

MODELO MATEMÁTICO PARA DETERMINAR EL COMPORTAMIENTO DE UN
SISTEMA HÍBRIDO PARA ZONAS NO INTERCONECTADAS. CASO DE ESTUDIO:
INSTITUCIÓN ETNOEDUCATIVA RURAL MAJAYÜTPANA (URIBIA, LA
GUAJIRA)

MAYRA ALEJANDRA BARRERA FAJARDO

RODOLFO SOLANO SILVA

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA

FACULTA DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS

INGENIERÍA EN ENERGÍA

BUCARAMANGA, SANTANDER

2021

MODELO MATEMÁTICO PARA DETERMINAR EL COMPORTAMIENTO DE UN
SISTEMA HÍBRIDO PARA ZONAS NO INTERCONECTADAS. CASO DE ESTUDIO:
INSTITUCIÓN ETNOEDUCATIVA RURAL MAJAYÜTPANA (URIBIA, LA
GUAJIRA)

MAYRA ALEJANDRA BARRERA FAJARDO

RODOLFO SOLANO SILVA

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO(A) EN ENERGÍA

DIRECTOR DE PROYECTO

PhD. LUIS SEBANTIAN MENDIZA CASTELLANOS

CODIRECTORA

PhD. ANA LISBETH GALINDO NOGUERA

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA

FACULTA DE INGENIERÍAS FISICO MECÁNICAS

INGENIERÍA EN ENERGÍA

BUCARAMANGA, SANTANDER

2021

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN.....	7
INTRODUCCIÓN	9
JUSTIFICACIÓN	10
1 MARCO REFERENCIAL.....	11
1.1 MARCO CONCEPTUAL.....	11
1.1.1 Sistema solar fotovoltaico	11
1.1.2 Aerogenerador.....	14
1.1.3 Sistema de almacenamiento	15
1.1.4 Grupo electrógeno	18
1.1.5 Costo Nivelado de la Energía [LCOE].....	19
1.2 MARCO LEGAL.....	19
1.3 ANTECEDENTES	22
2 OBJETIVOS.....	24
2.1 OBJETIVO GENERAL	24
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	24
3 METODOLOGÍA.....	25
4 DESARROLLO.....	27
4.1 INFORMACIÓN DE LA ZNI.....	27
4.1.1 Economía.....	27
4.1.2 Acceso y costo de la energía eléctrica.....	28
4.2 CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA.....	28
4.3 CARACTERIZACIÓN DE LOS RECURSOS RENOVABLES	30
4.3.1 Recurso de energía solar.....	30
4.3.2 Recurso de energía eólica.....	33
4.3.3 Rosa de los vientos.....	34
4.4 MODELAMIENTO MATEMÁTICO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	35
4.4.1 Modelo Matemático	35
4.4.2 Verificación del modelo matemático.....	39
4.4.3 Selección del módulo fotovoltaico	40
4.4.4 Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico	41
4.4.5 Demanda energética y performance ratio	42
4.4.6 Número de módulos fotovoltaicos.....	44
4.4.7 Cálculo del Inversor-Cargador	46
4.5 MODELAMIENTO MATEMÁTICO DEL SISTEMA EÓLICO.....	47
4.5.1 Verificación del modelo matemático.....	49
4.6 MODELAMIENTO MATEMÁTICO DEL BANCO DE BATERÍAS	49
4.7 MODELAMIENTO MATEMÁTICO DEL GENERADOR DIÉSEL.....	51
4.8 CÁLCULO DEL CABLEADO.....	51
5 SIMULACIÓN	55
6 RESULTADOS	66
7 CONCLUSIONES.....	82
8 RECOMENDACIONES.....	83
9 BIBLIOGRAFÍA	84

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Curva tensión – corriente en una celda fotovoltaica.	12
Figura 2. Módulo fotovoltaico monocristalino.....	12
Figura 3. Circuito equivalente del panel, modelo de uno y de dos diodos.	13
Figura 4. Comparación de modelos de potencia generada de panel solar.	14
Figura 5. Numero de ciclos vs el porcentaje de descarga de distintas baterías.	16
Figura 6. Generador diésel de la marca motoborda.	18
Figura 7. Metodología de trabajo utilizada.....	26
Figura 8. División zonal alta, media y baja guajira.	27
Figura 9. Artesanías autóctonas de majayütpana.....	28
Figura 10. Comportamiento del dimensionamiento de la curva de carga.	29
Figura 12. Irradiación global atlas ideam.	30
Figura 13. Mapa de velocidad de viento m/s.....	33
Figura 14. Curva del comportamiento de la velocidad promedio de viento.	34
Figura 15. Rosa de los vientos estación almirante padilla por IDEAM.	34
Figura 16. Posición del sol respecto a un punto fijo de la tierra.....	36
Figura 17. Posición del sol respecto a una superficie inclinada.	38
Figura 18. Comparativa de datos simulados.....	40
Figura 19. Ángulo azimut (α).....	41
Figura 20. Arreglo de los módulos fotovoltaicos.	46
Figura 21. Coeficiente de potencia en función de la velocidad específica.	48
Figura 22. Curva de potencia vs velocidad, con comportamiento simulado y del fabricante.	49
Figura 23. Diagrama de flujo para la operación del escenario fotovoltaica-banco de baterías	59
Figura 24. Diagrama de flujo para la operación del escenario fotovoltaica-banco de baterías	60
Figura 25. Diagrama de flujo para la operación del escenario fotovoltaica-eólica-generador diésel.	61
Figura 26. Diagrama de flujo para la operación del escenario fotovoltaica-eólica-baterías.....	62
Figura 27. Diagrama de flujo para la operación del escenario fotovoltaica-eólica-baterías.....	63
Figura 28. Diagrama de flujo para la operación del escenario fotovoltaica-eólica-baterías- generador diésel.	64
Figura 29. Diagrama de flujo para la operación del escenario fotovoltaica-eólica-baterías- generador diésel.	65
Figura 30. Comportamiento generación fotovoltaica en el escenario 1.	66
Figura 31. Comportamiento del banco de baterías opzv en el escenario 1.....	67
Figura 32. Comportamiento del escenario 1 con banco de baterías OPzV.....	67
Figura 33. Comportamiento del banco de baterías litio en el escenario 1.	69

Figura 34. Distribución de weibull.....	70
Figura 35. Comportamiento generación de energía del aerogenerador.....	70
Figura 36. Comportamiento del escenario 2 con banco de baterías OPvZ.....	71
Figura 37. Comportamiento generación de energía del aerogenerador para el escenario 3.....	73
Figura 38. Comportamiento banco de baterías para el escenario 3.....	73
Figura 39. Comportamiento del sistema fotovoltaico para el escenario 3.....	74
Figura 40. Comportamiento del escenario 3 con banco de baterías OPvZ.....	74
Figura 41. Comportamiento generador diésel en el escenario 4.....	75
Figura 42. Comportamiento del escenario 4 con generador diésel.....	76
Figura 43. Comportamiento generador diésel en el escenario 5.....	77
Figura 44 .Comportamiento del banco de baterías en el escenario 5.....	78
Figura 45. Comportamiento del escenario 5 con generador diésel.....	78
Figura 46. Esquema eléctrico del sistema híbrido.....	78

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Tipos de baterías para sistemas de generación de energía.....	17
Tabla 2. Leyes, Decretos y Resoluciones referentes al fomento de energías renovables.....	20
Tabla 3. Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía referentes a la energización en las ZNI.....	21
Tabla 4. Estimación de la carga instalada.....	29
Tabla 5. Promedio horario de irradiación solar de la estación del Apto Almirante Padilla.....	31
Tabla 6. Promedio mes día de irradiación solar y HSP.....	32
Tabla 7. Promedio anual de velocidad de viento a 10 m de altura por la NASA.....	33
Tabla 8. Parámetros del panel fotovoltaico. Fuente: [11].....	39
Tabla 9. Datos técnicos del módulo fotovoltaico.....	40
Tabla 10. Dimensiones físicas del módulo fotovoltaico.....	41
Tabla 11. Coeficientes para el calculas el PR.....	42
Tabla 12. Valores de PR según las características de los equipos seleccionados del sistema.....	43
Tabla 13. Coeficientes de PR asignados para el sistema.....	44
Tabla 14. Correcciones por Temperatura.....	45
Tabla 15. Tensión nominal del sistema.....	45
Tabla 16. Parámetros técnicos del aerogenerador Bornay.....	49
Tabla 17. Abreviaciones.....	52
Tabla 18. Factores de corrección de temperatura ambiente basada en 30°C.....	53
Tabla 19. Capacidad de corriente permisibles en conductores aislados.....	53
Tabla 20. Valores nominales estándar en A para fusibles e interruptores automáticos.....	54
Tabla 21. Escenarios de operación.....	55
Tabla 22. Parámetros de costos de las diferentes tecnologías.....	56
Tabla 23. Parámetros técnicos de las diferentes tecnologías.....	57
Tabla 24. Resumen simulación escenario 1 baterías OPzV.....	68
Tabla 25. Resumen simulación escenario baterías de litio.....	68
Tabla 26. Resumen simulación escenario 2 baterías OPvZ.....	70
Tabla 27. Resumen simulación escenario 2 baterías litio.....	70
Tabla 28. Resumen simulación escenario 3 baterías OPzV.....	72
Tabla 29. Resumen simulación escenario 3 baterías litio.....	72
Tabla 30. Resumen simulación escenario 4.....	75
Tabla 31. Resumen simulación escenario 5.....	76

RESUMEN

El propósito del presente trabajo es realizar un modelado matemático para determinar la viabilidad técnico- financiera, para un sistema de generación de energía eléctrica ubicado en Uribia, La Guajira. Para esto, se realiza una caracterización del recurso solar, eólico y la demanda de la Institución Etnoeducativa rural Majayütpana. El sistema de generación híbrido está conformado por paneles solares, aerogenerador, banco de baterías y generador diésel, donde se propone modelar el sistema en MATLAB y evaluar la viabilidad técnico-financiera para 5 escenarios de operación en base al costo nivelado de la energía.

El modelo de la generación fotovoltaica está basado en el modelo de eficiencia del panel, que tiene como parámetros de entrada las condiciones climáticas del lugar, los datos técnicos de los módulos solares y la irradiación en plano inclinado. El modelo del aerogenerador está basado en el modelo desarrollado por Pallabazer y en la distribución de probabilidad de Weibull.

El modelo del generador diésel se basa en el consumo de combustible por hora, el cual depende de la potencia generada y el modelo de las baterías determina la energía de carga y descarga cada hora, limitando esta energía a un estado de carga máximo y mínimo.

Se realizó la simulación para 5 escenarios posibles de combinación de tecnologías y se calculó el costo nivelado de la energía para cada fuente de generación. Se encontró que el menor costo nivelado corresponde al escenario de paneles solares – banco de baterías litio con un costo nivelado de 0.548 USD/kWh, y el mayor costo de generación corresponde al escenario paneles solares – aerogenerador – generador diésel, con un valor de 3.89 USD/kWh.

Palabras clave: Sistema híbrido, escenarios de operación, costo nivelado de la energía, modelado matemático.

ABSTRACT

The purpose of this work is to perform a mathematical modeling to determine the technical-financial feasibility of an electric power generation system located in Uribia, La Guajira. For this purpose, a characterization of the solar and wind resources and the demand of the Majayütpana Rural Ethno-educational Institution is carried out. The hybrid generation system consists of solar panels, wind turbine, battery bank and diesel generator, where it is proposed to model the system in MATLAB and evaluate the technical-financial feasibility for 5 scenarios of operation based on the levelized cost of energy. The photovoltaic generation model is based on the panel efficiency model, which has as input parameters the climatic conditions of the site, the technical data of the solar modules and the irradiation in inclined plane. The wind turbine model is based on the model developed by Pallabazer and the Weibull probability distribution.

The diesel generator model is based on the hourly fuel consumption, which depends on the power generated, and the battery model determines the hourly charge and discharge energy, limiting this energy to a maximum and minimum state of charge.

The simulation was performed for 5 possible scenarios of combination of technologies and the levelized cost of energy was calculated for each generation source. It was found that the lowest levelized cost corresponds to the solar panels - lithium battery bank scenario with a levelized cost of 0.548 USD/kWh, and the highest generation cost corresponds to the solar panels - wind turbine - diesel generator scenario, with a value of 3.89 USD/kWh.

Key words: Hybrid system, operation scenarios, levelized cost of energy, mathematical modeling.

INTRODUCCIÓN

Las características geográficas del territorio colombiano, su diversidad de climas y altitudes, y la dificultad para acceder a diferentes zonas geográficas del país, no permiten la interconexión eléctrica en todo el territorio nacional. Esto es un impedimento para el acceso a diferentes tecnologías que mejorarían la calidad de vida de sus habitantes, como lo son, el acceso a una buena educación, al agua potable y servicios de salud; objetivos claves de desarrollo sostenible (ODS) planteados por la Asamblea General de las Naciones Unidas en septiembre de 2015 [1].

Se entiende por Zonas No Interconectadas (ZNI) a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) [2]. Las ZNI comprenden el 52% del territorio nacional y se caracterizan por una baja densidad poblacional, un bajo nivel de consumo promedio, altos costos de prestación del servicio de energía eléctrica y un nivel de necesidades insatisfechas superior al 77% [2]. En Colombia, la capacidad instalada en Zonas No Interconectadas está compuesta por generación diésel en un 92% y un 8% son fuentes no convencionales de energía [3].

Los sistemas de generación híbridos se han identificado como una alternativa para el suministro de energía en poblaciones alejadas de los sistemas eléctricos interconectados. En estas zonas las principales fuentes de generación son el recurso solar, eólico y la biomasa. Según los registros de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) para el año 2020 se registraron 212 proyectos, de los cuales el 18% corresponden a energía solar, el 6% a energía eólica y 1% al aprovechamiento de biomasa [4].

La implementación de sistemas de generación con fuentes renovables presenta un gran problema debido a la intermitencia de los recursos solar y eólico, haciendo necesario el uso de fuentes de respaldo como la generación por combustibles fósiles o el almacenamiento de energía por medio de bancos de baterías. Por lo anterior, la evaluación financiera para la implementación de una microrred es uno de los factores principales para establecer la viabilidad de un proyecto. En Colombia, el gobierno mediante la Ley 1715 de 2014 busca promover el desarrollo y la utilización de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) por medio de incentivos tributarios, como lo es la exclusión de bienes y servicios de IVA y la exención de gravámenes arancelarios, lo cual puede conllevar a una viabilidad financiera de estos proyectos [5].

JUSTIFICACIÓN

Las Fuentes no Convencionales de Energía Renovable (FNCER), se constituyen como una opción viable para la energización de Zonas No Interconectadas (ZNI), disminuyendo el impacto ambiental de la generación de energía y mejorando la calidad de vida de las comunidades rurales en términos de educación, salud y economía.

Los sistemas de energía solar, eólica, biomasa y otras aplicaciones de energía renovable son una solución técnicamente viable para el suministro de energía a comunidades aisladas. Al suministrar pequeñas cantidades de energía en estas zonas se podría mejorar la atención médica, los servicios escolares, el suministro de agua para consumo humano e irrigación, así como para la preparación de alimentos y su refrigeración. Además, estas comunidades tienen un limitado poder de compra de electricidad [6].

En las ZNI se encuentran diferentes comunidades étnicas tales como: indígenas, afrocolombianos, población ROM (Gitana) y raizales. Una de ellas es la comunidad de Majayütpana, Uribia, Alta Guajira, en donde alrededor de 140 personas de la comunidad Wayúu hacen uso de su institución etnoeducativa y no cuentan con los beneficios del SIN, esto les dificulta realizar un gran número de actividades que apoyarían el progreso de la comunidad Wayúu y garantizarían la sostenibilidad de su comunidad [7].

Por consiguiente, se propone simular un sistema de energía híbrido a partir del modelado matemático de cada componente. La microrred estaría conformada por paneles solares, aerogenerador eólico, generador diésel y banco de baterías. Se desea obtener los modelos matemáticos de los componentes anteriormente mencionados, de forma genérica para una microrred. Se realiza la simulación del comportamiento energético del sistema con 5 escenarios de operación para evaluar la viabilidad técnico-financiera mediante el cálculo del costo nivelado.

1 MARCO REFERENCIAL

1.1 MARCO CONCEPTUAL

1.1.1 Sistema solar fotovoltaico

Los sistemas solares fotovoltaicos pueden clasificarse como sistemas fotovoltaicos autónomos, sistemas fotovoltaicos para aplicaciones en vehículos, sistemas fotovoltaicos conectados a la red y sistemas para edificios. Es frecuente utilizar sistemas aislados en zonas remotas, con pequeñas necesidades energéticas en las cuales no es factible económicamente conectarse a la red.

Los paneles están formados por un conjunto de células fotovoltaicas, interconectadas en serie o en paralelo y protegidas por un vidrio en la parte superior y por varias capas plásticas en la parte posterior, todo ello reforzado mediante un marco metálico. Pueden ser de varios tipos, entre ellos, con tecnología monocristalina y policristalina.

Los parámetros más importantes para la elección de un panel solar son: Tecnología, eficiencia y pérdidas por temperatura. Según su tecnología se clasifican en: Monocristalinos, Policristalinos y Silicio Amorfo. En los últimos años los fabricantes de paneles solares han desarrollado módulos monocristalinos con eficiencia de hasta un 22%, con un coeficiente de temperatura por potencia más bajo, lo que permite que en zonas de temperaturas altas hallan menores pérdidas de potencia.

Su funcionamiento se describe por la curva característica corriente – tensión, definida para la condición estándar de prueba por su sigla en inglés (STC) establecida por la norma IEC 61215: 1000 W/m² de irradiancia, una masa de aire (AM) de 1,5 y temperatura de las células de 25 ° C. La Figura 1, indica como la tensión de circuito abierto disminuye cuando aumenta la temperatura. Igualmente, disminuye la potencia entregada por la célula, esto se debe a una propiedad inherente del silicio.[8].

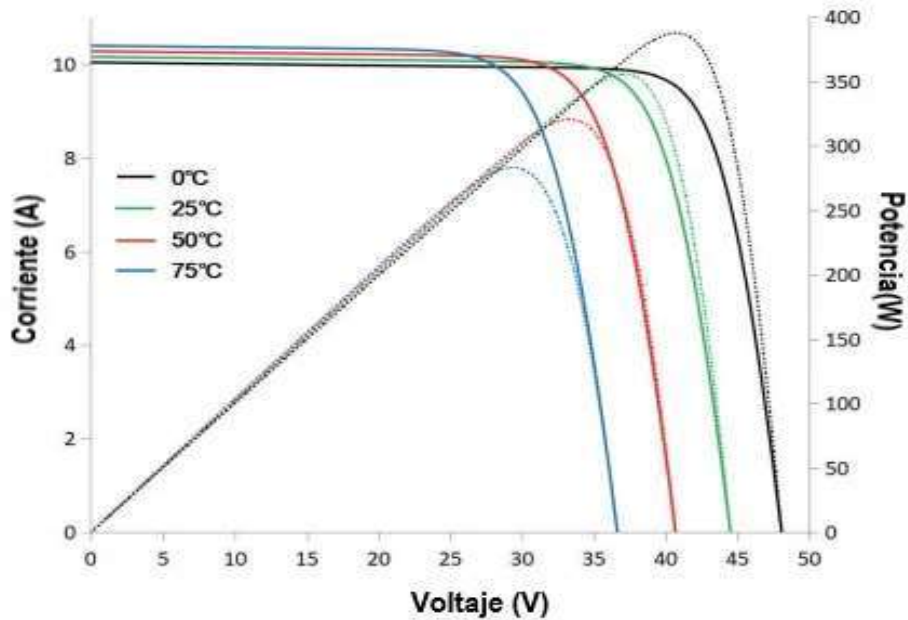


Figura 1. Curva Tensión – Corriente en una celda fotovoltaica. Fuente: [9]

Los principales módulos que existen en el mercado son de silicio policristalino y monocristalino. Para el desarrollo de este trabajo se escogerá un módulo fotovoltaico de silicio monocristalino, porque es un tipo de panel de alta eficiencia, con un coeficiente de temperatura más bajo. Son paneles con un costo elevado debido a su tecnología, sin embargo, al garantizar más de 25 años de vida útil generando la máxima energía, su costo nivelado es más bajo.[10]

Están conformados por una estructura cristalina uniforme, se fabrican con lingotes cilíndricos de alta pureza que se cortan en obleas. Se pueden identificar fácilmente por su color negro como lo muestra la figura 2. [11]



Figura 2. Módulo fotovoltaico monocristalino. Fuente: [11]

La potencia generada por un sistema fotovoltaico varía con la ubicación del lugar y las condiciones climáticas como lo son la temperatura y el nivel de irradiación solar. La potencia instantánea generada por un sistema fotovoltaico es calculada a partir de la ecuación 1, en donde N es el número de módulos, η_g es la eficiencia instantánea, Am el área del módulo en m^2 y Ir la irradiación en W/m^2 [12].

$$PFV = N * \eta_g * Am * Ir \quad (1)$$

Existen modelos que aproximan el comportamiento de las celdas solares, uno de ellos es el modelo por circuito equivalente de uno o dos diodos. El modelo del diodo está conformado por una fuente de corriente en paralelo con la resistencia de shunt que representa las corrientes de fuga y una resistencia en serie que representa la resistencia del diodo (perdidas térmicas). El modelo de dos diodos contiene un diodo más en paralelo, para aproximarse más a la curva de corriente – tensión. [13]

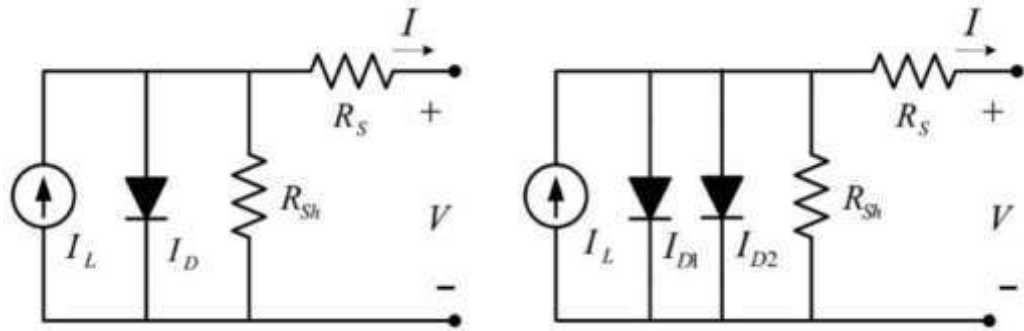


Figura 3. Circuito equivalente del panel, modelo de uno y de dos diodos. Fuente: [9]

También existe el modelo de 4 parámetros los cuales normalmente son: la corriente generada por la luz solar, la corriente del diodo, la resistencia en serie y un parámetro de ajuste. Este modelo calcula los valores de corriente y tensión basándose en las características estándar del módulo fotovoltaico [14]. De forma similar, está el modelo basado en el rendimiento del panel, el cual permite obtener la potencia del sistema mediante los parámetros de: Irradiación solar en plano inclinado, las condiciones climáticas de la zona y los datos suministrados por el fabricante.

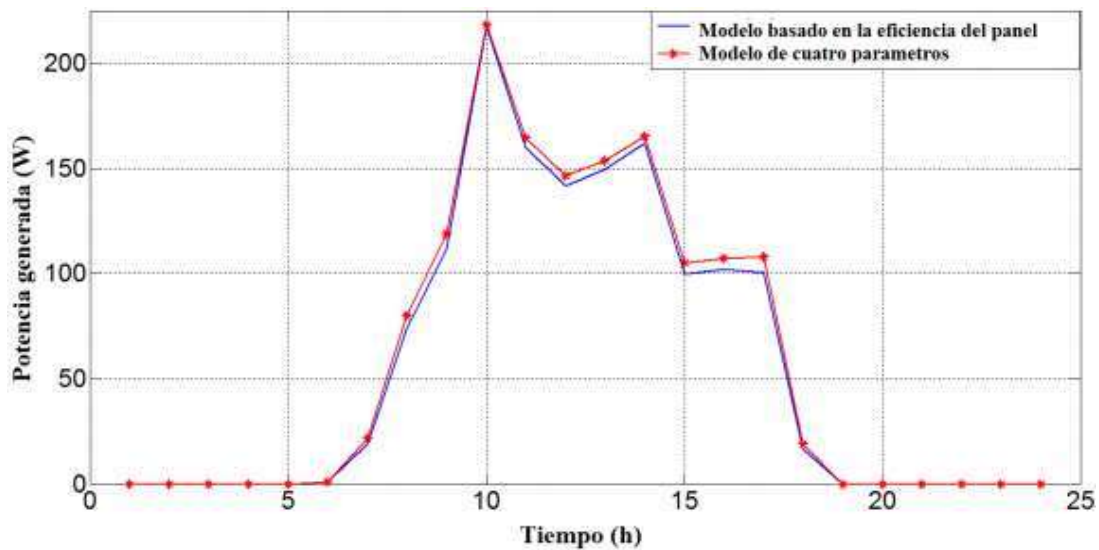


Figura 4, Comparación de modelos de potencia generada de panel solar. Fuente: [12]

En la figura 4 Galindo Noguera et al., 2017 [12] realiza la comparación de estos dos modelos, encontrando que ambos representan el comportamiento real del módulo de forma similar. Por lo anterior, el modelo basado en el rendimiento del panel será usado en el desarrollo de este proyecto.

1.1.2 Aerogenerador

Un aerogenerador es un dispositivo que convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica. Se dividen en turbinas eólicas de eje horizontal y de eje vertical. Las turbinas de eje vertical son capaces de captar el viento en cualquier dirección por lo que no necesitan control de orientación. Su principal desventaja es que no son auto arrancables por lo cual necesitan un mecanismo adicional de arranque. Los aerogeneradores de eje vertical más conocidos son los Darrieus, Savonius simples y Multipala. Las turbinas de eje horizontal se clasifican según el número de palas en: Monopala, Bipala, Tripala y Multipala [15].

Según la potencia existen microturbinas las cuales son menores a 3kW y pequeños aerogeneradores menores a 50 kW, estos suelen ser utilizados en sistemas aislados o sistemas híbridos. Habitualmente son máquinas de eje horizontal de corriente alterna de dos y tres palas, con diámetros pequeños entre 1m a 5m y con un generador eléctrico de imanes permanentes [14].

Los aerogeneradores de minieólica del fabricante Bornay de 1.5 kW y 5 kW son los seleccionados para realizar la simulación del caso de estudio, ya que están equipados con un alternador de imanes permanentes de neodimio, con un tipo de controlador MPPT para carga de baterías y uno de conexión directa a todo tipo de consumos. Estos

aerogeneradores tienen una velocidad de arranque 3.5m/s y son compatibles con cualquier tipo de baterías [17] .

1.1.3 Sistema de almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento de energía son importantes en zonas aisladas, ya que permiten almacenar la energía eléctrica producida por tecnologías de generación alternativas y convencionales. La energía almacenada en las baterías es utilizada como sistema de respaldo, puesto que las fuentes alternativas presentan problemas de intermitencias debido a la variación del viento, la irradiación solar, precipitaciones y la nubosidad.

La degradación de la capacidad de un banco de baterías es debido a la profundidad de descarga y a la temperatura ambiente a la que esté operando dicho sistema. Tienen una duración entre 5 y 15 años, por lo tanto, habrá que sustituirlas al menos una vez a lo largo de la vida útil del sistema de generación.

