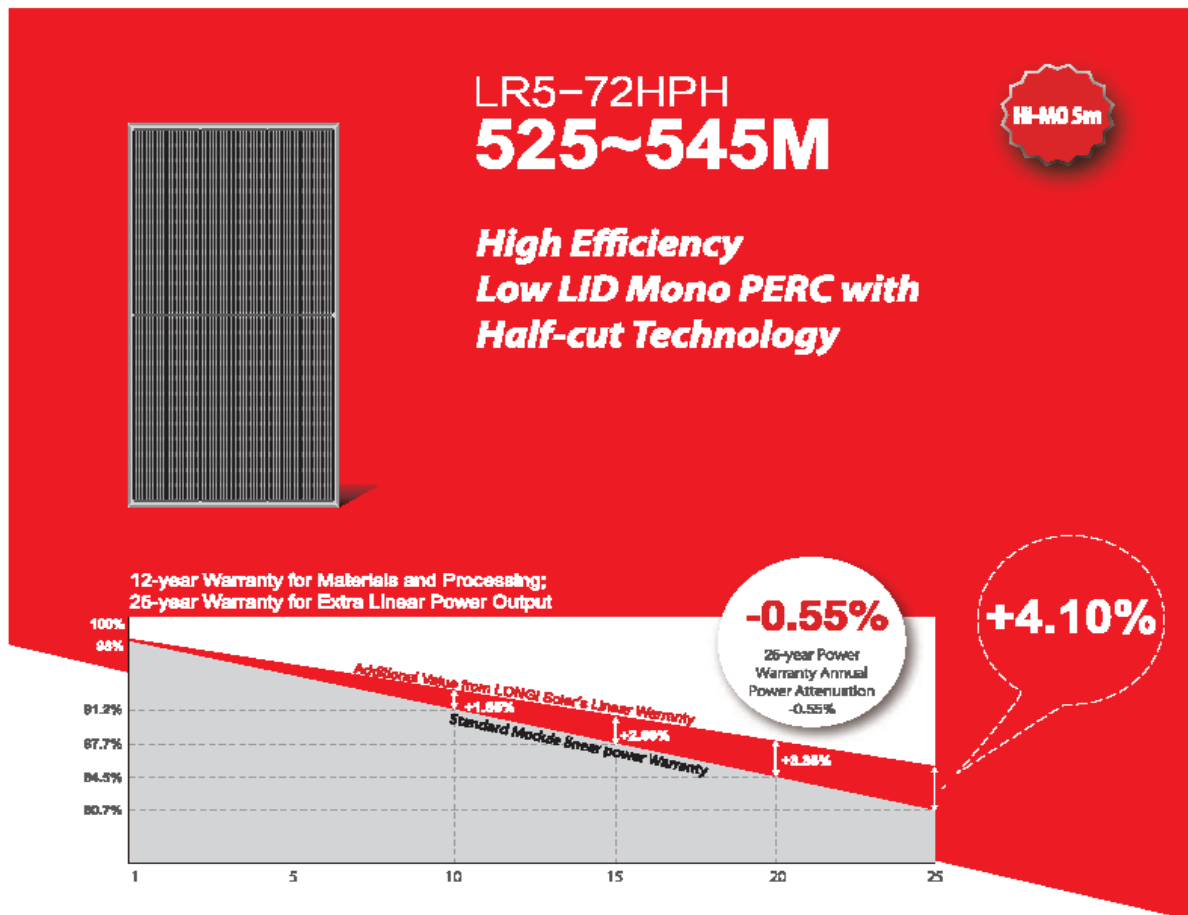


| | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|----------------------|
| REALIZADO POR: Adrián Alfonso Córdoba Pinta | TÍTULO: Plano de cubiertas con paneles del escenario 5 | Fecha: 27/03/2023 |
| PROYECTO: Instalación fotovoltaica del escenario seleccionado con capacidad de 133,22 Kwp, conectada a la red para la Universidad CESMAG. | | Escala: - |
|  | | PLANO: 2 |

Anexo 6

Dentro del anexo 6 se pueden visualizar las fichas técnicas de los componentes utilizados dentro del diseño fotovoltaico, donde se tiene el modelo, marca, parámetros entre otras características de los componentes que se utilizaron entre estos: paneles 6.1, inversor 6.2, medidor bidireccional 6.3, cables 6.4 y estructura 6.5.

Anexo 6.1

**Complete System and Product Certifications**

IEC 61215, IEC 61790, UL 61790

ISO 9001:2008: ISO Quality Management System

ISO 14001:2004: ISO Environment Management System

TSG2941: Guideline for module design qualification and type approval

OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety



* Specifications subject to technical changes and tests.
LONGi Solar reserves the right of interpretation.

Positive power tolerance (0 ~ +5W) guaranteed**High module conversion efficiency (up to 21.3%)****Slower power degradation enabled by Low LID Mono PERC technology: first year <2%, 0.55% year 2-25****Solid PID resistance ensured by solar cell process optimization and careful module BOM selection****Reduced resistive loss with lower operating current****Higher energy yield with lower operating temperature****Reduced hot spot risk with optimized electrical design and lower operating current**

LONGi

Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
Tel: +86-21-80152806 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a constituting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

20200708-Draft V03

Anexo 6.2

SUN2000-100KTL-M1 Smart String Inverter




10
MPP Trackers


98.8% (@480V)
Max. Efficiency


String-level
Management

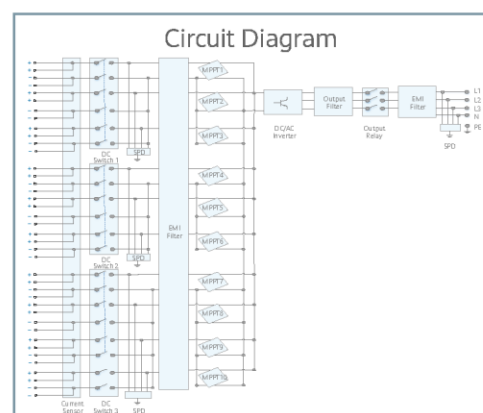
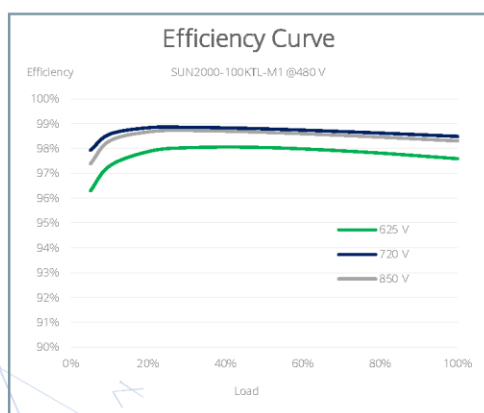

Smart I-V Curve
Diagnosis Supported


MBUS
Supported


Fuse Free
Design


Surge Arresters for
DC & AC

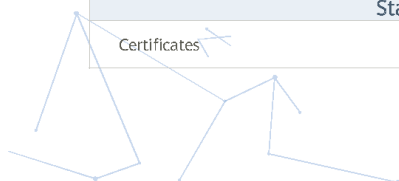

IP66
Protection



SUN2000-100KTL-M1

Technical Specifications

| Efficiency | |
|---------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
| Max. Efficiency | 98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V |
| European Efficiency | 98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V |
| Input | |
| Max. Input Voltage | 1,100 V |
| Max. Current per MPPT | 26 A |
| Max. Short Circuit Current per MPPT | 40 A |
| Start Voltage | 200 V |
| MPPT Operating Voltage Range | 200 V ~ 1,000 V |
| Nominal Input Voltage | 720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac |
| Number of Inputs | 20 |
| Number of MPP Trackers | 10 |
| Output | |
| Nominal AC Active Power | 100,000 W |
| Max. AC Apparent Power | 110,000 VA |
| Max. AC Active Power (cosφ=1) | 110,000 W |
| Nominal Output Voltage | 480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE |
| Rated AC Grid Frequency | 50 Hz / 60 Hz |
| Nominal Output Current | 120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V |
| Max. Output Current | 133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V |
| Adjustable Power Factor Range | 0.8 LG ... 0.8 LD |
| Max. Total Harmonic Distortion | < 3% |
| Protection | |
| Input-side Disconnection Device | Yes |
| Anti-islanding Protection | Yes |
| AC Overcurrent Protection | Yes |
| DC Reverse-polarity Protection | Yes |
| PV-array String Fault Monitoring | Yes |
| DC Surge Arrester | Type II |
| AC Surge Arrester | Type II |
| DC Insulation Resistance Detection | Yes |
| Residual Current Monitoring Unit | Yes |
| Communication | |
| Display | LED Indicators, WLAN + APP |
| USB | Yes |
| MBUS | Yes (isolation transformer required) |
| RS485 | Yes |
| General | |
| Dimensions (W x H x D) | 1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch) |
| Weight (with mounting plate) | 90 kg (198.4 lb.) |
| Operating Temperature Range | -25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F) |
| Cooling Method | Smart Air Cooling |
| Max. Operating Altitude without Derating | 4,000 m (13,123 ft.) |
| Relative Humidity | 0 ~ 100% |
| DC Connector | Staubli MC4 |
| AC Connector | Waterproof Connector + OT/DT Terminal |
| Protection Degree | IP66 |
| Topology | Transformerless |
| Standard Compliance (more available upon request) | |
| Certificates | EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683 |



Anexo 6.3

ISKRAEMECO **BÁSICO MT -174**
Medidor Polifásico Multitarifa



Energías Activa, Reactiva y Aparente


Caja DIN




Múltiples tipos de conexión

Conexión directa o a transformadores de corriente

Clase de Protección

Perfil de carga

Puerto óptico

Reloj calendario RTC

Bitácora de eventos

Interfaz RS485

Registros para múltiples tarifas


Clase de Exactitud

Detección de campo magnético

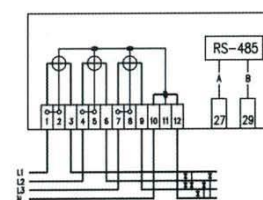
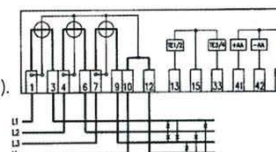
Apto para la medición fotovoltaica

Demanda máxima

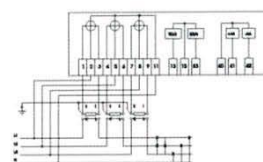
Medición en 4 cuadrantes

Con un diseño futurista, el medidor polifásico MT174 está preparado para adaptarse a los diversos requerimientos de los clientes. La elevada calidad en el proceso de fabricación permiten al medidor ofrecer un desempeño esperado en entornos residenciales y pequeña industria. El medidor cuenta con una amplia variedad de funcionalidades:

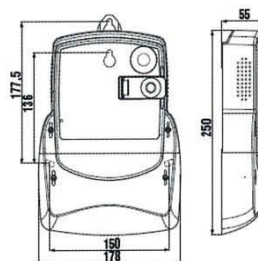
- Extensas características antifraude.
- Amigable diseño fotovoltaico.
- Interfaz de comunicación RS (RS 485).
- Hasta cuatro esquemas tarifarios.
- Perfil de carga extendido.
- Planes tarifarios (TOU) - tarificación interna.

