Dimensionamiento de microrredes en HOMER GRID considerando diferentes esquemas tarifarios

Ericson Javier Espíndola Somasa

Gustavo Andrés Pinilla Castellanos

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero Electricista

Director

Ing. Iván Edgardo Jiménez Vargas

Codirectores

Dr. Juan Manuel Rey López

Dr. German Alfonso Osma Pinto

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2022

Agradecimientos

A Dios, quien me ha dado la fortaleza para continuar en cada etapa de mi carrera; por ello, con toda la humildad que de mi corazón puede emanar, dedico primeramente mi trabajo a él.

A mi madre María Clemencia Castellanos, por ser el pilar más importante en mi vida y por demostrarme siempre su cariño y apoyo incondicional sin importar nuestras diferencias de opiniones, tus esfuerzos son impresionantes y tu amor es para mí invaluable, me has proporcionado todo lo que he necesitado. Tus enseñanzas las aplico cada día, me haces llenar de orgullo y no habrá manera de devolverte tanto amor que me has ofrecido; de verdad que tengo mucho por reconocerte de mí éxito.

A mi padre Gustavo Pinilla Villanueva, por haberme forjado con el carácter de la persona que soy hoy en día para salir adelante, muchos de mis logros en mi vida son debido a sus enseñanzas y la forma de enfrentarme a cada una de ellas. Me formó con reglas que, a la final de cuenta, me motivaron constantemente para alcanzar mis anhelos.

Para finalizar, dedico esta tesis a todas las personas que me ayudaron de forma directa o indirectamente en la realización de este proyecto, el cual es el reflejo de lo aprendido y aportado por mis docentes durante mis años de estudio.

Gustavo Andrés Pinilla Castellanos.

Mi gratitud infinita a Dios, quien guía mi vida, ha forjado mi camino y me ha permitido llegar a este momento tan anhelado.

A mis padres Ledy Teresa Somasa y Javier Espíndola Cárdenas, por darme su apoyo incondicional en cada momento, por sus valiosos consejos, por enseñarme la importancia de perseverar y confiar en mis capacidades; ustedes son el motor de mi vida, gracias por su amor. A mi hermana Lennix Dayanne Espíndola Somasa, tú encendiste la luz de la esperanza para que yo finalizara esta etapa, me llenaste de unas inagotables ganas de seguir adelante. Gracias, familia; porque con sus oraciones y consejos me motivan cada día a ser mejor persona. A Lina Marcela Coronado por llenarme con su amor y brindarme su afecto incondicional.

A mi director y codirectores, por su dedicación y orientación, por compartir con la mejor disposición su conocimiento para finalizar este proyecto, mis sinceros agradecimientos a todas las personas que de una u otra forma hicieron parte de este proceso.

Ericson Javier Espíndola Somasa.

Tabla de contenido

INTRODUCCIÓN 9

1. DIMENSIONAMIENTO DE MICRORREDES EN HOMER GRID 13

1.1. Interfaz principal de HOMER Grid 13

1.2. Estimación de los perfiles de carga en HOMER Grid 14

1.3. Selección de componentes de una MG en HOMER Grid 14

1.4. Recursos energéticos en HOMER Grid 14

1.4.1. Generación fotovoltaica 15

1.4.2. Generación eólica 16

1.4.3. Sistema de almacenamiento 16

1.4.4. Convertidor de Energía 17

1.4.5. Generador diésel 18

2. SELECCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO 19

2.1. Recursos disponibles de la zona 20

2.2. Datos provistos por el distribuidor Air-e para el corregimiento de Camarones 22

2.3. Esquemas tarifarios 22

2.3.1. Modelo Tarifa fija 23

2.3.2. Modelo de tarifa Medida Neta 24

2.3.3. Modelo de tarifa TOU (Time-Of-Use) 25

2.3.4. Modelo CREG 174 de 2021 27

2.4. Metodología 28

3. RESULTADOS 32

3.1. Modelo tarifa fija 32

3.2. Modelo de Tarifa Medida Neta 37

3.3. Modelo de Tarifa TOU (*Time Of Use*) 42

4. CONCLUSIONES 47

5. BIBLIOGRAFÍA 49

Lista de Figuras

Figura 1. *Interfaz principal en el software HOMER Grid.* 13

Figura 2. *Interfaz del sistema fotovoltaico en HOMER Grid.* 15

Figura 3. *Interfaz del sistema eólico en HOMER Grid*.....16

Figura 4. *Interfaz sistema de almacenamiento en HOMER Grid.* 17

Figura 5. *Interfaz del convertidor en HOMER Grid.*.....18

Figura 6. *Interfaz del generador diésel en HOMER Grid.* 19

Figura 7. *Interfaz de HOMER Grid donde se importa el recurso solar de la zona.*.....20

Figura 8. *Interfaz de HOMER Grid donde se importan los datos del viento.*.....21

Figura 9. *Interfaz de HOMER Grid donde se importan los datos de la temperatura ambiente*…21

Figura 10. *Diagrama de transacción modelo de tarifa Medida Neta (HOMER ENERGY by UL, 2021*). 24

Figura 11. *Seguimiento a la demanda semanal de energía eléctrica en el SIN – 2020-2021(UPME, 2021).*.....25

Figura 12. *Diagrama de flujo de propuesta metodológica* 29

Figura 13. *Interfaz de Simulación en HOMER Grid*..... **¡Error! Marcador no definido.**

Figura 14. *Perfil de carga diario.* 32

Figura 15. *Cuadricula de resultados de HOMER.*.....34

Figura 16. *Flujo de caja del sistema Solar + Caso base para le modelo de tarifa fija*.....35

Figura 17. *Perfil diario de compra de energía para el modelo de tarifa fija.* 36

Figura 18. *Perfil diario de autoconsumo de energía para el modelo de tarifa fija.* 37

Figura 19. *Resultado de la simulación Tarifa medición neta* 38

Figura 20. *Costo nivelado de energía para el modelo de tarifa medida neta*. 39

Figura 21. *Cuadricula de resultados de HOMER*.....39

Figura 22. *Flujo de caja del sistema (solar + eólico + caso base) del modelo de tarifa medida neta*.....40

Figura 23. *Perfil diario de compra de energía para el modelo de tarifa medida neta.*.....41

Figura 24. *Perfil diario de ventas de energía para el modelo de tarifa fija*.....41

Figura 25. *Flujo de caja del sistema tipo de tarifa del modelo de tarifa TOU*.....43

Figura 26. *Cuadricula de resultados de HOMER.*.....43

Lista de Tablas

Tabla 1. *Tarifas de energía por parte de Air-e.* 22

Tabla 2. *Esquemas tarifarios creados en HOMER Grid.* 23

Tabla 3. *Tabla tarifa triple Tipo 2.* 26

Tabla 4. *Tarifas TOU establecidas para el caso de estudio.* 26

Tabla 5. *Costos y datos técnicos de los equipos.* 31

Tabla 6. *Detalle de los sistemas para el modelo de tarifa fija.* 33

Tabla 7. *Costos y ahorros para el modelo de tarifa fija.* 35

Tabla 8. *Costos y ahorros para el modelo de tarifa medida neta* 40

Tabla 9. *Costos y ahorros para el modelo de tarifa TOU.* 42

Tabla 10. *Resumen de los sistemas más eficientes para los modelos de tarifa.* 44

Tabla 11. *Resumen de los modelos de tarifa* 45

Tabla 12. *Resumen eléctrico del sistema (solar + caso base) para el modelo de tarifa medida neta* 45

Tabla 13. *Indicadores energéticos y financieros de las diferentes tarifas.* 46

Introducción

Las microrredes eléctricas (MG, por sus siglas en inglés) “son una opción cada vez más implementada para el suministro de energía de poblaciones que no cuentan con interconexión a la red convencional” (UPME, 2021a). Según el Departamento de Energía de los Estados Unidos, las MGs son “un grupo de cargas interconectadas y recursos de energía distribuida dentro de los limites eléctricos claramente definidos, que actúan como una entidad controlable y única con respecto a la red” (DOE, 2021). Una MG cuenta con dos posibles modos de conexión: conectada y desconectada de la red (Jamaica Obregón & Universidad Autónoma de Occidente, 2019).