Las características técnicas de funcionamiento de un banco de baterías son las siguientes:

- Capacidad nominal: Es la capacidad máxima de energía eléctrica que puede suministrar desde su punto de carga pleno hasta su descarga completa. Se mide en Amperios-hora (Ah), el régimen de descarga es el número de horas en que la batería puede suministrar cierta corriente hasta que se descargue completamente. El fabricante indica la capacidad para regímenes de 100, 50, 24, 10 y 5 horas, que corresponden a unas capacidades que se expresan en C_{100} , C_{50} , C_{20} , C_{10} , y C_5 (Ah).[18]
- Estado de carga (State of Charge, SOC): Es la relación entre la energía disponible en un intervalo de tiempo y el máximo de su capacidad. Los fabricantes recomiendan no bajar de un determinado SOC_{min} para no dañar las baterías por una excesiva descarga. [18]
- Profundidad de descarga: Se refiere al tanto por ciento que se utiliza de la capacidad de la batería en un ciclo de carga y descarga. Existen dos tipos de baterías, las baterías con descarga superficial con profundidades máximas del 50% y las baterías de descarga profunda con descargas máximas del 80 al 100%.
- Vida útil: Se considera que las baterías finalizan su vida útil cuando su capacidad se ha reducido al 80%. Se mide en el número ciclos que puede soportar una batería, un ciclo es el tiempo que transcurre desde la carga completa hasta la descarga de esta. [12]. Como se muestra en la figura 5, la vida útil de una batería es distinta para cada

tecnología. Por ejemplo, para una profundidad de descarga del 50% las baterías de litio tienen 8000 ciclos de descarga, lo que equivale a 21 años de vida útil. En comparación, con las baterías OPzV las cuales tienen 3000 ciclos de descarga, lo que equivale a 8 años de vida útil.

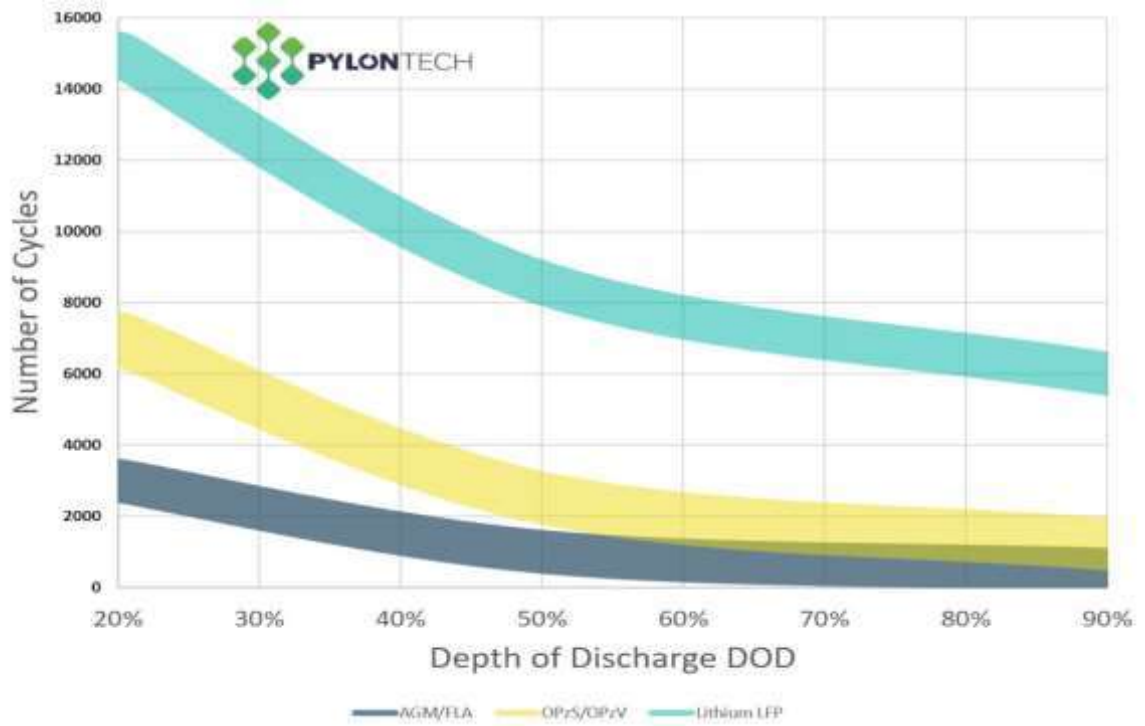


Figura 5, Numero de ciclos vs el porcentaje de descarga de distintas baterías. Fuente: [19]

- Autodescarga: Es el proceso en el que la batería pierde parte de su carga debido a las reacciones que se producen entre los materiales que la conforman. Se cuantifica mediante el coeficiente de autodescarga que define la cantidad de energía que se pierde en un periodo de tiempo. [18]. Para baterías de OPvZ de la marca HOPPECKE puede ser entre un 2 – 3% al mes [20] y para baterías de litio un máximo de autodescarga de 1.5% al mes. [19]

En la Tabla 1, se clasifican las baterías según su tipo de tecnología, sus ventajas y desventajas:

Tabla 1, Tipos de baterías para sistemas de generación de energía.

Tipo de Batería	Ventajas	Desventajas
Baterías Solares AGM (Absorbed Glass Material)	<ul style="list-style-type: none"> • No requieren mantenimiento. • Son versátiles, soportan ciclos de descarga profunda. • Tienen una vida útil entre 5 a 10 años. • No emite gases. 	<ul style="list-style-type: none"> • Son sensibles a las sobrecargas.
Baterías Solares de Gel	<ul style="list-style-type: none"> • Son baterías selladas, no requieren mantenimiento. • Su comportamiento es mejor a temperaturas bajas, ya que su coeficiente de congelación es menor. • Tiene una vida útil entre 9 a 12 años en condiciones normales de uso. 	<ul style="list-style-type: none"> • Menor resistencia a las altas temperaturas. • Precio elevado.
Baterías Solares Monoblock	<ul style="list-style-type: none"> • Son baterías selladas y no requieren mantenimiento. • No emite gases. • Se usan normalmente para pequeñas instalaciones. 	<ul style="list-style-type: none"> • No soporta bien los picos de arranque de algunos aparatos como motores, neveras, televisión etc. • Corta vida útil, alrededor de los 5 años.
Baterías Solares Estacionarias	<ul style="list-style-type: none"> • Su vida útil puede ser de hasta 20 años. • Fácil manteniendo. • Buen comportamiento en altas temperaturas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Son baterías muy grandes y pesadas. • Presentan elevados costos.
Batería Solar de Ion-Litio	<ul style="list-style-type: none"> • Ligeras, compactas y con rápidos tiempos de carga. • Se caracterizan por tener una gran autonomía y por su capacidad de poder realizar descargas de hasta el 100%, sin acortar su vida útil. • No requiere mantenimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Son el tipo de baterías más costoso del mercado.

Se escogen para la simulación las baterías OPvZ de marca HOPPECKE y las baterías de Litio del fabricante PYLOTECH, para comparar el costo nivelado de estas dos tecnologías y su funcionamiento en el sistema de generación de energía.

1.1.4 Grupo electrógeno

Un grupo electrógeno es un generador eléctrico acoplado a un motor de combustión interna. Son comúnmente utilizados en zonas no interconectadas o cuando hay un déficit en la prestación del servicio de energía eléctrica[21]. También, son utilizados en sitios donde se requiera un respaldo cuando la energía eléctrica falla como lo son hospitales, centros comerciales, edificios residenciales y administrativos.

Las partes que componen un grupo electrógeno son:

- Motor: Es la fuente de energía mecánica que permite la generación de energía eléctrica. Generalmente se utilizan motores a gasolina y a diésel.
- Alternador: La energía eléctrica de salida se produce por medio de un alternador acoplado al motor, conformado por el estator, donde se ubican las bobinas que al ser inducidas producen la corriente eléctrica. El rotor es la parte móvil que gira produciendo un campo magnético.
- Regulador del motor: Es un dispositivo mecánico diseñado para mantener una velocidad constante del motor con relación a los requisitos de la carga.
- Sistema de refrigeración: Este sistema puede ser por aire, agua o aceite. El sistema de refrigeración por aire consiste en un ventilador que permite que el flujo del aire del exterior enfríe el motor.
- Depósito de combustible: Este acoplado a una bancada de acero y permite una capacidad de autonomía entre 6 a 8 horas con un funcionamiento a plena carga.

Para el desarrollo del sistema híbrido del presente proyecto, se escoge un generador diésel de 5 kW del fabricante MOTOBORDA, como se muestra en la figura 6. Este generador diésel tiene encendido eléctrico y manual, un cargador de baterías, un protector de sobrecargas y debe operar en lugares abiertos o ventilados.



Figura 6, Generador diésel de la marca MOTOBORDA. Fuente: [22]

1.1.5 Costo Nivelado de la Energía [LCOE]

Es una medida económica que se utiliza para comparar los costos de generación eléctrica de diferentes tecnologías de generación a lo largo de su vida útil. Estos costos son: Los costos de capital de inversión inicial para construir una central eléctrica, costos de combustible que varían en función de la producción de energía, costos de reposición de los equipos, costos de operación y mantenimiento los cuales se dividen en costos variables y costos fijos, entre otros.

Para calcular el costo nivelado de la energía se debe anualizar estos valores y la energía producida en el sistema de generación [23] como se muestra en la ecuación 2.

$$LCOE = \frac{\text{Costo inversión} + \text{Costo OyM anual} + \text{Costo Comb anual} + \text{Crep anual}}{\frac{(1+r)^t}{\text{Generación de energía anual}}} \quad (2)$$

Donde r es la tasa de descuento y t la vida útil del proyecto. Los costos operación y mantenimiento se dividen en fijos y variables, los costos variables dependen de la energía generada en un año y los costos fijos de la capacidad instalada en la planta. Los costos por combustible dependen del precio del combustible y la tecnología utilizar, este costo varía según la ubicación del sistema de generación.

El costo de reposición de los equipos se calcula de la siguiente forma:

$$C_{rep} = [C_{comp} * f_{rep} * SSF_{comp}] - [S * SSF_{proy}] \quad (3)$$

C_{comp} es el costo del componente, f_{rep} es un factor que surge cuando la vida útil del componente es diferente a la vida útil del proyecto, SSF_{comp} es un factor de fondo de amortización y S es un valor de salvamento [24].

1.2 MARCO LEGAL

El Estado Colombiano ha demostrado su interés en la implementación de fuentes no convencionales de energía mediante la aprobación de diferentes leyes, decretos y resoluciones, los cuales fomentan la estructura normativa para el crecimiento e implementación de estas tecnologías. Algunas de estas leyes y decretos se explican en las tablas 2 y 3.

Tabla 2, Leyes, Decretos y Resoluciones referentes al fomento de energías renovables.

LEY Y DECRETO	ASUNTO	DESCRIPCIÓN
Decreto 2884 de 2001	Por el cual se reglamenta el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas -FAZNI-.	<ul style="list-style-type: none"> • Se establece criterios de distribución de recursos del FANZI.
Ley 633 de 2000	Por la cual se expiden normas en materia tributaria, se dictan disposiciones sobre el tratamiento a los fondos obligatorios para la vivienda de interés social y se introducen normas para fortalecer las finanzas de la Rama Judicial.	<ul style="list-style-type: none"> • Se crea el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI). • Se establecen disposiciones sobre el recaudo de recursos y la destinación de estos.
Decreto 1124 de 2008	Por el cual se reglamenta el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas – FAZNI.	<ul style="list-style-type: none"> • Reglamenta la Ley 1099 del 2006. • Faculta para asignar los recursos del FAZNI a los planes, programas y proyectos para la implementación de infraestructura requerida para la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI. • Establece la metodología de asignación de recursos del FANZI
Resolución MME 180919 de 2010	Por la cual se adopta el Plan de Acción Indicativo 2010-2015 para desarrollar el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE, se definen sus objetivos, subprogramas y se adoptan otras disposiciones al respecto.	<ul style="list-style-type: none"> • Se definen los objetivos, subprogramas y metas del Plan de Acción.
Decreto 3683 de 2003	Por el cual se reglamenta la Ley 697 de 2001 y se crea una Comisión Intersectorial.	<ul style="list-style-type: none"> • Se crea la Comisión Intersectorial para el Uso Racional y Eficiente de Energía (CIURE), con el propósito de articular las instituciones relacionadas con las políticas de URE para facilitar la ejecución de dichas políticas. • La CIURE debe realizar funciones asesoría, consultoría y apoyo de la MME en actividades relacionadas a las políticas URE.
		<ul style="list-style-type: none"> • Establece incentivos tributarios a determinados proyectos, actividades o bienes, que generen o estén destinados a generar reducciones certificadas

Ley 788 de 2002	Por la cual se expiden normas en materia tributaria y penal del orden nacional y territorial; y se dictan otras disposiciones.	<ul style="list-style-type: none"> • Exención de renta por venta de energía eléctrica generada a partir de biomasa, viento y residuos agrícolas. • Exención del IVA a la importación de equipos y maquinaria destinados a generar reducciones certificadas.
Ley 697 de 2001	Mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones.	<ul style="list-style-type: none"> • Le asigna al Uso Racional y Eficiente de Energía (URE) un carácter de interés general y de conveniencia nacional. • Promueve la utilización de energías alternativas. • Crea el Programa Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás Formas de Energía No Convencionales (PROURE) estableciendo como entidad responsable de éste al MME.
Ley 1715 de 2014	Tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía, principalmente aquellas de carácter renovable.	<ul style="list-style-type: none"> • Existe una deducción especial del impuesto sobre la renta para los contribuyentes que realicen una inversión en FNCE correspondiente al 50% del valor de la inversión. • La depreciación acelerada que puede ser deducible al momento de declarar el impuesto de renta, teniendo como tasa anual global máxima de hasta un 20%. • Exención del impuesto de valor agregado (IVA) para todos los equipos, elementos, maquinaria y servicios destinados a nuevas inversiones en fuentes no convencionales de energía renovable.

Tabla 3, Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía referentes a la energización en las ZNI.

RESOLUCIÓN	ASUNTO	DESCRIPCIÓN
181891 de 2008	Por la cual se adopta un Procedimiento transitorio para otorgar subsidios del Sector Eléctrico en las Zonas No Interconectadas.	<ul style="list-style-type: none"> • Se establecen condiciones para otorgar subsidios a las ZNI.
180648 de 2008	Por la cual se adiciona la Resolución 182138 de diciembre 26 de 2007, por la cual se expide el procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en las Zonas No Interconectadas.	<ul style="list-style-type: none"> • Se establece el desmonte de subsidios para los usuarios de las ZNI, por cuatro periodos de ajuste.

182138 de 2007	Por la cual se expide el Procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en las Zonas No Interconectadas.	<ul style="list-style-type: none"> • Modificada por la resolución 180660 del 2009. • Se determinan las condiciones para el cálculo de los subsidios y el consumo subsidiable.
180961 de 2004	Por la cual se fijan las fórmulas para el cálculo y asignación de los subsidios destinados a los usuarios pertenecientes a los estratos socioeconómicos 1, 2 y 3 ubicados, en las Zonas No Interconectadas y se delegan unas funciones al Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas, IPSE.	<ul style="list-style-type: none"> • Establece la potencia requerida por usuario y las horas de prestación de servicio diferenciando rangos, de acuerdo con el número de usuarios en cada localidad. • Establece los porcentajes de subsidio que se otorga a los usuarios diferenciando rangos, de acuerdo con el número de usuarios en cada localidad.

1.3 ANTECEDENTES

La integración de diferentes fuentes de generación de energía que sean sostenibles en términos económicos, técnicos, sociales y culturales, ha sido un reto en las últimas décadas. Por tal motivo, se han desarrollado múltiples investigaciones sobre este tema, las cuales abarcan desde el diseño e implementación de sistemas energéticos hasta el modelamiento matemático para su funcionamiento óptimo.

Algunos trabajos como Anoune et al., 2018 [25] realizan una revisión bibliográfica de los métodos y técnicas más aplicados en el dimensionamiento y optimización de sistemas híbridos solar y eólico para zonas aisladas, presenta el modelo matemático de un diodo para los paneles solares, el modelo matemático para una turbina eólica en función de la densidad del aire, área barrida por el rotor eólico y la velocidad del viento, para el modelo de las baterías halla el estado de carga en un tiempo t , el cual está dado en función de la energía demandada por la carga y la energía generada por las fuentes renovables. Además, realiza una revisión de los algoritmos de optimización en sistemas híbridos, tales como: algoritmos genéticos, enjambre de partículas, de colonias de hormiga, entre otros.

Otros autores como Gaona, Trujillo & Guacaneme, 2015 [3] analizan los costos de instalación y operación de microrredes en zonas rurales aisladas en Colombia y otros países del mundo, teniendo en cuenta los costos de equipos, instalación los cuales se calculan mediante una tarifa fija por hora de un ingeniero y técnico electricista, operación y mantenimiento, y los asociados con el transporte de equipos para áreas remotas con un costo estimado de 2.05 USD/kg. También realiza una descripción de las diferentes leyes e incentivos que ofrece el gobierno nacional y otros países para la implementación de energías renovables.

En Dufo López, 2007 [18] realizan el modelo matemático de una microrred compuesta por paneles solares, aerogeneradores, baterías, pilas de combustible, tanque de hidrógeno y electrolizador. Utilizan el modelo matemático de un diodo para el modelamiento de la generación de paneles solares. Almanza & Toloza, 2015 [26] también hacen uso de este modelo para paneles solares y realizan el modelamiento matemático de otros elementos de una microrred como, turbinas eólicas, banco de baterías, inversores, entre otros. El modelo de un diodo es usado en varios trabajos, sin embargo, en Galindo Noguera et al., 2017 [27] utilizan un modelo simplificado con ecuaciones lineales basado en el rendimiento de un panel y realizan la comparación con el modelo de un diodo demostrando que el modelo sencillo representa satisfactoriamente el comportamiento de un panel solar.

En Kaabeche et al., 2017 [28] utilizan un modelo de banco de baterías donde consideran la energía almacenada, la energía producida por las distintas fuentes y la energía que consume la carga, en Anoune et al., 2018 [25] consideran un modelo sencillo teniendo en cuenta el estado de carga de la batería cuando se carga y descarga, este modelo considera la tasa de auto descarga de la batería, en Galindo Noguera et al., 2017 [27] utilizan el modelo de Copetti donde se considera variación de voltaje en la carga, descarga y sobrecarga de la batería.

En cuanto al modelado matemático de una turbina eólica se encontraron distintos métodos, en Pallabazzer, 1995 [29] desarrollan un modelo para turbinas con pitch control considerando la velocidad mínima de arranque de la turbina (Cut-in) y la velocidad de corte (Cut-off) en la cual la turbina se apaga. Para turbinas controladas por pérdida pasiva (Stall controlled) o de palas fijas la potencia generada a una velocidad mayor que la velocidad de corte se debe omitir. En Anoune et al., 2018 [25] utilizan un modelo sencillo que considera la potencia mecánica capturada por una turbina eólica siendo esta proporcional al área de barrido de las palas, a la densidad del aire, la velocidad del viento y el coeficiente de potencia. En Kaabeche et al., 2011 [28], Wang & Singh, 2007 [30] y Ramli et al., 2018 [31] utilizan el modelo desarrollado por Pallabazzer, 1995 [29]. El modelo desarrollado por Pallabazzer, 1995 da una aproximación de la curva de potencia de un aerogenerador entregada por el fabricante, por esta razón este modelo se aplicará en el desarrollo del presente proyecto de grado.

De acuerdo con Gaona et al., 2015[3], en Colombia se han realizado instalaciones de diferentes tipos de microrredes en zonas no interconectadas, donde se muestra una lista de sistemas híbridos instalados por el IPSE. Los casos más exitosos de microrredes instaladas en Colombia son: En Titumate, Chocó con una capacidad instalada de 165 kW con un 70% de generación de energía basada en paneles fotovoltaicos y un 30% en diésel, y en El Cardón, Guajira que hace parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN) utilizando como fuente de energía paneles solares y generadores eólicos. También, se han instalado microrredes para escuelas rurales ubicadas en ZNI del país, por ejemplo, en la Institución Etnoeducativa Flor del Paraíso (Alta Guajira) se instaló un sistema híbrido fotovoltaico – eólico – baterías con una capacidad de 5 kW. Una instalación similar se realizó en la Institución Etnoeducativa El

Cerro de la Teta (Alta Guajira) con una capacidad instalada de 2.9 kW. En departamentos como el Amazonas y Guainía se han ejecutado proyectos de microrredes solar – diésel para escuelas rurales pertenecientes a ZNI. La mayoría de las microrredes con fuentes renovables instaladas en Colombia prestan este servicio de manera intermitente debido a la insuficiencia de recursos destinados a la infraestructura y mantenimiento, y a los problemas de orden público que pueden que existen en estas regiones.

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar la viabilidad técnico – financiera de un sistema híbrido solar-eólico-diésel-baterías para zonas no interconectadas a través del modelamiento de cinco escenarios de operación.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Caracterizar el recurso solar, eólico y la demanda, para determinar los parámetros de irradiación solar, horas de sol pico, velocidad del viento y potencia requerida por la carga, que permiten dimensionar el sistema híbrido.
- Modelar matemáticamente cada uno de los componentes para determinar el comportamiento del sistema híbrido en la generación de eléctrica.
- Evaluar la viabilidad técnico-financiera del sistema mediante la simulación de 5 escenarios de operación.

3 METODOLOGÍA

Inicialmente para caracterizar los recursos solar y eólico, es necesario recurrir a la información entregada por el IDEAM y la base de datos de la NASA. Para el recurso solar se tomaron los datos mensuales promedio de irradiación de la estación Almirante Padilla en Riohacha, la cual es la más cercana a la ubicación del caso de estudio. Para el recurso eólico se emplearon los datos horarios del año 2020 entregados por la NASA a una altura de 10m. Estos datos son importantes para realizar el dimensionamiento y la simulación del sistema de generación de energía. Para la caracterización de la demanda energética de la Institución Etnoeducativa Rural Majayütpana, se determinó el consumo energético de cada electrodoméstico y las horas de uso de este. La potencia y el número de luminarias necesarias en la institución se calculó por medio del software DIALUX, siguiendo los requerimientos del RETILAP. En el dimensionamiento del sistema se seleccionan las diferentes tecnologías que conforman el sistema híbrido como lo son: Los paneles solares, el banco de baterías, el generador diésel, el aerogenerador, el inversor y el cableado. Los parámetros técnicos de las anteriores tecnologías son las variables de entrada para realizar la simulación de cada escenario.

Para modelar cada componente que conforma el sistema de generación, se acude a una revisión literaria de los modelos utilizados es sistemas híbridos. La simulación de los 5 escenarios de operación se realiza en MATLAB para evaluar su viabilidad técnico-financiera mediante el costo nivelado de la energía. Finalmente, se diseñan el plano eléctrico de la instalación bajo los lineamientos de la norma NTC 2050, RETIE y RETILAP y se calcula el cableado eléctrico y las protecciones para el sistema híbrido. En la figura 7, se explica el paso a paso de la metodología utilizada.

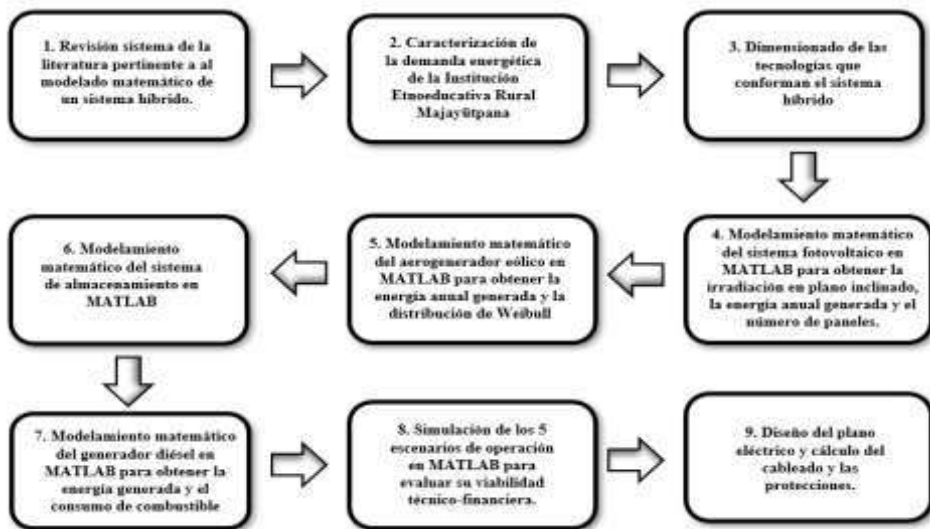


Figura 7, Metodología de trabajo utilizada.

4 DESARROLLO

4.1 INFORMACIÓN DE LA ZNI

La Guajira se compone de 15 municipios en los cuales se estima una población total de 219.646 indígenas ubicados en la Media y alta Guajira [32]. Según la figura 8, este departamento se encuentra dividido en tres zonas: baja, media y alta Guajira. La media y la Alta Guajira son habitadas principalmente por la Etnia Wayuu, quienes constituyen el 95.57% de la población total de indígenas de la región. Son zonas desérticas de difícil acceso, con dificultades para el acceso de agua potable, energía eléctrica, alimentos y servicios básicos.

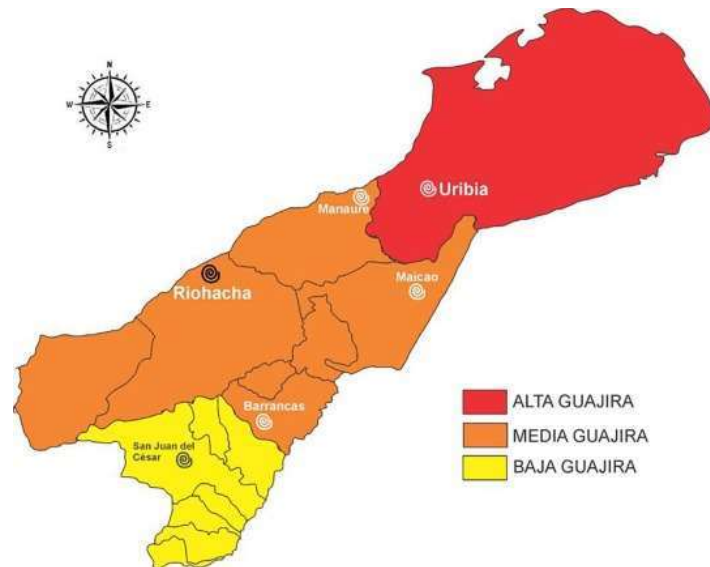


Figura 8, División zonal alta, media y baja Guajira. Fuente: [33]

4.1.1 Economía

La principal actividad económica de las comunidades Wayúu en la Guajira es el pastoreo de ganadería caprina y bovina, el trabajo en las salinas, la pesca, la producción textil y el comercio tipo informal.

En nuestro caso de estudio, la comunidad de Majayütpana tiene como principal actividad económica la venta de artesanías autóctonas de tipo textil, como lo son la fabricación de mochilas, chinchorros, mantas y manillas Wayúu con diseños característicos propios de su región.



Figura 9, Artesanías autóctonas de Majayütpana. Fuente:[34]

4.1.2 Acceso y costo de la energía eléctrica

El 74% de la población en La Guajira no cuenta con el suministro de energía eléctrica, debido al difícil acceso y las grandes distancias con respecto a las Sistema Interconectado Nacional.

Del restante 26% de la población solo el 9% manifiesta saber el costo promedio de kWh en La Guajira y evidenciaron que ronda los \$300 - \$400 COP/kWh [7].

4.2 CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA

La distribución de la demanda energética se realiza con base a los principales requerimientos de la comunidad de Majayütpana los cuales son: Iluminación, refrigeración para alimentos cárnicos y medicamentos, y máquinas hiladoras usadas para tejer prendas de vestir; de igual manera de forma secundaria también se dimensionaron algunos computadores, ventiladores y licuadoras como futuras cargas que podría tener la institución.

La tabla 4 indica la distribución de las cargas instaladas, su potencia instantánea, las horas de uso diario y la energía total que consumen diaria y mensualmente los equipos y luminarias necesarias para la institución

Tabla 4, Estimación de la carga instalada.