Diagrama de conexiones

a. Diagrama de conexión directa MT174



b. Diagrama de conexión a través de TC

Dimensiones del medidor (mm)



MT174 Medidor polifásico multifuncional

| Repaso del tipo | | MT174-D2 DIN | MT174-T1 DIN | |
|-------------------------|------------------------|-----------------|-----------------|--|
| Red | Baja tensión | • | • | |
| | Tipo de conexión | 1F-2H | • | |
| | | 2F-3H | • | |
| 3F-4H | | • | • | |
| Comunicación | RS 485 | • | • | |
| | Interfaz óptico | • | • | |
| Opciones entrada-salida | Salida S0 | • | • | |
| | Salida OPTOMOS | • | • | |
| | Entrada tarifa (1 o 2) | • | • | |

| Especificaciones técnicas | | MT174-D2 DIN | MT174-T1 DIN |
|---------------------------------|--------------------------|---------------------------------------|-----------------|
| Tensión nominal | Un | 3x120/208 V | |
| Rango de tensión | | 0,8 - 1,15 Un | |
| Corriente | Corriente base In | 5 A | 1 A |
| | Corriente máxima Imax | 120 A | 6 A |
| Clase de Exactitud | Energía activa | Clase 1 (IEC 62053-21 NTC 4052) | |
| | Energía reactiva | Clase 2 (IEC 62053-23 NTC 4569) | |
| | Energía aparente | Clase 2 | |
| Reloj tiempo real | Precisión | Mejor que ± 3 min/año a 23°C | |
| | Alimentación de respaldo | Pila Li: 5 años operac. hasta 20 años | |
| Rango temp. IEC 62052-11 | Operación | -40°C...+60°C, extend. -40°C...+70°C | |
| | Almacenamiento | -40°C...+80°C | |
| Protección ingreso polvo y agua | | IP54 | |
| Consumo | | 0.6 W / 10 VA (sin RS485) | |
| | | 0.8 W / 10 VA (con RS 485) | |
| Pantalla de cristal líquido | | | |

Funcionalidades básicas:

Características de medición

- Medición de "energía" en dos direcciones.
- Energías y demandas Activa, Reactiva y Aparente en redes 3F-4H y 2F-3H.
- Mediciones por fase y trifásicas.
- Cantidades de medición: Tensiones por fase, corrientes por fase, factores de potencia por fase, frecuencia.
- Medición de "energía" en dos direcciones.
- Medición de potencias instantáneas.

Funcionalidades tarifarias:

- Planes tarifarios (TOU) para la medición de energía activa y demanda máxima (hasta 4 tarifas, 10 estaciones, 10 programas semanales, 10 definiciones diarias, 10 conmutaciones dentro de programas tarifarios diarios, 46 festivos).

Perfiles de carga:

- 2 Registros de perfil de carga hasta 8 canales.
- Posibilidad de configurar el período del registro en 5, 10, 15, 30, 60 minutos y 24h.

Comunicación:

- Conformidad con IEC 1107.
- Dos interfaces de comunicación:
 - Puerto óptico.
 - RS 485.

Reloj de tiempo real (RTC):

- Conformidad con la norma IEC 62054-21.
- RTC con calendario basado en cristal de cuarzo de 32 kHz.
- Precisión del RTC: mejor que ± 3 minutos / año, reserva de operación: 5 años, expectativa del tiempo de vida de la pila de Litio: 20 años.
- Contador del tiempo transcurrido de la operación del RTCV.
- Pila de Litio habilita los datos en pantalla LCD cuando el medidor se encuentra en el estado de no-energizado.

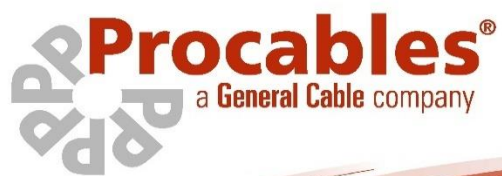
Funcionalidades tarifarias:

- Pantalla LCD.
- Detección de la apertura de la tapa cubrebornes.
- Detector de campo magnético externo.
- Medición fotovoltaica.
- Canales de comunicación con seguridad.
- Indicación de batería baja.
- Entradas / Salidas.

Distribuidor:



Anexo 6.4



Cables especializados
para energías renovables
en aplicaciones de
energía solar y eólica

exZhellentSOLAR



www.procables.com.co

 **General Cable**

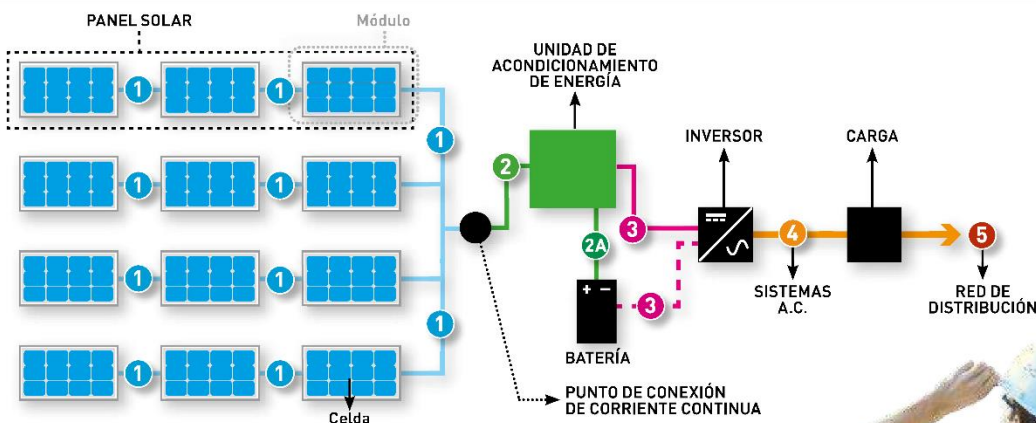
exZhellentSOLAR

Los sistemas de generación de energía eléctrica con tecnología solar fotovoltaica tienen condiciones muy especiales debido a que están expuestos a la rigurosidad del medio ambiente, los cambios de temperatura, la radiación solar directa, la humedad, los roedores y la abrasión, entre otros.

Como respuesta a esta necesidad, General Cable ha desarrollado los cables **ExZhellent Solar**, los cuales son fabricados para soportar las difíciles condiciones de operación de los sistemas fotovoltaicos.



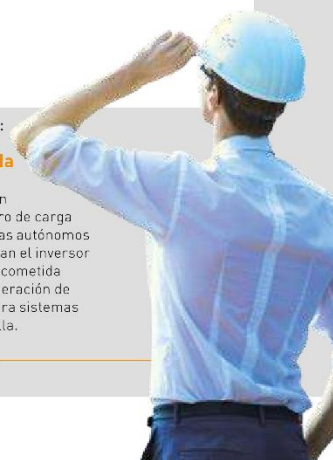
Cables para un sistema solar fotovoltaico



La NTC 2050 especifica los circuitos que componen un sistema fotovoltaico de la siguiente manera:

- 1 Circuito de fuente fotovoltaica**
Se compone de módulos, los cuales son integrados por celdas y conductores. Los cables conectan los módulos entre sí para componer un panel solar, o conectan los módulos y el punto o puntos de conexión del sistema de corriente continua.
- 2 Circuito de salida fotovoltaica**
Cables que conectan el circuito o circuitos de fuente fotovoltaica y la unidad de acondicionamiento de energía o conecta el equipo de utilización de corriente continua.
- 3 Circuito de entrada del inversor**
Cables que conectan el inversor y la batería en los sistemas autónomos o cables entre el inversor y los circuitos de salida fotovoltaicos, para sistemas conectados en malla.
- 4 Circuito de salida del inversor**
Cables que conectan el inversor y el centro de carga de AC en los sistemas autónomos o cables que conectan el inversor hasta el equipo de acometida u otra fuente de generación de energía eléctrica para sistemas conectados a la malla.

Nota: adaptación de la norma NTC 2050.



Cables indicados para cada circuito:

ExZhellent SOLAR – ZZ-F (PV1-F) 1 2

Conductor monopolar de cobre flexible estañado clase 5; calibres desde 1,5 mm² hasta 35 mm² (mayores a 35 mm² hasta 300 mm² se fabrican bajo pedido). Aislamiento y cubierta en elastómero termoestable libre de halógenos. Tensión nominal 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC. Ideal para el circuito de fuente fotovoltaica y para el circuito de salida fotovoltaica.

Este conductor tiene las siguientes características:



Este cable cumple con estas normas:

- TÜV 2 Pfg 1169/08.2007
- IEC 60216
- IEC 60811
- UL1581
- IEC60811-1-4
- EN 50305
- IEC 61304-2
- IEC 60754
- IEC EN 61034-2
- IEC 60332-3

RHHW-2 4 5

Este cable es ideal para ser instalado en circuitos de distribución en el área de alimentación de la carga, se usa en ductos subterráneos, directamente enterrado y adecuado para lugares de alta concentración de humedad. Conductor en aluminio clase SIW, que cumple con los requerimientos incluso para instalación interna según ASTM B801. Aislamiento tipo RHHW-2, elaborado con XLPE altamente resistente al calor y al agua, bajo temperatura de operación de 90 °C en ambientes secos, húmedos y mojados. Es utilizado como acometida subterránea.

Este conductor tiene las siguientes características:



Este cable cumple con estas normas:

- RHHW-2:
- UL 44
 - NTC 3277

USE/USE-2:

- UL 854

Dependiendo de la capacidad de corriente, se puede utilizar el cable Termoflex MP o Soldador Carolprene®

Termoflex MP (Multipropósito) 2A 3

Calibres desde 18 AWG hasta 2 AWG. Cable de cobre flexible de conductividad mínima de 100% IACS, de pureza química mínima de 99,9%. Aislamiento en Cloruro de Polivinilo (PVC) con revestimiento en Poliamida (Inaiton) para temperatura de operación de 90 °C y para una tensión de 600 V. Ensamble de dos, tres o cuatro individuales protegidos con chaqueta exterior en Cloruro de Polivinilo (PVC) flexible, de alta resistencia a la abrasión y retardante a la llama.

Normas: UL 1277, UL 83 / UL 1063, UL 758, NTC 5521, NTC 5916, NTC 1332.

Cable tipo soldador Carolprene® 2A 3

Calibres desde 2 AWG a 4/0 AWG. Conductor de cobre extraflexible clase K y aislamiento en caucho sintético termoestable.

Normas: NTC 6078, ASTM B-172, BS 638.

Carolprene®

THHN/THWN-2 CT 4

Conductor de cobre blando, sólido, cableado concéntricamente o unidireccional combinado UDC, aislado con PVC para 90 °C, con chaqueta de nailon.

Normas: NTC 1332, UL 83.

XHHW-2 4

Conductor de cobre blando, aislado con XLPE-FR-SR.

Normas: NTC 3277, UL 44.

ExZhellent BW 4

Cable monopolar o multipolar, conformado por alambres de cobre suave o aluminio cableados concéntricamente, aislado con polímero termoplástico libre de halógenos (HFFR-LS).

Normas: NTC 6182 (Cables con muy bajo contenido de halógenos). RETIE, Res. 90795 del 25 de julio de 2014.

Media tensión 5

Conductor compactado o comprimido de cobre blando o aluminio, pantalla semiconductora del conductor, aislamiento de XLPE-TR (retardante a las arborescencias), pantalla semiconductora del aislamiento aplicados en triple extrusión y vulcanizado en seco. Pantalla de cinta de cobre y chaqueta de PVC-SR.

Normas: NTC 2186-2, ANSI/ICEA S93-639, NEMA WC74.

THW AL 4

Conductor de aleación de aluminio serie 8000 aislamiento en PVC.

Normas: NTC 1332, UL 83, ASTM B-800, ASTM B-801.

Cables de aluminio 5

Conductores aéreos, ACSR, ASC, AAAC, ACAR, con o sin Tecnología E3X.