Las MG se enmarcan en un concepto más amplio que se ha denominado “red inteligente” y tiene como antecedente las instalaciones eléctricas en donde la pérdida de energía sería catastrófica (hospitales, centros comerciales, centros de datos, etc.). Al perder el suministro de la red principal en estas instalaciones, se conecta generación a base de turbinas de gas o diésel (Ortiz Welsch, 2021). La diferencia principal con el concepto de MG es que ésta tiene la capacidad, mediante tecnologías de comunicación y cómputo, de operar en forma autónoma, ya sea aislada o en coordinación con la red de distribución, así como la posibilidad de vender sus excedentes de energía (Pérez Fernández & Universidad de Valladolid, 2017).

Las MG son una alternativa para la solución de problemas técnicos, económicos y ambientales de los sistemas actuales de energía, siendo básicamente un sistema de distribución a pequeña escala en el cual se tienen las fuentes de generación cerca de los centros de consumo (Garzón Hidalgo & Saavedra Montes, 2017). Las principales ventajas técnicas de las MG son: la reducción de las pérdidas por transmisión, mejora del perfil de tensión, reducción de las emisiones

contaminantes, aumento de la eficiencia energética, fiabilidad y seguridad del sistema y la mejora de la calidad de la energía (UPME, 2015).

Para las MGs existen ciertos tipos de esquemas tarifarios que se aplican a los usuarios residenciales conectados a la red o aislados, dependiendo de los objetivos que desean obtener los operadores de redes. Las tarifas eléctricas son disposiciones específicas que contienen las cuotas y condiciones establecidas para los suministros de energía eléctrica y se identifican oficialmente por su número y/o letra(s), dependiendo de su aplicación (Sunwiseblog, 2021).

La Resolución 030 de 2018 de la CREG que considera la operación de la generación distribuida y la autogeneración a pequeña escala fue derogada por la Resolución No. 174 de 2021, la cual actualiza las reglas para la incorporación de MGs, agilizando y aclarando así los aspectos operativos y comerciales en los procesos de conexión a la red. Esta nueva regulación es sin duda un gran paso para la incorporación de las energías renovables en nuestro país, el cual por sus condiciones geográficas, está consolidándose como una potencia en energías renovables (enel, 2021).

Actualmente, no existe un software que permita desarrollar las proyecciones de las MGs apoyadas en los recursos renovables, no se encuentra una herramienta que aborde todos los problemas con la integración de estos recursos. Depende en gran medida de las aplicaciones específicas que deban cumplirse.

Según la RAE (2004) “dimensionar es determinar las dimensiones de algo” (RAE, 2014). En una MG se busca determinar la capacidad instalada (potencia y energía) y la cantidad de cada componente por tecnología que la constituyen, las cuales son necesarias para suplir la carga demandada bajo un conjunto de criterios y restricciones.

En este sentido, en estos momentos existe una amplia gama de herramientas de dimensionamiento energético en el mercado, hay una gran variedad en términos de objetivos que cumplen y tecnologías que desarrollan y simulan. Entre las comunes en un escenario internacional se destacan BCHP Screening Tool (Oak Ridge National Laboratory, 2009), HOMER Grid (Homer Grid Energy, 2021), HOMER Pro (Homer Pro Energy, 2021), HYDROGEMS (Institute for Energy Technology, 2009), IHOGA (Universidad de Zaragoza, 2021) y TRNSYS (An e-Media Resources creation, 2019), que se centran en aplicaciones independientes de energía renovable, como edificios individuales o comunidades locales.

Este trabajo analiza el impacto que diferentes esquemas tarifarios pueden tener sobre el dimensionamiento, operación y el costo de microrredes conectadas a la red. Para esto, se precisa un caso de estudio de una zona específica del país que se implementa en el software HOMER Grid (Homer Grid Energy, 2021). Se escogieron 4 esquemas tarifarios: el modelo de tarifa fija, el modelo de tarifa TOU, el modelo de medida neta y el modelo de tarifa CREG 174 de 2021 no se pudo implementar en el software HOMER Grid, porque las variables para el cálculo del precio de venta de la energía entregada a la red no pueden ser ingresadas en la utilidad.

El objetivo general de este trabajo consiste en *estudiar el impacto de diversos esquemas tarifarios en el dimensionamiento de microrredes eléctricas conectadas a la red usando el software HOMER Grid*, con el fin de aportar al desarrollo de las MG, llevando la generación de energía eléctrica a los lugares de difícil acceso y proponer estrategias sobre el cobro de energía eléctrica en Colombia.

Para su desarrollo, se definieron los siguientes objetivos específicos:

- Describir los datos de entrada, las capacidades y el proceso de dimensionamiento de microrredes conectadas a la red en el software HOMER Grid.

- Dimensionar una microrred para una zona específica del país con potencial para la integración de múltiples fuentes de generación distribuida.
- Analizar el impacto de los esquemas tarifarios en la operación y costos de la microrred de estudio según los modelos que permite el software.

1. Dimensionamiento de microrredes en HOMER Grid

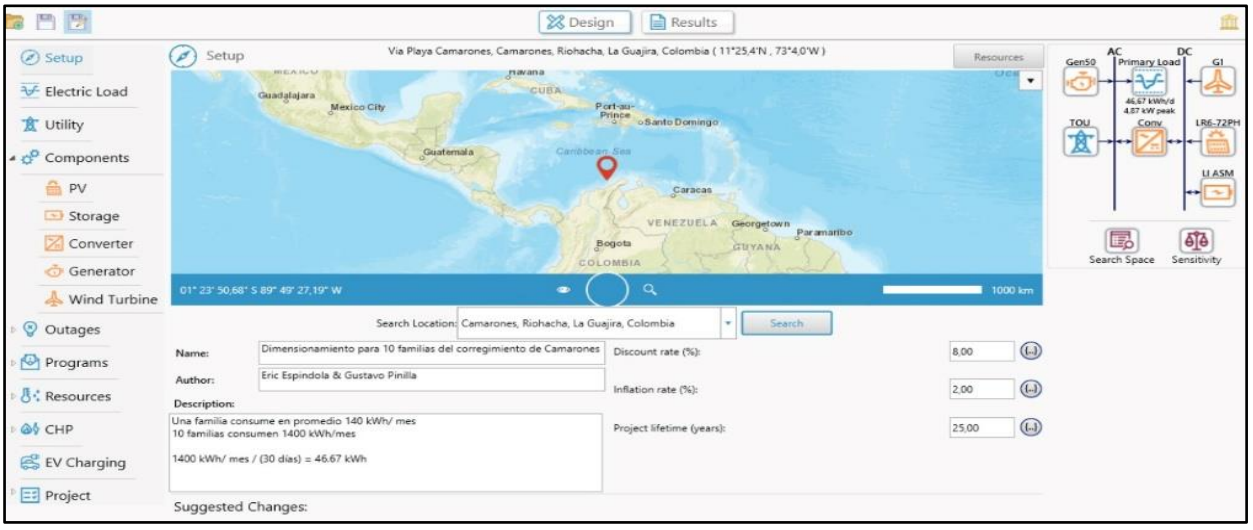
El software HOMER Grid permite dimensionar MGs conectadas a la red con algoritmos similares a los usados en HOMER Pro, aunque éste está diseñado para sistemas conectados a la red, también puede modelar una MG fuera de la red en el caso de una interrupción prolongada del suministro de energía. En general, el software optimiza la generación y el almacenamiento reduciendo los costos generales de energía (Homer Energy By Ul, 2021). Por otra parte, HOMER Grid simula sistemas de energía, muestra configuraciones de sistemas optimizadas por costo y proporciona análisis de sensibilidad.