DEMANDA ENERGÉTICA							
ITEM	Descripción	Cantidad	Potencia (W)	Potencia TOTAL (W)	Horas / día	Energía (Wh/día)	Energía (kWh/mes)
1	Luminaria LED	66	40	2640	4	10,560	316.80
2	Computador	10	45	450	6	2,700	81.00
3	Congelador	1	231	231	8	1,848	55.44
4	Nevera	1	78.125	78.125	8	625	18.75
6	Ventilador	6	80	480	7.5	3,600	108.00
7	Licuada	1	600	600	1.5	900	27.00
8	Maquina Hiladora	4	20	80	4	320	9.60
POTENCIA INSTALADA (W)				4,559		20,553	616.590

TOTAL DIA [kWh]	TOTAL MES [kWh]
20,79	623,790

En la figura 10, se presenta el comportamiento de la curva de carga del sistema. La simulación se realizó con una variación de un 5% en la curva de carga diariamente, para lograr una mejor aproximación del consumo en la institución.

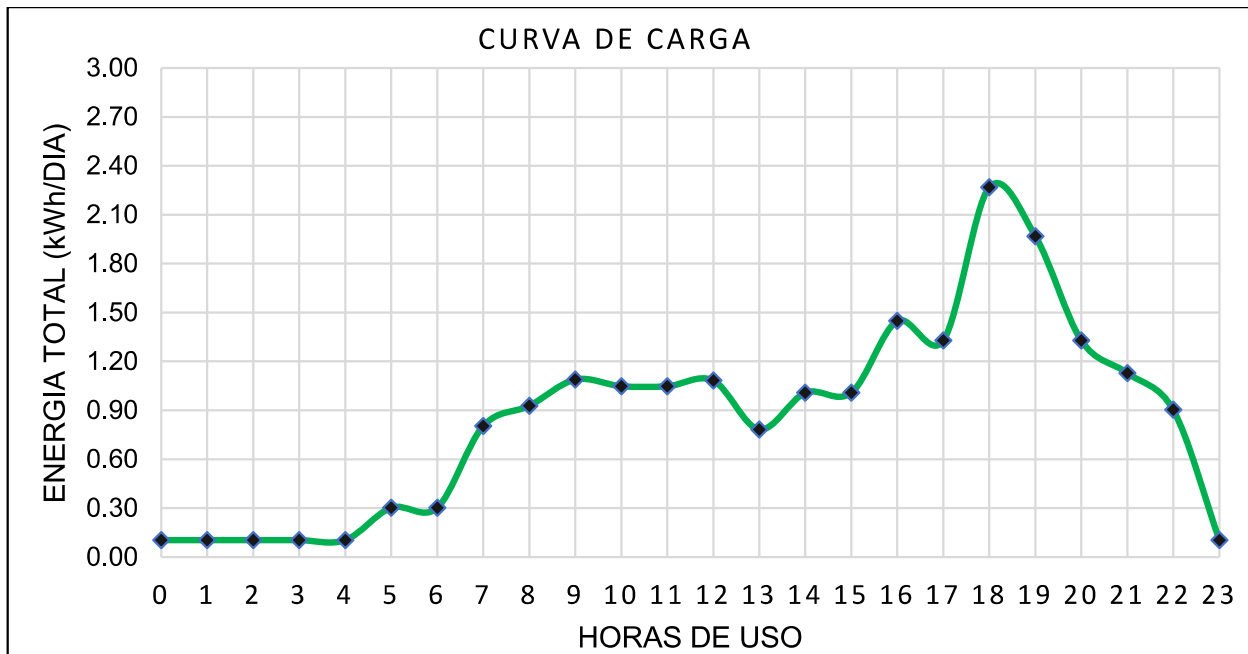


Figura 10, Comportamiento del dimensionamiento de la curva de carga. Fuente: Propia.

4.3 CARACTERIZACIÓN DE LOS RECURSOS RENOVABLES

4.3.1 Recurso de energía solar

En el Atlas de Irradiación de Irradiación Global Horizontal del IDEAM presentado en la figura 12, se puede observar que para la zona de estudio se presenta una irradiación entre 6 a 6,5 kWh/m².

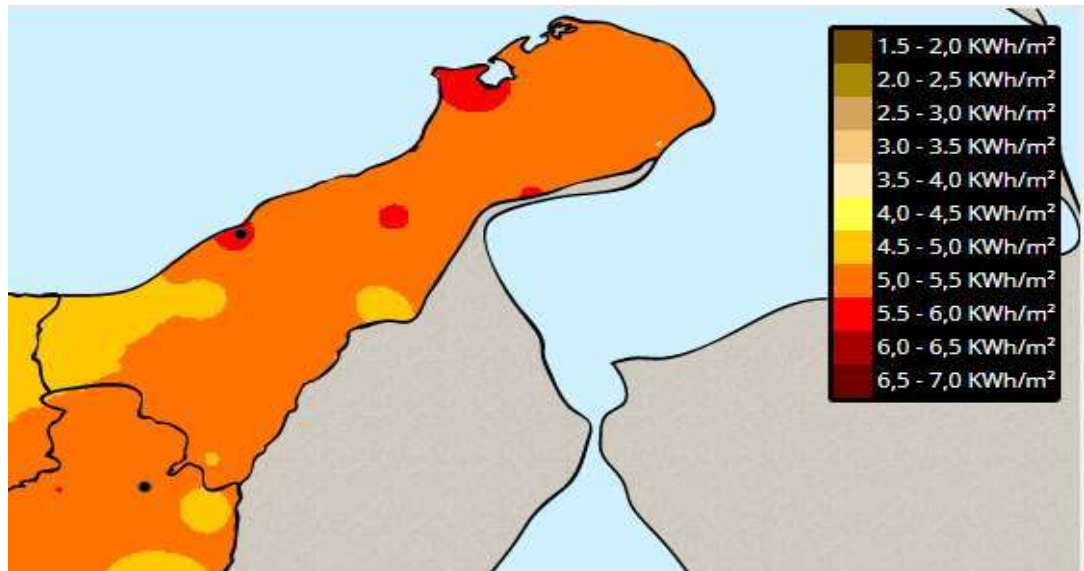
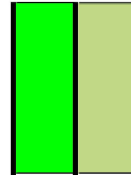


Figura 6, Irradiación global atlas IDEAM. Fuente: [35]

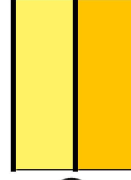
Se usaron los datos con promedio horario de la estación meteorológica del Apto. Almirante Padilla suministrados por el IDEAM [35], que corresponden a 8.760 horas que equivalen a un año de captación, estos datos se pueden evidenciar en la Tabla 5.

Tabla 5, Promedio horario de irradiación solar de la estación del Apto Almirante Padilla.

ESTACIÓN APTO. ALMIRANTE PADILLA (RIOHACHA) (11.52 -72.19) (4 MSNM)												
PROMEDIO HORARIO DE LA IRADIACIÓN (Wh/m ²)												
HORA	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,3	0,1
1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1
2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,2	0,1
3	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,3	0,2
4	0,2	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,3	0,2
5	0,4	0,3	0,6	4,4	10,2	11,9	7,1	6,1	5,0	3,8	1,9	0,3
6	26,6	30,9	55,7	82,2	117,5	120,4	99,6	103,9	106,6	99,9	71,1	40,3
7	172,5	181,5	211,9	238,0	287,5	295,5	259,1	316,1	309,7	299,2	225,5	193,2
8	354,4	351,2	374,6	393,2	459,6	486,2	444,9	490,5	512,7	445,2	395,3	373,5
9	495,3	535,2	540,9	526,9	594,6	657,6	609,2	665,0	628,3	565,2	528,0	518,3
10	623,2	676,8	691,7	664,9	719,3	779,0	742,6	815,1	808,7	672,2	594,8	619,0
11	589,9	672,8	723,3	726,2	773,7	832,1	833,1	841,6	789,4	650,9	556,5	589,3
12	698,6	761,1	763,2	742,0	766,3	839,9	819,4	896,0	800,5	666,3	677,0	661,8
13	686,2	764,0	723,8	705,0	678,8	783,3	742,5	818,5	718,2	607,5	610,7	625,5
14	565,6	608,1	612,7	550,1	537,4	620,2	625,2	589,1	564,9	420,6	413,2	517,5
15	327,7	406,2	446,7	379,0	350,3	454,1	460,6	301,6	341,9	274,0	209,0	305,3
16	162,3	241,2	241,5	191,4	177,1	262,4	266,6	159,6	145,1	103,5	89,5	115,6
17	32,7	55,3	59,3	52,4	46,7	87,1	94,9	44,0	26,5	7,7	5,0	11,1
18	0,1	0,3	0,3	0,6	0,8	2,7	4,3	0,5	0,4	0,1	0,1	0,0
19	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0
20	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1	0,0
21	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,0
22	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,2	0,1
23	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,0
Acumulada diaria	4.736,8	5.286,1	5.447,2	5.257,5	5.520,7	6.233,0	6.009,6	6.048,0	5.759,0	4.817,2	4.379,7	4.571,5
Acumulada Mes	142.104	158.583	163.416	157.725	165.621	186.990	180.288	181.440	172.770	144.516	131.391	137.145
Acumulada Año	1.921.989	(Wh/m2/año)										(Wh/m2/mes)



Entre 0 y 200 (Wh/m²)
Entre 200 y 400 (Wh/m²)



Entre 400 y 600 (Wh/m²)
Entre 600 y 800 (Wh/m²)



Mayor a 800 (Wh/m²)

Con base en la Tabla 5, se calcula las horas de sol pico (HSP) en base a los promedios de irradiación solar de cada mes. Según la Tabla 6, el mes con menor disponibilidad del recurso solar es noviembre con un valor de 182.49 Wh/m² y 6.08 HSP, y el mes con mayor disponibilidad de este recurso corresponde al mes junio con 259.71 Wh/m² y 8.6 HSP. Para el dimensionamiento de la instalación se toma el mes con menor disponibilidad de recurso solar.

Tabla 6, Promedio mes día de irradiación solar y HSP.

ATLAS IDEAM		
Mes	Promedio Mes (Wh/m ² /mes)	HSP
Enero	197.37	6.58
Febrero	220.25	7.34
Marzo	226.97	7.57
Abril	219.06	7.30
Mayo	230.03	7.67
Junio	259.71	8.66
Julio	250.40	8.35
Agosto	252.00	8.40
Septiembre	239.96	8.00
Octubre	200.72	6.69
Noviembre	182.49	6.08
Diciembre	190.48	6.35
Promedio	222.45	7.42

4.3.2 Recurso de energía eólica

Se obtiene el recurso eólico del Nuevo Atlas de Viento de Colombia[36] y los datos meteorológicos proporcionados por la NASA. El comportamiento de la velocidad del viento es dado a 10 de altura.

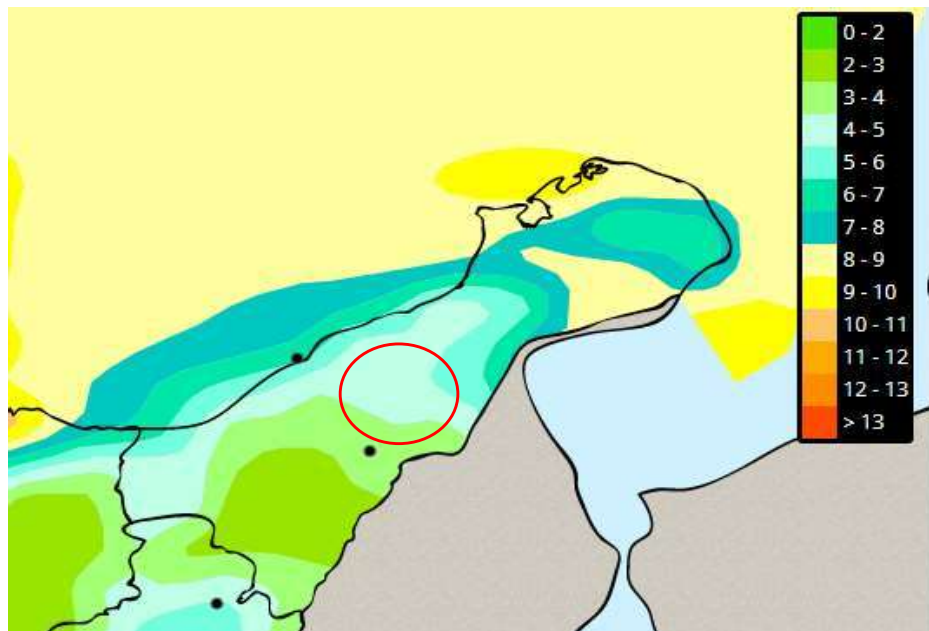


Figura 7, Mapa de velocidad de viento m/s. Fuente: [36]

La figura 13 muestra que en la zona de estudio delimitada por el círculo rojo el promedio de viento es de 5 a 6 m/s. Con la base de datos de la NASA se promediaron los datos de velocidad de viento a 10 m de altura durante los años 2015 a 2019, dando como resultado una velocidad de viento promedio de 5.32 m/s y una velocidad máxima de 8.84m/s.

Tabla 7, Promedio anual de velocidad de viento a 10 m de altura por la NASA.

PROMEDIO DE DATOS ANUALES 2015/19		
Velocidad Viento Max	8,84	m/s
Velocidad Viento Min	2,04	m/s
Velocidad de viento promedio	5,32	m/s

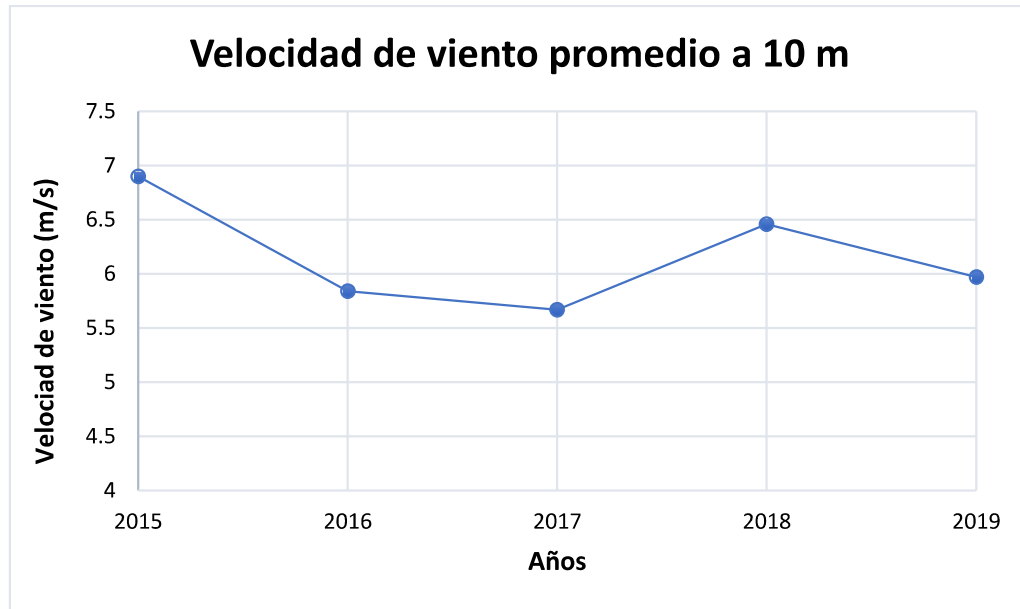


Figura 8, Curva del comportamiento de la velocidad promedio de viento. Fuente: Propia.

Al comparar la velocidad promedio de viento dadas por el IDEAM en la figura 14 y los datos de la NASA de la Tabla 7 se evidencia que ambos registran una velocidad promedio entre 5 a 6 m/s en la zona de estudio.

4.3.3 Rosa de los vientos

Las direcciones de viento más probables en la zona de estudio conforme a la figura 15 provienen del este y noroeste. Por tal motivo, al instalar un sistema eólico en esta zona, se debe orientar hacia esa dirección para obtener la mayor captación de energía proveniente del viento.

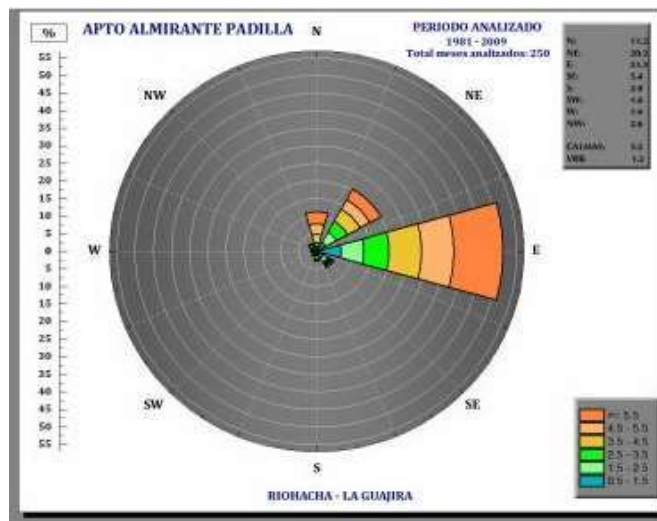


Figura 9, Rosa de los vientos estación Almirante Padilla por IDEAM. Fuente: [36]

4.4 Modelamiento matemático sistema fotovoltaico

4.4.1 Modelo Matemático

El modelo basado en la eficiencia del panel tiene como parámetros de entrada la irradiancia solar sobre plano horizontal disponible, la temperatura ambiente y los datos del fabricante del panel solar. En general, la potencia instantánea generada por un sistema fotovoltaico es dada por la ecuación 4, donde ηg es la eficiencia instantánea, Am el área del módulo en m^2 , N el número de módulos que componen el sistema fotovoltaico y G_{inc} la irradiancia en plano inclinado en W/m^2 [12]

$$PFV = N * \eta g * Am * G_{inc} \quad (4)$$

La eficiencia instantánea (ηg), se calcula por medio de la ecuación 5 donde ηT es la eficiencia nominal del panel en condiciones estándar, $\eta SPMP$ es la eficiencia del inversor, βt el coeficiente de variación de temperatura por potencia, Tc la temperatura de celda y Tr la temperatura de referencia en condiciones estándar.

$$\eta g = \eta T * \eta SPMP * [1 - \beta t * (Tc - Tr)] \quad (5)$$

La temperatura de celda (Tc) se calcula con la ecuación 6, en la cual $TNOC$ es la temperatura nominal de operación de la celda solar, G_{inc} la irradiancia en plano inclinado en W/m^2 , y Ta la temperatura ambiente [37].

$$Tc = \frac{TNOC - 20}{800} * G_{inc} + Ta \quad (6)$$

Normalmente, los datos de irradiancia solar son tomados sobre superficies horizontales, dado que los paneles están colocados en un ángulo con respecto al plano horizontal se debe calcular la irradiancia en plano inclinado G_{inc} que incide sobre estos. Para obtener los valores de irradiación sobre una superficie inclinada primero se halla la radiación directa y difusa en un plano horizontal.

El cálculo de la radiación solar horaria extraterrestre incidente en una superficie horizontal I_o en kWh/m^2 desde la hora inicial ω_1 hasta la hora final ω_2 en el intervalo de una hora, se realiza mediante la ecuación 7 [38].

$$I_o = \frac{12 G_{sc}}{\pi} \left(1 + 0,033 \cos \frac{360n}{365} \right) (\cos(\varphi) \cos(\delta) \text{sen}(\omega_2 - \omega_1) + \frac{\pi (\omega_2 - \omega_1)}{180}) \quad (7)$$

Donde ω es el ángulo horario, φ es la latitud del lugar en grados, n es el día juliano (1-365), G_{sc} es la constante solar (1367 W/m^2) y δ es la declinación solar en grados.

El ángulo horario y la declinación solar están dados por las siguientes expresiones.

$$\omega = (\text{hora solar} - 12) * 15^\circ \quad (8)$$

$$\delta = 23,45 \operatorname{sen}\left(360 \frac{284 + n}{365}\right) \quad (9)$$

La figura 16 muestra las relaciones geométricas entre el sol y una superficie horizontal. El ángulo cenital θ_{zs} se define como el ángulo entre la vertical y la dirección de incidencia de la irradiación directa. El ángulo azimut solar ψ_s se define como el ángulo entre la proyección de la dirección de la radiación solar directa en la línea horizontal y la línea norte-sur. El complemento del ángulo cenital se denomina altitud solar, γ_s , y representa la altura angular el sol sobre el horizonte celeste del observador.

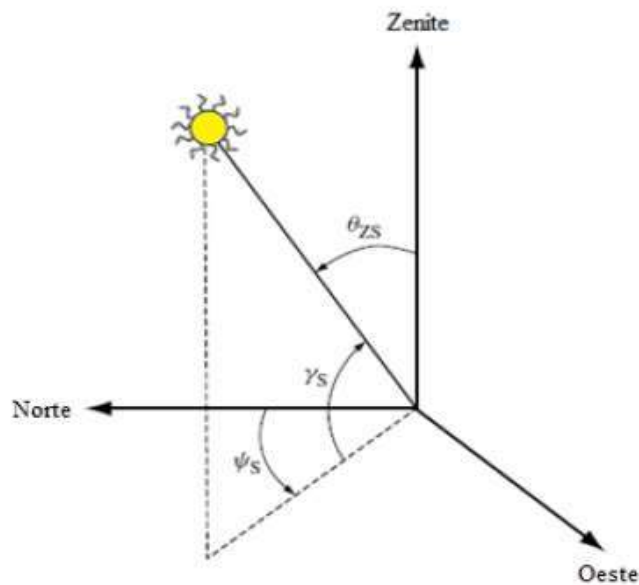


Figura 10, Posición del sol respecto a un punto fijo de la Tierra. Fuente: [12]

El ángulo cenital θ_{zs} y el ángulo azimut solar ψ_s se pueden obtener mediante las ecuaciones 10 y 11 [39].

$$\cos(\theta_{zs}) = \operatorname{sen}(\delta)\operatorname{sen}(\varphi) + \cos(\delta) \cos(\varphi) \cos(\omega) \quad (10)$$

$$\cos(\gamma_s) = \frac{\operatorname{sen}(\gamma_s)\operatorname{sen}(\varphi) + \cos(\delta)}{\cos(\gamma_s) \cos(\varphi)} \operatorname{sen}(\varphi) \quad (11)$$

Los índices de claridad se definen como la relación entre la irradiación anual sobre una superficie horizontal y la irradiación anual extraterrestre. Este parámetro desarrollado por Liu y Jordan, 1960, mide la transparencia de la atmósfera y de este se desarrollan la mayoría de los métodos para calcular la radiación sobre superficies inclinadas [18]. El índice de claridad horario K_T relaciona la irradiancia global horaria incidente en la superficie horizontal G_H con la irradiancia horaria extraterrestre I_o . De esta manera el índice de claridad se calcula con la siguiente ecuación:

$$k_T = \frac{G_H}{I_o} \quad (12)$$

Liu y Jordan, 1960, establecen una relación entre la fracción difusa de la irradiancia horizontal y el índice de claridad general k_T . Esta relación permite obtener el valor de la irradiancia difusa del valor de irradiancia global. Para el cálculo de la fracción difusa del valor de irradiancia por hora se usan las siguientes expresiones [38]:

Si $K_T \leq 0.22$ entonces se cumple que:

$$K_D = \frac{D_H}{G_H} = (1 - 0,09k_T) \quad (13)$$

Si $0.22 < K_T \leq 0.8$ se cumple que:

$$K_D = \frac{D_H}{G_H} = (0,9511 - 0,1604k_T + 4,388k_T^2 - 16,638k_T^3 + 12,336k_T^4) \quad (14)$$

Si $K_T > 0.8$ se cumple que:

$$K_D = \frac{D_H}{G_H} = 0,165 \quad (15)$$

La suma de la irradiancia solar en plano inclinado G_H es igual a suma de los componentes directos B_H y difusos D_H , por lo cual el componente de irradiancia directa se puede calcular como:

$$B_H = G_H - D_H \quad (16)$$

La orientación de una superficie inclinada se describe por su ángulo de inclinación β , en relación con la horizontal y el ángulo acimutal α . Estos ángulos se ilustran en la figura 17.

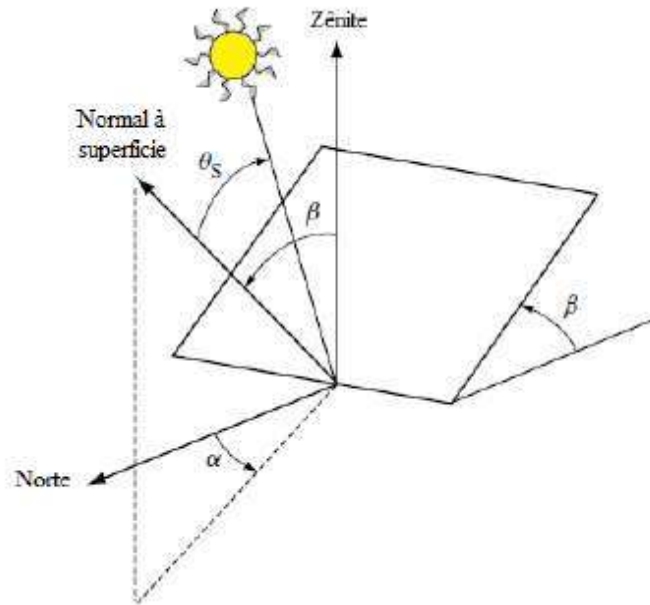


Figura 11, Posición del sol respecto a una superficie inclinada. Fuente: [12]

El ángulo de incidencia θ_s se calcula mediante la ecuación 17, y es el ángulo entre la dirección de la radiación incidente directa en la superficie y la normal en la superficie. La siguiente ecuación se puede simplificar utilizando el ángulo azimutal $\alpha = 180^\circ$ para el hemisferio sur o 0° para el hemisferio norte.

$$\begin{aligned} \cos \theta_s = & \text{sen}(\delta) \text{sen}(\varphi) \cos(\beta) + \cos(\delta) \cos(\varphi) \cos(\omega) \cos(\beta) \\ & - \text{sen}(\delta) \text{sen}(\beta) \cos(\varphi) \cos(\alpha) \\ & + \text{sen}(\omega) \text{sen}(\beta) \cos(\delta) \text{sen}(\alpha) \\ & + \cos(\delta) \text{sen}(\varphi) \cos(\omega) \cos(\alpha) \text{sen}(\beta) \end{aligned} \quad (7)$$

Según la ecuación 18 para el cálculo de la irradiancia global en una superficie inclinada, se consideran los componentes de la irradiancia directa y difusa en superficies inclinadas, y el componente reflejado del suelo [40]:

$$G_{inc} = B_{inc} + D_{inc} + G_H \rho \frac{(1 - \cos(\beta))}{2} \quad (8)$$

Donde ρ es el coeficiente de albedo, se define como la relación entre la energía reflejada y la energía incidente en la superficie del suelo. Según Luque & Hegedus, 2003[40], se puede utilizar valores cercanos a 0.2 para lugares donde el albedo no se conoce. El componente directo de la irradiancia horaria en la superficie inclinada B_{inc} se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$B_{inc} = B_H \frac{\max(0, \cos(\theta_s))}{\cos(\theta_{zs})} \quad (9)$$

El componente difuso de la irradiancia solar en plano inclinado D_{inc} , calcula mediante el modelo de Hay y Devies [40], desarrollado a partir de la irradiancia difusa. El modelo implementa un factor de modulación denominado índice de anisotropía k_1 , definido como:

$$k_1 = \frac{G_H - D_H}{I_o} \quad (10)$$

Siendo la irradiancia difusa sobre una superficie inclinada:

$$D_{inc} = D_H[(1 - k_1) \left(\frac{(1 + \cos(\beta))}{2}\right) + k_1 \frac{\max(0, \cos(\theta_s))}{\cos(\theta_{zs})}] \quad (11)$$

De esta manera se obtienen todos los factores para hallar la irradiancia en plano inclinada y obtener mejores aproximaciones en el cálculo de la potencia generada por un sistema fotovoltaico.