TECNOLOGÍA E3X



Una Compañía Conectando al Mundo



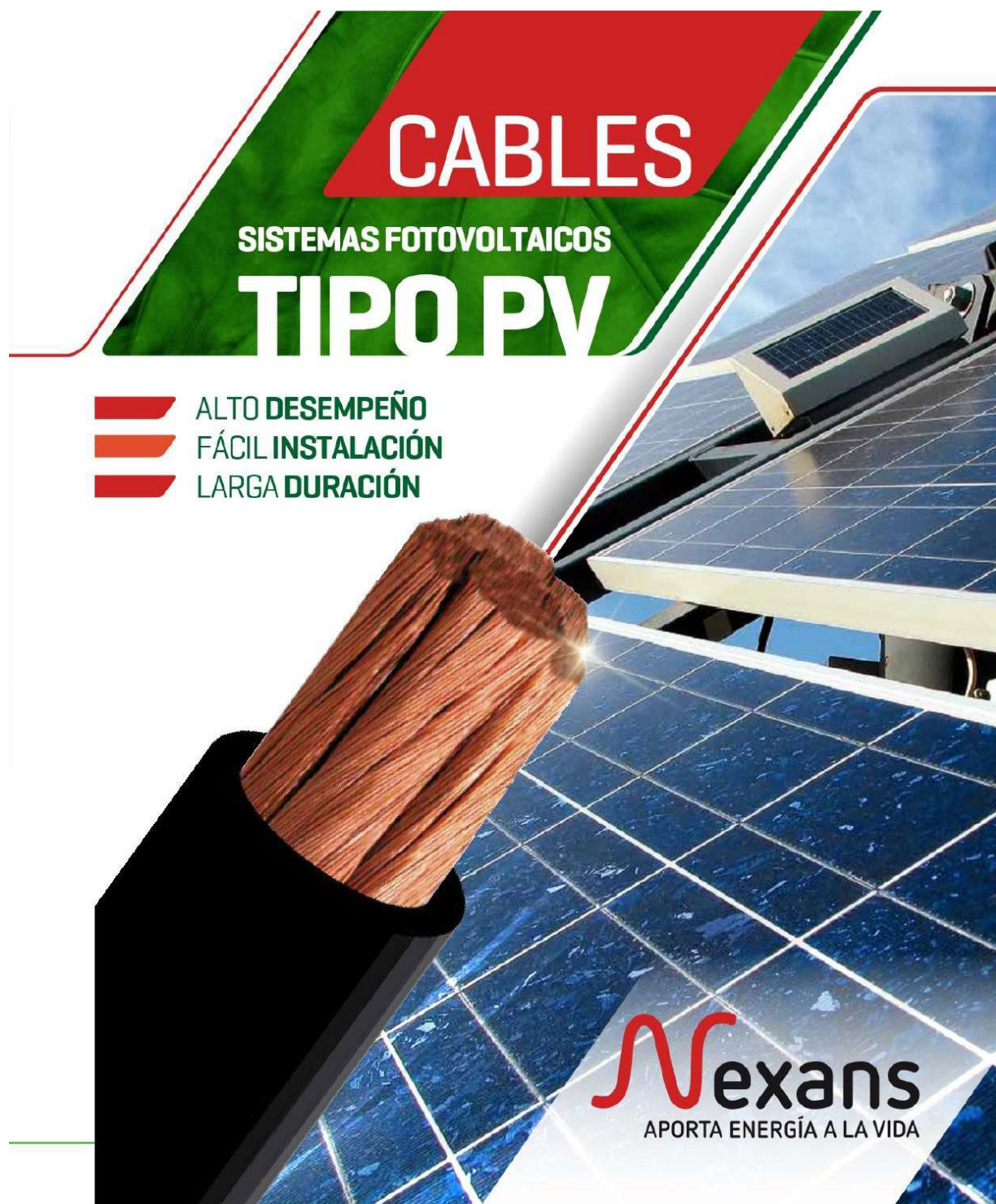
General Cable ha sido una compañía innovadora líder en la industria por 170 años. Hoy en día es uno de los mayores fabricantes de cables en el mundo. Trabajamos en conjunto como Una Compañía para brindar herramientas y productos tecnológicos para la construcción, el mantenimiento y el desarrollo de infraestructuras de transmisión de energía e información que conectan nuestro mundo.

A medida que trabajamos para satisfacer las necesidades de nuestros clientes, continuamos invirtiendo en investigación y desarrollo para proporcionar soluciones que marcarán una diferencia en el futuro.

Procables S.A.S. C.I.
Calle 20 N° 68B-71
Bogotá, D.C. - Colombia
PBX: +{571} 404 2666
mercadeo@generalcable.com.co
www.procables.com.co



Escanee con su tableta
o celular Inteligente
este código y visite
nuestra página web



CABLES
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
TIPO PV

- ALTO DESEMPEÑO
- FÁCIL INSTALACIÓN
- LARGA DURACIÓN

Nexans
APORTA ENERGÍA A LA VIDA

ENERGYFLEX: CABLE FOTOVOLTAICO



APLICACIONES

Interconexión de paneles y conexión línea principal de corriente continua.

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Cobre Estañado, cableado concéntrico clase 5

AISLAMIENTO

Poliiolefina

Chaqueta

Poliiolefina

NORMAS APLICABLES

TÜV 2Pfg1169/08.2007
EN 50618

TEMPERATURA DE OPERACIÓN

90°C / 120°C

Tensión de Operación

600V/1kV



Resistencia a los rayos UV



Resistencia a la intemperie



Retardante de fuego



Libre de Halógeno



| FORMACIÓN (Calibre x N. Cond. mm ²) | Resistencia Eléctrica DC Máx. a 20°C (ohm/km) | Diámetro Total Aprox. (mm) | |
|-------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|-------------------------------|------|
| | | Min | Max |
| 1 x 1.5 | 13.7 | 4.4 | 4.9 |
| 1 x 2.5 | 8.21 | 4.7 | 5.3 |
| 1 x 4 | 5.09 | 5.3 | 5.9 |
| 1 x 6 | 3.39 | 5.7 | 6.4 |
| 1 x 10 | 1.95 | 6.8 | 7.8 |
| 1 x 16 | 1.24 | 8.1 | 9.1 |
| 1 x 25 | 0.795 | 10.6 | 11.1 |
| 1 x 35 | 0.565 | 12 | 12.4 |

CONOZCA LOS CABLES FOTOVOLTAICOS

0.6/1/2 KV COBRE O ALUMINIO

Nexans comprometida con la protección del Medio Ambiente y la prevención de la contaminación ha decidido ofrecer una gama de productos dedicada al mercado de las instalaciones Fotovoltaicas.

Esta solución permite a los instaladores y promotores de proyectos FV, conectar más fácilmente los ramales de módulo a la caja matriz y al inversor. Estos cables cumplen

con todos los tipos de certificaciones requeridas por los mercados nacionales y regionales (TÜV, UL).

Nuestra familia de cable fotovoltaico diseñada y fabricada de manera innovadora, ofrece un cable resistente y fiable que cumple con su especificación y dura más tiempo en los entornos operativos más duros.

Nexans abastece de cables al mayor proyecto solar fotovoltaico de Italia de 43 MW ubicada en la región de Puglia, Italia. (2010)



Planta solar más grande de Europa situado cerca de Burdeos se conectara con cables fotovoltaicos de Nexans, y generará más de 350 GWh al año, con una capacidad máxima de 300 MW.

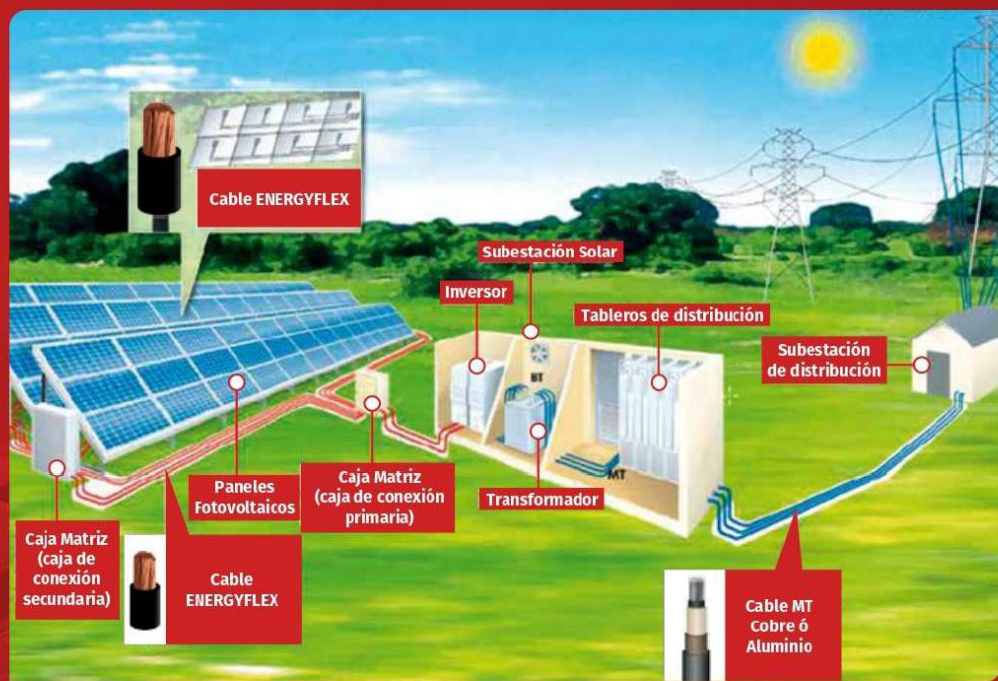


Nexans realizo el suministro de 700 km de los cables fotovoltaica (PV) para dos parques solares, El Litoral (18MW) y El Naranjal (50MW) en Uruguay.



Nexans es la empresa líder en la fabricación de cables fotovoltaicos. No importa el tipo de entorno en el que operen, tenemos una solución de productividad de cable para usted.

SOLUCIÓN COMPLETA



CABLES PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Utilice cables con certificación TÜV para un cableado seguro de su instalación fotovoltaica. Tienen una vida útil de 30 años a 90°C, pudiendo soportar hasta 120°C.

ENERGYFLEX:

CABLE FOTOVOLTAICO

APLICACIONES

Interconexión de paneles y conexión línea principal de corriente continua.

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Cobre suave, cableado flexible.

AISLAMIENTO

Polietileno reticulado XLPE libre de Halógenos. Retardante a la llama, resistente a los rayos UV. Apto para lugares secos y mojados.