1.1. Interfaz principal de HOMER Grid

Inicialmente, HOMER Grid permite configurar el proyecto, agregar los datos de entrada como nombre e información detallada del proyecto, además de los recursos disponibles en la ubicación seleccionada. HOMER Grid cuenta con un listado de herramientas con la capacidad de búsqueda y opciones de ingreso que requieren parámetros económicos, capital inicial para la compra de equipos e instalación de este y costos de remplazo de los equipos dependiendo de su vida útil. La Figura 1 muestra la interfaz general de HOMER Grid.

Figura 1.

Interfaz principal en el software HOMER Grid.



1.2. Estimación de los perfiles de carga en HOMER Grid

De los métodos de estimación de curvas de uso final dadas las características, se utiliza el método de *bottom up* que considera factores específicos de las viviendas como área de la vivienda, horario de uso del equipo, características del clima y comportamiento de los clientes. Este método se utilizó porque permite obtener un alto nivel de detalle ya que se puede calcular la demanda en un grupo pequeño de viviendas (e inclusive en hogares individuales) sin necesidad de basarse en datos históricos.

1.3. Selección de componentes de una MG en HOMER Grid

Una parte fundamental del dimensionamiento de una MG en HOMER Grid es seleccionar sus componentes, tales como los recursos energéticos disponibles, el acceso a cadenas de suministro de combustible, el sistema de almacenamiento, el convertidor en el caso que sea necesario y el controlador. Estos componentes requieren parámetros de ingreso económicos como:

- Capital: Costo inicial que implica la mano de obra, compra del equipo e instalación de este.
- Costo del reemplazo de los equipos: Valor remanente de un equipo cada cierto tiempo dependiendo de la vida útil de cada componente.
- Costo variable: Valor de la operación, el tiempo de uso, la cantidad de combustible utilizado y el mantenimiento que se requiere para garantizar un adecuado y oportuno funcionamiento de los componentes que involucra el sistema.

1.4. Recursos energéticos en HOMER Grid

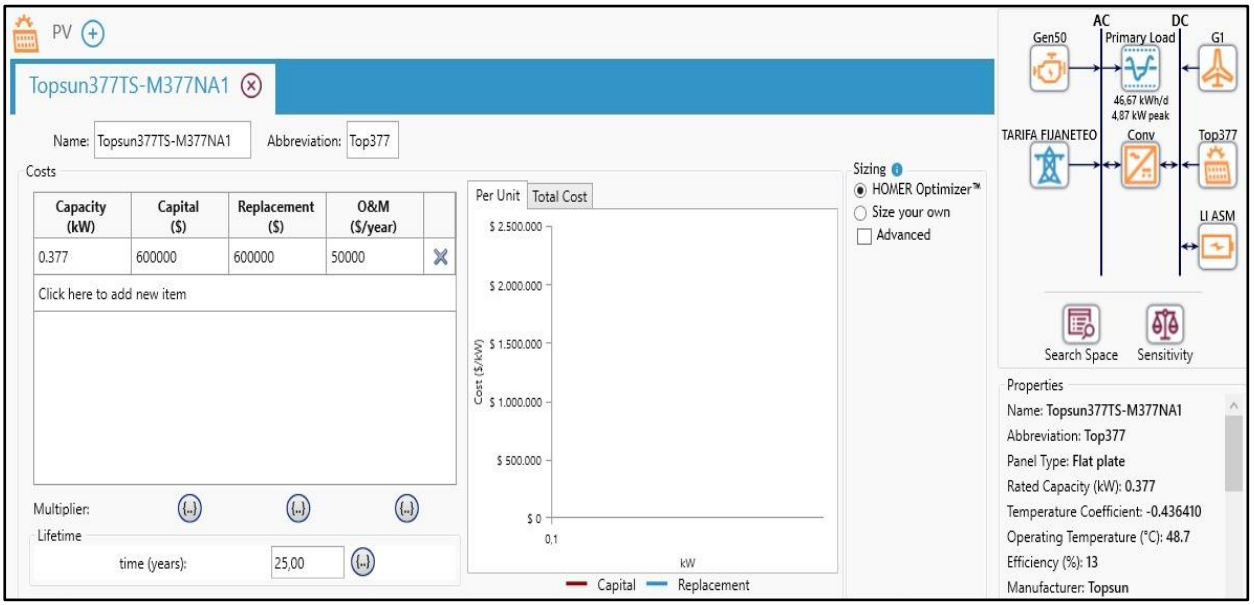
En HOMER Grid se incluyen la generación fotovoltaica, eólica, biomasa y grupos electrógenos. Para determinar si alguna de estas fuentes de generación se puede implementar en la zona de instalación de la MG, se debe realizar un estudio donde se estime el potencial energético de cada uno de los recursos que este tipo de fuente utilice (Garzón & Saavedra Montes, 2017).

HOMER Grid no realiza el estudio de potencial energético, sino que calcula la generación esperada de cada fuente a partir de los perfiles de los recursos ingresados al software. También, dimensiona las fuentes de generación agregadas en el diseño de la MG, usándose el modelo matemático de cada una de ellas, las cuales se pueden encontrar en la página web de manual del programa.

1.4.1. Generación fotovoltaica

La pestaña *PV*, ubicada en los componentes del proyecto, permite ingresar el costo, las características de rendimiento y la orientación de una matriz de paneles FV y elegir referencias que HOMER considera mientras se busca el sistema óptimo. El componente fotovoltaico puede representar tantas tecnologías fotovoltaicas como sea necesario (Homer Grid Energy, 2021). La Figura 2 presenta la interfaz del sistema fotovoltaico en HOMER Grid, la cual es similar en cuanto a parámetros financieros a las demás fuentes de generación, difiriendo solamente en parámetros técnicos específicos de cada fuente de generación.