4.4.2 Verificación del modelo matemático.

Para la verificación del modelo se utilizaron los datos de simulación del panel fotovoltaico de la tesis doctoral de Galindo Noguera,2017 [12]. Se tomaron los siguientes datos para realizar la simulación:

Tabla 8, Parámetros del panel fotovoltaico. Fuente: [12].

Parámetro	Valor
Potencia nominal	260 W
Eficiencia nominal del panel	16.16%
Coefficiente de temperatura por potencia máxima	-0.43%/°C
Temperatura normal de operación de la celda	45°C
Latitud	9°
Ángulo de inclinación	10°
Reflectancia del suelo	0.2

A continuación, en la figura 18 se muestra la comparación entre los datos simulados y los datos registrados en la tesis doctoral de Galindo Noguera,2017 [41]. El máximo error en comparación con el modelo utilizado es de 8% en la hora 17, lo que demuestra que el modelo es adecuado ya que se tiene un margen de error menor al 10%.

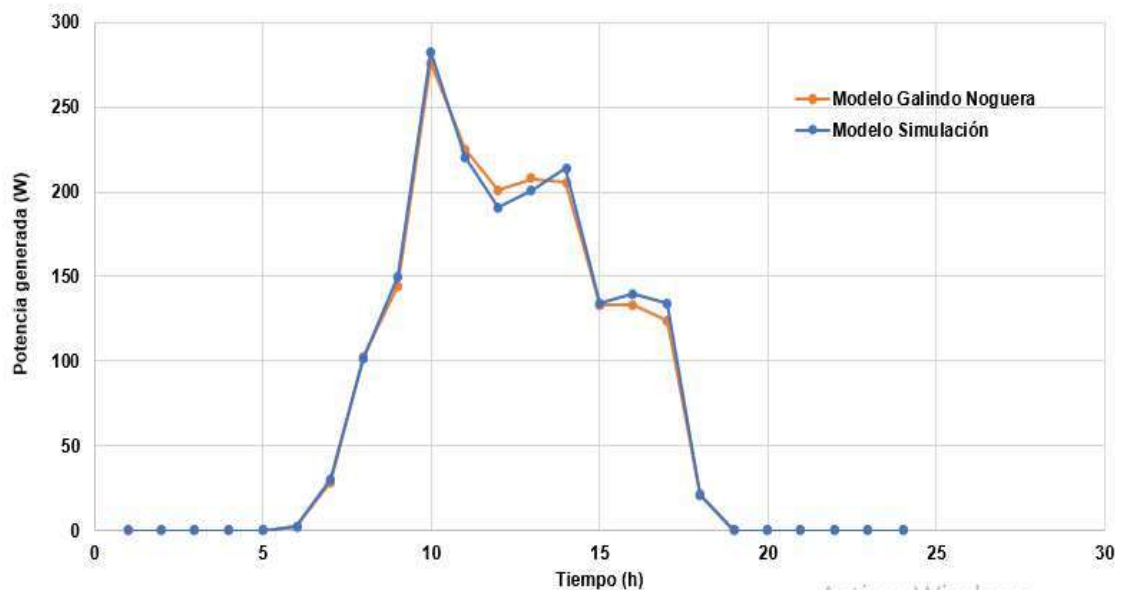


Figura 12, Comparativa de datos simulados. Fuente: Propia.

4.4.3 Selección del módulo fotovoltaico

El módulo seleccionado es: EGE-530-550W-144M (M10) del fabricante ECO GREEN ENERGY, de silicio monocristalino con una tecnología de media celda. Esta tecnología, mejora el rendimiento y la durabilidad del panel al tener las celdas cortadas por la mitad. Este módulo fotovoltaico presenta las siguientes características técnicas:

Tabla 9, Datos técnicos del módulo fotovoltaico.

Marca	ECO GREEN ENERGY	
Pmax	540	W
Vpm	41,2	V
Ipm	13,11	A
Voc	49,40	V
Isc	13,87	A
TNOCT	41	°C
Coef. Temp. Pmax	-0,360	%
Coef. Temp. Voc	-0,280	%
Coef. Temp. Isc	0,05	%
Eficiencia Módulo	21,1	%

Tabla 10, Dimensiones físicas del módulo fotovoltaico.

DIMENSIONES DEL MODULO FOTOVOLTAICO		
Longitud	2,279	m
Anchura	1,134	m
Grosor	3,5	cm
Peso	29	Kg

El módulo EGE-530-550W-144M (M10) de 540 W está compuesto de 72 células, tiene una tolerancia de potencia +0~5% y una eficiencia del 21,1%.

4.4.4 Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico

La correcta instalación de los módulos fotovoltaicos es muy importante para lograr la mayor captación de irradiación solar incidente. Los factores más importantes son la inclinación, orientación y la radiación solar.

- **Orientación:** La orientación de los paneles solares es importante para lograr una mayor captación de irradiación solar. La orientación se define por el ángulo llamado azimut (α), que es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Los valores típicos son 0° para los módulos al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste [42].

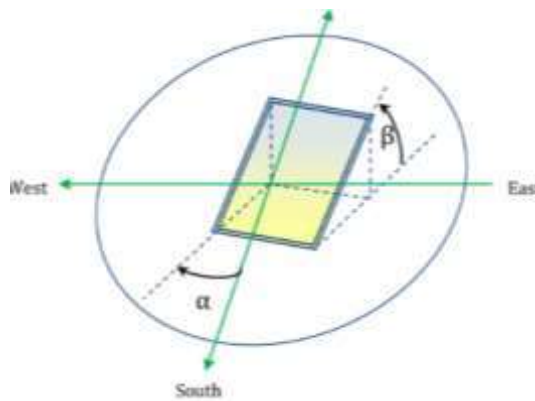


Figura 13, Ángulo Azimut (α).

El caso de estudio al estar ubicado en el hemisferio norte, los módulos fotovoltaicos se deben orientar hacia el sur, donde $\alpha=0^\circ$.

- **Inclinación:** La inclinación de los módulos solares se define mediante el ángulo de inclinación β , que es el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para módulos verticales. Esta inclinación puede variar a lo largo del año, por lo tanto, para una instalación de módulos fijos (lo más usual en instalaciones solares aisladas), se escoge un valor de inclinación para la máxima potencia media recibida anualmente. Según Castejón & German [43] la expresión para realizar el cálculo de la inclinación de los módulos solares en función de la latitud del lugar es:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * |\Phi| \quad (12)$$

Donde β_{opt} es el ángulo de inclinación óptimo y Φ es la latitud del lugar en grados. Según la ubicación del caso de estudio la inclinación del sistema fotovoltaico es:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * |11,86| \quad (13)$$

$$\beta_{opt} = 11^\circ$$

- **Radiación Solar:** En la tabla 5 y 6, se ha obtenido la irradiación incidente en plano horizontal en la zona de estudio. Con una irradiación promedio mensual de 222.45 Wh/m^2 y 7.41 HSP se considera una zona idónea para para la producción de energía solar.

Al momento de realizar el cálculo del número de módulos solares se toma la irradiación de noviembre que presenta el peor promedio mensual de captación de irradiación del año con 182.49 Wh/m^2 y 6.08 HSP .

4.4.5 Demanda energética y performance ratio

En la tabla 4, el valor de la demanda a suplir es de 20.553 Wh/m^2 , esta demanda se divide por el coeficiente de rendimiento global del sistema o PR (performance ratio) que indica las pérdidas energéticas de la instalación. La tabla 11, muestra los coeficientes utilizados para calcular el Performance ratio:

Tabla 11, Coeficientes para el calculas el PR.

Kb: Coeficiente de pérdidas por rendimiento en el acumulador.
Ka: Fracción de energía que se pierde por autodescarga.
Ki: Pérdidas por el rendimiento del inversor.
Kr: Pérdidas en el controlador de carga.
Kv: Otras pérdidas no consideradas anteriormente.
N: Número de días de autonomía para asegurar un servicio sin carga.
Pd: Profundidad máxima de descarga admisible.

Tabla 12, Valores de PR según las características de los equipos seleccionados del sistema.

Pérdidas en el proceso de acumulación	Kb
Acumulados nuevos, sin descargas intensas	0,05
Acumulados viejos, descargas intensas, temperaturas bajas	0,1
Autodescarga de la batería	Ka
Baterías de baja autodescarga, sin mantenimiento	0,002
Baterías estacionarias de energía solar	0,005
Baterías de alta autodescarga	0,012
Pérdidas por el rendimiento del inversor	Ki
No hay inversor en la instalación	0
Rendimiento inversor 95%	0,05
Rendimiento inversor 90%	0,1
Rendimiento inversor 85%	0,15
Rendimiento inversor < 85%	0,2
Otras pérdidas no consideradas	Kv
Si no se tiene en cuenta perdidas en cableado y equipos	0,15
Si se ha realizado un estudio detallado de pérdidas en equipos	0,05
Profundidad de descarga máxima admisible	Pd
Batería descargada hasta el 90%	0,9
Batería descargada hasta el 80%	0,8
Batería descargada hasta el 70%	0,7
Batería descargada hasta el 60%	0,6
Batería descargada hasta el 50%	0,5
Batería descargada hasta el 40%	0,4
Batería descargada hasta el 30%	0,3
Número de días de autonomía	N
Vivienda fines de semana	3
Vivienda habitual	5
Instalaciones especiales con servicio prioritario	15
Instalaciones especiales alta fiabilidad	20
Pérdidas en el controlador de carga	Kr
Controlador de carga eficiente	0,1
Controlador de carga antiguo, poco eficiente	0,15

Tabla 13, Coeficientes de PR asignados para el sistema.

Acumulados nuevos, sin descargas intensas	Kb=	0,05
Baterías de baja autodescarga, sin mantenimiento	Ka=	0,002
Rendimiento inversor 95%	Ki=	0,05
Controlador de carga eficiente	Kr=	0,1
Si se ha realizado un estudio detallado de pérdidas en equipos	Kv=	0,05
Batería descargada hasta el 90%	Pd=	0,9
Vivienda habitual	N=	2

Por medio de la siguiente ecuación se obtiene el resultado del rendimiento global del sistema o performance ratio.

$$PR = (1 - k_b - k_i - k_r - k_v) * \left(1 - k_a * \frac{N}{P_d}\right) \quad (14)$$

$$PR = 0,75$$

Para obtener la demanda energética total que el sistema debe suplir, se divide el valor de demanda energética sobre el performance ratio (PR):

$$\text{Demanda de energía} = \frac{\text{Demanda total}}{PR}$$

4.4.6 Número de módulos fotovoltaicos

Para hallar la potencia que deben suplir los paneles se divide la demanda energética total sobre el número de horas de sol pico, de la siguiente forma:

$$P_{FV} = \frac{\text{Demanda de energía}}{HSP}$$

La potencia que deben suplir los paneles se divide sobre la potencia nominal de los módulos solares, seleccionados anteriormente EGE-530-550W-144M (M10), la cual es de 540 W a condiciones estándar. La ubicación donde se realiza el dimensionamiento tiene temperaturas máximas de hasta 35°C que afectan en el rendimiento de los módulos solares; debido a esto, se calcula la temperatura de celda para determinar las pérdidas de potencia, voltaje y corriente por temperatura. La temperatura de celda se calcula mediante la ecuación 25.

$$T_c = T_a + G * \frac{TNOCT - 20}{800} \quad (15)$$

Donde T_a es la temperatura ambiente del sitio de la instalación, TNOCT temperatura nominal de operación de la celda dada por el fabricante y G la irradiación global.

Los módulos solares son sensibles a las variaciones de temperatura, lo que afecta la tensión, corriente y potencia de salida. Por lo anterior, se presentan las ecuaciones para la corrección por temperatura de estos parámetros:

$$\Delta P_{\max} = (T_c - 25^\circ\text{C}) * \text{Coef. } T_{p_{\max}} \text{ \%}/^\circ\text{C} \quad (16)$$

$$\Delta V_{oc} = (T_c - 25^\circ\text{C}) * \text{Coef. } T_{v_{oc}} \text{ \%}/^\circ\text{C} \quad (17)$$

$$\Delta I_{sc} = (T_c - 25^\circ\text{C}) * \text{Coef. } T_{i_{sc}} \text{ \%}/^\circ\text{C} \quad (18)$$

Tabla 14, Correcciones por Temperatura.

Parámetros Corregidos		
Tc	61.25	°C
Var. Potencia	-13.05	%
Var. Voc	-10.15	%
Var. Isc	1.81	%
Pot. max corregida	469.53	W
Voc Corregido	44.39	V
Isc Corregido	14.12	A
Voc en serie	133.16	V
ISC en paralelo	42.36	A

La Tabla 14 muestra una pérdida del 13,05% en la potencia del módulo fotovoltaico, dando un valor de 469,53 W. Una reducción significativa si tomamos en cuenta que el módulo es de 540W, es con este valor que se calcula el número total de módulos fotovoltaicos, según la ecuación 29.

$$\text{Número modulos solares} = \frac{\text{Potencia del Generador}}{\text{Potencia Corregida}} \quad (19)$$

El número total de módulos solares que se necesitan para cubrir el requerimiento de la demanda energética del sistema es de 9 módulos.

Mediante la siguiente la Tabla 15 se puede establecer la tensión nominal del sistema:

Tabla 15, Tensión nominal del sistema.

Potencia demanda por las cargas (W)	Tensión de trabajo (V)
Menor de 1500	12
1500 - 5000	24 - 48
Mayor a 5000	120 - 300

La tensión con la que operará la instalación y el banco de baterías es de 48V, debido a que la potencia demanda por las cargas es de 4559 W. Una vez especificado la tensión del sistema calculamos el número de módulos en serie y paralelo:

$$\text{Número Módulos Serie} = \frac{\text{Voltaje maximo MPPT}}{\text{Voltaje Maximo del Panel}} \quad (20)$$

$$\text{Número Módulos Paralelo} = \frac{\text{Potencia Generador}}{\text{Potencia Corregida} * Nps} \quad (21)$$

Al calcular el número máximo de paneles en serie da como resultado 11 paneles, porque la entrada DC del controlador MPPT elegido soporta la suficiente tensión como para conectar todos estos módulos. Sin embargo, el número total de paneles de la instalación son 9 por lo cual, el número de paneles en serie será el mismo. El arreglo fotovoltaico estaría representado de la siguiente forma:

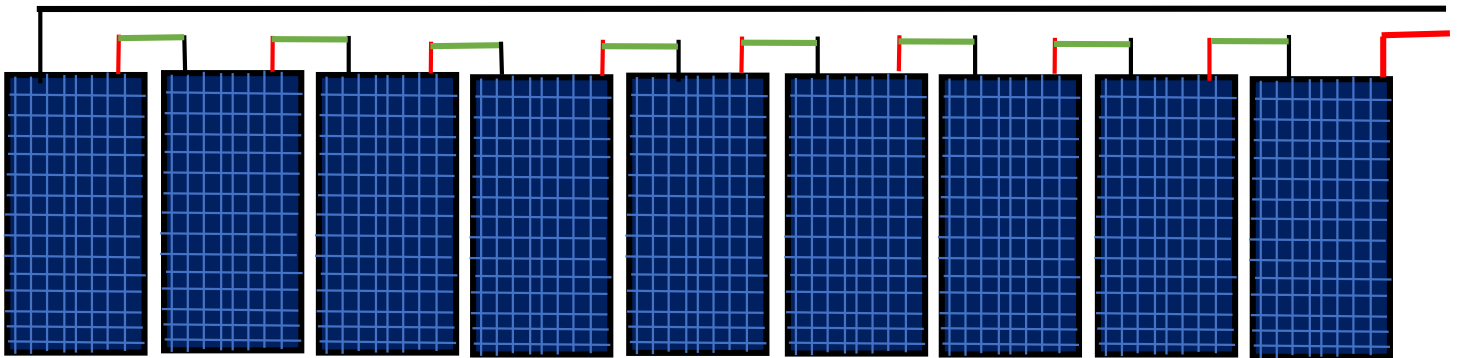


Figura 14, Arreglo de los módulos fotovoltaicos. Fuente: Propia

4.4.7 Cálculo del Inversor-Cargador

Se ha seleccionado para el sistema híbrido un inversor cargador, que cumplirá la función de transformar la corriente directa procedente de los sistemas de generación, en corriente alterna para suministrar a las cargas instaladas. Además, incorpora un controlador de carga tipo MPPT integrado y un cargador en AC, con él se puede cargar las baterías con entrada en DC para sistemas renovables y en AC para sistemas de cogeneración.

El cálculo para seleccionar el inversor es el siguiente:

$$\text{Calculo de Inversor} = \Sigma \text{Potencias AC} * F_s \quad (22)$$

Donde, F_s es el factor de simultaneidad, que se tiene un valor promedio alrededor del 70% al 90% y la Potencia AC es la potencia que requieren las cargas.

El inversor selecciona es el SPF 3500~5000 del fabricante *GROWATT*, que tiene una capacidad de 5.000 W con un máximo de 10.000 W pico para las cargas que tienen picos de arranque. Puede operar a diferentes tensiones y frecuencia, y tiene una eficiencia del 93%.

El controlador incorporado del Inversor cargador tiene un cargador solar de tipo MPPT con una capacidad instalada de módulos solares de hasta 6.000 W, y una entrada en DC de hasta 430 V y 100 A de corriente.

4.5 Modelamiento matemático del sistema eólico

El modelo matemático utilizado para calcular la potencia generada por la turbina eólica es adecuado para simular la curva de potencia de un aerogenerador con pitch control. Para aerogeneradores con sistema de control pasivo por inclinación o regulador electrónico se debe despreciar la potencia de salida que excede la potencia nominal, debido a que estos generadores no tienen un rango de potencia constante cuando exceden este valor [29].

Este modelo tiene como parámetros de entrada la potencia nominal de la turbina P_r en kW, la velocidad de arranque V_{cut-in} , velocidad de frenado $V_{cut-out}$, V velocidad del viento en el intervalo de tiempo actual y la velocidad a la que se obtiene la potencia nominal del aerogenerador V_{rated} . Las anteriores velocidades están dadas en m/s^2 [29].

$$P_{out} = \begin{cases} 0 & , V < V_{cut-in} , V > V_{cut-out} \\ V^3 \left(\frac{P_r}{V_{rated}^3 - V_{cut-in}^3} \right) \cdot P_r \left(\frac{V_{cut-in}^3}{V_{rated}^3 - V_{cut-in}^3} \right) & , V_{cut-in} \leq V < V_{rated} \\ P_r & , V_{rated} \leq V < V_{cut-out} \end{cases} \quad (32)$$

Para hallar lo potencia que realmente entrega un aerogenerador, la potencia P_{out} se multiplica por el coeficiente de potencia C_p que representa la eficiencia de un rotor eólico:

$$P_W = P_{out} * C_p \quad (33)$$

El coeficiente de potencia se puede hallar mediante la figura 21 que relaciona la velocidad específica del rotor con el coeficiente de potencia de distintos aerogeneradores. Esta velocidad se puede hallar mediante la siguiente ecuación:

$$TSR = \frac{\pi * R * n}{30 * v} \quad (34)$$

Donde R es el radio del aerogenerador, n son las rpm y v es la velocidad media del viento [44].

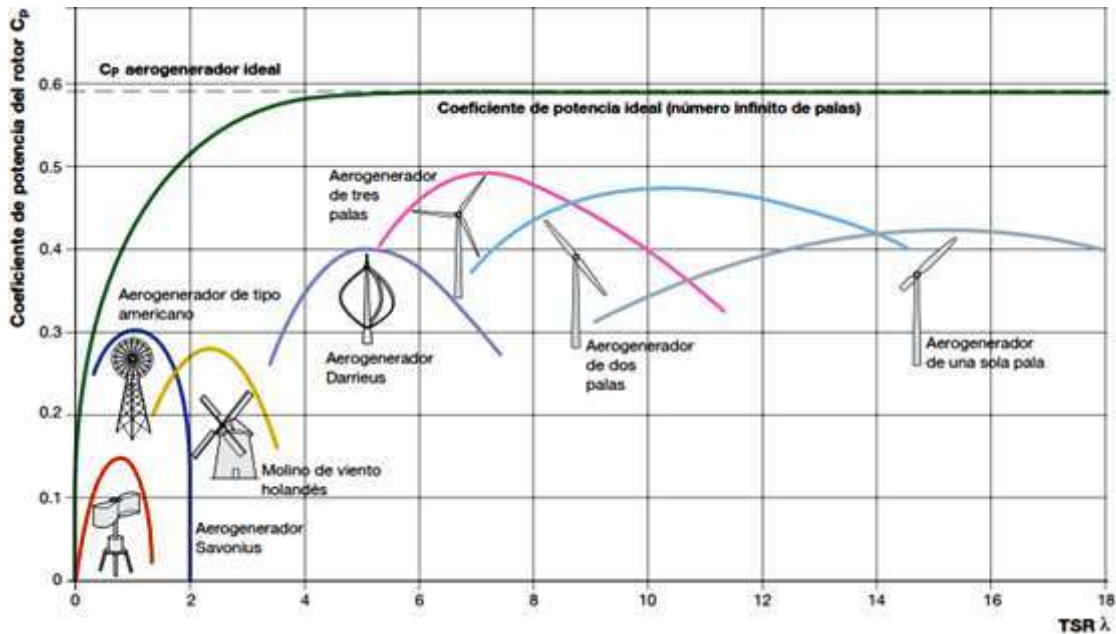


Figura 15, Coeficiente de potencia en función de la velocidad específica. Fuente:[45]

Teniendo en cuenta, que los datos de velocidad de viento se obtienen por medio de anemómetros ubicados a una altura de 10 m, y que el buje de la turbina está ubicado a una altura mayor que está, se debe corregir esta velocidad por medio de la ley exponencial de Hellman, de la siguiente forma [15]:

$$v_h = v_{h_0} * \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha \quad (35)$$

Conocida la velocidad v_{h_0} a una altura h_0 se puede hallar la velocidad a la altura del buje h . El coeficiente de rugosidad o rozamiento α varía con el tipo de superficie y la fricción superficial encontrada por el viento.

Es importante el cálculo de la distribución de Weibull para sistemas con aerogeneradores eólicos, porque nos indica la frecuencia de velocidades en un determinado lugar. La distribución de Weibull se expresa mediante la siguiente función [15]:

$$f(v) = \frac{k}{A} * \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} * \exp\left[-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right] \quad (36)$$

Donde A recibe el nombre de factor de escala, con dimensiones de velocidad y k es el factor de forma, adimensional, que caracteriza la asimetría de la distribución. Su rango de valores esta entre 1 y 10.

4.5.1 Verificación del modelo matemático

Para realizar la verificación de este modelo se tomó la curva de potencia entregada por el fabricante de un aerogenerador Bornay de 1500 W con las siguientes características:

Tabla 16, Parámetros técnicos del aerogenerador Bornay.

Potencia Nominal	1500 W
Velocidad de arranque	3.5 m/s
Velocidad frenado automático	14 m/s
Velocidad para potencia nominal	12 m/s
Máxima velocidad de viento	60 m/s

A continuación, se muestran los resultados de la curva de potencia simulada de acuerdo al modelo matemático mencionado en el ítem anterior y la entregada por el fabricante. El máximo error en comparación con el modelo con la curva del fabricante es de 8.24%.

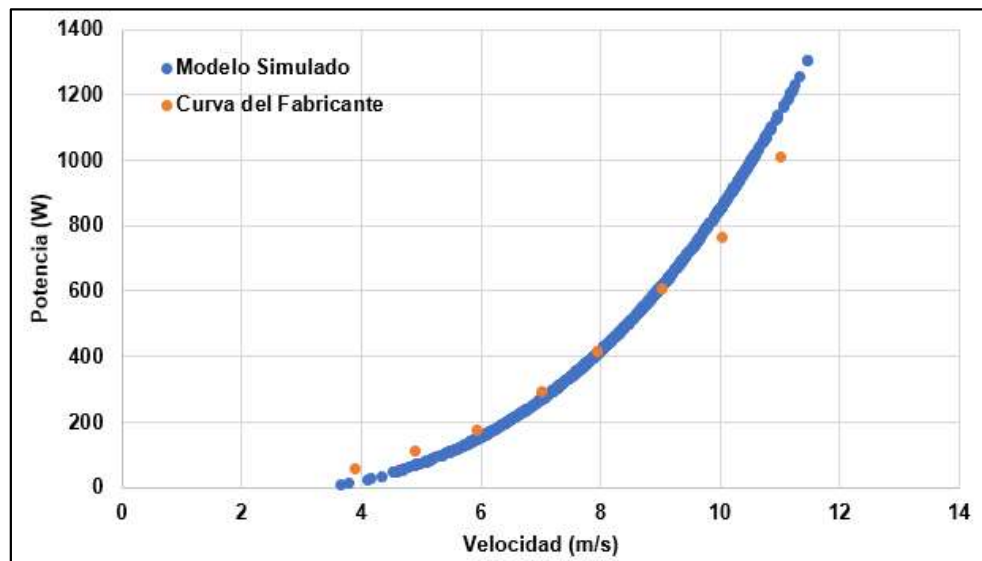


Figura 16, Curva de potencia vs velocidad, con comportamiento simulado y del fabricante. Fuente: Propia.

4.6 Modelamiento matemático del banco de baterías

Para realizar el modelo del banco de baterías, se consideran los procesos de carga y descarga de estas. Durante estos procesos, la vida útil y la eficiencia de la batería se reducen significativamente, por lo cual el estado de carga (SOC) debe limitarse para garantizar una adecuada operación de la batería. A continuación, se muestran las fórmulas involucradas en los procesos de carga y descarga [46].

$$SOC_{carga} = SOC(t - 1) * (1 - \sigma) + \left((P_{FV}(t) + P_{WT}(t)) - \frac{P_{load}(t)}{\eta_{inv}} \right) * \eta_{bat} \quad (37)$$

$$SOC_{descarga} = SOC(t - 1) * (1 - \sigma) + \left(\frac{P_{load}(t)}{\eta_{inv}} - (P_{FV}(t) + P_{WT}(t)) \right) * \eta_{bat} \quad (38)$$

El primer término de la ecuación representa en el estado de carga en el tiempo anterior; σ es la tasa de auto-descarga de la batería que cuantifica la energía que se pierde del total almacenado, en un período de tiempo debido a las reacciones que se producen por los materiales que forman la batería, este valor lo da el fabricante; P_{load} es la energía requerida por la carga en un tiempo t ; P_{FV} es la energía generada por los paneles fotovoltaicos; P_{WT} energía generada por la turbina eólica; η_{bat} eficiencia de la batería. Las baterías de litio tienen una eficiencia en torno al 92% [47] y las baterías de plomo ácido tienen una eficiencia entre 60 – 85% [48]; η_{inv} eficiencia del inversor.

El estado de carga mínimo SOC_{min} suele estar en torno al 30% ó 40% para no dañar las baterías OPvZ por excesiva descarga [18]. Este valor se halla de la siguiente forma:

$$SOC_{min} = Nbp * Cn * (1 - DOD) \quad (39)$$

Donde Nbp es el número de baterías en paralelo del sistema; Cn es la capacidad nominal del banco de baterías y DOD es la profundidad de descarga. Para este caso de estudio la profundidad de descarga para las baterías estacionarias de placa tubular cerrada OPzV, por sus siglas en alemán, será de un 50% para garantizar una vida útil de 8 años del banco de baterías según el número de ciclos que proporciona el fabricante en el datasheet y las baterías de litio tendrán una profundidad de descarga de 90% para una vida útil de 16 años.

El banco de baterías debe suplir la demanda energética de la instalación la cual es: 20553 Wh/día.

- Baterías OPvZ: Para calcular la capacidad nominal del banco de baterías se considera la profundidad de descarga (DOD) y 2 días de autonomía del sistema. La siguiente ecuación determina la Cn que requiere la instalación:

$$Cn = \frac{\text{Demanda energía} * \text{Días de autonomía}}{V_{sistema} * DOD} \quad (40)$$

Para las baterías OPzV con una profundidad de descarga del 50%, la capacidad nominal que debe tener el sistema es de 1712 Ah. Con la capacidad nominal hallada anteriormente se escoge un banco de baterías OPzV de marca HOPPECKE, con capacidad nominal de 1785 Ah a C_{24} , conformado por 24 vasos de 2V.