NORMAS APLICABLES

UL 4703

CERTIFICADO

RETIE

TEMPERATURA DE OPERACIÓN

90°C

TENSIÓN DE OPERACIÓN

600V ó 1kV/2kV

OPCIONAL

Conductor en Cobre estañado



Resistencia a los rayos UV



Resistencia a la intemperie



Retardante de fuego



Libre de Halógeno

| Calibre (AWG) | Díámetro Conductor (mm) | Área Cond. (mm ²) | Espesor Aislamiento (mm) | Díámetro Total Aprox. (mm) | Peso Total Aprox. (kg/km) | Resistencia Eléctrica DC Máx. a 20°C (ohm/km) |
|---------------|-------------------------|-------------------------------|--------------------------|----------------------------|---------------------------|-----------------------------------------------|
| 14 | 1,77 | 2,08 | 1,52 | 5,01 | 45 | 8,629 |
| 12 | 2,22 | 3,31 | 1,52 | 5,46 | 59 | 5,457 |
| 10 | 2,79 | 5,26 | 1,52 | 6,04 | 81 | 3,417 |
| 8 | 3,52 | 8,37 | 1,90 | 7,52 | 127 | 2,142 |
| 6 | 4,43 | 13,3 | 1,90 | 8,44 | 180 | 1,346 |
| 4 | 5,61 | 21,2 | 1,90 | 9,61 | 262 | 0,846 |
| 2 | 7,08 | 33,6 | 1,90 | 11,09 | 390 | 0,532 |
| 1/0 | 8,76 | 53,5 | 2,41 | 13,78 | 537 | 0,335 |
| 2/0 | 9,81 | 67,4 | 2,41 | 14,84 | 653 | 0,266 |
| 4/0 | 12,37 | 107,2 | 2,41 | 17,40 | 983 | 0,167 |
| 250 | 14,04 | 126,7 | 2,79 | 19,83 | 1399 | 0,142 |
| 300 | 15,35 | 152 | 2,79 | 21,13 | 1644 | 0,118 |
| 350 | 16,57 | 177,4 | 2,79 | 22,35 | 1892 | 0,101 |
| 400 | 17,62 | 202,7 | 2,79 | 23,41 | 2120 | 0,088 |
| 500 | 19,82 | 253,4 | 2,79 | 25,60 | 2637 | 0,071 |
| 600 | 22,00 | 304 | 3,18 | 28,56 | 3253 | 0,059 |
| 750 | 24,59 | 380 | 3,18 | 31,15 | 4009 | 0,047 |
| 1000 | 28,38 | 506,7 | 3,18 | 34,94 | 5216 | 0,035 |

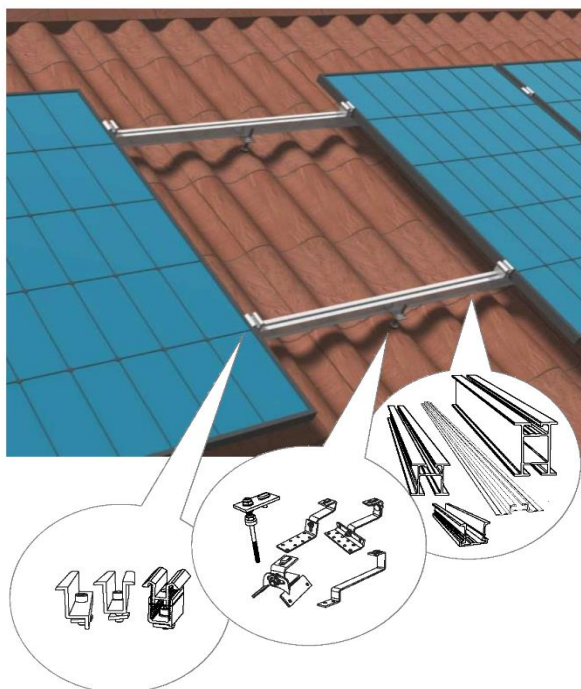


Anexo 6.5

SOLARSTEM

SISTEMAS PARA CUBIERTAS INCLINADAS

OR·ROW

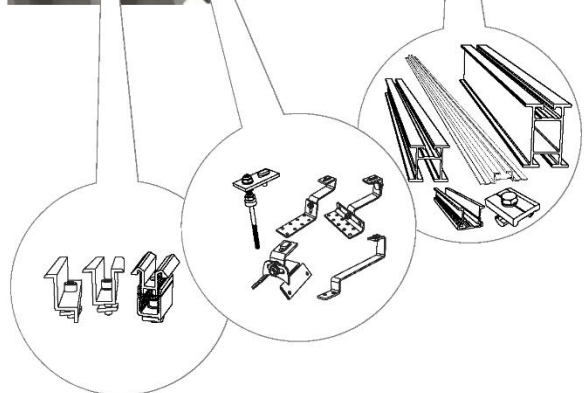
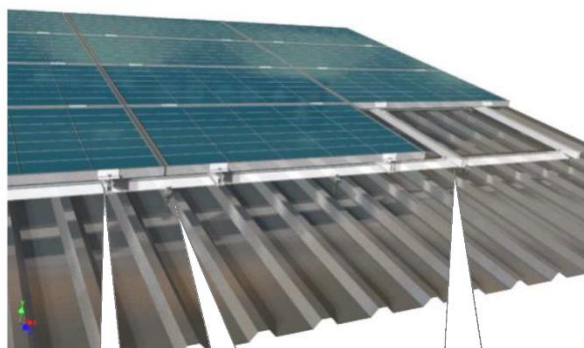


- Sistema coplanar con dos perfiles portantes por cada fila de módulos.
- El sistema es indicado cuando los perfiles pueden fijarse libremente en cualquier punto de la cubierta.
- En algunos casos se puede compartir los perfiles portantes entre filas de módulos.
- Sujeción con fijaciones a correas, ganchos salva-teja o directamente a cubierta con perfiles Direct.
- Posibilidad de configurar la estructura con la aplicación de autoconfiguración.



SISTEMAS PARA CUBIERTAS INCLINADAS

ORIGRID

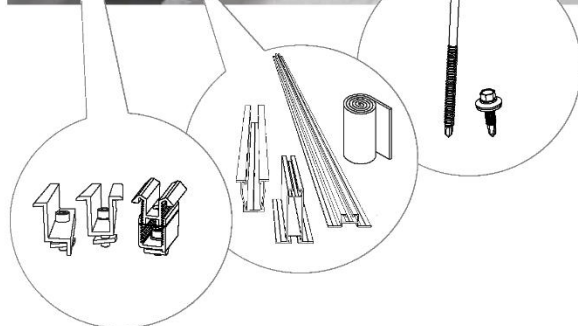
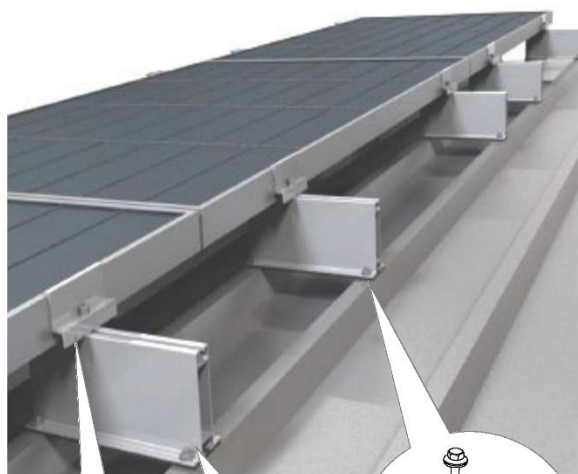


- Sistema coplanar con subestructura perpendicular.
- El sistema es indicado cuando los perfiles portantes no pueden fijarse libremente en cualquier punto de la cubierta.
- En algunos casos se puede compartir los perfiles portantes entre filas de módulos.
- Sujeción con fijaciones a correas, ganchos salva-teja o directamente a cubierta con perfiles Direct.
- Con este sistema se pueden reducir en algunos casos el número de fijaciones.



SOLARSTEM

ORIMINI






- Sistema coplanar para cubiertas inclinadas de chapa trapezoidal. Los perfiles se sitúan únicamente en los puntos de embridaje de los módulos.
- Esta indicado cuando los perfiles pueden fijarse libremente en cualquier punto de la cubierta.
- Sistema muy económico y rápido de instalar.
- Posibilidad de montar perfil Direct MX cuando se requiere una ventilación extra en la parte inferior de los módulos.



Anexo 7

Dentro del anexo 7 se pueden visualizar las facturas que paga la Universidad actualmente a CEDENAR, siendo dos facturas ya que la factura del edificio Holanda Italia desde el año 2021 se la paga junto con el San francisco.

Anexo 7.1

| | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------|----------------------------------|--------------------------------|-----------------------|--------|-------------------------|--------|----------------------|-------|-----|-------|---------------|
|  CEDENAR Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P. Operador de Red: CEDENAR S.A. E.S.P. NIT: 891.200.200-8 | |  www.cedenar.com.co / Calle 20 No. 36 -12 Pasto / Tel: (2) 7336900 | | | | | | | | | | | | |
| MES FACTURADO | | VALOR A PAGAR | | | | | | | | | | | | |
| DICIEMBRE/2021 | | \$4.510,00 | | | | | | | | | | | | |
| REF. DE PAGO No. 84971426 | | FACTURA No. 36054340 | | | | | | | | | | | | |
| NIVEL | CARGA | CICLO - RUTA | TIPO DE USO | PAGO OPORTUNO | FECHA DE SUSPENSIÓN | CÓDIGO INTERNO | | | | | | | | |
| 39 | 71-3987-1260 | | NO RESIDENCI-ESPECIAL E | 28 ENE 2022 | 29 ENE 2022 | 571148 | | | | | | | | |
| NOMBRE: INSTITUCION UNIVERSITARIA CESMAG | | | | DIR ENTREGA: | | | | | | | | | | |
| DIR.PREDIO: CALLE 16 CARRERA 19- 66 DIV 2 - AIRE LIBRE | | | | MPIO: PASTO | | | | | | | | | | |
| CARGOS POR SERVICIO Y OTROS CONCEPTOS | | | | | | | | | | | | | | |
| CONCEPTO | | VALOR | | CONCEPTO | | VALOR | | | | | | | | |
| 199- AJUSTE MONETARIO | | \$3,00 | | | | | | | | | | | | |
| SALDO ANTERIOR: | | \$0,00 | | VALOR DE ENERGÍA A PAGAR: | | \$3,00 | | | | | | | | |
| SALDO PENDIENTE X COBRAR: | PERIODO FACTURADO | FECHA EXPEDICIÓN | FECHA ÚLTIMO PAGO | PUNTO DE PAGO | VALOR ÚLTIMO PAGO | | | | | | | | | |
| \$0,00 | 17 NOV 21 A 16 DIC 21 | 08 ENE 22 | 22 DIC 21 | BOTON PSE | \$30.740,00 | | | | | | | | | |
|  Representante Legal | | | | | | | | | | | | | | |
| INDICADORES DE CALIDAD | | NODO: 41TA020676 | GRUPO: 111 | DIUG: | FIUG: | VALOR: | | | | | | | | |
| SUBSIDIO Y FINANCIACIÓN | | | | MES | DIU | FIU | | | | | | | | |
| | | | | JUN/2021 | 16,5 | 28 | | | | | | | | |
| | | | | SEP/2021 | 11,8 | 23 | | | | | | | | |
| | | | | | 0,00 | 0 | | | | | | | | |
| | | | | | 0,00 | 0 | | | | | | | | |
| HISTÓRICO DE CONSUMOS | | | | | | | | | | | | | | |
| EL CONSUMO DE ESTE MES DISMINUYÓ EN -40 KWH RESPECTO AL MES ANTERIOR | | | | | | | | | | | | | | |
| | nov | 40 | | | | | | | | | | | | |
| | oct | 4120 | | | | | | | | | | | | |
| | sep | 7000 | | | | | | | | | | | | |
| | ago | 6200 | | | | | | | | | | | | |
| | jul | 5000 | | | | | | | | | | | | |
| | jun | 6480 | | | | | | | | | | | | |
| | promedio | 4640 | | | | | | | | | | | | |
| DATOS DEL CONSUMO | | | | | | | | | | | | | | |
| TIPO DE CONSUMO | MEDIDOR | FACTOR MULTIPLICADOR | LECTURA ANTERIOR | LECTURA ACTUAL | CONSUMO DEL PERIODO | CALCULADO POR | | | | | | | | |
| ENERGÍA ACTIVA (KWH) | ISK-045102285 | 40 | 32224 | | 0 | Dif. Lectura | | | | | | | | |
| OBSERVACIÓN DE LECTURA | | | | | | | | | | | | | | |
| 9-DOBLE MATRIZ | | | | | | | | | | | | | | |
| COMPONENTES COSTO DEL SERVICIO | | | | | | | | | | | | | | |
| CLV: | 663,62 | =G: | 230,02 | +T: | 37,31 | +D: | 204,90 | +Cy: | 127,72 | +PR: | 42,12 | +R: | 45,91 | Prop. Activos |
| IMPUESTO DE ALUMBRADO PÚBLICO FACTURADO POR EL MUNICIPIO | | | | | | | | | | | | | | |
| MUNICIPIO | ACUERDO MUNICIPAL | CLÁUSULA CCU | SALDO ANTERIOR | VALOR IMPUESTO MES | TOTAL ALUMBRADO PÚBLICO | | | | | | | | | |
| PASTO | 46 DIC-2017 | 11.5.4 | \$0,00 | \$4.507,00 | \$4.507,00 | | | | | | | | | |
| RECLAMOS POR ALUMBRADO PÚBLICO: DIR: CR 39 19-32 PALERMO TEL: 7310181 - MAIL: atencionalusuario@sepal.gov.co | | | | | | | | | | | | | | |
| MES FACTURADO | | CÓDIGO INTERNO | | FACTURA No. | | PAGO OPORTUNO | | REF. DE PAGO No. | | TOTAL A PAGAR | | | | |
| DICIEMBRE/2021 | | 571148 | | 36054340 | | 28 ENE 2022 | | 84971426 | | \$4.510,00 | | | | |

CUPÓN BANCO - PAGUE ÚNICAMENTE EN EFECTIVO



(415)7707246320024(8020)000008497142638(3900)000004510(96)20220128

Anexo 7.2



CEDENAR
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.
Operador de Red: CEDENAR S.A. E.S.P. Nit: 891.200.200-8



www.cedenar.com.co / Calle 20 No. 36 -12 Pasto / Tel: (2) 7336900

MES FACTURADO VALOR A PAGAR

FEBRERO/2023 \$18.084.360,00

REF. DE PAGO No.