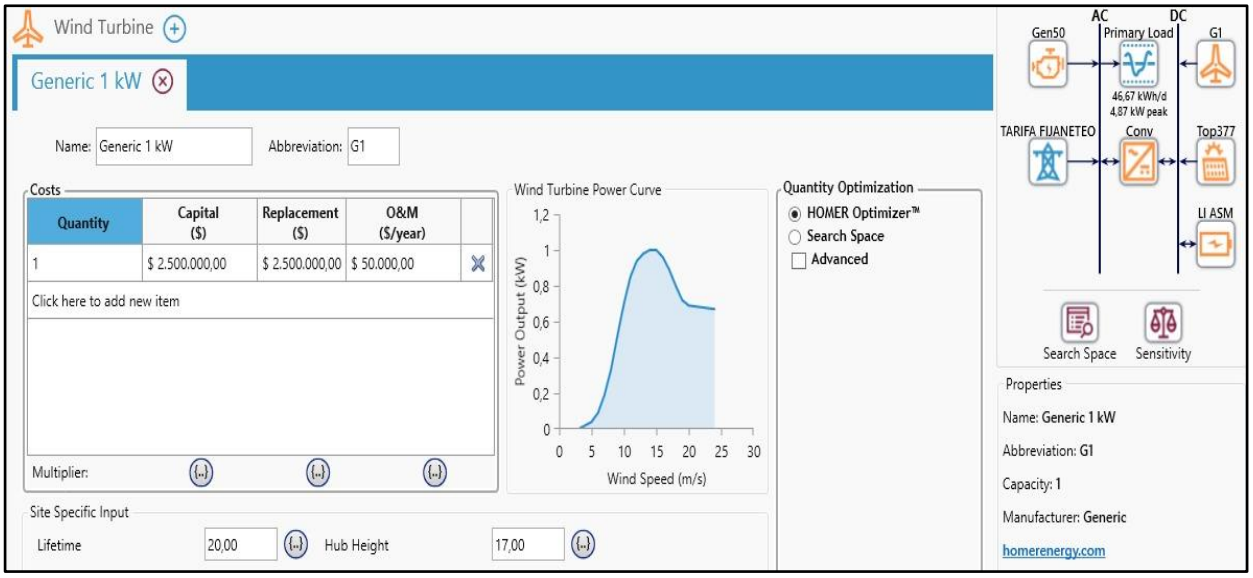
Figura 2.
Interfaz del sistema fotovoltaico en HOMER Grid.



1.4.2. Generación eólica

La pestaña *Wind Turbine* permite elegir el tipo de aerogenerador que se desea modelar, especificar los costos de mantenimiento y operación, introducir en el software las principales características de las turbinas. En la figura 3, se observa la interfaz del sistema eólico en HOMER Grid (Homer Grid Energy, 2021).

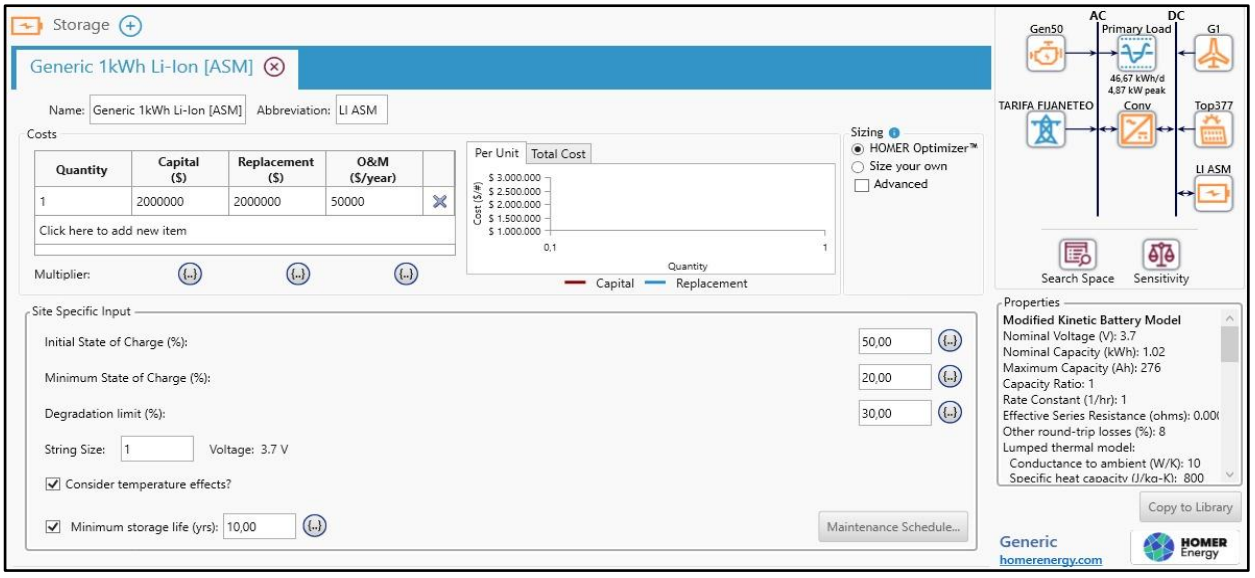
Figura 3.
Interfaz del sistema eólico en HOMER Grid.



1.4.3. Sistema de almacenamiento

Esta categoría permite seleccionar entre diferentes tipos de tecnologías de almacenamiento, en la pestaña *Storage* puede ingresar las especificaciones técnicas tales como el capital inicial, el costo de remplazo, el costo de mantenimiento y la vida útil. La Figura 4, muestra la interfaz del sistema de almacenamiento en HOMER Grid, en la que se integran parámetros como número de baterías por cadena, el estado inicial y mínimo de carga.

Figura 4.
Interfaz sistema de almacenamiento en HOMER Grid.



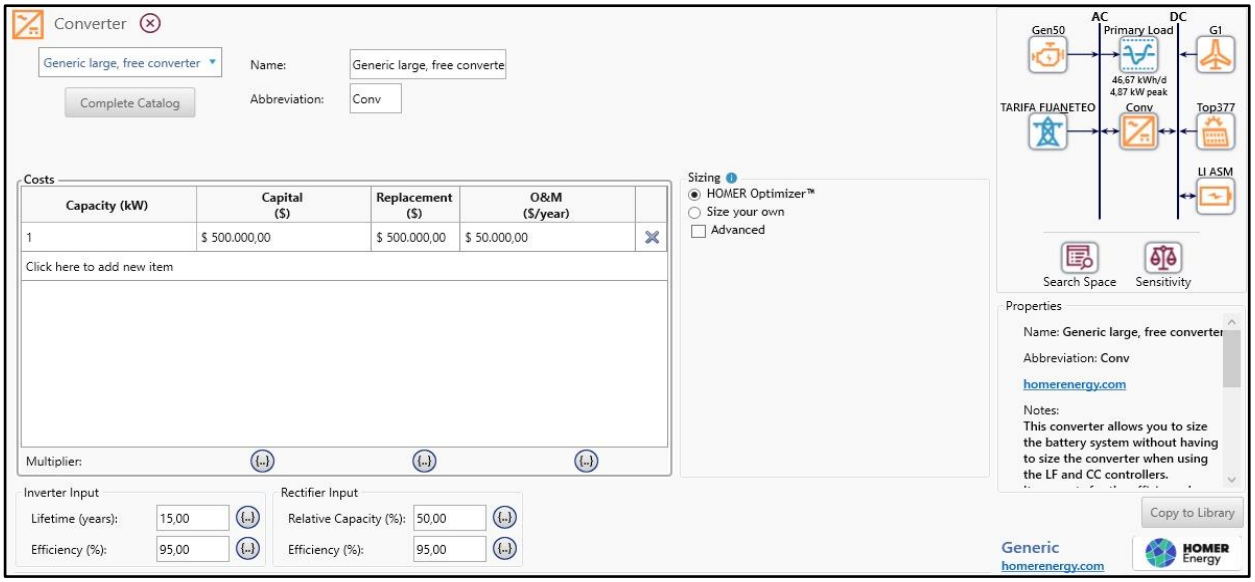
1.4.4. Convertidor de Energía

Un convertidor de energía es un sistema o equipo electrónico que tiene por objetivo la conversión de energía eléctrica entre dos formatos diferentes, por ejemplo, obtener corriente continua a partir de corriente alterna. El concepto inicial de convertidor puede extenderse para incluir aspectos como: eficiencia, reversibilidad, grado de idealidad, fiabilidad, volumen o tecnología por citar las más importantes (Canteli & Universidad de Cantabria, 2018).