El número de baterías en serie y en paralelo de la instalación son:

$$N_{bs} = \frac{V_{sistema}}{V_{bat}} \quad (41)$$

$$N_{bp} = \frac{C_{nc}}{C_n} \quad (42)$$

Por lo anterior, el banco de baterías de capacidad nominal de 1785 Ah estará conformado por 24 baterías conectadas en serie de 2V.

- **Batería de Litio:** La batería seleccionada es de tipo Ion-Litio del fabricante PYLONTECH, con una capacidad de almacenamiento de 3500 W a 48 V, capacidad nominal de 74 Ah y una profundidad de descarga de 90%. Con esta profundidad de descarga, la capacidad nominal del sistema es de 951.5 Ah. Por lo anterior, el número de baterías de litio conectadas en paralelo son 13, para obtener la capacidad nominal que requiere el sistema.

4.7 Modelamiento matemático del Generador diésel

Debido a las fluctuaciones de generación que presentan las energías renovables, el generador diésel es una fuente de respaldo importante para mantener el funcionamiento del sistema estable. Es importante mantener la generación en un rango adecuado para que el motor diésel no funcione a una baja tasa de carga.

El modelo desarrollado por Skarstein, Ø., & Uhlen, K. (1989) [49] se ajusta a generadores diésel con potencia nominales bajas. Los coeficientes de la ecuación 43 fueron determinados por Skarstein, Ø., & Uhlen, K. (1989) a partir de datos entregados por el fabricante.

Por lo anterior combustible de un generador diésel puede determinarse mediante la ecuación 43 [50]:

$$F(t) = 0.246 * P_{DG}(t) + 0.08415 * P_r \quad (43)$$

Donde $F(t)$ es el consumo de combustible en L/h, P_{DG} es la energía generada (kW) y P_r es la potencia nominal del generador diésel (kW).

4.8 Cálculo del cableado

Una vez dimensionados todos los componentes del sistema híbrido, se realiza el cálculo de los conductores y protecciones de los equipos bajo los lineamientos de la norma NTC 2050.

Tabla 17, Abreviaciones.

Icond	Corriente de conductor
IcondTemp	Corriente de conductor con corrección por temperatura
Isc	Corriente de corto circuito
Voc	Voltaje de circuito abierto
Fs	Factor de seguridad
DSC	Dispositivo de sobre corriente
DPS	Dispositivo de sobre tensión

- Cableado de módulo solar: Según el artículo 690-8 b) de la NTC 2050 “ La capacidad de corriente de los conductores y la corriente nominal o ajuste de disparo de los dispositivos de protección contra sobrecorriente en un circuito de un sistema solar fotovoltaico no debe ser menor al 125 % de la corriente calculada”

$$I_{cond} = (I_{sc} * F_s) * F_s \quad (44)$$

Tabla 18, Tabla 310.15 (b) (2) de la NTC 2050, factores de corrección de temperatura ambiente basada en 30 °C.

Para temperaturas ambientes distintas a 30 °C, multiplique las capacidades de corriente permisibles especificadas en las tablas de capacidad de corriente (<i>ampacity</i>) por el factor de corrección apropiado mostrado a continuación.			
Temperatura ambiente (°C)	Temperatura nominal del conductor		
	60 °C	75 °C	90 °C
10 o menos	1,29	1,20	1,15
11-15	1,22	1,15	1,12
16-20	1,15	1,11	1,08
21-25	1,08	1,05	1,04
26-30	1,00	1,00	1,00
31-35	0,91	0,94	0,96
36-40	0,82	0,88	0,91
41-45	0,71	0,82	0,87
46-50	0,58	0,75	0,82
51-55	0,41	0,67	0,76
56-60	—	0,58	0,71
61-65	—	0,47	0,65
66-70	—	0,33	0,58
71-75	—	—	0,50
76-80	—	—	0,41
81-85	—	—	0,29

De acuerdo con la tabla 310.15 (b) (2) se realizan las correcciones por temperatura del valor de corriente de cada módulo, como lo muestra la siguiente ecuación:

$$I_{condTemp} = \left(I_{sc} * \frac{F_s}{F_{ct}} \right) \quad (45)$$

Tabla 19, Tabla 310.15(B)(16) de la NTC 2050, capacidad de corriente permisibles en conductores aislados.

Sección trans.	Temperatura nominal del conductor [Ver Tabla 310.104(A).]						Calibre
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
	Tipos TW, UF	Tipos RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW	Tipos TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	Tipos TW, UF	Tipos RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE	Tipos TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
mm ²	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG kcmil
0,82	—	—	14	—	—	—	18**
1,31	—	—	18	—	—	—	16**
2,08	15	20	25	—	—	—	14**
3,30	20	25	30	15	20	25	12**
5,25	30	35	40	25	30	35	10**
8,36	40	50	55	35	40	45	8

De la tabla 310.15(B)(16) se selecciona el calibre y la ampacidad del conductor que corresponda según los resultados obtenidos por las ecuaciones 44 y 45.

- Cableado módulos solares-Inversor Cargador: El cableado de la corriente de campo a la salida de los módulos solares hacia el inversor-cargador se realiza de la misma forma que el cálculo de cableado de los modulo solares, con la diferencia que se suma el valor de corriente de corto circuito según el número de módulos conectados en paralelo.
- Protecciones en DC: En base en el (Artículo 240-6 de la NTC 2050), se selecciona un fusible de la tabla (Tabla 240,6 (a) de la NTC 2050) con el tamaño inmediatamente superior del valor máximo de corriente calculado en las ecuaciones 44 y 45, que sirve de desconector del campo FV y como protección para el cable, como muestra la siguiente ecuación:

$$DSC = (Isc * Fs) * Fs \quad (46)$$

De acuerdo con la siguiente tabla se selecciona el fusible correspondiente.

Tabla 20, Tabla 240,6 (a) de la NTC 2050, Valores nominales estándar en A para fusibles e interruptores automáticos de tiempo inverso.

Valores nominales estándar en A				
15	20	25	30	35
40	45	50	60	70
80	90	100	110	125
150	175	200	225	250
300	350	400	450	500
600	700	800	1 000	1 200
1 600	2 000	2 500	3 000	4 000
5 000	6 000	---	---	---

En base en el artículo 501-17 de la NTC 2050 se realiza el cálculo de sobre tensión de la siguiente forma:

$$DPS = (Voc * \#Modulos \text{ en Serie}) * Fs \quad (47)$$

- Cableado inversor-cargador con la batería: Para dimensionar la corriente a la salida del inversor se divide el valor de potencia nominal del inversor entre la tensión de trabajo, y el resultado se divide entre la eficiencia del inversor y se multiplica por el factor de seguridad, como muestra la siguiente ecuación.

$$Corrienteinversor_{salida} = \frac{\left(\frac{\text{Potencia Maxima}}{\text{Tensión de Trabajo}} \right)}{\text{Eficiencia Inversor}} * Fs \quad (48)$$

- Protección Inversor-Cargador con el centro de carga en AC: En base al Artículo 240-6 de la NTC 2050, se selecciona un fusible de la Tabla 240,6 (a) de la NTC 2050 con el tamaño inmediatamente superior del valor máximo de corriente calculado en las ecuaciones 44 y 45

5 SIMULACIÓN

Generalmente, las soluciones de energización para comunidades aisladas se basan en grupos electrógenos, los cuales generan un alto impacto ambiental debido al uso de combustibles fósiles y un alto costo financiero. Por lo anterior, se evalúan diferentes escenarios de operación con fuentes convencionales y renovables de energía.

El caso de estudio para el desarrollo del presente proyecto tiene una gran disponibilidad del recurso solar y eólico. Por tal motivo, se desarrollan los escenarios 1 y 2 para evaluar la viabilidad técnico-financiera de un sistema conformado por paneles solares o generador eólico.

Debido al alto costo de un banco baterías como sistema de respaldo, se evalúan los escenarios 3 y 4 para comparar los costos de un sistema generación con dos fuentes renovables, y de respaldo un generador diésel o un banco de baterías.

En el escenario 5 el generador diésel solo entra en funcionamiento, si la potencia requerida es mayor al 30% de su potencia nominal. Esto se realiza con el fin de comparar los costos de generación con diésel del escenario 3 y 5.

Tabla 21, Escenarios de operación.

Escenario	Microrred
1	Paneles – Banco de baterías
2	Aerogenerador – Banco de baterías
3	Paneles – Aerogenerador – Generador diésel
4	Paneles – Aerogenerador – Banco de baterías
5	Paneles – Aerogenerador – Generador diésel - Baterías

La simulación de cada escenario de operación se modelo en MATLAB dando como resultados la generación total y el costo nivelado de la energía de cada fuente de generación. Para esto es necesario conocer los costos de inversión y mantenimiento de cada tecnología, así como los parámetros de potencia, vida útil, eficiencia, entre otros dados por el fabricante de cada tecnología en el datasheet. Estos se encuentran en la Tabla 22 y 23 respetivamente.

En la tabla 22 están ubicados los valores de costos de inversión, operación y mantenimiento, vida útil de cada tecnología. Además, de los parámetros económicos del proyecto como lo son: La tasa de descuento, la tasa de inflación esperada y la vida útil del proyecto. En la Tabla 23 se encuentran los parámetros de entrada para la simulación de los escenarios.

Tabla 22, Parámetros de costos de las diferentes tecnologías.

Componente	Parámetros de Costos	
Panel Solar	Costo Módulo [USD]	266
	Costo Inversor [USD]	682
	Vida útil Panel [Años]	25
	Vida útil Inversor [años]	10
	O&M [USD/kW]	17.8 - 9
	Equipos mecánicos [USD]	40
Aerogenerador	Vida útil [años]	25
	Costo aerogenerador 1.5 kW [USD]	4656.35
	Costo aerogenerador 6 kW [USD]	11079
	Cableado e Instalación [USD]	40
	Operación y mantenimiento [USD]	3%
Generador Diésel	Vida útil [horas]	15000
	Costo GD 2.8 kW [USD]	793.47
	Costo GD 5 kW [USD]	963.09
	Operación y mantenimiento [USD /kWh]	40
	Costo combustible [USD/L]	0.48
Baterías OPzV	Vida útil [años]	8
	Costo Batería [USD]	6531
	Operación y mantenimiento [USD]	0
Baterías Litio	Vida útil [años]	16
	Costo Batería [USD]	1812.3
	Operación y mantenimiento [USD]	0
Parámetros Económicos	Ciclo de vida del proyecto [años]	25
	Tasa de descuento [%]	8
	Tasa esperada de inflación [%]	4.51

Tabla 23, Parámetros técnicos de las diferentes tecnologías.

COMPONENTE	PARÁMETROS DE SIMULACIÓN	
Panel Solar	Potencia Panel [W]	540
	Potencia Inversor [W]	3000
	Eficiencia Panel [%]	21.1
	Eficiencia Inversor [%]	93
	Coefficiente de temperatura [%/°C]	-0.36
	TNOCT [°C]	45
	Área del módulo [m ²]	2.58
Aerogenerador	Potencia [kW]	1.5
	Velocidad para arranque [m/s]	3.5
	Velocidad para Pnominal [m/s]	12
	Velocidad para frenado [m/s]	14
	Coefficiente de potencia	0.45
	Potencia [kW]	6
	Velocidad para arranque [m/s]	3
	Velocidad para Pnominal [m/s]	12
	Velocidad para frenado [m/s]	14
	Coefficiente de potencia	0.48
	Altura del buje [m]	10
Baterías OPzV	Capacidad Nominal C ₂₄ [Ah]	1785
	Tensión de la batería [V]	12
	DOD [%]	50
Baterías Litio	Capacidad Nominal [Ah]	74
	Tensión de la batería [V]	48
	DOD [%]	90%
Generador Diésel	Potencia [kW]	2.8

Se utiliza el aplicativo web de uso libre GeoLCOE, que estima los costos de generación de energía para diferentes tecnologías en zonas conectadas y no interconectadas en Colombia. Además, se recolecta información de páginas web como Autosolar Colombia y TecknoSolar para conocer los costos de los paneles solares, aerogenerador, baterías y equipos eléctricos y mecánicos. En Morgird et al [51], EIA [52], IRENA [53] se consultaron los costos de operación y mantenimiento de las diferentes tecnologías.

Según González, Montoya et al [54] los generadores diésel de media y pequeña escala tienen entre 15000 y 20000 horas de funcionamiento, con unos costos de operación y mantenimiento para zonas no interconectadas en Colombia de 40 USD/kWh, según la CREG (2013) [55].

En la zona de estudio, el costo del galón del diésel es 8490 COP y se toma una tasa de inflación para el mes octubre de 2021 en Colombia de 4.51% [56]. En Barrientos Marín et al. 2012 [57], estiman la tasa de descuento para proyectos de generación renovables y no renovables para cada departamento de Colombia teniendo en cuenta factores sociales y económicos. De esta manera, determinan que para el departamento de La Guajira la tasa de descuento para proyectos de energías convencionales y renovables son 7.57 – 8.2 % respectivamente.

Los siguientes diagramas de flujo, se realizaron para comprender el modo de operación de cada escenario y realizar la simulación en MATLAB.

Diagrama de flujo para los escenarios 1 y 2:

El escenario 1, está conformado por paneles solares y un banco de baterías y el escenario 2 está conformado por un generador eólico y un banco de baterías. Al ser escenarios similares, solo se representa un diagrama de flujo para el escenario 1.

El primer condicional del diagrama de flujo, pregunta si la energía fotovoltaica P_{fv} generada en el instante t es mayor a la energía demanda por la carga P_{load} . Si la energía generada es menor a la demanda por las cargas, las baterías se descargan; esta energía se representa por $E_{dch}(t)$. Luego, el segundo condicional pregunta si la energía de descarga $E_{dch}(t)$ es menor o igual a la resta de la energía almacenada en la batería en $t - 1$ menos la energía mínima E_{min} que almacena el banco de baterías. Si $E_{dch}(t)$ es mayor la batería se descarga, si no es porque el banco de baterías está en su estado mínimo de almacenamiento. Lo mencionado anteriormente se muestra en la figura 23.

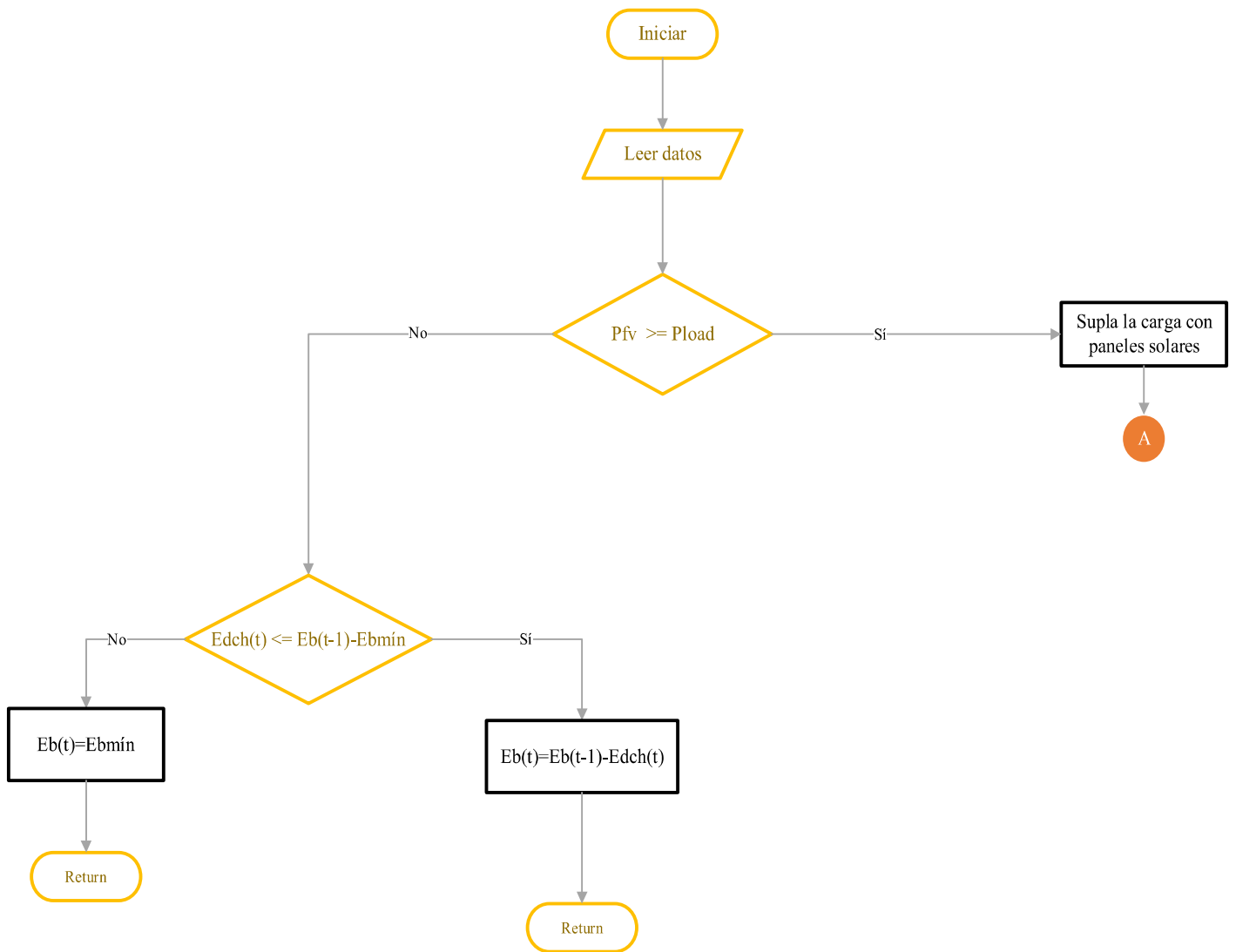


Figura 23, Diagrama de flujo para la operación del escenario Fotovoltaica-Banco de baterías

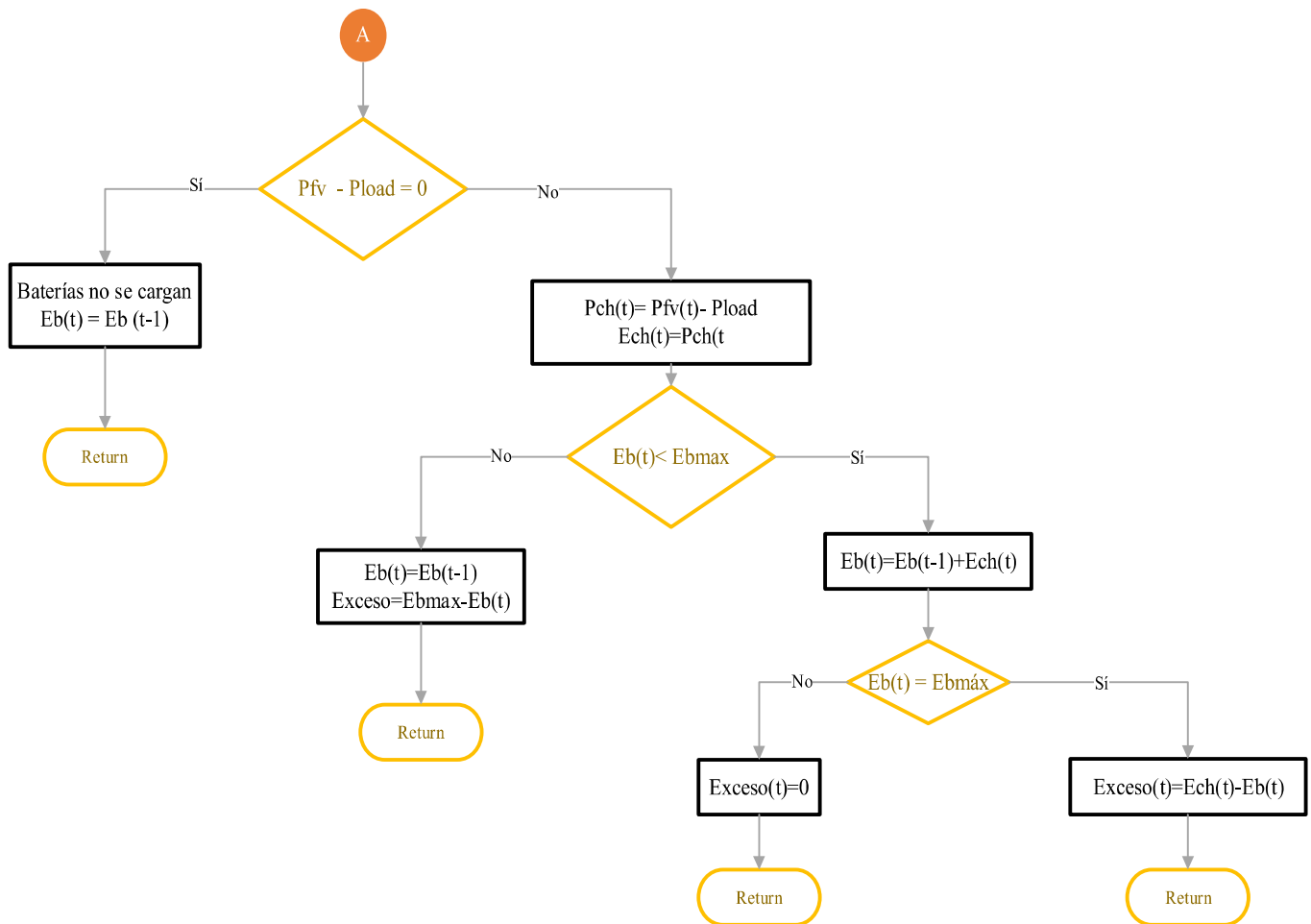


Figura 24, Diagrama de flujo para la operación del escenario Fotovoltaica-Banco de baterías

La figura 24, muestra la carga de las baterías si hay excedentes en la generación de energía fotovoltaica. Si la resta entre la energía fotovoltaica $P_{fv}(t)$ y la energía demandada por la carga $P_{load}(t)$ es igual a 0, las baterías no se cargarán. Al contrario, si esta resta es mayor a 0 la energía de carga de las baterías es $E_{ch}(t)$.

Antes de cargar las baterías hay un condicional que pregunta si la energía de la batería en un instante t es menor a la energía máxima que almacena el banco de baterías E_{bmax} . Si es menor las baterías se cargan, si no es porque las baterías están en su estado máximo de almacenamiento.

Diagrama de flujo para el escenario 3: Paneles – Aerogenerador – Generador diésel

El generador diésel es la fuente de respaldo del sistema, cuando las fuentes renovables no suplen totalmente la energía demandada. Si la suma de la energía generada por las fuentes fotovoltaica P_{fv} y eólica P_{wind} es mayor a la energía demanda por la carga P_{load} , las fuentes renovables suplirán en el instante t la demanda de energía. Por el contrario, si las fuentes renovables no suplen toda la demanda, el generador diésel compensará esta falta de energía. La energía que suple el generador diésel en un tiempo $P_g(t)$, es la resta de la energía demandada por la carga menos la energía generada por las fuentes renovables. La operación de este escenario se describe mediante el diagrama de flujo de la figura 25.

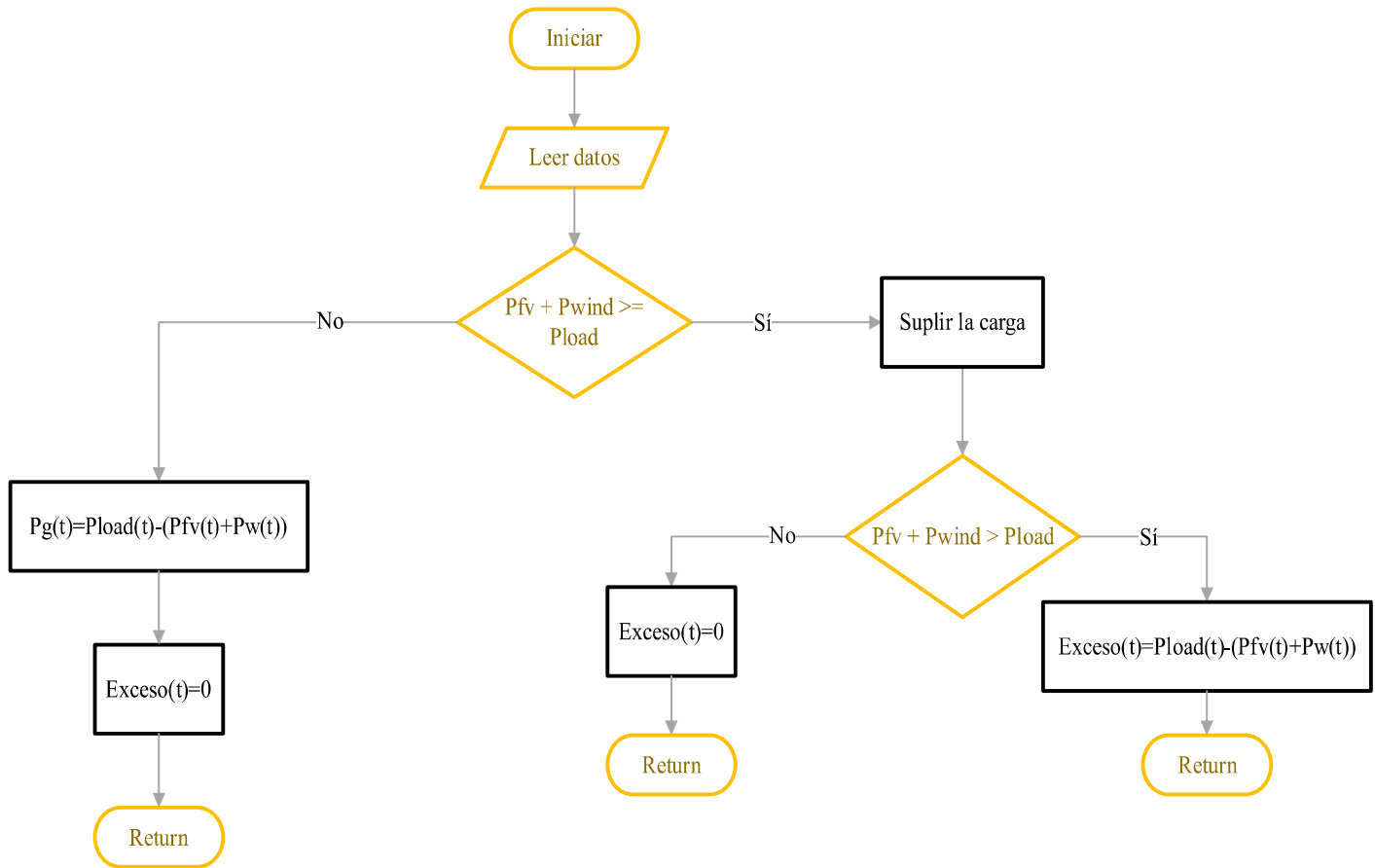


Figura 25, Diagrama de flujo para la operación del escenario Fotovoltaica-Eólica-Generador Diésel.

Fuente: Propia

Diagrama de flujo para el escenario 4: Paneles – Aerogenerador – Banco de baterías,
 El banco de baterías es el respaldo del sistema, cuando la generación por fuentes renovables no supe la demanda de la instalación. Si la sumatoria de la energía generada por fuentes renovables es menor a la requerida por la carga, hay un condicional que pregunta si esta energía de descarga $E_{dch}(t)$ es menor o igual a la resta de la energía almacenada en la batería en $t - 1$, menos la energía mínima $E_{mín}$ que se almacena. Esta energía mínima está condicionada por la profundidad de descarga (DOD). Sí $E_{dch}(t)$ es mayor la batería se descarga, si no es porque el banco de baterías está en su estado mínimo de almacenamiento. Lo mencionado anteriormente se muestra en la figura 26.