94139501

FACTURA No.

44690356

Daños: Línea Directa 115 / Vigilada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
Somos Grandes Contribuyentes según Res DIAN 012220 del 26/12/2022, Autorretenedores a título del impuesto de Renta y Complementarios: Res. 005707 de 05/08/2019
y Decreto 1625/2018, Autorretenedores a título de Impuestos sobre la Renta Res DIAN 54770003, Autorretenedores a título del ICA-Pasto según Res. Mpio Pasto 7055/2018

TR-CO 16.00613

| NIVEL | CARGA | CICLO - RUTA | TIPO DE USO | PAGO OPORTUNO | FECHA DE SUSPENSIÓN | CÓDIGO INTERNO |
|-------|-------|--------------|-------------------------|---------------|---------------------|----------------|
| 2 | 2 | 71-3987-6240 | NO RESIDENCI-ESPECIAL E | 31 MAR 2023 | 01 ABR 2023 | 1101339 |

NOMBRE: EDIFICIO SICILIA IU CESMAG

DIR.ENTREGA:

DIR.PREDIO: CALLE 16 CARRERA 19 - 30 DIV 1 - AMERICAS

MPIO: PASTO

| CARGOS POR SERVICIO Y OTROS CONCEPTOS | | | | | |
|------------------------------------------------|-----------------------|----------------------------------|------------------------|---------------|-------------------|
| CONCEPTO | VALOR | CONCEPTO | VALOR | | |
| 100 - ENERGIA ACTIVA SENCILLA MO (\$672.9/KWH) | \$17.449.091,02 | | | | |
| 199 - AJUSTE MONETARIO | \$1,98 | | | | |
| SALDO ANTERIOR: | \$0,00 | VALOR DE ENERGÍA A PAGAR: | \$17.449.093,00 | | |
| SALDO PENDIENTE X COBRAR | PERIODO FACTURADO | FECHA EXPEDICIÓN | FECHA ÚLTIMO PAGO | PUNTO DE PAGO | VALOR ÚLTIMO PAGO |
| \$0,00 | 26 ENE 23 A 23 FEB 23 | 08 MAR 23 15:49 | 15 FEB 23 | BOTON PSE | \$12.565.710,00 |

[Firma]
Representante Legal

| INDICADORES DE CALIDAD | NODO: | GRUPO: | DIUG: | FIUG: | %t: | Dt: | CEC: | VALOR: |
|------------------------|--------|--------|-------|-------|------|-----|------|--------|
| | 41PA02 | 211 | 16,22 | 15 | 0,14 | | 0,00 | 0,00 |

| SUBSIDIO Y FINANCIACIÓN | | | | | | | | | |
|-------------------------|---------|-----|------|----|----------|---------|-----|------|----|
| MES | DIU | FIU | HC | VC | MES | DIU | FIU | HC | VC |
| AGO/2022 | 2.06361 | 2 | 0,00 | 0 | NOV/2022 | 2.35722 | 3 | 0,00 | 0 |
| SEP/2022 | 2.06361 | 2 | 0,00 | 0 | DIC/2022 | 2.47361 | 4 | 0,00 | 0 |
| OCT/2022 | 2.35722 | 3 | 0,00 | 0 | ENE/2023 | 2.47361 | 4 | 0,00 | 0 |

| HISTÓRICO DE CONSUMOS | |
|------------------------------------------------------------------------|---------|
| EL CONSUMO DE ESTE MES AUMENTO EN 7977.97 KWH RESPECTO AL MES ANTERIOR | |
| ene | 17953.2 |
| feb | 1 |
| dic | 22501.2 |
| nov | 7 |
| oct | 30647.5 |
| sep | 4 |
| ago | 30813.9 |
| jul | 7 |
| jun | 31217.3 |
| may | 4 |

| DATOS DEL CONSUMO | | | | | | |
|----------------------|--------------|----------------------|------------------|----------------|---------------------|------------------------|
| TIPO DE CONSUMO | MEDIDOR | FACTOR MULTIPLICADOR | LECTURA ANTERIOR | LECTURA ACTUAL | CONSUMO DEL PERIODO | OBSERVACIÓN DE LECTURA |
| ENERGIA ACTIVA (KWH) | ITR-50195217 | 110 | 16355.927 | 16589.665 | 25931.18 | Dif. Lecturas |
| ENERGIA REACTIVA | ITR-50195217 | 110 | 39.397 | 39.397 | 0 | Pen. E. Reactiva |

| COMPONENTES COSTO DEL SERVICIO | CLV: | =G: | +T: | +D: | +Cv: | +PR: | +R: | Prop. Activos |
|--------------------------------|--------|--------|-------|--------|--------|-------|-------|---------------|
| | 672,90 | 299,19 | 51,97 | 163,85 | 145,99 | 18,03 | 22,79 | 101% |

| IMPUESTO DE ALUMBRADO PÚBLICO FACTURADO POR EL MUNICIPIO | | | | | |
|----------------------------------------------------------|-------------------|--------------|----------------|--------------------|-------------------------|
| MUNICIPIO | ACUERDO MUNICIPAL | CLÁUSULA CCU | SALDO ANTERIOR | VALOR IMPUESTO MES | TOTAL ALUMBRADO PÚBLICO |
| PASTO | 46 DIC-2017 | 14.5.D. | \$0,00 | \$635.267,00 | \$635.267,00 |

RECLAMOS POR ALUMBRADO PÚBLICO: DIR: CR 33A 20-62 B/ LA RIVIERA TEL: 3154436025-7310206 -

| MES FACTURADO | CÓDIGO INTERNO | FACTURA No. | PAGO OPORTUNO | REF. DE PAGO No. | TOTAL A PAGAR |
|---------------|----------------|-------------|---------------|------------------|-----------------|
| FEBRERO/2023 | 1101339 | 44690356 | 31 MAR 2023 | 94139501 | \$18.084.360,00 |



CUPÓN BANCO - PAGUE ÚNICAMENTE EN EFECTIVO



(415)7707246320024(8020)000009413950130(3900)0018084360(96)20230331

Anexo 7.3



www.cedenaar.com.co / Calle 20 No. 36 -12 Pasto / Tel: (2) 7336900

MES FACTURADO VALOR A PAGAR**FEBRERO/2023 \$5.991.580,00**

REF. DE PAGO No. 94139443 FACTURA No. 44690507

Daños: Línea Directa 115 / Vigilada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
Somos Grandes Contribuyentes según Res DIAN 012220 del 26/12/2022, Autorretenedores a título del impuesto de Renta y Complementarios: Res. 005707 de 05/08/2019 y Decreto 1625/2016, Autorretenedores a título de Impuestos sobre la Renta Res DIAN 547/2002, Autorretenedores a título del ICA-Pasto según Res. Mpio Pasto 7055/2016

| NIVEL | CARGA | CICLO - RUTA | TIPO DE USO | PAGO OPORTUNO | FECHA DE SUSPENSIÓN | CÓDIGO INTERNO |
|-------|-------|--------------|-------------------------|---------------|---------------------|----------------|
| 1 | 5 | 71-3987-1010 | NO RESIDENCI-ESPECIAL E | 31 MAR 2023 | 01 ABR 2023 | 476298 |

NOMBRE: IUCESMAG

DIR.ENTREGA:

DIR.PREDIO: CARRERA 20A CALLE 14 - 54 DIV 2 - CENTRO

MPIO: PASTO

| CARGOS POR SERVICIO Y OTROS CONCEPTOS | | | | | |
|-------------------------------------------------|-----------------------|----------------------------------|-----------------------|---------------|-------------------|
| CONCEPTO | VALOR | CONCEPTO | VALOR | | |
| 100 - ENERGIA ACTIVA SENCILLA MO (\$790.39/KWH) | \$5.356.314,95 | | | | |
| 199 - AJUSTE MONETARIO | -\$1,95 | | | | |
| SALDO ANTERIOR: | \$0,00 | VALOR DE ENERGÍA A PAGAR: | \$5.356.313,00 | | |
| SALDO PENDIENTE X COBRAR | PERIODO FACTURADO | FECHA EXPEDICIÓN | FECHA ÚLTIMO PAGO | PUNTO DE PAGO | VALOR ÚLTIMO PAGO |
| \$0,00 | 18 ENE 23 A 15 FEB 23 | 08 MAR 23 15:49 | 15 FEB 23 | BOTON PSE | \$3.887.890,00 |

Representante Legal

INDICADORES DE CALIDAD NODO: 41TA021752 GRUPO: 111 DIUG: 63,19 FIUG: 32 %t: 0,14 Dt: CEC: 0,00 VALOR: 0,00

| SUBSIDIO Y FINANCIACIÓN | | | | | | | | | |
|-------------------------|---------|-----|------|----|----------|---------|-----|------|----|
| MES | DIU | FIU | HC | VC | MES | DIU | FIU | HC | VC |
| AGO/2022 | 2.14250 | 3 | 0,00 | 0 | NOV/2022 | 2.43611 | 4 | 0,00 | 0 |
| SEP/2022 | 2.14250 | 3 | 0,00 | 0 | DIC/2022 | 2.55250 | 5 | 0,00 | 0 |
| OCT/2022 | 2.43611 | 4 | 0,00 | 0 | ENE/2023 | 2.55250 | 5 | 0,00 | 0 |

| HISTÓRICO DE CONSUMOS | |
|-----------------------------------------------------------------------|---------|
| EL CONSUMO DE ESTE MES AUMENTO EN 2556,2 KWH RESPECTO AL MES ANTERIOR | |
| ene | 4221,6 |
| dic | 7491,6 |
| nov | 8251,6 |
| oct | 8070,4 |
| sep | 8994,4 |
| ago | 7674 |
| promedio | 7388,93 |
| | 3 |

| DATOS DEL CONSUMO | | | | | | | |
|----------------------|--------------|----------------------|------------------|----------------|---------------------|------------------|------------------------|
| TIPO DE CONSUMO | MEDIDOR | FACTOR MULTIPLICADOR | LECTURA ANTERIOR | LECTURA ACTUAL | CONSUMO DEL PERIODO | CALCULADO POR | OBSERVACIÓN DE LECTURA |
| ENERGIA ACTIVA (KWH) | LAN-50157286 | 40 | 23538,07 | 23707,49 | 6776,8 | Df. Lecturas | |
| ENERGIA REACTIVA | LAN-50157286 | 40 | 5195,42 | 5195,42 | 0 | Pen. E. Reactiva | |