Los componentes de electrónica de potencia que HOMER Grid permite dimensionar son convertidores que funcionan de manera bidireccional, cuando la dirección del flujo es AC/DC se comporta como rectificadores y cuando el flujo de potencia es DC/AC lo hace como inversores. La interfaz del convertidor en HOMER Grid permite definir los costos del convertidor y especificar los parámetros del inversor y del rectificador.

La Figura 5 presenta la interfaz del convertir de HOMER Grid, la cual cuenta con un catálogo con parámetros predefinidos de cada convertidor.

Figura 5.
Interfaz del convertidor en HOMER Grid [8].



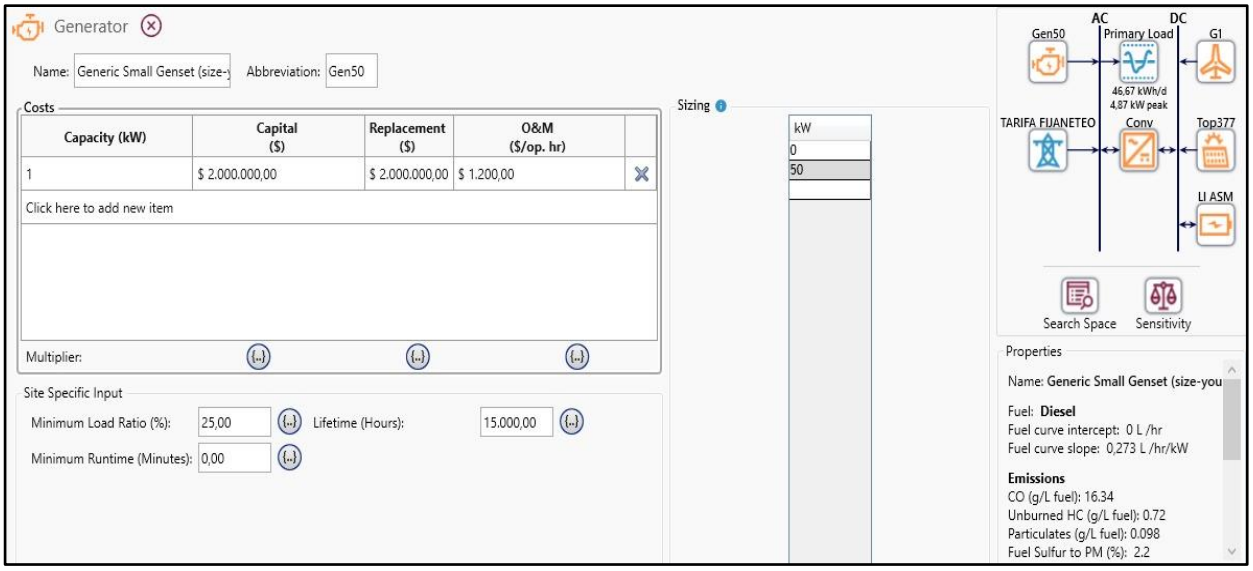
1.4.5. Generador diésel

El generador diésel se puede definir como un equipo que utiliza energía química que se convierte en energía mecánica para producir corriente eléctrica de forma continua. Estos generadores son idóneos para proporcionar energía a equipos o instalaciones íntegramente, trabajando durante un nivel extenso de horas (ENVERD GENERADORES ELECTRICOS, 2021). Esta fuente es comúnmente usada en las Zonas no Interconectadas (ZNI) para proveer el suministro energético. Se caracteriza por ser una fuente confiable y constante, sin embargo, los costos por transporte de combustible diésel y mantenimiento en las ZNI, hacen de esta fuente una opción costosa, además de ser contaminante (Montoya et al., 2018).

La pestaña *Generador* en HOMER Grid permite ingresar las características de costo y tamaño del generador. También proporciona acceso a las opciones para agregar información del modelo: recurso de combustible, curva de combustible, emisiones, mantenimiento y programación (HOMER ENERGY by UL, 2021).

La Figura 6 presenta la interfaz del generador diésel en HOMER Grid, el cual cuenta con un catálogo con parámetros predefinidos de cada tipo de generador.

Figura 6.
Interfaz del generador diésel en HOMER Grid.



2. Selección del caso de estudio

El corregimiento de Camarones se ubica en el distrito de Riohacha en jurisdicción del departamento de la Guajira, con coordenadas geográficas 11°25′00″N 73°03′00″O. Este corregimiento se caracteriza por ser soleado casi todo el año, contando con 8,3 horas de sol al día e irradiación global promedio entre 2.000 – 2.200 kWh/m^2/año o 5,0-5,5 kWh/m^2/día (*Atlas Interactivo - Radiación IDEAM*, n.d.), convirtiéndose en una ventaja comparativa para las aplicaciones con energías no convencionales.

El corregimiento de Camarones se encuentra a 4 m.s.n.m, es accesible desde la carretera troncal Santa Marta – Riohacha, el clima es seco y la temperatura varía entre 28 - 45 ºC, lo que produce la sensación térmica de intenso calor en horas del día. El corregimiento de Camarones cuenta con una subestación nivel de tensión 3, 34,5 kV/13,8 kV con una capacidad de 2 MVA.

2.1. Recursos disponibles de la zona

En HOMER Grid se permite importar los datos de la información de los recursos energéticos de la zona, de esta forma se descargaron los datos de irradiancia solar medida en (kWh/m²), temperatura ambiente (°C), velocidad del viento (m/s).

La Figura 7 muestra la interfaz de HOMER Grid donde se importa el recurso solar de la zona, la Figura 8 muestra la interfaz de HOMER Grid donde se importan los datos medios de la velocidad del viento y la Figura 9 muestra la interfaz de HOMER Grid donde se importan los datos medios de la temperatura ambiente.

Figura 7.
Interfaz de HOMER Grid donde se importa el recurso solar de la zona.

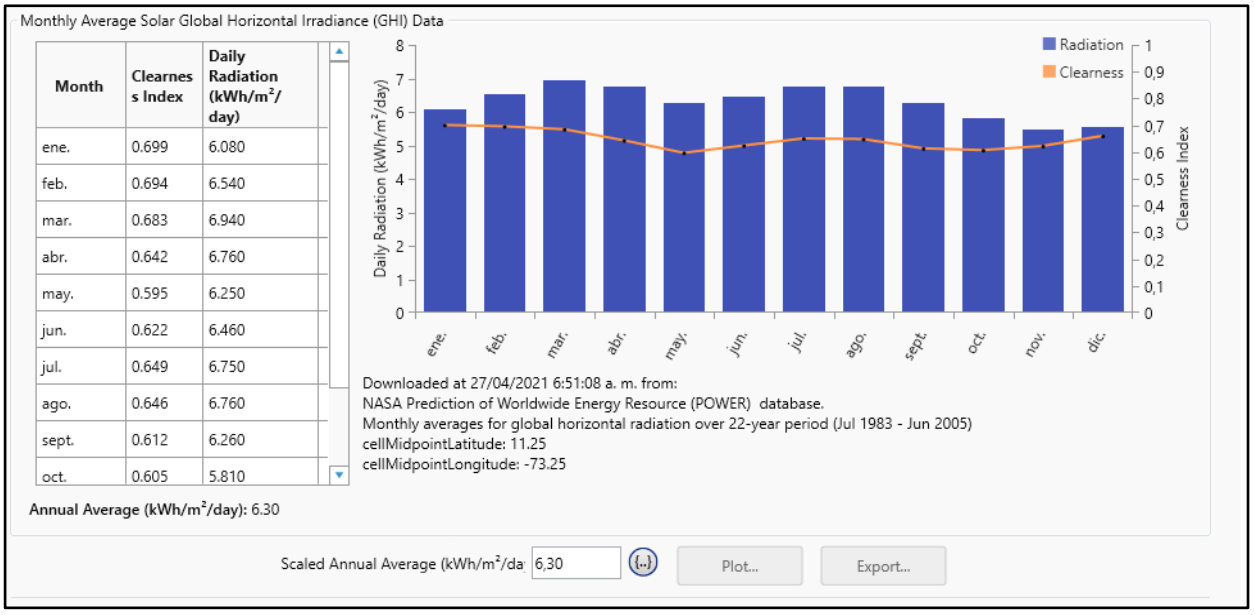


Figura 8.