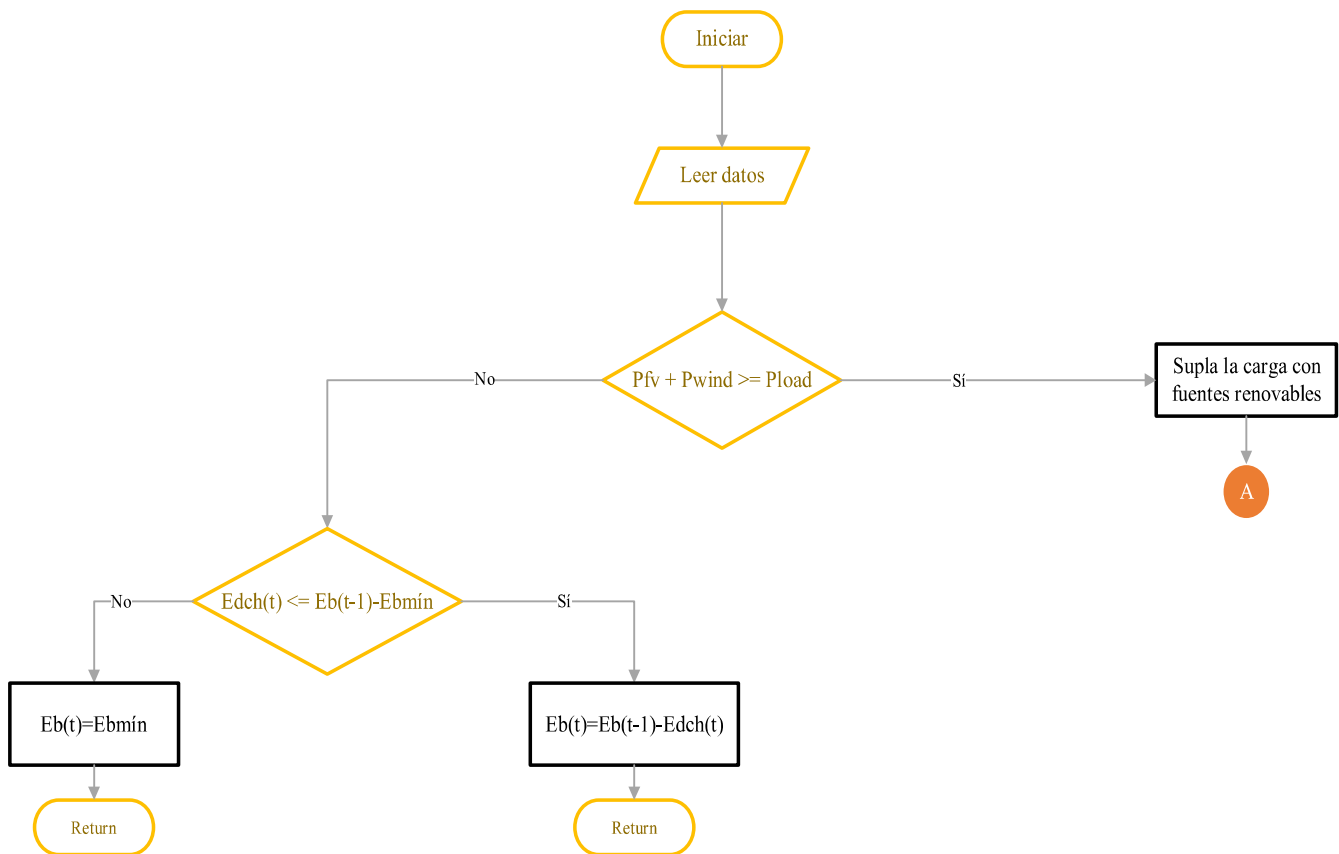


Figura 26, Diagrama de flujo para la operación del escenario Fotovoltaica-Eólica-Baterías. Fuente: Propia.

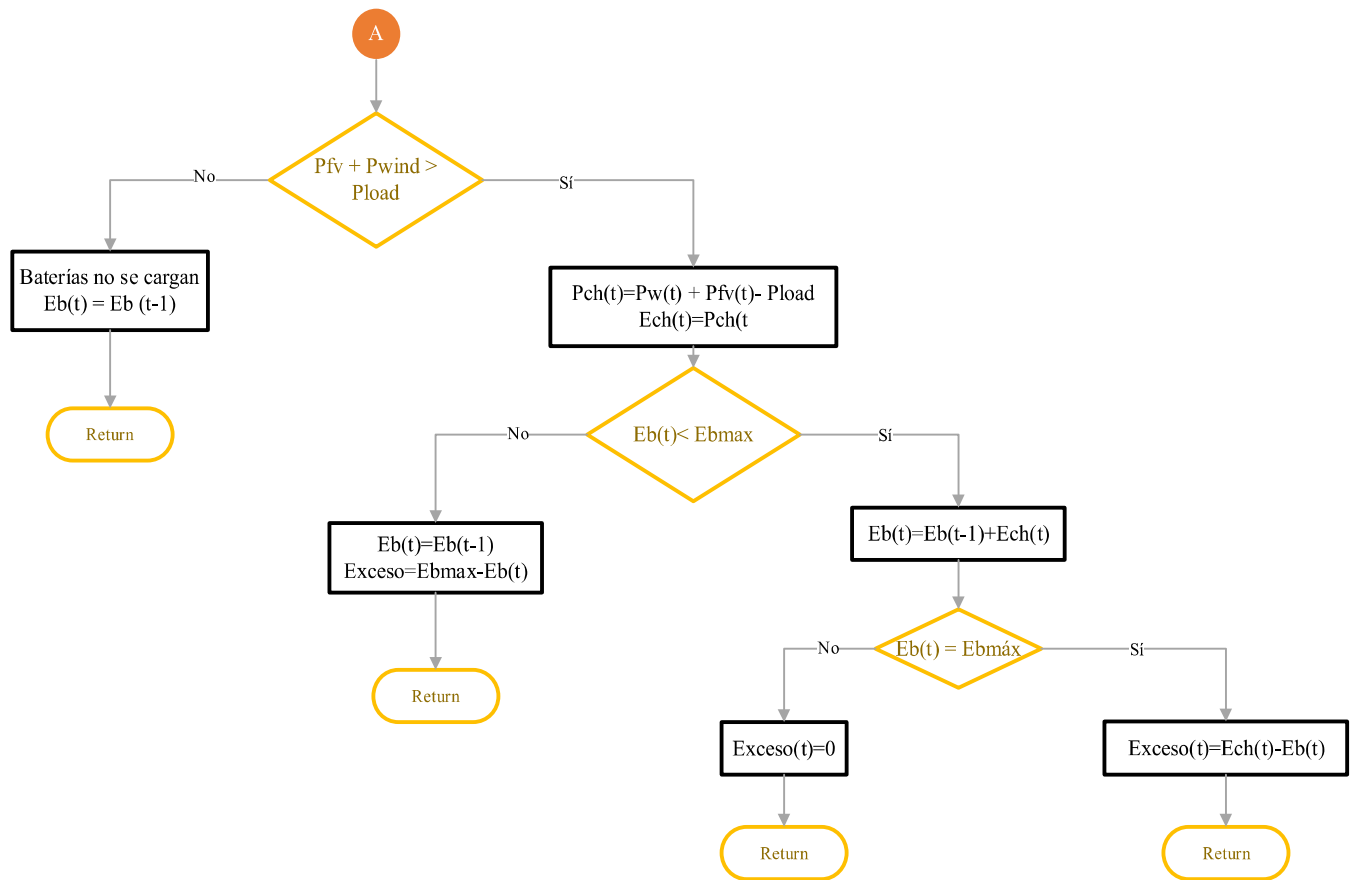


Figura 27, Diagrama de flujo para la operación del escenario Fotovoltaica-Eólica-Baterías. Fuente:

Propia

Cuando la generación por fuentes renovables suple totalmente la demanda, esta energía se utiliza para cargar las baterías $Ech(t)$. Antes de que el banco de baterías se cargue hay un condicional que pregunta si la energía de la batería $Eb(t)$ en el instante t es menor a la energía máxima que estas pueden almacenar, si es menor las baterías se cargaran con la $Ech(t)$ y si no, es porque ya están cargadas completamente, como se muestra en la figura 27.

Diagrama de flujo ara el escenario 5: Fotovoltaica-Eólica-Baterías- Generador Diésel

En este escenario existen dos fuentes de respaldo las baterías y el generador diésel. Las baterías están dimensionadas solo para cubrir cargas vitales como lo son el refrigerador, el congelador y algunas luminarias. Según Arnalich, S (2013) [58] se debe evitar que un generador diésel trabaje a una carga inferior al 30% de su potencia nominal, ya que esto reduce su vida útil. Por lo anterior, el generador diésel solo entra en funcionamiento, si la potencia requerida es mayor al 30% de su potencia nominal P_g como lo muestra la figura 28.

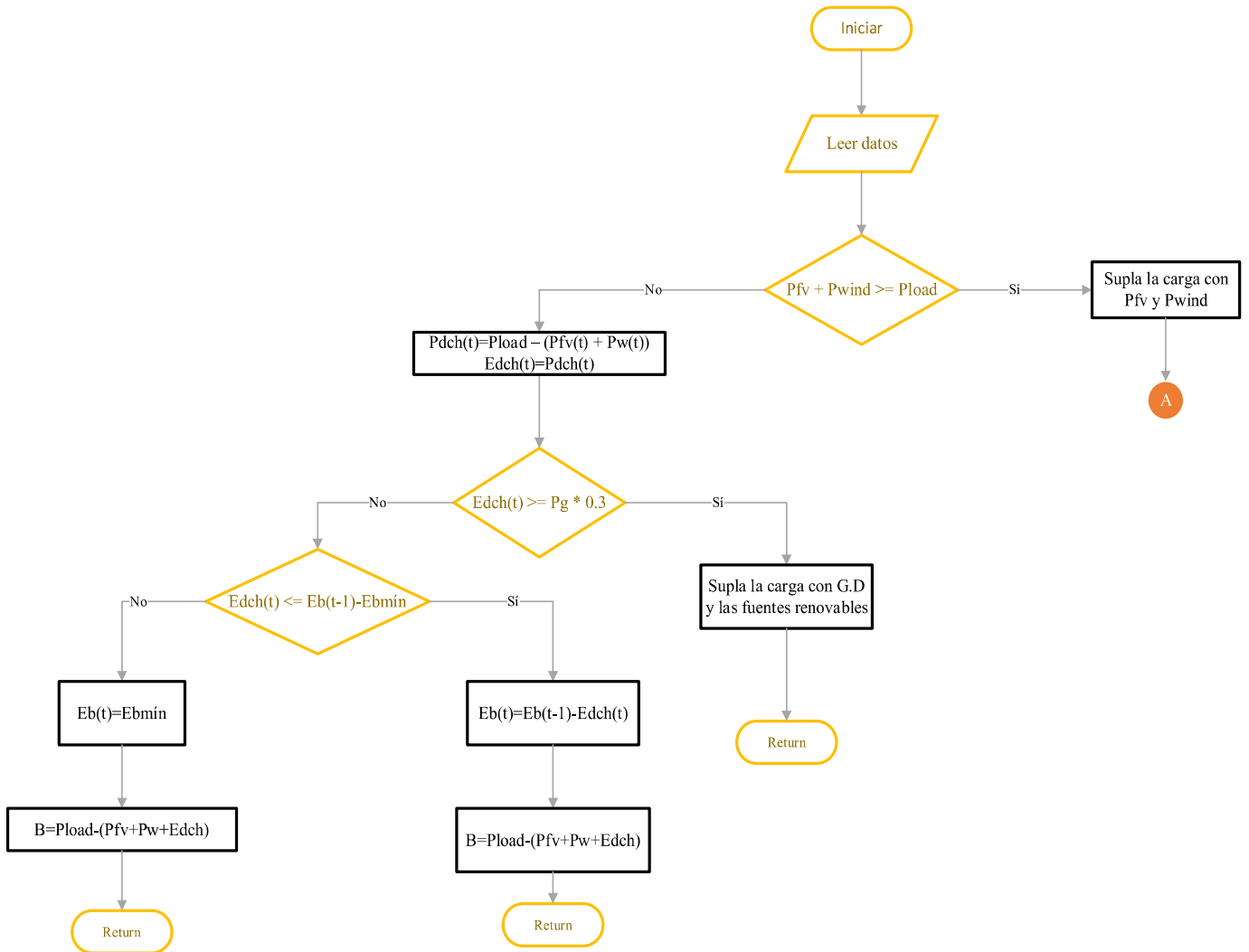


Figura 28, Diagrama de flujo para la operación del escenario Fotovoltaica-Eólica-Baterías- Generador Diésel. Fuente: Propia.

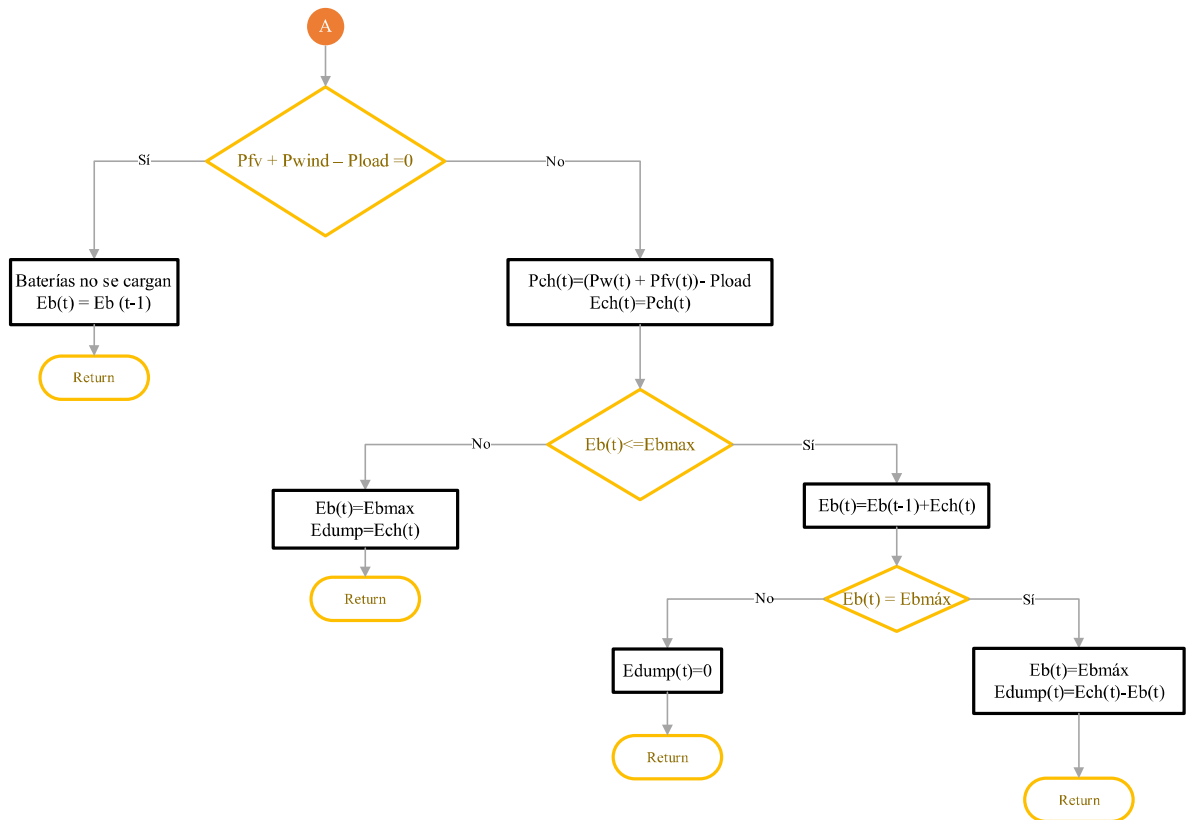


Figura 29, Diagrama de flujo para la operación del escenario Fotovoltaica-Eólica-Baterías- Generador Diésel. Fuente: Propia

Si la energía de descarga $E_{ach}(t)$ no es mayor al 30% de la potencia nominal del aerogenerador P_g y la suma de la energía generada por fuentes renovables no supe completamente la demanda, las baterías se descargan como se muestra en la figura 29.

Se realizan las simulaciones de cada escenario con baterías de litio y baterías de plomo ácido para comparar el costo nivelado de estas. Las baterías de Litio trabajan en un rango de temperatura entre $0^{\circ}\text{C} - 50^{\circ}\text{C}$ y permiten una profundidad de descarga de hasta el 90% con 6000 ciclos de descarga lo que equivale a 16 años de vida útil. Los fabricantes de baterías de plomo ácido recomiendan una profundidad de descarga de hasta el 50% con 3000 ciclos de descarga lo que equivale a 8 años de vida útil.

6 RESULTADOS

La simulación de cada escenario de operación se realiza para las 8760 horas del año, se agregan los datos mencionados en la Tabla 22 y 23, se escoge cuanto porcentaje de la demanda de energía suplirán los paneles y las baterías, y la altura del aerogenerador. El programa evalúa el costo nivelado de la energía para cada tecnología, además da como resultado la generación total de energía por cada fuente, el número de paneles que requiere la instalación, el número batería en serie y paralelo, el consumo de combustible del generador diésel y la distribución de Weibull para la ubicación del proyecto.

- **Escenario 1: Paneles solares- Banco de baterías**

La simulación para este escenario se realizó para que los paneles solares suplan el 100% de la demanda de energía, con un banco de baterías de litio o de plomo.

Paneles Solares – Baterías de OPzV

La energía generada diariamente por los paneles es de 26.39 kWh. Los resultados de la simulación son: 10 paneles solares, con una capacidad de las baterías de 1712 Ah, por lo cual se escoge una batería de 1785 Ah a 2 V. Por lo anterior, se tendrá un banco de 24 baterías conectadas en serie, a una profundidad de descarga de 50% la energía máxima que almacena el banco de baterías será de 85.68 kWh y una energía mínima de 42.84 kWh.

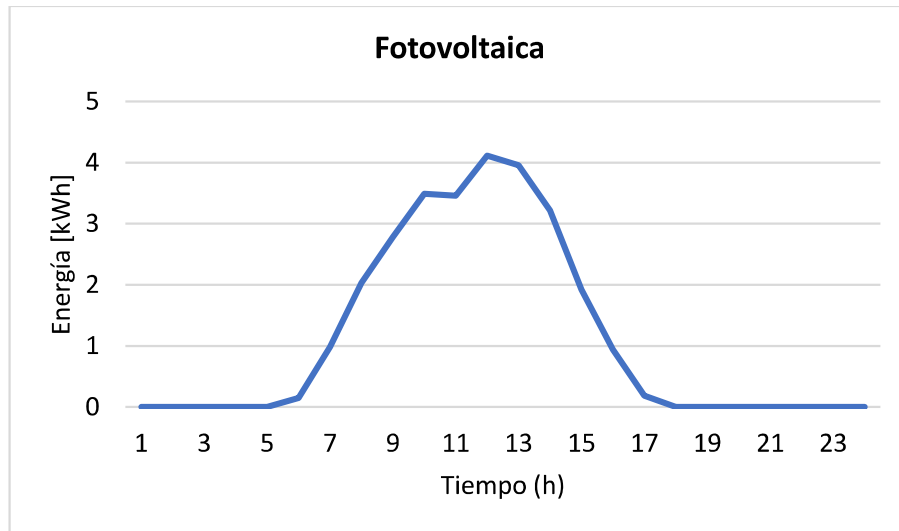


Figura 30. Comportamiento generación fotovoltaica en el escenario 1. Fuente: Propia

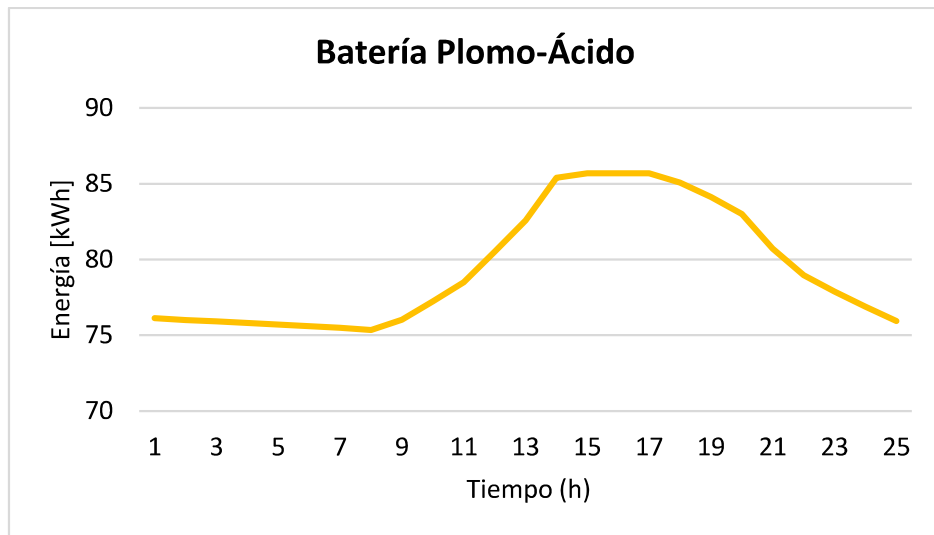


Figura 31. Comportamiento del banco de baterías OPzV en el escenario 1. Fuente: Propia

La energía máxima generada por los paneles es de 4 kWh al medio día, según la figura 30. La energía máxima que almacena el banco de baterías es de 85.68 kWh, en la noche la batería se descarga hasta llegar a un valor de 76 kWh, como lo muestra la figura 31. En algunos días del año, el banco de baterías se descarga hasta su profundidad máxima que es el 50%.

En la simulación del escenario 1, el banco de baterías de baterías se carga desde la hora 7 hasta la hora 14, debido al exceso en la generación de energía fotovoltaica. Luego de esta hora, la batería se mantiene en su estado máximo y la carga se suple con los paneles fotovoltaicos. A partir de la hora 17 la energía demandada por la carga se extrae del banco de baterías, como lo muestra la figura 32.

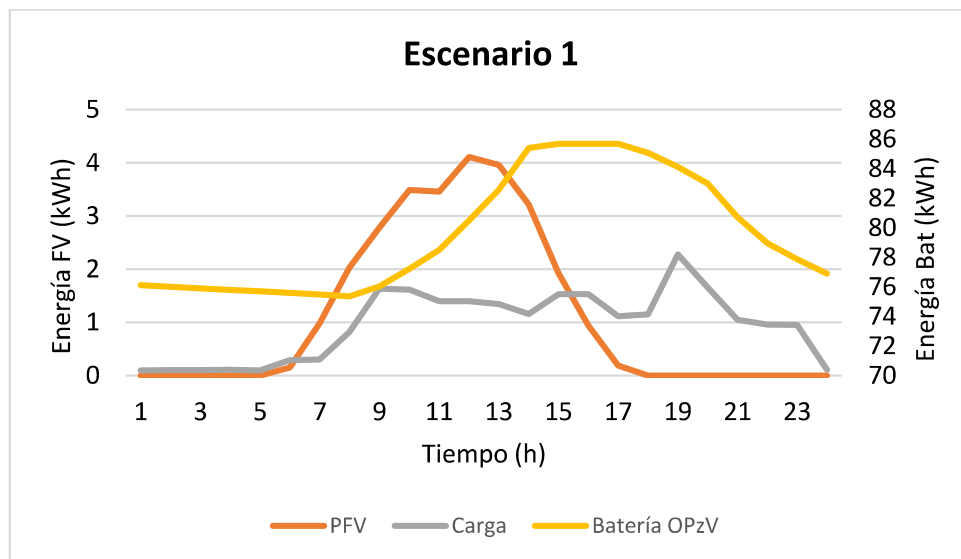


Figura 32. Comportamiento del escenario 1 con banco de baterías OPzV. Fuente: Propia

La tasa de cambio del dólar a pesos colombianos es el mes de noviembre de 2021 es de 3935 pesos colombianos, COP por su abreviatura.

A continuación, se presenta una tabla resumen de los costos nivelados y la energía generada por cada fuente de generación:

Tabla 24, Resumen simulación escenario 1 baterías OPzV.

Resumen Simulación Escenario 1 Baterías OPzV	
LCOE FV [USD/kWh]	0.448
LCOE Baterías OPzV [USD/kWh]	0.1001
LCOE Total [USD/kWh]	0.549
Generación Total FV [MWh/año]	11.182
Demanda de Energía de la Carga [MWh/año]	10.06

El costo nivelado total de la energía para el escenario 1 es de 0.549 USD/kWh, según la Tabla 24, el costo de generación para este escenario es de 1918.7 COP.

- Paneles solares – Baterías de Litio: Las baterías de litio utilizadas para este escenario son del fabricante Pylotech con 3.2 kW de almacenamiento a 48 V. Estas baterías tienen una capacidad nominal de 74 Ah por lo cual se necesitarán 13 baterías conectadas en serie para suplir la demanda de energía.

Tabla 25, Resumen simulación escenario baterías de litio.

Resumen Simulación Escenario 1 Baterías Litio	
LCOE FV [USD/kWh]	0.448
LCOE Baterías Litio [USD/kWh]	0.095
LCOE Total [USD/kWh]	0.543
Generación Total FV [MWh/año]	11.182
Demanda de Energía de la Carga [MWh/año]	10.06

La Tabla 25 indica que el costo nivelado de la energía para este escenario es de 0.543 USD/kWh, con la tasa de cambio mencionada anteriormente, el costo de generación es de 1897 COP.

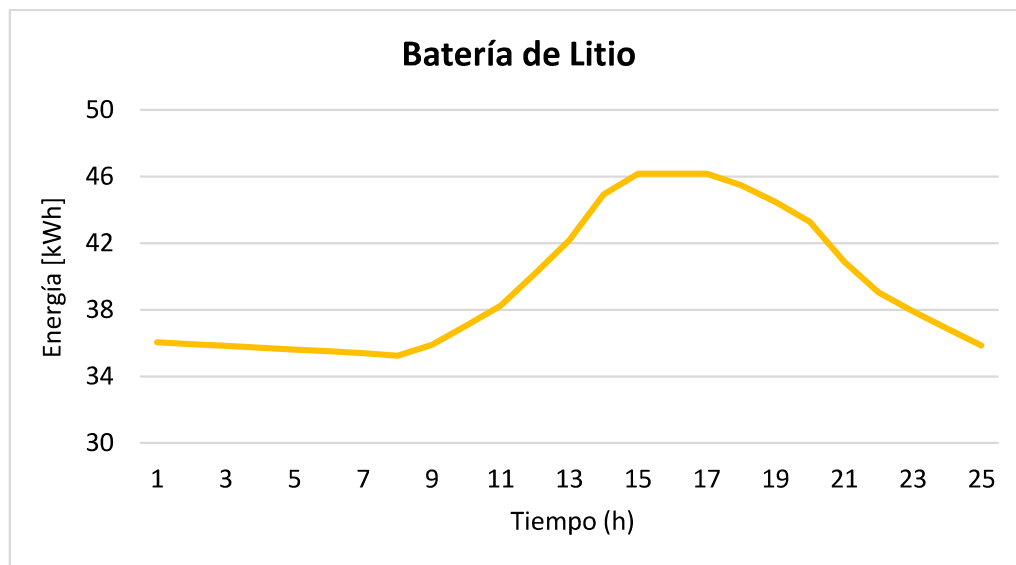


Figura 33. Comportamiento del banco de baterías litio en el escenario 1. Fuente: Propia

Con una profundidad de descarga de 90% la máxima energía almacenada por el banco de baterías es de 44.75 kWh y la mínima de 4.47 kWh. Las baterías se cargan entre las 9 y las 15 horas, alcanzado su energía de almacenamiento máximo a las 15 horas, según la figura 33.