COMPONENTES COSTO DEL SERVICIO Cuv: 790,39 =G: 298,19 +T: 51,97 +D: 238,67 +Cv: 145,99 +PR: 56,92 +R: 22,79 Prop. Activos 50%

| IMPUESTO DE ALUMBRADO PÚBLICO FACTURADO POR EL MUNICIPIO | | | | | |
|----------------------------------------------------------|-------------------|--------------|----------------|--------------------|-------------------------|
| MUNICIPIO | ACUERDO MUNICIPAL | CLÁUSULA CCU | SALDO ANTERIOR | VALOR IMPUESTO MES | TOTAL ALUMBRADO PÚBLICO |
| PASTO | 46 DIC-2017 | 14.5.D. | \$0,00 | \$635.267,00 | \$635.267,00 |

RECLAMOS POR ALUMBRADO PÚBLICO: DIR: CR 33A 20-62 B/ LA RIVIERA TEL: 3154436025-7310206 -



| MES FACTURADO | CÓDIGO INTERNO | FACTURA No. | PAGO OPORTUNO | REF. DE PAGO No. | TOTAL A PAGAR |
|---------------|----------------|-------------|---------------|------------------|----------------|
| FEBRERO/2023 | 476298 | 44690507 | 31 MAR 2023 | 94139443 | \$5.991.580,00 |

CUPÓN BANCO - PAGUE ÚNICAMENTE EN EFECTIVO



(415)7707246320024(8020)000009413944327(3900)0005991580(96)20230331

Anexo 8

Dentro del anexo 8 se pueden visualizar los certificados RETIE de los componentes antes mencionados, siendo estos requeridos por el operador de red al momento de los tramites de conexión a la red.



CERTIFICADO DE CONFORMIDAD DE PRODUCTO

PRODUCT CONFORMITY CERTIFICATE

Modelo de Certificación
 Certification Modality
Marca con Reglamentos Técnicos
 Colombianos
 Sistema 5

No. 06875

La Corporación Centro de Innovación y Desarrollo Tecnológico
Del Sector Eléctrico - CIDET certifica que el producto:

CIDET certifies that the product:

| DENOMINACIÓN | TIPO | REFERENCIA |
|-------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|
| CONDUCTORES ELÉCTRICOS MARCA NEXANS COLOMBIA | CABLES FOTOVOLTAICOS ENERGYFLEX, 0,6 / 1 / 2 KV, COBRE, COBRE ESTAÑADO O ALUMINIO, TIPO PV | VER ANEXO |
| CÓDIGO IAF: 19 | CÓDIGOS NACE: 27.32 | CÓDIGO ICS: 29.060.20 |

Las características e identificación de este producto se describen en el documento anexo,
 que hace parte integral del presente CERTIFICADO. Este documento contiene 2 páginas.
 The characteristics and identification of this product is described in the attached document,
 which is an integral part of this CERTIFICATE

Fabricado por
 Manufactured by:

NEXANS COLOMBIA S.A.

Parque Industrial de Bucaramanga Manzana B, Bucaramanga, Santander, Colombia

Satisface los requerimientos de
 Satisfies the requirements of

UL 4703/2014 y la RESOLUCIÓN 90708 de 2013 del MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA – RETIE (Numeral 20.2)

Fecha de Certificación: 2017 / 06 / 13

Fecha de Renovación: 2020 / 09 / 15

Fecha de Vencimiento: 2023 / 09 / 15

Fecha máxima para la finalización de las próximas auditorías de seguimiento: 2021 / 09 / 15 y 2022 / 09 / 15

Diego Alejandro Valencia
 Director CIDET Certificación
 CIDET Certification Manager

Firmado digitalmente por DIEGO
 ALEJANDRO VALENCIA CALLEJAS
 Fecha: 2020.09.17 10:57:57 -05'00'

CIDET realiza la verificación y el seguimiento a las características del sistema que dieron origen a esta certificación.
 Las novedades y vigencia de este certificado pueden ser consultadas en la página www.cidet.org.co/consulta-certificados.

CIDET makes the verification and following up of the system characteristics that gave origin to this certification.
 The news and validity of this certificate can be consulted on the www.cidet.org.co/consulta-certificados webpage.

Medellín: Carrera 46 No.56-11 (Av. Oriental), piso 13. Tel: (+574) 444 1211 Fax: (+574) 444 0460



CERTIFICADO DE CONFORMIDAD DE PRODUCTO No. 06875

FECHA DE CERTIFICACIÓN: 2017 / 06 / 13

FECHA DE RENOVACIÓN: 2020 / 09 / 15

FECHA DE VENCIMIENTO: 2023 / 09 / 15

ANEXO DE CARACTERÍSTICAS E IDENTIFICACIÓN DE CONDUCTORES ELÉCTRICOS MARCA NEXANS COLOMBIA

| | |
|--------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Tipo | Cables Fotovoltaicos ENERGYFLEX, 0,6 / 1 / 2 kV, Cobre, Cobre Estañado o Aluminio, Tipo PV |
| Referencia | Cobre y Cobre Estañado desde 14 AWG hasta 2000 Kcmil (2,08 mm ² a 1 000 mm ²) Aluminio desde 12 AWG hasta 2000 kcmil (3,31 mm ² a 1 000 mm ²) |
| Tensión Nominal | 0,6 / 1 / 2 kV |
| Conductor | Cobre Suave, Cobre Estañado o Aluminio |
| Cableado | Cobre Suave y Cobre Estañado: Concéntrico y Flexible Aluminio: Concéntrico |
| Aislamiento | XLPE |
| Temperatura De Operación | 90 °C |
| Cubierta | No aplica |
| Marcación | Autorizado para resistencia a la intemperie (Sun Res) y enterrado directo (Dir Bur). Cable libre de halógenos (HF), con baja emisión de humos (LS) y apto para bandejas portables (TC) |
| Aplicación | Interconexión de paneles solares y conexión de línea principal hasta el inversor |
| Referencial | UL 4703/2014 y la RESOLUCIÓN 90708 de 2013 del MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA – RETIE (Numeral 20.2) |

Atentamente,

Diego Alejandro Valencia
Director CIDET Certificación
CIDET Certification Manager

VSLAREZ



CERTIFICADO DE CONFORMIDAD DE PRODUCTO

PRODUCT CONFORMITY CERTIFICATE

Modelo de Certificación

Certification Modality

Marca con Reglamentos Técnicos Colombianos

Sistema 5

No. 01876

La Corporación Centro de Innovación y Desarrollo Tecnológico

Del Sector Eléctrico - CIDET certifica que el producto:

CIDET certifies that the product:

| DENOMINACIÓN | TIPO | REFERENCIA |
|---------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| CABLES Y CONDUCTORES ELÉCTRICOS | CABLES DE COBRE SUAVE Y ALUMINIO, AISLADOS EN XLPE 90°C, 600 V, TIPO RHW, RHW-2, RHH Y XHHW-2. RHW-2 PARA 2000 V. APTOS PARA USO EN CT (CABLE TRAY) | MULTICONDUCTORES DE 2 A 9 CONDUCTORES: CALIBRES DESDE 14 AWG HASTA 300 kcmil MONOCONDUCTOR: CALIBRES DESDE 14 AWG HASTA 1000 kcmil |

| | | | | | |
|-------------|----|--------------|-------|-------------|-----------|
| CÓDIGO IAF: | 19 | CÓDIGO NACE: | 27.32 | CÓDIGO ICS: | 29.060.20 |
|-------------|----|--------------|-------|-------------|-----------|

Las características e identificación de este producto se describen en el documento anexo, que hace parte integral del presente CERTIFICADO. Este documento contiene 2 página(s).
The characteristics and identification of this product is described in the attached document, which is an integral part of this CERTIFICATE

Fabricado por
Manufactured by:

PRODUCTORA DE CABLES PROCABLES S.A.S.

Calle 20 No. 68B - 71, Bogotá D.C., Colombia

Satisface los requerimientos de
Satisfies the requirements of

NTC 3277/2013, UL 44/2014 y la RESOLUCIÓN 90708 de 2013 del MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA - RETIE (Numeral 20.2)

Fecha de Certificación: 2005 / 09 / 02

Fecha de Renovación: 2020 / 10 / 14

Fecha de Actualización: 2021 / 01 / 28

Fecha de Vencimiento: 2023 / 10 / 14

Fecha máxima para la finalización de las próximas auditorías de seguimiento: 2021 / 10 / 14 y 2022 / 10 / 14

Diego Alejandro Valencia
Director CIDET Certificación
CIDET Certification Manager

Firmado digitalmente por DIEGO
ALEJANDRO VALENCIA CALLEJAS
Fecha: 2021.01.28 09:02:36 -05'00'

CIDET realiza la verificación y el seguimiento a las características del sistema que dieron origen a esta certificación. Las novedades y vigencia de este certificado pueden ser consultadas en la página www.cidet.org.co/consulta-certificados.

CIDET makes the verification and following up of the system characteristics that gave origin to this certification. The news and validity of this certificate can be consulted on the www.cidet.org.co/consulta-certificados webpage.

Medellín: Carrera 46 No.56-11 (Av. Oriental), piso 13. Tel: (+574) 444 1211 Fax: (+574) 444 0460



CERTIFICADO DE CONFORMIDAD DE PRODUCTO No. 01876

FECHA DE CERTIFICACIÓN: 2005 / 09 / 02
 FECHA DE RENOVACIÓN: 2020 / 10 / 14
 FECHA DE ACTUALIZACIÓN: 2021 / 01 / 28
 FECHA DE VENCIMIENTO: 2023 / 10 / 14

ANEXO DE CARACTERÍSTICAS E IDENTIFICACIÓN DE CABLES Y CONDUCTORES ELÉCTRICOS

| | | | | |
|---------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|----------------------------------------------------------|--------------------|
| Tipo | Cables de cobre suave y aluminio, aislados en XLPE 90°C, 600 V, Tipo RHW, RHW-2, RHH y XHHW-2. RHW-2 para 2000 V. Aptos para uso en CT (Cable Tray) | | | |
| Referencia | Multiconductores de 2 a 9 conductores: Calibres desde 14 AWG hasta 300 kcmil | | Monoconductor: Calibres desde 14 AWG hasta 1000 kcmil | |
| Tensión Nominal | Hasta 2000 V | | | |
| Conductor | Alambres o conductores cableado concéntrico de cobre suave o aluminio | | | |
| Cableado | Clase B o UDC | | | |
| Aislamiento | XLPE - FR | | | |
| Designación | RHW | RHW-2 | RHH | XHHW-2 |
| Temperatura De Operación | 75°C seco o húmedo | 90°C seco o húmedo | 90°C seco | 90°C seco o húmedo |
| Cubierta | Multiconductores: PVC | | | |
| Aplicación | Cables para instalaciones y construcciones | | | |
| Referencial | NTC 3277/2013, UL 44/2014 y la RESOLUCIÓN 90708 de 2013 del MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA – RETIE (Numeral 20.2) | | | |

Notas:

- Alcance Reglamentario y Alcance Voluntario y/o Normativo NTC 3277/2013 con sello ONAC.
- Alcance Voluntario y/o Normativo UL 44/2014 con sello ANAB.

Atentamente,

Diego Alejandro Valencia
 Director CIDET Certificación
 CIDET Certification Manager

AVIVAS

CIDET realiza la verificación y el seguimiento a las características del sistema que dieron origen a esta certificación. Las novedades y vigencia de este certificado pueden ser consultadas en la página www.cidet.org.co/consulta-certificados.