Interfaz de HOMER Grid donde se importan los datos del viento.

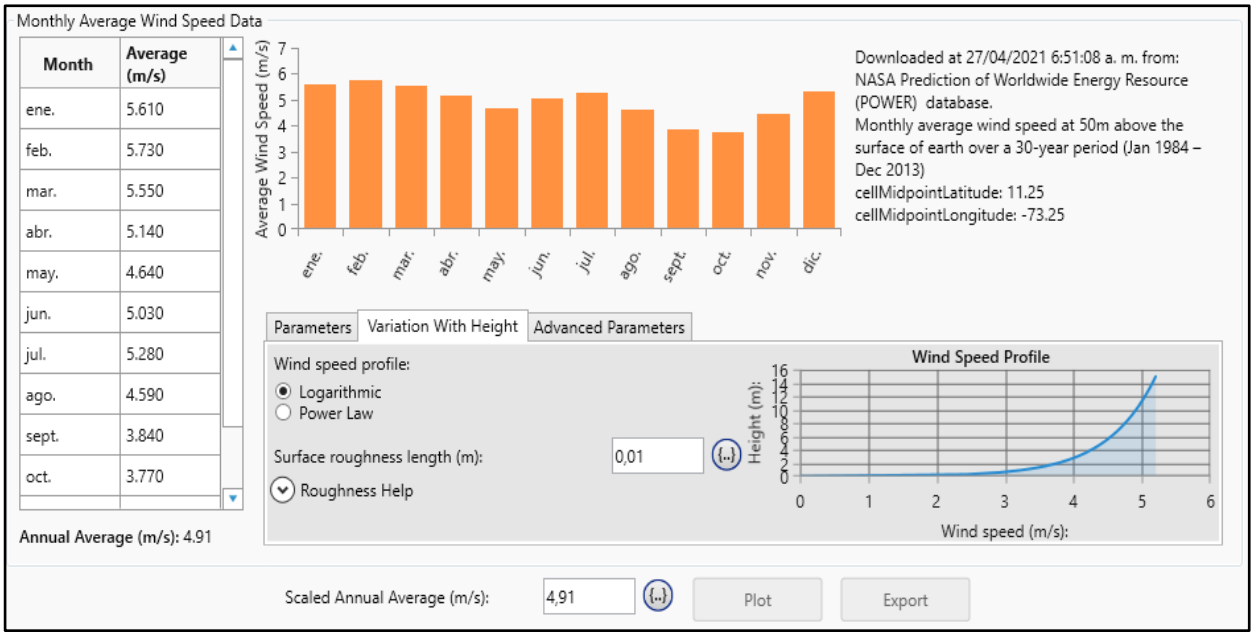
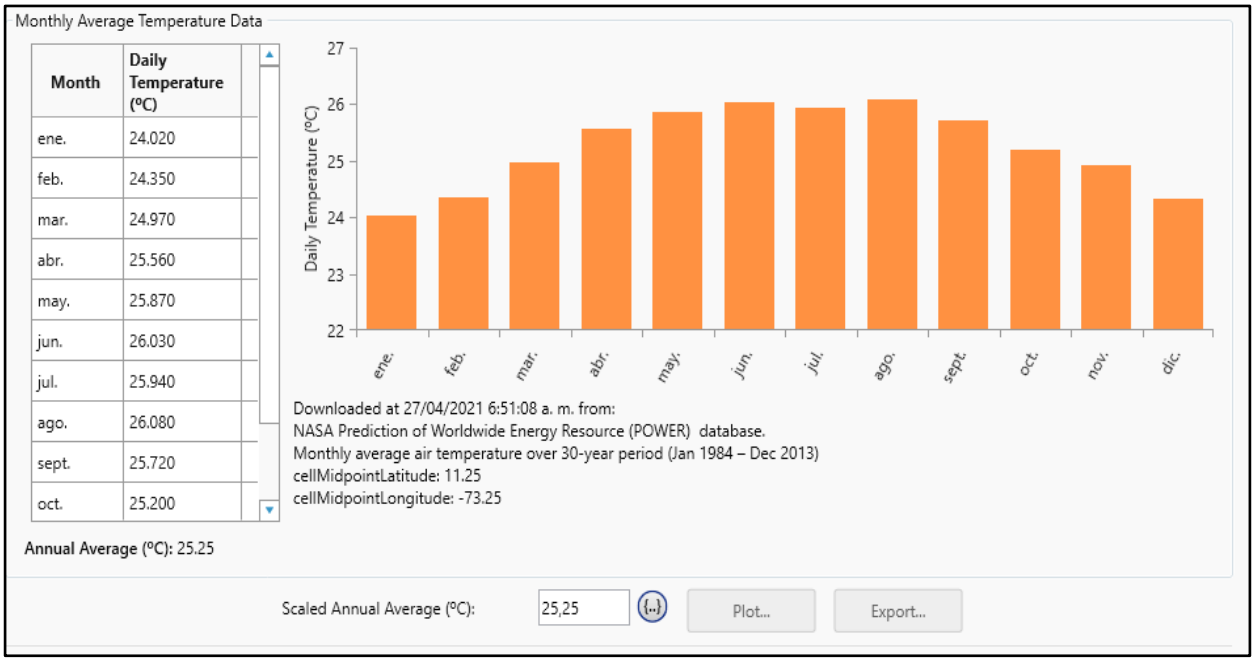


Figura 9.

Interfaz de HOMER Grid donde se importan los datos de la temperatura ambiente.



En el departamento de la Guajira para el mes de diciembre de 2021 el precio de un litro de combustible diésel se encuentra en 2.303,05 pesos COP y para un galón en 8.717,99 pesos COP.

2.2. Datos provistos por el distribuidor Air-e para el corregimiento de Camarones

Las tarifas aplicadas por el operador de red son calculadas por medio de la metodología establecida por la CREG en conformidad con su Resolución 174 de 2021. La Tabla 1 presenta la tarifa con subsidio para los clientes residenciales de estratos (1-2-3), estos valores ya cuentan con los costos unitarios por generación, transmisión, comercialización e instalación.

Tabla 1.

Tarifas de energía por parte de Air-e.

Tarifa con subsidio – Clientes residenciales Estratos 1,2 y 3					
Estrato	**Rango Consumo**	**Horas Altas**	**Horas Bajas**	**Periodo Altas**	**Periodo Bajas**
1	0 – 173	226,35	222,67	224,75	223,04
2	0 – 173	282,94	278,34	280,93	278,79
3	0 – 173	481,00	473,18	477,58	473,95
1,2 y 3	>173	565,88	556,69	561,86	557,59

2.3. Esquemas tarifarios

El sistema de tarifación eléctrico es el medio por el cual se establece un contrato de abono para un determinado suministro de energía eléctrica en baja o alta tensión entre el distribuidor y el consumidor, sobre las condiciones del suministro y la compensación económica, bajo la reglamentación de la Dirección General de Política Energética y Minas y de aplicación en todo el territorio nacional (mheducation, 2020).