- **Escenario 2: Aerogenerador – Banco de baterías**

Para este escenario se utilizó un aerogenerador de 6kW de la marca Bornay con las especificaciones dadas en la Tabla 23 a una altura de buje de 10m. La potencia del aerogenerador se escoge mediante las simulaciones realizadas en MATLAB, para que esta fuente supla completamente la demanda. La configuración de las baterías OPzV y Litio es la misma del escenario de fotovoltaica.

La variación de la velocidad del viento en un lugar suele describirse por la distribución de Weibull, la cual varía dependiendo de la ubicación del lugar, las condiciones climáticas y la superficie del paisaje. El parámetro adimensional K representa el rango de variación de la velocidad del viento y tiene un valor de 3.8 para la ubicación del caso de estudio, por lo que se evidencia que la velocidad de viento de la ubicación es regular. El parámetro de escala C está relacionado con la media de la velocidad y tiene un valor de 9 m/s. En la figura 34, se observa la distribución de Weibull para el sitio de estudio, donde las velocidades de 8 y 9 m/s son las más comunes, con una distribución de probabilidad de 0.16.

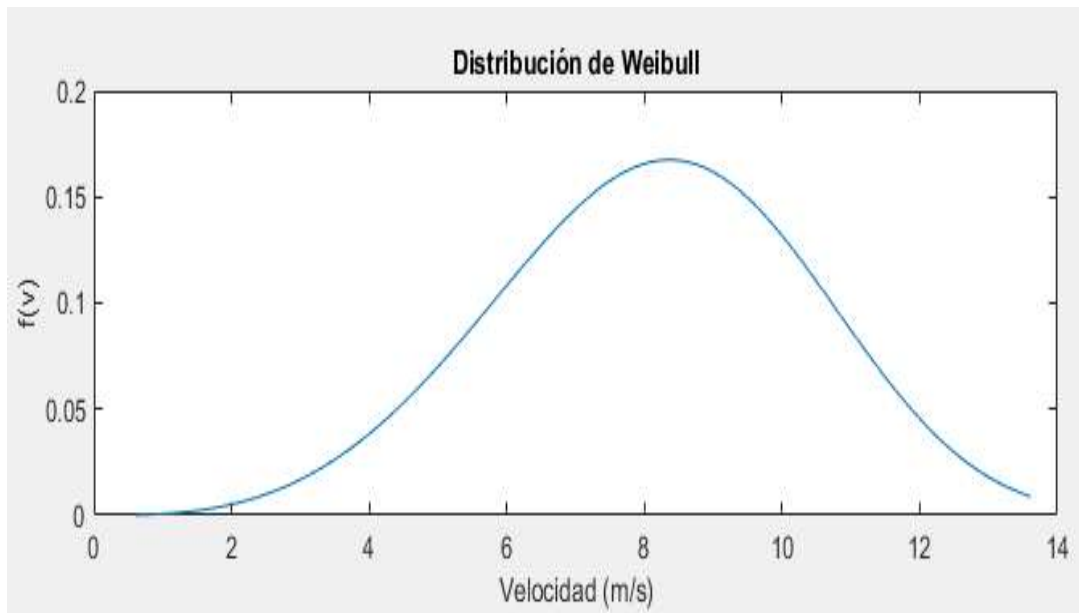


Figura 34. Distribución de Weibull. Fuente: Propia.

Para esta simulación se tomaron 2 días de estudio. La producción de energía del aerogenerador es baja, con un máximo de 1.2 kWh en la mañana. En la noche la producción de energía incrementa progresivamente hasta alcanzar un pico de 0.6 kWh en la madrugada, como se muestra en la figura 35. La generación de energía eólica es muy fluctuante, debido a que la velocidad de viento cambia continuamente por las diferencias de temperatura y la rugosidad de la superficie.

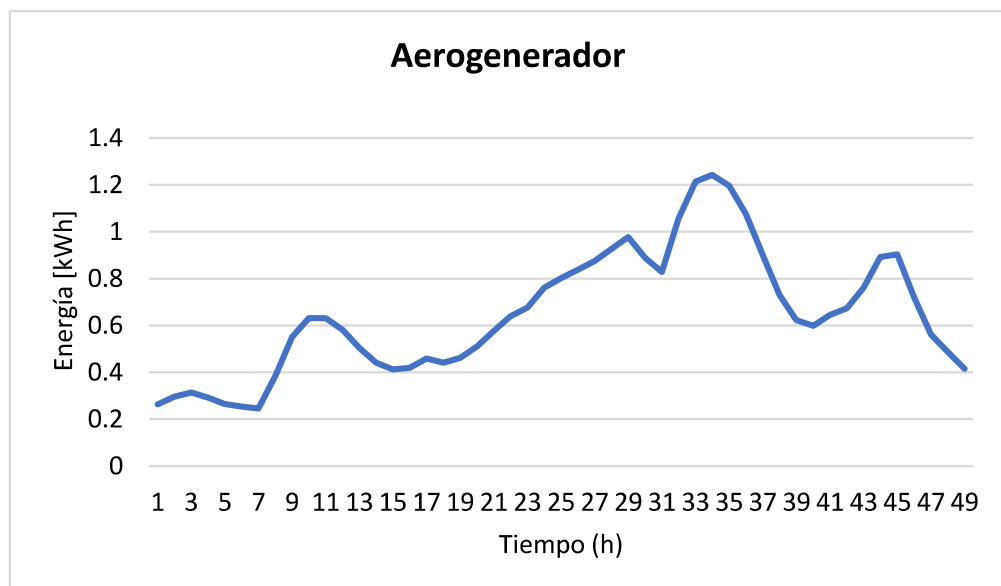


Figura 35. Comportamiento generación de energía del Aerogenerador. Fuente: Propia.

Al ser tan baja esta producción de energía, solo se alcanza a suplir totalmente la demanda con fuentes renovables, desde la hora 1 hasta la hora 9. Además, en este lapso las baterías se cargan. En la hora 20, se extrae la mayor cantidad de energía de las baterías, como se muestra la figura 36.

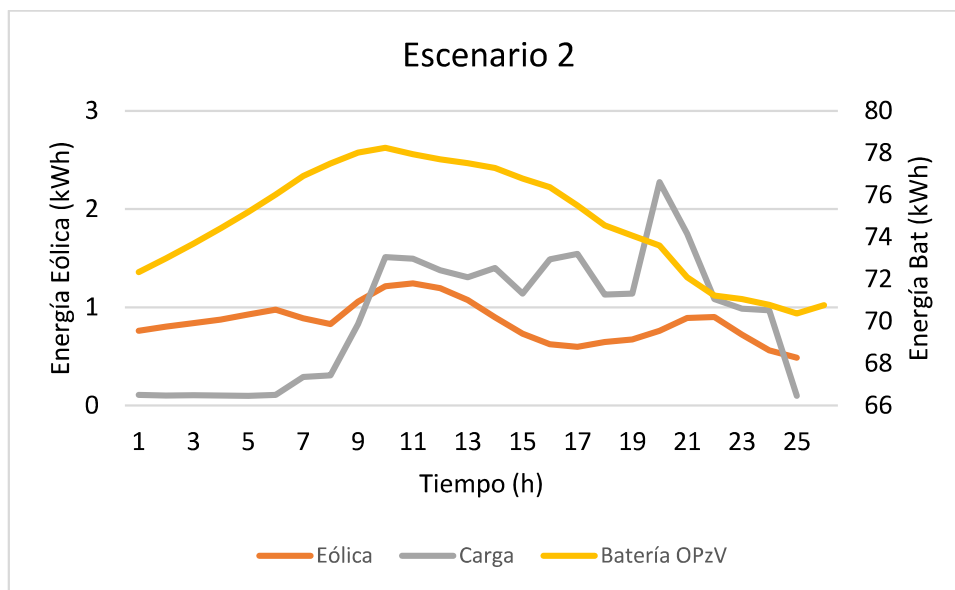


Figura 36. Comportamiento del escenario 2 con banco de baterías OPzV. Fuente: Propia

El costo nivelado de la energía para este escenario con baterías OPzV, según la Tabla 26 es de 1.276 USD/kWh, lo que equivale a 5021 COP. El costo de la energía con baterías de litio es 0.014 USD/kWh más alto que el costo con baterías de plomo-ácido.

Tabla 26, Resumen simulación escenario 2 baterías OPzV.

Resumen simulación Escenario 2 Baterías OPzV	
Altura del buje: 10 m	
LCOE Aerogenerador [USD/kWh]	1.161
LCOE Baterías OPzV [USD/kWh]	0.114
LCOE Total [USD/kWh]	1.276
Generación Total Aerogenerador [MWh/año]	9.85
Demanda de Energía de la Carga [MWh/año]	10.06

Tabla 27, Resumen simulación escenario 2 baterías litio.

Resumen simulación Escenario 2 Baterías Litio	
Altura del buje: 10 m	
LCOE Aerogenerador [USD/kWh]	1.161
LCOE Baterías Litio [USD/kWh]	0.128
LCOE Total [USD/kWh]	1.278
Generación Total Aerogenerador [MWh/año]	9.85
Demanda de Energía de la Carga [MWh/año]	10.06

- **Escenario 3: Aerogenerador – Paneles Fotovoltaicos – Banco de baterías**

En este escenario de operación los paneles solares suplen el 70% de la demanda y el aerogenerador el 30%. La simulación dio como resultado un número de 7 paneles y el número de baterías de litio y OPzV son las mismas de los escenarios anteriores.

Tabla 28, Resumen simulación escenario 3 baterías OPzV.

Resumen simulación escenario 3 Baterías OPzV	
Altura del buje: 10 m	
LCOE Aerogenerador 1.5 [USD/kWh]	2.147
LCOE FV [USD/kWh]	0.518
LCOE Baterías OPzV [USD/kWh]	0.106
LCOE Total [USD/kWh]	2.772
Generación Total Aerogenerador [MWh/año]	2.25
Generación Total FV [MWh/año]	7.84
Demanda de Energía de la Carga [MWh/año]	10.06

Tabla 29, Resumen simulación escenario 3 baterías litio.

Resumen simulación escenario 3 Baterías Litio	
Altura del buje: 10 m	
LCOE Aerogenerador 1.5 [USD/kWh]	2.147
LCOE FV [USD/kWh]	0.518
LCOE Baterías Litio [USD/kWh]	0.111
LCOE Total [USD/kWh]	2.778
Generación Total Aerogenerador [MWh/año]	2.25
Generación Total FV [MWh/año]	7.84
Demanda de Energía de la Carga [MWh/año]	10.06

El costo nivelado de la energía para este escenario con baterías OPzV es de 2.77 USD/kWh, según la Tabla 28.

La producción de energía del aerogenerador es muy baja, como lo muestra la figura 37, con una generación máxima de aproximadamente 0.15 kWh. Esta generación de energía suple completamente la demanda en el lapso de la hora 1 a la 5.

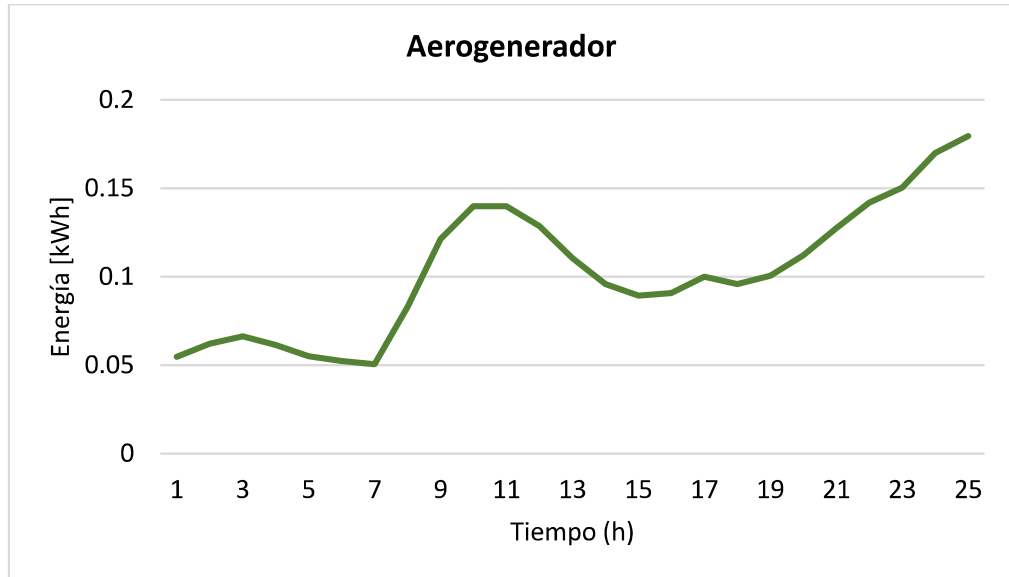


Figura 37. Comportamiento generación de energía del Aerogenerador para el escenario 3. Fuente: Propia

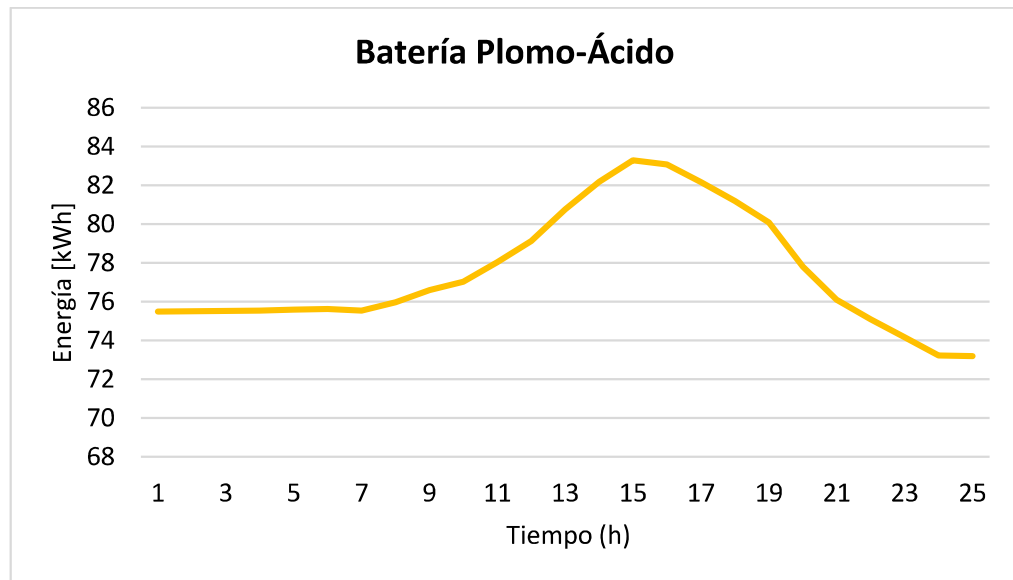


Figura 38. Comportamiento banco de baterías para el escenario 3. Fuente: Propia

La descarga de las baterías ocurre desde la hora 17 hasta la 23, luego de esta hora no se extrae energía de las baterías, como se muestra en la figura 38. El banco de baterías se carga con la

energía generada por el sistema fotovoltaico. Los paneles solares generan 2.5 kWh al medio día según la gráfica 39.

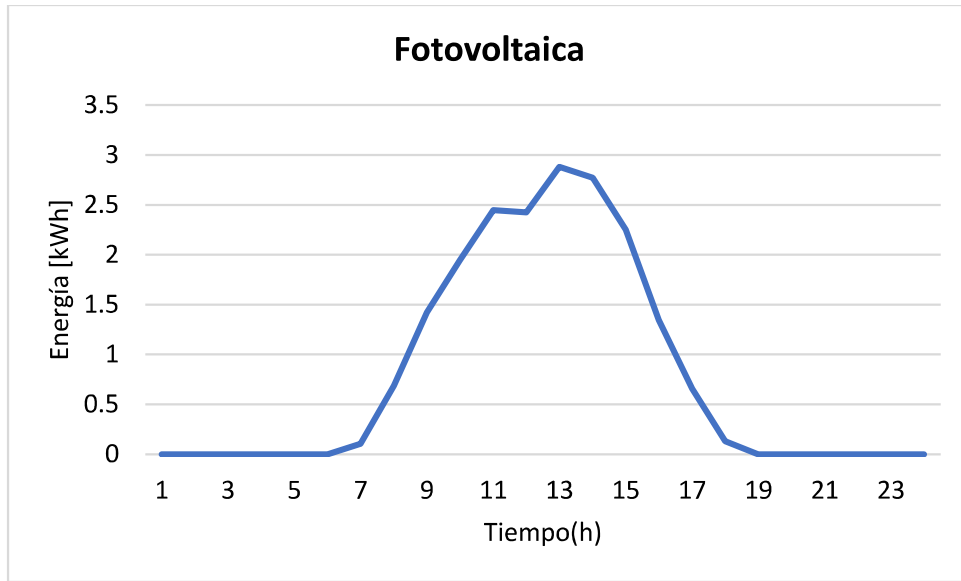


Figura 39. Comportamiento del sistema fotovoltaico para el escenario 3. Fuente: Propia

La demanda nocturna se suple con la energía de las baterías y el aerogenerador. Desde la hora 7 hasta la hora 17 la carga se suple con la energía del aerogenerador y del sistema fotovoltaico. Además, esta energía carga las baterías hasta llegar a su estado máximo de almacenamiento, como se muestra en la figura 40.

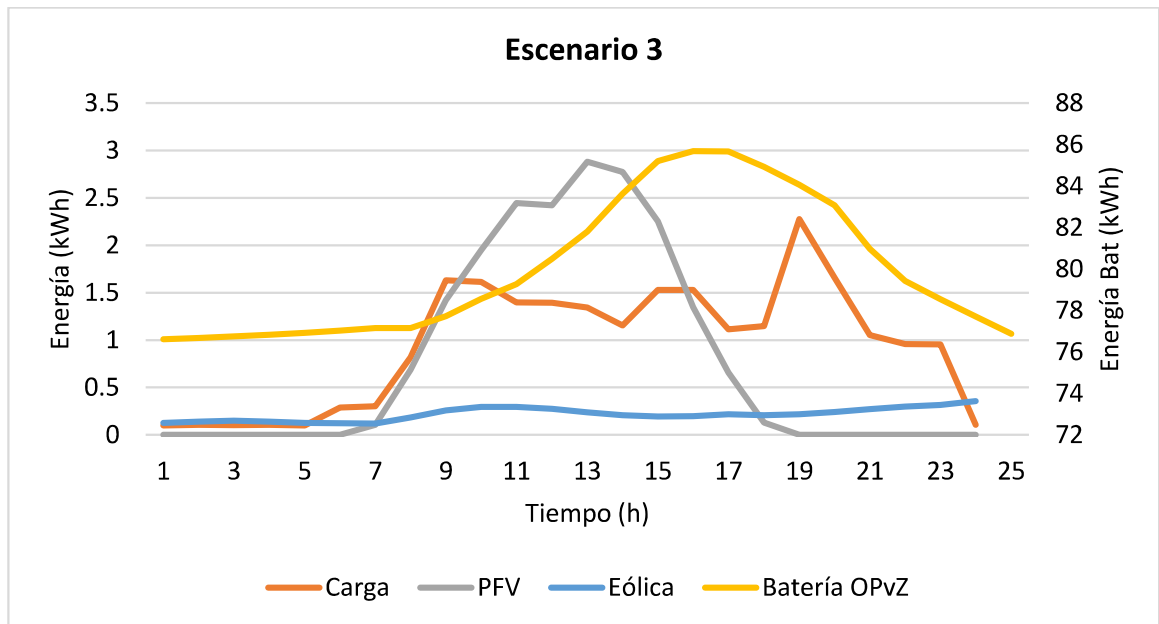


Figura 40. Comportamiento del escenario 3 con banco de baterías OPvZ. Fuente: Propia

- **Escenario 4: Aerogenerador – Paneles Fotovoltaicos – Generador Diésel**

En este escenario de operación los paneles solares suplen el 70% de la demanda y el aerogenerador el 30%. El generador diésel es la fuente de respaldo del sistema híbrido, el cual se accionará cuando las fuentes renovables no puedan suplir toda la demanda de la carga.

Tabla 30, Resumen simulación escenario 4.

RESUMEN SIMULACIÓN - ESCENARIO 4	
Altura del buje: 10 m	
LCOE Aerogenerador 1.5 [USD/kWh]	2.234
LCOE FV [USD/kWh]	0.503
LCOE Generador Diésel [USD/kWh]	1.159
LCOE Total [USD/kWh]	3.898
Generación Total Aerogenerador [MWh/año]	2.25
Generación Total FV [MWh/año]	7.84
Generación Total G.D [MWh/año]	2.90
Demanda de Energía de la Carga [MWh/año]	10.06

La simulación realizada en MATLAB, dio como resultado un consumo anual de 2216. 31 litros de diésel, con 3570 horas de trabajo del generador. Según la Tabla 30, el costo nivelado de la energía para este escenario es de 3.898 USD/kWh.

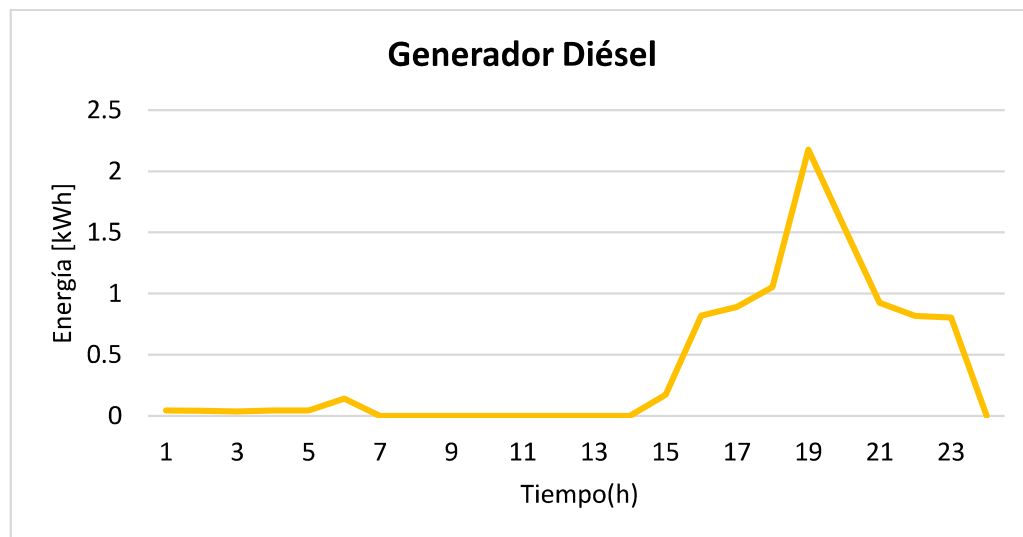


Figura 41. Comportamiento generador diésel en el escenario 4. Fuente: Propia

El comportamiento de las fuentes renovables para este escenario es similar al escenario 3. La mayor producción de energía del generador diésel es en la noche, según la figura 41, debido a que el sistema fotovoltaico no genera energía en esas horas y la producción del aerogenerador es baja.

En pico de la demanda de la hora 20, el generador diésel suplente completamente la carga, como lo muestra la figura 42. Hay excedentes de energía, desde la hora 9 a la hora 15, debido a que la generación fotovoltaica es mayor que la demandada por la carga.

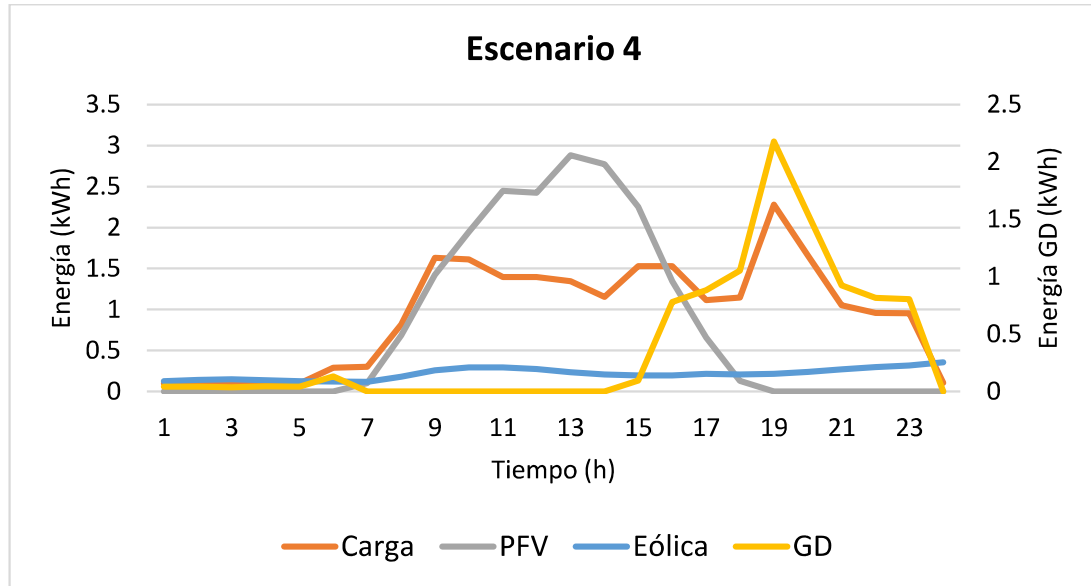


Figura 42. Comportamiento del escenario 4 con generador diésel. Fuente: Propia

- **Escenario 5: Aerogenerador – Paneles Fotovoltaicos – Banco de baterías - Generador Diésel**

En este escenario de operación los paneles solares suplen el 70% de la demanda y el aerogenerador el 30%. Las baterías están dimensionadas solo para suplir las cargas esenciales como el refrigerador, el congelador y algunas luminarias, esto equivale aproximadamente a un 50% de la demanda total. El generador diésel suplente el 50% restante de la demanda.

Tabla 31, Resumen simulación escenario 5.

Resumen simulación Escenario 5	
Altura del buje: 10 m	
LCOE Aerogenerador 1.5 [USD/kWh]	2.23
LCOE FV [USD/kWh]	0.50
LCOE Generador Diésel [USD/kWh]	0.62
LCOE Baterías [USD/kWh]	0.083
LCOE Total [USD/kWh]	3.44
Generación Total Aerogenerador [MWh/año]	2.23
Generación Total FV [MWh/año]	7.82
Generación Total G.D [MWh/año]	2.17
Demanda de Energía de la Carga [MWh/año]	10.06

El costo nivelado para el escenario 5 es de 3.44 USD/kWh, según la Tabla 31. El costo nivelado de las baterías para este escenario es el más bajo ya que estas se descargan hasta su estado mínimo solo unas 4 veces al año y además al estar dimensionadas solo para cargas vitales tienen una capacidad menor, por lo cual su valor disminuye.

El generador diésel tiene un consumo de 938 litros de diésel al año para este escenario.

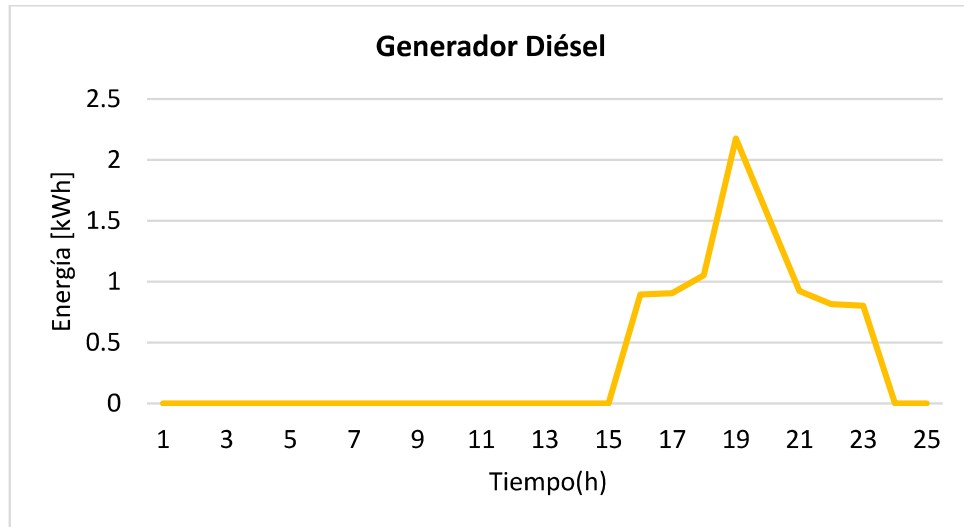


Figura 43. Comportamiento generador diésel en el escenario 5. Fuente: Propia

Según la figura 43, el generador diésel funciona desde la hora 15 hasta la hora 24, con una producción de energía de hasta 2 kWh. En la madrugada las baterías se descargan para suplir la demanda de la instalación, y se cargan con la energía generada por el sistema fotovoltaico, como lo muestra la figura 44.