CIDET makes the verification and following up of the system characteristics that gave origin to this certification. The news and validity of this certificate can be consulted on the www.cidet.org.co/consulta-certificados webpage.

Medellín: Carrera 46 No.56-11 (Av. Oriental), piso 13. Tel: (+574) 444 1211 Fax: (+574) 444 0460



SGS COLOMBIA S.A.S.
CRS-F490101
ORDEN No. 4200-33938
CERTIFICADO No. CRS17579
ORDEN CERT. No. CO-CERT210300327-01
CERTIFICADO DE CONFORMIDAD DE PRODUCTO
Longi Green Energy Technology Co., Ltd.
No. 338, Middle Hangtian Road, Chan an District, Xianyang, Shaanxi, China

Certifica que el producto identificado como Paneles Solares Fotovoltaicos, importados y/o fabricados y comercializados en Colombia por Longi Green Energy Technology Co., Ltd., con referencias relacionadas en las siguientes páginas del presente documento, han sido evaluados de conformidad con:

Resolución 90708 del 30 Agosto de 2013 del Ministerio de Minas y Energía - por lo cual se expide el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE.
 Numeral 20.22 PANEALES SOLARES FOTOVOLTAICOS

Estos productos han sido sometidos a toma de muestras, inspección, ejecución de pruebas de laboratorio y evaluación del sistema de gestión de calidad del fabricante de acuerdo con el esquema de certificación 5 de la norma ISO/IEC 17067:2013.

Resultados obtenidos: CONFORME

Autorizado por:

SGS COLOMBIA S.A.S.

Camilo Ramirez
SGS Colombia S.A.S.
Carrera 100 No. 25C-11, Bodega 3
Bogotá D.C., Colombia

Fecha de Emisión: 2021-04-06
 Fecha de Vencimiento: 2024-04-06
 Versión 1

Página 1 de 5



Any complaint, appeal or enquiry about the validity of this certificate/report may be sent to co.servicioalcliente@sgs.com, via phone No. 7422274 ext. 13602 and its validity can be checked at <https://www.sgs.com/en/certified-clients-and-products>

This document is issued by the Company under its General Conditions of Service accessible at http://www.sgs.com/terms_and_conditions.htm. Attention is drawn to the limitation of liability, indemnification and jurisdiction issues defined therein.

Any holder of this document is advised that information contained herein reflects the Company's findings at the time of its intervention only and within the limits of Client's instructions, if any. The Company's sole responsibility is to its Client and this document does not exonerate parties to a transaction from exercising all their rights and obligations under the transaction documents. Any unauthorized alteration, forgery or falsification of the content or appearance of this document is unlawful and offenders may be prosecuted to the fullest extent of the law.





SGS COLOMBIA S.A.S.
CRS-F490101
ORDEN No. 4200-33938
CERTIFICADO No. CRS17579
ORDEN CERT. No. CO-CERT210300327-01
CERTIFICADO DE CONFORMIDAD DE PRODUCTO
Longi Green Energy Technology Co., Ltd.
No. 338, Middle Hangtian Road, Chan an District, Xianyang, Shaanxi, China
Paneles Solares Fotovoltaicos
Fabricadas por Longi Solar Technology (Jiaxing) Co., Ltd.
Room 248, Building 6, Photovoltaic, Science and Innovation Park, No. 1288, Kanghe Road, Xiuzhou
Distric, Jiaxing, Zhejiang, China

| Referencia | Clase De Aislamiento | Corriente De Cortocircuito (A) | Corriente Máxima (A) | Descripción | Estándar De Ensayo | Potencia (W) | Potencia Máxima Del Módulo (W) | Tensión En Circuito Abierto (V) | Tensión Máxima (V) |
|----------------|----------------------|--------------------------------|----------------------|-------------|---------------------------------------------------------|--------------|--------------------------------|---------------------------------|--------------------|
| LR5-66HBD-475M | Class II | 13.51 A | 12.83 A | MONO | IEC61215-1:2016 IEC61215-2:2016 IEC61215-1-1:2016 | 475 W | 355 W | 44.8 V | 33.2 V |
| LR5-66HBD-480M | Class II | 13.59 A | 12.71 A | MONO | IEC61215-1:2016 IEC61215-2:2016 IEC61215-1-1:2016 | 480 W | 360 W | 44.95 V | 33.45 V |
| LR5-66HBD-485M | Class II | 13.67 A | 12.79 A | MONO | IEC61215-1:2016 IEC61215-2:2016 IEC61215-1-1:2016 | 485 W | 365 W | 45.1 V | 33.55 V |
| LR5-66HBD-490M | Class II | 13.74 A | 12.87 A | MONO | IEC61215-1:2016 IEC61215-2:2016 IEC61215-1-1:2016 | 490 W | 370 W | 45.25 V | 33.65 V |
| LR5-66HBD-495M | Class II | 13.82 A | 12.95 A | MONO | IEC61215-1:2016 IEC61215-2:2016 IEC61215-1-1:2016 | 495 W | 375 W | 45.4 V | 33.75 V |
| LR5-66HPH-480M | Class II | 13.59 A | 12.71 A | MONO | IEC61215-1:2016 IEC61215-2:2016 IEC61215-1-1:2016 | 480 W | 500 W | 44.95 V | 42.88 V |

Fecha de Emisión: 2021-04-06
 Fecha de Vencimiento: 2024-04-06
 Versión 1

Página 2 de 5



Any complaint, appeal or enquiry about the validity of this certificate/report may be sent to cc.service@certs.sgs.com, via phone No. 7422274 ext. 13602 and its validity can be checked at <https://www.sgs.com/certified-clients-and-products>

This document is issued by the Company under its General Conditions of Service accessible at <http://www.sgs.com/terms-and-conditions.htm>. Attention is drawn to the limitation of liability, indemnification and jurisdiction issues defined therein.

Any holder of this document is advised that information contained herein reflects the Company's findings at the time of its intervention, only and within the limits of Client's instructions, if any. The Company's sole responsibility is to its Client and this document does not exonerate parties to a transaction from exercising all their rights and obligations under the transaction documents. Any unauthorized alteration, forgery or falsification of the content or appearance of this document is unlawful and offenders may be prosecuted to the fullest extent of the law.



CRS-C-06-05 V.4 Junio 2019



SGS COLOMBIA S.A.S.
CRS-F490101
ORDEN No. 4200-33938
CERTIFICADO No. CRS17579
ORDEN CERT. No. CO-CERT210300327-01
CERTIFICADO DE CONFORMIDAD DE PRODUCTO
Longi Green Energy Technology Co., Ltd.
No. 338, Middle Hangtian Road, Chan an District, Xianyang, Shaanxi, China

| Referencia | Clase De Aislamiento | Corriente De Cortocircuito (A) | Corriente Máxima (A) | Descripción | Estándar De Ensayo | Potencia (W) | Potencia Máxima Del Módulo (W) | Tensión En Circuito Abierto (V) | Tensión Máxima (V) |
|----------------|----------------------|--------------------------------|----------------------|-------------|------------------------------------|--------------|--------------------------------|---------------------------------|--------------------|
| LR5-66HPH-485M | Class II | 13.67 A | 12.79 A | MONO | IEC61215-1:2016 IEC61215-2:2016 | 485 W | 505 W | 45.1 V | 43.1 V |
| LR5-66HPH-490M | Class II | 13.74 A | 12.87 A | MONO | IEC61215-1:2016 IEC61215-2:2016 | 490 W | 580 W | 45.25 V | 33.94 V |
| LR5-66HPH-495M | Class II | 13.82 A | 12.95 A | MONO | IEC61215-1:2016 IEC61215-2:2016 | 495 W | 585 W | 45.4 V | 34.12 V |
| LR5-66HPH-500M | Class II | 13.9 A | 13.03 A | MONO | IEC61215-1:2016 IEC61215-2:2016 | 500 W | 590 W | 45.55 V | 34.32 V |
| LR5-66HPH-505M | Class II | 13.97 A | 13.11 A | MONO | IEC61215-1:2016 IEC61215-2:2016 | 505 W | 595 W | 45.7 V | 34.5 V |
| LR5-72HBD-520M | Class II | 13.57 A | 12.67 A | MONO | IEC61215-1:2016 IEC61215-2:2016 | 520 W | 425 W | 48.9 V | 40.9 V |
| LR5-72HBD-525M | Class II | 13.65 A | 12.75 A | MONO | IEC61215-1:2016 IEC61215-2:2016 | 525 W | 430 W | 49.05 V | 40.96 V |

Fecha de Emisión: 2021-04-06
 Fecha de Vencimiento: 2024-04-06
 Versión 1

Página 3 de 5



Any complaint, appeal or enquiry about the validity of this certificate/report may be sent to cc.service@center.sgs.com, via phone No. 7422274 ext. 13602 and its validity can be checked at <https://www.sgs.com/certified-clients-and-products>

This document is issued by the Company under its General Conditions of Service accessible at http://www.sgs.com/terms_and_conditions.htm. Attention is drawn to the limitation of liability, indemnification and jurisdiction issues defined therein.

Any holder of this document is advised that information contained herein reflects the Company's findings at the time of its intervention, only and within the limits of Client's instructions, if any. The Company's sole responsibility is to its Client and this document does not exonerate parties to a transaction from exercising all their rights and obligations under the transaction documents. Any unauthorized alteration, forgery or falsification of the content or appearance of this document is unlawful and offenders may be prosecuted to the fullest extent of the law.



CRS-C-06-05 V.4 Junio 2019



SGS COLOMBIA S.A.S.
CRS-F490101
ORDEN No. 4200-33938
CERTIFICADO No. CRS17579
ORDEN CERT. No. CO-CERT210300327-01
CERTIFICADO DE CONFORMIDAD DE PRODUCTO
Longi Green Energy Technology Co., Ltd.
No. 338, Middle Hangtian Road, Chan an District, Xianyang, Shaanxi, China

| Referencia | Clase De Aislamiento | Corriente De Cortocircuito (A) | Corriente Máxima (A) | Descripción | Estándar De Ensayo | Potencia (W) | Potencia Máxima Del Módulo (W) | Tensión En Circuito Abierto (V) | Tensión Máxima (V) |
|----------------|----------------------|--------------------------------|----------------------|-------------|---------------------------------------------------------|--------------|--------------------------------|---------------------------------|--------------------|
| LR5-72HBD-530M | Class II | 13.71 A | 12.82 A | MONO | IEC61215-1:2016 IEC61215-2:2016 IEC61215-1-1:2016 | 530 W | 435 W | 49.2 V | 41.05 V |
| LR5-72HBD-535M | Class II | 13.78 A | 12.9 A | MONO | IEC61215-1:2016 IEC61215-2:2016 IEC61215-1-1:2016 | 535 W | 440 W | 49.35 V | 41.13 V |
| LR5-72HBD-540M | Class II | 13.85 A | 12.97 A | MONO | IEC61215-1:2016 IEC61215-2:2016 IEC61215-1-1:2016 | 540 W | 445 W | 49.5 V | 41.25 V |
| LR5-72HBD-545M | Class II | 13.92 A | 13.04 A | MONO | IEC61215-1:2016 IEC61215-2:2016 IEC61215-1-1:2016 | 545 W | 450 W | 49.65 V | 41.3 V |
| LR5-72HPH-525M | Class II | 13.65 A | 12.75 A | MONO | IEC61215-1:2016 IEC61215-2:2016 IEC61215-1-1:2016 | 525 W | 465 W | 49.05 V | 41.34 V |
| LR5-72HPH-530M | Class II | 13.71 A | 12.82 A | MONO | IEC61215-1:2016 IEC61215-2:2016 IEC61215-1-1:2016 | 530 W | 470 W | 49.2 V | 41.56 V |
| LR5-72HPH-535M | Class II | 13.78 A | 12.9 A | MONO | IEC61215-1:2016 IEC61215-2:2016 IEC61215-1-1:2016 | 535 W | 475 W | 49.35 V | 41.78 V |

Fecha de Emisión: 2021-04-06
 Fecha de Vencimiento: 2024-04-06
 Versión 1

Página 4 de 5



Any complaint, appeal or enquiry about the validity of this certificate/report may be sent to cc.service@center.sgs.com, via phone No. 7422274 ext. 13602 and its validity can be checked at <https://www.sgs.com/certified-clients-and-products>

This document is issued by the Company under its General Conditions of Service accessible at http://www.sgs.com/terms_and_conditions.htm. Attention is drawn to the limitation of liability, indemnification and jurisdiction issues defined therein.