Los esquemas tarifarios que se aplican para el caso de estudio son el modelo de tarifa fija, el modelo de tarifa TOU, el modelo de medida neta y el modelo de tarifa de la Resolución CREG 174 de 2021, aunque este último no se pudo implementar en el Software HOMER Grid. La Tabla 2 permite apreciar y comparar los esquemas tarifarios, a partir del costo por kWh y horarios de aplicación.

Tabla 2.

Esquemas tarifarios creados en HOMER Grid.

	Esquemas Tarifarios			
Tarifa	**Costo ($/kWh)**		**Horarios**	**Definición**
Tarifa Fija	223,32		Todo el día	Costo unitario por prestación de servicio
Tarifa Medida Neta	223,32		Todo el día	Valor de compra = Valor de venta (excedentes)
Tarifa TOU	Compra Baja	111,166	10:00 – 18:00 y 22:00 – 06:00	Cobro de energía a partir del tiempo de uso en el día
	Compra Media	223,32	06:00 – 13:00	
	Compra Alta	334,98	18:00 – 22:00	
	Venta Baja	78,162	10:00 – 18:00 y 22:00 – 06:00	
	Venta Media	156,324	06:00 – 13:00	
	Venta Alta	234,486	18:00 – 22:00	

2.3.1. Modelo Tarifa fija

La tarifa fija plantea seguridad para los usuarios, ya que se sabe en todo momento cuánto se debe pagar por la electricidad consumida. Por esto, no se está al tanto de la variación del precio en los mercados mayoristas. Una de las principales ventajas de las tarifas de precios fijos es que

asegura no tener subidas inesperadas a final de mes ya que se acuerda un precio estable (solo para compra) todo el año, este modelo no permite vender excesos a la red (ElectiaPlus, 2020).

Para el costo unitario se tienen en cuenta los siguientes componentes: generación (**G**), transmisión (**T**), distribución (**D**), comercialización (**C**), perdidas (**PR**) y restricciones (**R**).

Ecuación 1. Costo unitario de prestación del servicio.

$$CU = G + T + D + C + PR + R$$

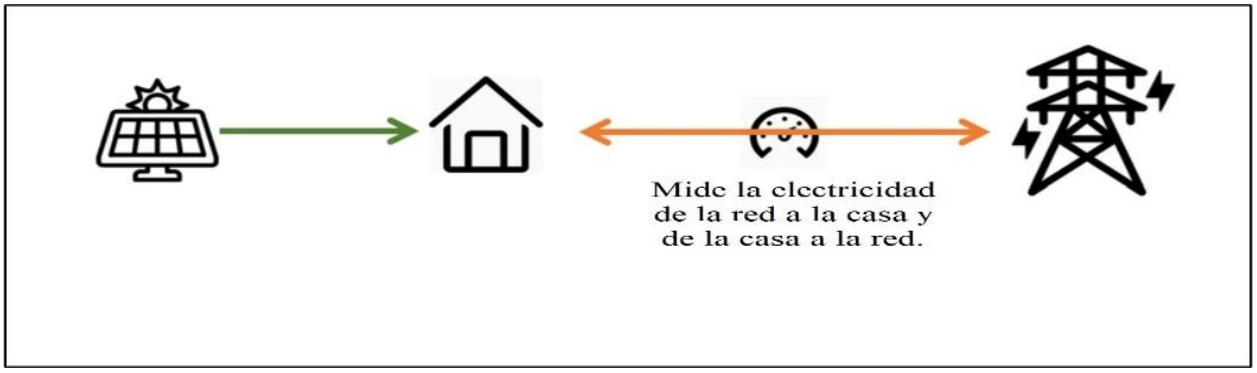
Para el caso de estudio la medición neta de energía no puede presentar valores negativos, el modelo de tarifa fija no permite la venta de excedentes para sus usuarios. El objetivo es evidenciar ahorros en la factura de energía eléctrica.

2.3.2. Modelo de tarifa Medida Neta

El modelo de tarifa medida neta es una forma de comercio con la energía donde el operador de red le permite al usuario vender los excedentes al mismo precio de compra, dando así la integración de fuentes renovables.

La Figura 10 muestra el diagrama de transacción entre en panel solar, la casa (cliente) y la *utilidad* usando un medidor bidireccional. La factura de energía eléctrica se calcula luego de la diferencia entre lo que ha generado y lo que ha consumo en el periodo de facturación dado. El nombre entonces significa "medición neta" o "medición del consumo neto".

Figura 10.
Diagrama de transacción modelo de tarifa Medida Neta (HOMER ENERGY by UL, 2021).



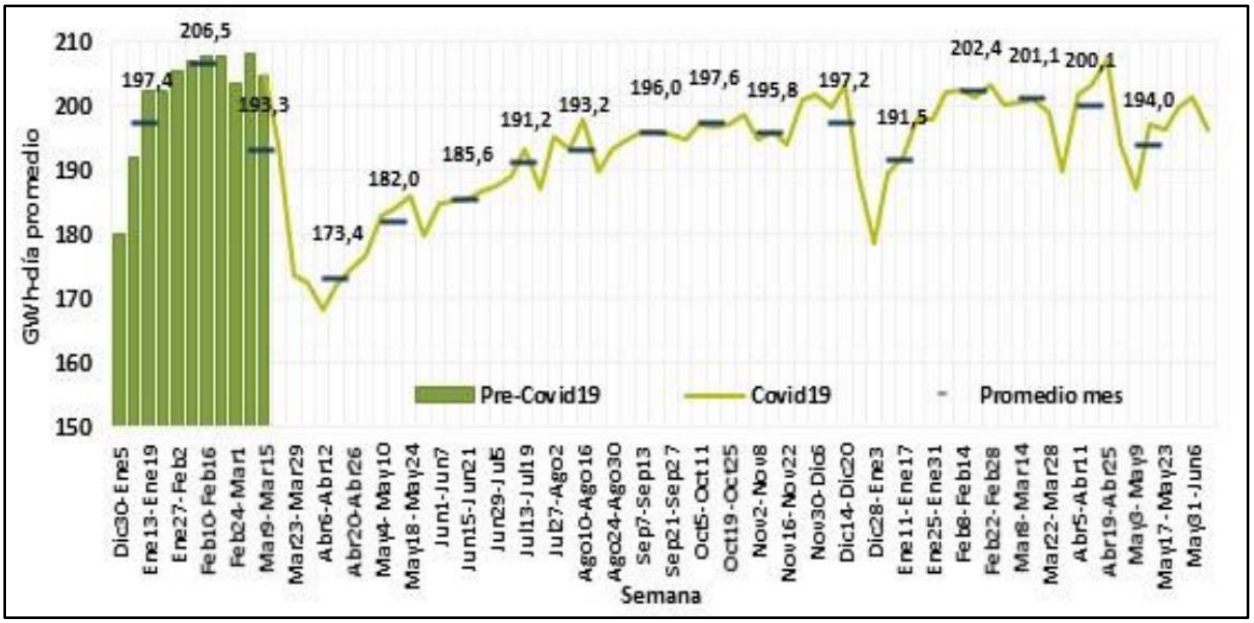
2.3.3. Modelo de tarifa TOU (Time-Of-Use)

El modelo de tarifa TOU (Time-Of-Use) se basa en los tiempos de uso de la energía en el día, presenta un valor de tarifa de compra y de venta según la franja horaria donde se encuentre. El propósito es eliminar las diferencias abruptas entre las franjas de alto y bajo consumo de energía que se presentan en la curva de demanda de la carga y de esta forma aplanarla durante las horas del día.