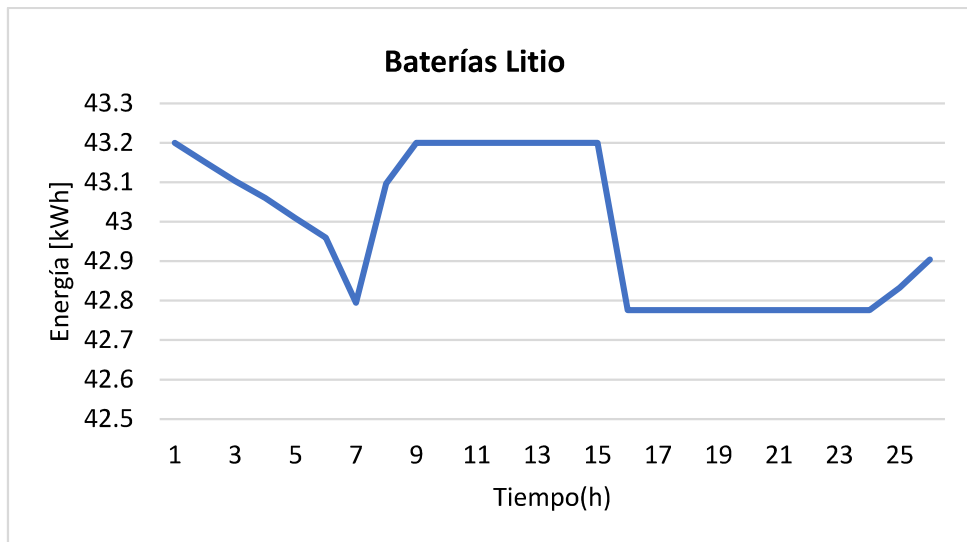


Figura 44 .Comportamiento del banco de baterías en el escenario 5. Fuente: Propia

En la madrugada, el déficit de generación eólica se suple con el banco de baterías. La demanda de la hora 15 a la hora 23, se suple con el generador diésel y en este lapso no se extrae energía de las baterías. El sistema de almacenamiento se carga completamente con el exceso de generación fotovoltaica. Lo mencionado anteriormente se muestra en la figura 45.

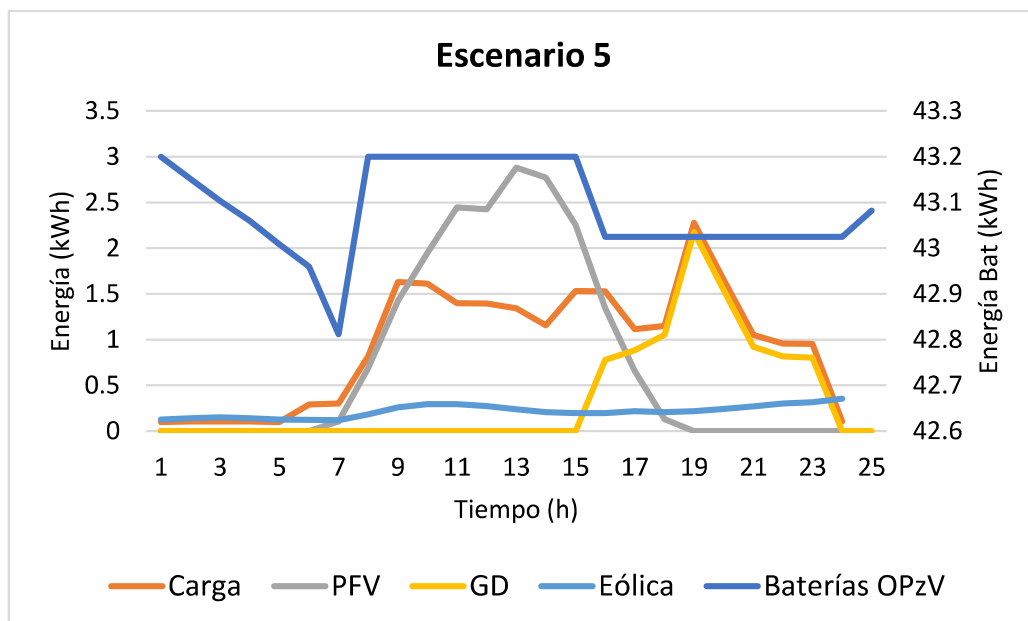


Figura 45. Comportamiento del escenario 5 con generador diésel. Fuente: Propia

Resultados del cálculo de cableado

- Cableado de módulo solar:

$$I_{\text{cond}} = (13.87 * 1.25) * 1.25 = 21.68 \text{ A} \quad (49)$$

$$I_{\text{condTemp}} = \left(13.87 * \frac{1.25}{0.82} \right) = 21.14 \quad (50)$$

Se selecciona el valor de 0.82 como corrección de temperatura, en base al artículo 110.14 (c) de la NTC 2050, donde expresa que para instalaciones con corriente de campo menor a 100 A se usa como temperatura nominal de conductor 60°C, y una temperatura ambiente entre 36-40 °C que hace referencia a la temperatura máxima que registra la ubicación del sistema híbrido.

El valor de la corriente del conductor por corrección de temperatura es inferior que la corriente anteriormente calculada, por lo cual se escoge el primer valor de corriente para seleccionar el calibre del conductor en base en la tabla 310.15(B)(16) de la NTC 2050.

Para los conductores de los módulos fotovoltaicos se selecciona el calibre 10 AWG con una ampacidad de 30A.

- Cableado módulos solares – Inversor-Cargador:

El cableado de la corriente de campo a la salida de los módulos solares hacia el inversor-cargadores es el mismo, debido a que todos los módulos solares están conectados en serie y no hay un aumento en la corriente, es decir se utiliza conductor con calibre 10 AWG con ampacidad de 30 A.

- Protecciones en DC:

$$DSC = (13.87 * 1.25) * 1.25 = 21.68 \quad (51)$$

$$DPS = (49.4 * 9) * 1.25 = 555.75 \text{ V} \quad (52)$$

Para el cableado de los módulos solares con el inversor-cargador, se selecciona una protección contra sobre corriente con fusible de 25 A y contra sobre tensión de 600V.

- Cableado inversor-cargador con la batería:

$$\text{Corrienteinversor}_{\text{salida}} = \frac{\left(\frac{5.000 \text{ W}}{110 \text{ V}} \right)}{0.93} * 1.25 = 61 \text{ A} \quad (53)$$

Se selecciona un DSC termomagnético de 75 A.

En base a estos resultados se selección el conductor de calibre 4 AWG con ampacidad de 70 A para la conexión a la salida del inversor con el centro de carga en AC y la conexión del controlador MPPT con las baterías.

- Protección Inversor-Cargador con el centro de carga en AC:

Se selecciona un DSC termomagnético de 75 A.

- Cableado del Aerogenerador de 1500 W

$$I_{\text{cond}} = (31,23 \text{ A} * 1,25) * 1,25 = 48,8 \text{ A} \quad (54)$$

Se selección conductor calibre 6 AWG con ampacidad de 55 A

- Cableado del Aerogenerador de 6000W

$$I_{\text{cond}} = (104 \text{ A} * 1,25) * 1,25 = 162 \text{ A} \quad (55)$$

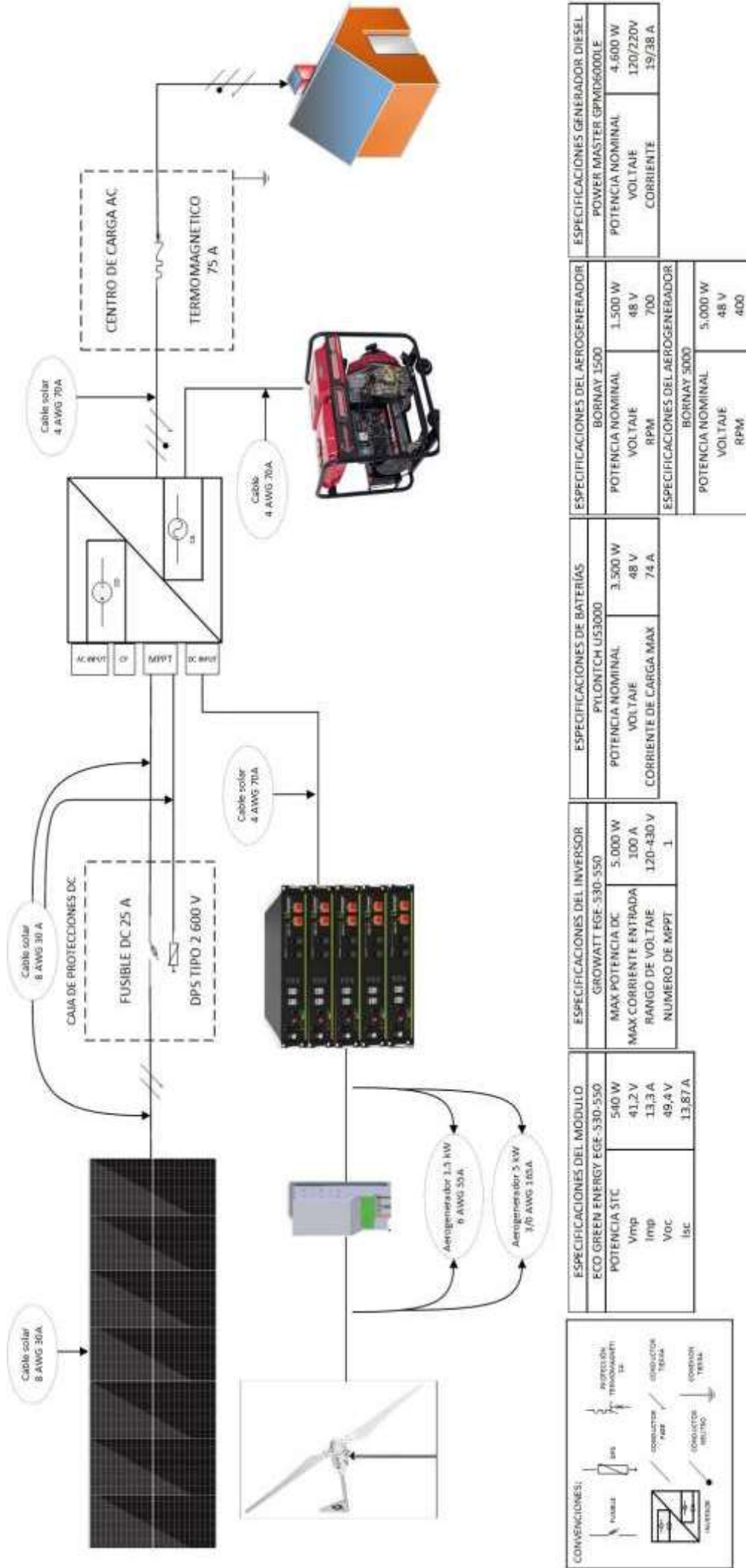
Se selección conductor calibre 3/0 AWG con ampacidad de 165 A

- Cableado del Generador Diesel

$$I_{\text{cond}} = (38 \text{ A} * 1,25) * 1,25 = 60 \text{ A} \quad (56)$$

Se selección conductor calibre 4 AWG con ampacidad de 70 A

Calculados todos los conductores y protecciones del sistema hibrido, se realiza el esquema eléctrico del sistema, como se muestra en la figura 46.



ESPECIFICACIONES DEL MODULO: ECO GREEN ENERGY EGE-530-550		ESPECIFICACIONES DEL INVERSOR GROWATT EGE-530-550		ESPECIFICACIONES DE BATERÍAS PYLONTCH US3000		ESPECIFICACIONES DEL AEROGENERADOR BORNAY 1500		ESPECIFICACIONES GENERADOR DIESEL POWER MASTER GPM15000LE	
POTENCIA STC	540 W	MAX POTENCIA DC	5.000 W	POTENCIA NOMINAL	3.500 W	POTENCIA NOMINAL	1.500 W	POTENCIA NOMINAL	4.600 W
Vmp	41,2 V	MAX CORRIENTE ENTRADA	100 A	VOLTAJE	48 V	VOLTAJE	48 V	VOLTAJE	120/220V
Imp	13,3 A	RANGO DE VOLTAJE	120-430 V	CORRIENTE DE CARGA MAX	74 A	RPM	700	CORRIENTE	19/38 A
Voc	49,4 V	NUMERO DE MPPT	1						
Isc	13,87 A								
						ESPECIFICACIONES DEL AEROGENERADOR BORNAY 5000			
						POTENCIA NOMINAL	5.000 W		
						VOLTAJE	48 V		
						RPM	400		

Figura 46, Esquema eléctrico del sistema híbrido, Fuente propia

7 Conclusiones

En este trabajo de investigación se presentó el modelado matemático de un sistema híbrido conformado por paneles solares, aerogenerador, banco de baterías y generador diésel, se realiza el dimensionamiento de cada tecnología y el plano eléctrico de la instalación según la norma NTC 2050. Se consideraron 5 escenarios de operación para el caso de estudio, los cuales fueron modelados en el software de simulación MATLAB, se seleccionó como criterio económico el costo nivelado de la energía para evaluar la viabilidad técnico-financiera de cada escenario.

Se concluye que los modelos matemáticos utilizados para el dimensionamiento y simulación de las tecnologías son adecuados para sistemas de generación no interconectados, debido a que cada fuente de generación suple de manera satisfactoria la demanda de energía.

Se evidencio mediante la simulación de los escenarios de operación, que el alto costo de generación de energía eólica, debido al elevado costo de inversión y a la baja generación, incrementa el costo nivelado. Además, las fluctuaciones en la generación de energía eólica hacen que no se pueda satisfacer completamente la demanda de energía. El costo de generación más alto por tecnología es del aerogenerador con un valor de 2.23 USD/kWh y el más bajo es de 0.448 USD/kWh, que corresponde a los paneles solares del escenario 1.

El sistema de almacenamiento más económico en función de los costos de inversión y de reemplazo son las baterías de litio. Además, el escenario con paneles solares y este tipo de baterías tiene el menor costo de generación, con un valor de 0.543 USD/kWh.

Al restringir la producción de energía del generador diésel, los costos de generación bajan 0.53 USD/kWh, en comparación con el escenario sin restricción. Por lo anterior, es importante que un generador diésel no funcione a bajas cargas.

El análisis técnico-financiera de los escenarios de operación muestra que es viable para el caso de estudio, la generación de energía a partir de paneles solares con un banco de baterías. Los paneles solares tienen un costo de generación de 0.543 USD/kWh, siendo este costo el más bajo en comparación con el aerogenerador, que tiene un costo de 1.16 USD/kWh.

La reducción en los costos de los sistemas de almacenamiento ha permitido que esta tecnología sea la opción más económica, para solventar las fluctuaciones en la generación con fuentes renovables. En los escenarios 1 y 2, estos sistemas de almacenamiento tienen un costo entre 0.09 – 0.12 USD/kWh, al comparar este costo con el escenario 3, el cual tiene un costo de generación de 1.15 USD/kWh para el generador diésel, se concluye que es viable en términos económicos y ambientales un sistema de respaldo con banco de baterías.

8 Recomendaciones

Se recomienda realizar un estudio ambiental para cuantificar la reducción en las emisiones de CO₂, al utilizar fuentes renovables en zonas no interconectadas del país. Además, de estudio económico detallado, donde se tenga en cuenta los beneficios tributarios que brinda el gobierno para la implementación de fuentes renovables y los años en que se retorna la inversión de cada tecnología.

A mayor altura del buje de una turbina eólica, la velocidad del viento aumenta y se logra una mayor producción de energía. Por lo anterior, se recomienda un estudio donde el buje este ubicado a diferentes alturas, para evaluar la generación de energía y el costo nivelado de esta tecnología.

9 BIBLIOGRAFÍA

- [1] N. Unidas, “La Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible: una oportunidad para América Latina y el Caribe,” 2030.
- [2] “CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA ZONAS NO INTERCONECTADAS CENTRO NACIONAL DE MONITOREO-CNM 2 Semestre 2020.”
- [3] E. E. Gaona, C. L. Trujillo, and J. A. Guacaneme, “Rural microgrids and its potential application in Colombia,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 51. Elsevier Ltd, pp. 125–137, Jun. 22, 2015. doi: 10.1016/j.rser.2015.04.176.
- [4] C. J. Herrera *et al.*, “GRUPO DE TRABAJO TÉCNICO,” 2016.
- [5] “Invierta y Gane con Energía Guía práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014.”
- [6] D. G. Campen and G. Best, “Energía solar fotovoltaica para la agricultura y desarrollo rural sostenibles,” *Documento de Trabajo sobre Medio Ambiente y Recursos Naturales, No. 3 FAO*, no. 3, p. 93, 2000, doi: 10.13140/RG.2.1.3876.8483.
- [7] E. OJEDA Camargo, J. E. Candelo, and A. SANTANDER Mercado, “Electricity Use of Indigenous Communities According to the Subsistence Threshold in La Guajira, Colombia.”
- [8] C. Oliva and G. Santamaria, *Instalaciones solares fotovoltaicas*.
- [9] A. Mauricio, “UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA.”
- [10] ECO GREEN ENERGY, “Módulo Atlas Pro 144 Celdas Mono 10bb.” <https://www.ecogreenenergy.com/es/product/modulo-solar-monocristalino-atlas-pro-530-550w-m10-10bb/>
- [11] A. McBride, “Comprehensive Guide to Solar Panel Types,” 2021. <https://www.aurorasolar.com/blog/solar-panel-types-guide/>
- [12] A. Lisbeth and G. Noguera, “UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA Otimização do projeto de um sistema híbrido Diesel-Ciclo Orgânico Rankine (ORC) / fotovoltaico.”
- [13] N. Ortiz, T. Pérez, O. Castro, and M. Lengua, “Evaluación del desempeño de los modelos de un diodo y dos diodos para módulos fotovoltaicos Performance evaluation of single-diode and two-diode models for photovoltaic modules”.
- [14] A. N. Celik and N. Acikgoz, “Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four- and five-parameter models,” *Applied Energy*, vol. 84, no. 1, pp. 1–15, 2007, doi: 10.1016/j.apenergy.2006.04.007.
- [15] Salvador Cucó Padillos, “MANUAL DE ENERGÍA EÓLICA,” UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA, Ed. 2017, pp. 27–126.
- [16] P. F. De Grado, “Diseño de un aerogenerador para uso particular,” 2012.
- [17] Bornay, “WIND + BORNAY.” <https://www.bornay.com/es/productos/aerogeneradores/wind-plus> (accessed Dec. 05, 2021).
- [18] A. Rodolfo Dufo López Director de Tesis José Luis Bernal Agustín Zaragoza, “DIMENSIONADO Y CONTROL ÓPTIMOS DE SISTEMAS HÍBRIDOS APLICANDO ALGORITMOS EVOLUTIVOS TESIS DOCTORAL,” 2007.

- [19] “Pylontech - US3000C.” <https://shop.frankensolar.ca/pylontech-us3000c/#tab-documentation1>
- [20] E. Grande and H. Sathorn, “Renewable Energy Conference 2018,” no. February, 2018.
- [21] D. Ochoa and S. Martinez, “Modeling an Isolated Hybrid Wind-Diesel Power System for Performing Frequency Control Studies. A Case of Study: San Cristobal Island, Galapagos-Ecuador,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 17, no. 5, pp. 775–787, 2019, doi: 10.1109/TLA.2019.8891946.
- [22] MOTOBORDA, “GENERADOR ELÉCTRICO DIESEL POWER MASTER 5.0 KW.” <https://motoborda.com/planta-diesel/11-generador-electrico-diesel-power-master-50-kw.html> (accessed Oct. 04, 2021).
- [23] S. Raikar and S. Adamson, *Renewable energy finance in the international context*, no. 2018. 2020. doi: 10.1016/b978-0-12-816441-9.00013-1.
- [24] B. O. Agajelu, O. G. Ekwueme, N. S. P. Obuka, and C. Author, “Life Cycle Cost Analysis of a Diesel / Photovoltaic Hybrid Power Generating System,” vol. 3, no. 1, pp. 19–31, 2013.
- [25] K. Anoune, M. Bouya, A. Astito, and A. Ben Abdellah, “Sizing methods and optimization techniques for PV-wind based hybrid renewable energy system: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 93, no. April, pp. 652–673, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.05.032.
- [26] O. Almanza, Rafael, Tolosa, “DISEÑO Y SIMULACIÓN DE UN PROTOTIPO DE SISTEMA DE GESTIÓN ENERGÉTICA PARA UNA MICRORRED AISLADA BASADO EN UN ESQUEMA DE PRIORIZACION DE CARGAS,” *Universidad Distrital Francisco José De Caldas*, 2015.
- [27] A. L. Galindo Noguera, L. S. Mendoza Castellanos, E. E. Silva Lora, and V. R. Melian Cobas, “Optimum design of a hybrid diesel-ORC / photovoltaic system using PSO: Case study for the city of Cujubim, Brazil,” *Energy*, vol. 142, pp. 33–45, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2017.10.012.
- [28] A. Kaabeche, S. Diaf, and R. Ibtouen, “Firefly-inspired algorithm for optimal sizing of renewable hybrid system considering reliability criteria,” *Solar Energy*, vol. 155, pp. 727–738, 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.06.070.
- [29] R. Pallabazzer, “Evaluation of wind -generator potentiality,” *Sola*, 1995.
- [30] L. Wang and C. Singh, “PSO-based multi-criteria optimum design of a grid-connected hybrid power system with multiple renewable sources of energy,” *Proceedings of the 2007 IEEE Swarm Intelligence Symposium, SIS 2007*, no. Sis, pp. 250–257, 2007, doi: 10.1109/SIS.2007.367945.
- [31] M. A. M. Ramli, H. R. E. H. Boucekara, and A. S. Alghamdi, “Optimal sizing of PV/wind/diesel hybrid microgrid system using multi-objective self-adaptive differential evolution algorithm,” *Renewable Energy*, vol. 121, pp. 400–411, 2018, doi: 10.1016/j.renene.2018.01.058.
- [32] DANE, “PROYECCIONES DE POBLACIÓN 1 de 281 Fecha de elaboración: Septiembre de 2007,” 2020.
- [33] G. Carvajal-Romo, M. Valderrama-Mendoza, D. Rodríguez-Urrego, and L. Rodríguez-Urrego, “Assessment of solar and wind energy potential in La Guajira, Colombia: Current status, and future prospects,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 36, Dec. 2019, doi: 10.1016/j.seta.2019.100531.
- [34] E. Ojeda, C. I.; J. E. Candelo, and J. I. Silvaortega, “Perspectivas de Comunidades Indígenas de La Guajira Frente al Desarrollo Sostenible y el Abastecimiento Energético Perspectives of Native Community in La Guajira Facing Sustainable Development and Energy Supply Contenido,” 2017.
- [35] IDEAM, “ATLAS DE RADICION SOLAR 2018”.
- [36] J. Manuel Santos Calderón *et al.*, *Atlas de viento de Colombia APOYO TÉCNICO IDEAM*.

- [37] A. L. Galindo Noguera, L. S. Mendoza Castellanos, E. E. Silva Lora, and V. R. Melian Cobas, “Optimum design of a hybrid diesel-ORC / photovoltaic system using PSO: Case study for the city of Cujubim, Brazil,” *Energy*, vol. 142, pp. 33–45, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2017.10.012.
- [38] J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar engineering of thermal processes*. Wiley, 2013.
- [39] A. (Antonio) Luque and Steven. Hegedus, *Handbook of photovoltaic science and engineering*. Wiley, 2003.
- [40] A. (Antonio) Luque and Steven. Hegedus, *Handbook of photovoltaic science and engineering*. Wiley, 2003.
- [41] A. Lisbeth and G. Noguera, “UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA Otimização do projeto de um sistema híbrido Diesel-Ciclo Orgânico Rankine (ORC) / fotovoltaico.”
- [42] H. Fernández, L. Fernando Zapatero Rodríguez, and M. Rodrigo, “Estudio de una instalación mixta, fotovoltaica y eólica, aplicada a una casa rural.”
- [43] “INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS”.
- [44] P. Fernández Díez, “Antecedentes Históricos y Fuentes Eólicas,” *Energía Eólica*, p. 21, 2002.
- [45] F. Díaz, “Generalidades sobre aerogeneradores,” *Universidad de Cantabria*, pp. 20–36, 2010.
- [46] A. L. Bukar, C. W. Tan, and K. Y. Lau, “Optimal sizing of an autonomous photovoltaic/wind/battery/diesel generator microgrid using grasshopper optimization algorithm,” *Solar Energy*, vol. 188, pp. 685–696, Aug. 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.06.050.
- [47] “Baterías Solares de Litio: El Futuro,” 2020. <https://tecnosolab.com/noticias/baterias-solares-de-litio/> (accessed Dec. 05, 2021).
- [48] A. Rodolfo Dufo López Director de Tesis José Luis Bernal Agustín Zaragoza, “DIMENSIONADO Y CONTROL ÓPTIMOS DE SISTEMAS HÍBRIDOS APLICANDO ALGORITMOS EVOLUTIVOS TESIS DOCTORAL,” 2007.
- [49] Øyvind Skarstein and Kjetil Uhlen, “Design Considerations with Respect to Long-Term Diesel Saving in Wind/Diesel Plants,” *Wind Engineering*, vol. 13, pp. 72–87, 1989.
- [50] J. M. Lujano-Rojas, C. Monteiro, R. Dufo-López, and J. L. Bernal-Agustín, “Optimum load management strategy for wind/diesel/battery hybrid power systems,” *Renewable Energy*, vol. 44, pp. 288–295, Aug. 2012, doi: 10.1016/j.renene.2012.01.097.
- [51] K. Mongird, V. Viswanathan, J. Alam, C. Vartanian, V. Sprenkle, and R. Baxter, “2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment,” *Energy Storage Grand Challenge Cost and Performance Assessment 2020*, no. December, pp. 1–20, 2020.
- [52] Energy Information Administration [EIA], “Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2021,” *US Energy Information Administration*, no. January, pp. 1–25, 2021.
- [53] IRENA Renewable Cost Database, *Renewable Power Generation Costs in 2020*. 2020.
- [54] D. González-Montoya, C. A. Ramos-Paja, B. A. Potosí-Guerrero, E. E. Henao-Bravo, and A. J. Saavedra-Montes, “Análisis de factibilidad técnico-económico de microrredes que integran celdas de combustible en zonas no interconectadas de Colombia,” *Tecnológicas*, vol. 21, no. 43, pp. 71–89, 2018, doi: 10.22430/22565337.1057.

- [55] CREG, “INFORME FINAL VOLUMEN 2 - ESTUDIOS EN ZNI DOCUMENTO No. AN-C-882-03 Revisión 01,” 2013.
- [56] PORTAFOLIO, “Inflación anual a octubre en el país se ubicó en 4,58 %,” 2021. <https://www.portafolio.co/economia/finanzas/inflacion-en-colombia-a-octubre-del-2021-558200>
- [57] J. Barrientos Marín and F. Villada Duque, “Cálculo de un WACC diferenciado por región para proyectos de generación de electricidad con fuentes renovables en Colombia,” vol. 66, no. 1692–2611, p. 34, 2017.
- [58] S. Arnalich, *Generadores en proyectos de cooperación*. 2013.