Any holder of this document is advised that information contained herein reflects the Company's findings at the time of its intervention, only and within the limits of Client's instructions, if any. The Company's sole responsibility is to its Client and this document does not exonerate parties to a transaction from exercising all their rights and obligations under the transaction documents. Any unauthorized alteration, forgery or falsification of the content or appearance of this document is unlawful and offenders may be prosecuted to the fullest extent of the law.



CRS-C-06-05 V.4 Junio 2019



SGS COLOMBIA S.A.S.
CRS-F490101
ORDEN No. 4200-33938
CERTIFICADO No. CRS17579
ORDEN CERT. No. CO-CERT210300327-01
CERTIFICADO DE CONFORMIDAD DE PRODUCTO
Longi Green Energy Technology Co., Ltd.
No. 338, Middle Hangtian Road, Chan an District, Xianyang, Shaanxi, China

| Referencia | Clase De Aislamiento | Corriente De Cortocircuito (A) | Corriente Máxima (A) | Descripción | Estándar De Ensayo | Potencia (W) | Potencia Máxima Del Módulo (W) | Tensión En Circuito Abierto (V) | Tensión Máxima (V) |
|----------------|----------------------|--------------------------------|----------------------|-------------|------------------------------------|--------------|--------------------------------|---------------------------------|--------------------|
| LR5-72HPH-540M | Class II | 13.85 A | 12.97 A | MONO | IEC61215-1:2016 IEC61215-2:2016 | 540 W | 480 W | 49.5 V | 42 V |
| LR5-72HPH-545M | Class II | 13.92 A | 13.04 A | MONO | IEC61215-1:2016 IEC61215-2:2016 | 545 W | 485 W | 49.65 V | 42.22 V |
| LR5-72HPH-550M | Class II | 13.98 A | 13.12 A | MONO | IEC61215-1:2016 IEC61215-2:2016 | 550 W | 490 W | 49.8 V | 42.44 V |
| LR5-72HPH-555M | Class II | 14.04 A | 13.19 A | MONO | IEC61215-1:2016 IEC61215-2:2016 | 555 W | 495 W | 49.95 V | 42.66 V |

*****FIN DEL DOCUMENTO*****

Fecha de Emisión: 2021-04-06
 Fecha de Vencimiento: 2024-04-06
 Versión 1

Página 5 de 5



Any complaint, appeal or enquiry about the validity of this certificate/report may be sent to cc.service@certs.sgs.com, via phone No. 7422274 ext. 13602 and its validity can be checked at <https://www.sgs.com/certified-clients-and-products>

This document is issued by the Company under its General Conditions of Service accessible at http://www.sgs.com/terms_and_conditions.htm. Attention is drawn to the limitation of liability, indemnification and jurisdiction issues defined therein.

Any holder of this document is advised that information contained herein reflects the Company's findings at the time of its intervention, only and within the limits of Client's insurances, if any. The Company's sole responsibility is to its Client and this document does not exonerate parties to a transaction from exercising all their rights and obligations under the transaction documents. Any unauthorized alteration, forgery or falsification of the content or appearance of this document is unlawful and offenders may be prosecuted to the fullest extent of the law.



CRS-C-06-05 V.4 Junio 2019

| | | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|
|  <p>UNIVERSIDAD CESMAG NIT: 800.109.387-7 VIGILADA MINEDUCACIÓN</p> | CARTA DE ENTREGA TRABAJO DE GRADO O TRABAJO DE APLICACIÓN – ASESOR(A) | CÓDIGO: AAC-BL-FR-032 |
| | | VERSIÓN: 1 |
| | | FECHA: 09/JUN/2022 |

San Juan de Pasto, 24 de noviembre de 2023

Biblioteca
REMIGIO FIORE FORTEZZA OFM. CAP.
Universidad CESMAG
Pasto


Saludo de paz y bien.

Por medio de la presente se hace entrega del Trabajo de Grado / Trabajo de Aplicación denominado “Optimización del costo de la energía de un sistema híbrido de energización en la Universidad CESMAG mediante HOMER Energy”, presentado por el autor Adrián Alfonso Córdoba Pinta, del Programa Académico ingeniería electrónica al correo electrónico biblioteca.trabajosdegrado@unicesmag.edu.co. Manifiesto como asesor, que su contenido, resumen, anexos y formato PDF cumple con las especificaciones de calidad, guía de presentación de Trabajos de Grado o de Aplicación, establecidos por la Universidad CESMAG, por lo tanto, se solicita la paz y salvo respectivo.

Atentamente,


(Firma del Asesor)


FRANCISCO ERASO CHECA
98397376
Programa de Ingeniería Electrónica
Teléfono 3136584666
Correo: feraso@unicesmag.edu.co

| | | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|
|  UNIVERSIDAD CESMAG <small>NIT: 800.109.387-7 VIGILADA M/EDUCACIÓN</small> | AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN DE TRABAJOS DE GRADO O TRABAJOS DE APLICACIÓN EN REPOSITORIO INSTITUCIONAL | CÓDIGO: AAC-BL-FR-031 |
| | | VERSIÓN: 1 |
| | | FECHA: 09/JUN/2022 |

| INFORMACIÓN DEL (LOS) AUTOR(ES) | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|
| Nombres y apellidos del autor: Adrián Alfonso Córdoba Pinta | Documento de identidad: 1085309339 |
| Correo electrónico: Addri19943@gmail.com | Número de contacto: 3155370777 |
| Nombres y apellidos del autor: | Documento de identidad: |
| Correo electrónico: | Número de contacto: |
| Nombres y apellidos del autor: | Documento de identidad: |
| Correo electrónico: | Número de contacto: |
| Nombres y apellidos del autor: | Documento de identidad: |
| Correo electrónico: | Número de contacto: |
| Nombres y apellidos del asesor: | Documento de identidad: |
| Correo electrónico: | Número de contacto: |
| Título del trabajo de grado: Optimización del costo de la energía de un sistema híbrido de energización en la Universidad CESMAG mediante HOMER Energy | |
| Facultad y Programa Académico: Facultad de ingeniería programa ingeniería electrónica | |

En mi (nuestra) calidad de autor(es) y/o titular (es) del derecho de autor del Trabajo de Grado o de Aplicación señalado en el encabezado, confiero (conferimos) a la Universidad CESMAG una licencia no exclusiva, limitada y gratuita, para la inclusión del trabajo de grado en el repositorio institucional. Por consiguiente, el alcance de la licencia que se otorga a través del presente documento, abarca las siguientes características:

- a) La autorización se otorga desde la fecha de suscripción del presente documento y durante todo el termino en el que el (los) firmante(s) del presente documento conserve(mos) la titularidad de los derechos patrimoniales de autor. En el evento en el que deje(mos) de tener la titularidad de los derechos patrimoniales sobre el Trabajo de Grado o de Aplicación, me (nos) comprometo (comprometemos) a informar de manera inmediata sobre dicha situación a la Universidad CESMAG. Por consiguiente, hasta que no exista comunicación escrita de mi(nuestra) parte informando sobre dicha situación, la Universidad CESMAG se encontrará debidamente habilitada para continuar con la publicación del Trabajo de Grado o de Aplicación dentro del repositorio institucional. Conozco(conocemos) que esta autorización podrá revocarse en cualquier momento, siempre y cuando se eleve la solicitud por escrito para dicho fin ante la Universidad CESMAG. En estos eventos, la Universidad CESMAG cuenta con el plazo de un mes después de recibida la petición, para desmarcar la visualización del Trabajo de Grado o de Aplicación del repositorio institucional.

| | | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|
|  <p>UNIVERSIDAD CESMAG NIT: 800.109.387-7 VIGILADA Mineducación</p> | AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN DE TRABAJOS DE GRADO O TRABAJOS DE APLICACIÓN EN REPOSITORIO INSTITUCIONAL | CÓDIGO: AAC-BL-FR-031 |
| | | VERSIÓN: 1 |
| | | FECHA: 09/JUN/2022 |



- b) Se autoriza a la Universidad CESMAG para publicar el Trabajo de Grado o de Aplicación en formato digital y teniendo en cuenta que uno de los medios de publicación del repositorio institucional es el internet, acepto(amos) que el Trabajo de Grado o de Aplicación circulará con un alcance mundial.
- c) Acepto (aceptamos) que la autorización que se otorga a través del presente documento se realiza a título gratuito, por lo tanto, renuncio(amos) a recibir emolumento alguno por la publicación, distribución, comunicación pública y/o cualquier otro uso que se haga en los términos de la presente autorización y de la licencia o programa a través del cual sea publicado el Trabajo de grado o de Aplicación.
- d) Manifiesto (manifestamos) que el Trabajo de Grado o de Aplicación es original realizado sin violar o usurpar derechos de autor de terceros y que ostento(amos) los derechos patrimoniales de autor sobre la misma. Por consiguiente, asumo(asumimos) toda la responsabilidad sobre su contenido ante la Universidad CESMAG y frente a terceros, manteniéndola indemne de cualquier reclamación que surja en virtud de la misma. En todo caso, la Universidad CESMAG se compromete a indicar siempre la autoría del escrito incluyendo nombre de(los) autor(es) y la fecha de publicación.
- e) Autorizo(autorizamos) a la Universidad CESMAG para incluir el Trabajo de Grado o de Aplicación en los índices y buscadores que se estimen necesarios para promover su difusión. Así mismo autorizo (autorizamos) a la Universidad CESMAG para que pueda convertir el documento a cualquier medio o formato para propósitos de preservación digital.

NOTA: En los eventos en los que el trabajo de grado o de aplicación haya sido trabajado con el apoyo o patrocinio de una agencia, organización o cualquier otra entidad diferente a la Universidad CESMAG. Como autor(es) garantizo(amos) que he(hemos) cumplido con los derechos y obligaciones asumidos con dicha entidad y como consecuencia de ello dejo(dejamos) constancia que la autorización que se concede a través del presente escrito no interfiere ni transgrede derechos de terceros.

Como consecuencia de lo anterior, autorizo(autorizamos) la publicación, difusión, consulta y uso del Trabajo de Grado o de Aplicación por parte de la Universidad CESMAG y sus usuarios así:

- Permito(permitimos) que mi(nuestro) Trabajo de Grado o de Aplicación haga parte del catálogo de colección del repositorio digital de la Universidad CESMAG por lo tanto, su contenido será de acceso abierto donde podrá ser consultado, descargado y compartido con otras personas, siempre que se reconozca su autoría o reconocimiento con fines no comerciales.

En señal de conformidad, se suscribe este documento en San Juan de Pasto a los 24 días del mes de noviembre del año 2023

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|
|  Firma del autor | |
| Nombre del autor: | Nombre del autor: |
| | |
| Firma del autor | Firma del autor |
| Nombre del autor: | Nombre del autor: |
|  Firma del asesor | |
| Nombre del asesor: | |