Se tomó como referencia la curva de demanda semanal de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional (SIN) 2020-2021 por la UPME presentada en la Figura 11, la cual muestra que con las medidas de aislamiento preventivo la curva de demanda presenta reducciones considerables a partir del mes de abril. Además, se reflejan 3 picos de consumo de energía encerrados en los círculos azules, por esto se establecen 3 tarifas: alta, baja y media, siendo la tarifa media la cobrada por el operador de red.

Figura 11.

Seguimiento a la demanda semanal de energía eléctrica en el SIN – 2020-2021(UPME, 2021).



La distribución de las tarifas a lo largo del día se muestra por medio de tres franjas horarias, una para tarifa baja, una para la tarifa alta y otra para la tarifa media. El corregimiento de Camarones maneja una tarifa monomia la cual corresponde a la tarifa aplicada por la entidad, sin tener en cuenta una diferencia en las horas de la demanda. A continuación, se presenta sus horarios de demanda que se observan en la Tabla 3.

Tabla 3.
Tabla tarifa triple Tipo 2.

Tarifas	**Horario**
Alta	De 6 p.m. a 10 p.m.
Media	De 6 a.m. a 1 p.m.
Baja	De 10 a.m. a 6 p.m. y 10 p.m. a 6 a.m.

La Tabla 4 presenta las tres tarifas establecidas tomando como referencia un precio de 223,32 $/kWh para un usuario residencial de estratos 1 y 2, las demás tarifas bajas y altas se aplica un incremento y decremento del 50%. Esto se presenta para comparar la disminución y el aumento del precio kWh con respecto a la media.

Tabla 4.
Tarifas TOU establecidas para el caso de estudio.

Tarifa	**$/kWh**
Alta	334,98
Media	223,32
Baja	111,66

2.3.4. Modelo CREG 174 de 2021

El modelo de tarifa que se expone en la Resolución CREG 174 de 2021 permite a un usuario residencial vender sus excedentes de energía en un periodo facturado de forma mensual. En el modelo analizado se encuentran 3 casos diferentes:

- $Exportación < Importación$
- $Exportación = Importación$
- $Exportación > Importación$

Cabe recalcar que la Resolución CREG 174 de 2021, por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional, derogó la Resolución CREG 030 de 2018. Esta nueva resolución presenta alternativas de comercialización para la generación distribuida, proponiendo un modelo de venta con las reglas del Numeral 1 del Artículo 3 de la Resolución CREG 086 de 1996, modificadas por el Artículo 1 de la Resolución CREG 096 de 2019.

El modelo de tarifa de la Resolución CREG 174 presenta una dificultad para su ingreso en el editor de la biblioteca como una nueva tarifa. Por la complejidad de la fórmula de este modelo, HOMER Grid no permite combinar los 3 casos planteados anteriormente en una misma utilidad, ya que la simulación estaría condicionada y por ende descarta los casos restantes. Por lo tanto, toma el caso en donde se encuentren los mejores ahorros desde el punto de vista del usuario.

2.4. Metodología

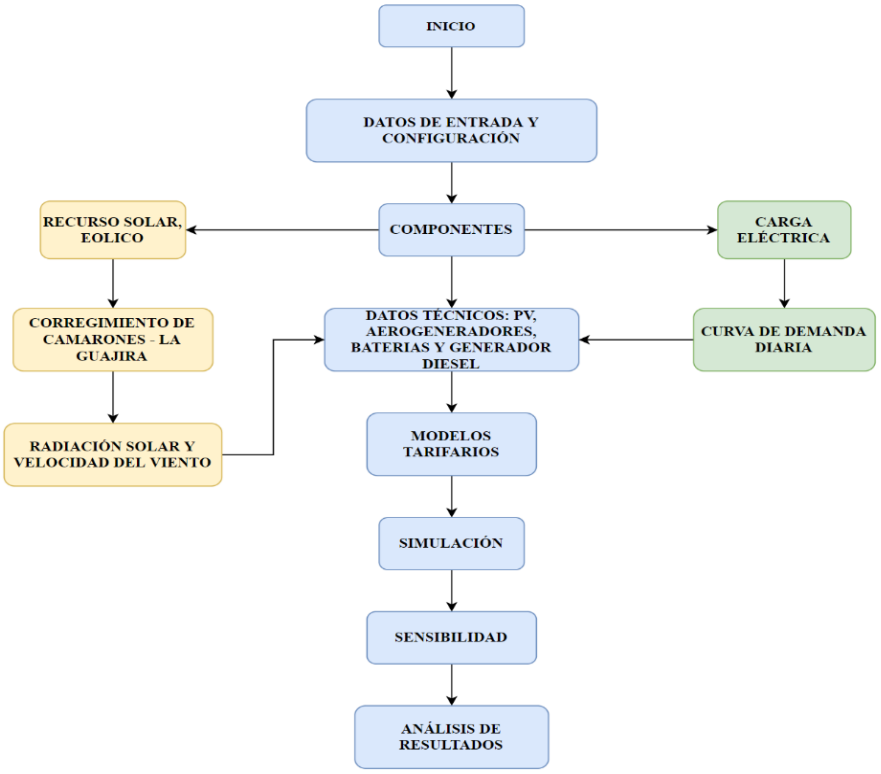
Con base en la demanda de un usuario de estrato 1 y 2, se simularon diferentes sistemas compuestos por paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, generadores diésel y baterías, para luego analizar los diferentes esquemas tarifarios y encontrar los beneficios e impactos que puede tener para estos casos.

HOMER Grid permite agregar una tarifa a su modelo de una o varias maneras. En este caso se utilizó la opción personalizada *Advanced Tariff Builder* dentro de la cuadricula HOMER, que ofrece la opción de elegir una tarifa de la biblioteca del usuario o iniciar el editor de la biblioteca para crear una nueva tarifa. Con el editor de biblioteca se pueden crear tarifas complejas, como tarifas por tiempo de uso, tarifas de medida neta y tarifas fijas e impuestos.

Para agregar una tarifa lo primero que se ingresa es el nombre de la tasa de consumo, seguidamente se selecciona el tipo de tarifa y el periodo de cargo correspondiente. Se ingresa el costo en el cuadro de costo ($/kWh), luego se especifica el periodo tiempo cambiando las fechas de inicio, finalización en consecuencia, un intervalo de días a la semana y, por último, se especifica si la tarifa se aplica durante días festivos.

La Figura 12 representa el diagrama de flujo de la metodología a utilizar que inicialmente muestra la configuración y los datos de entrada de la carga eléctrica, el recurso solar, eólico y la temperatura en el corregimiento de Camarones, los datos técnicos de los paneles solares, aerogeneradores, generador diésel y baterías.

Figura 12.
Diagrama de flujo de propuesta metodológica.



Para este proyecto se ha escogido el panel solar de la empresa TOPSUN con referencia Topsun377TS-M377NA1, eficiencia del 13% y una vida útil de 25 años, con una potencia de 377 W y un área de 1.9434 m^2 con un precio estimado de $600.000 pesos colombianos.

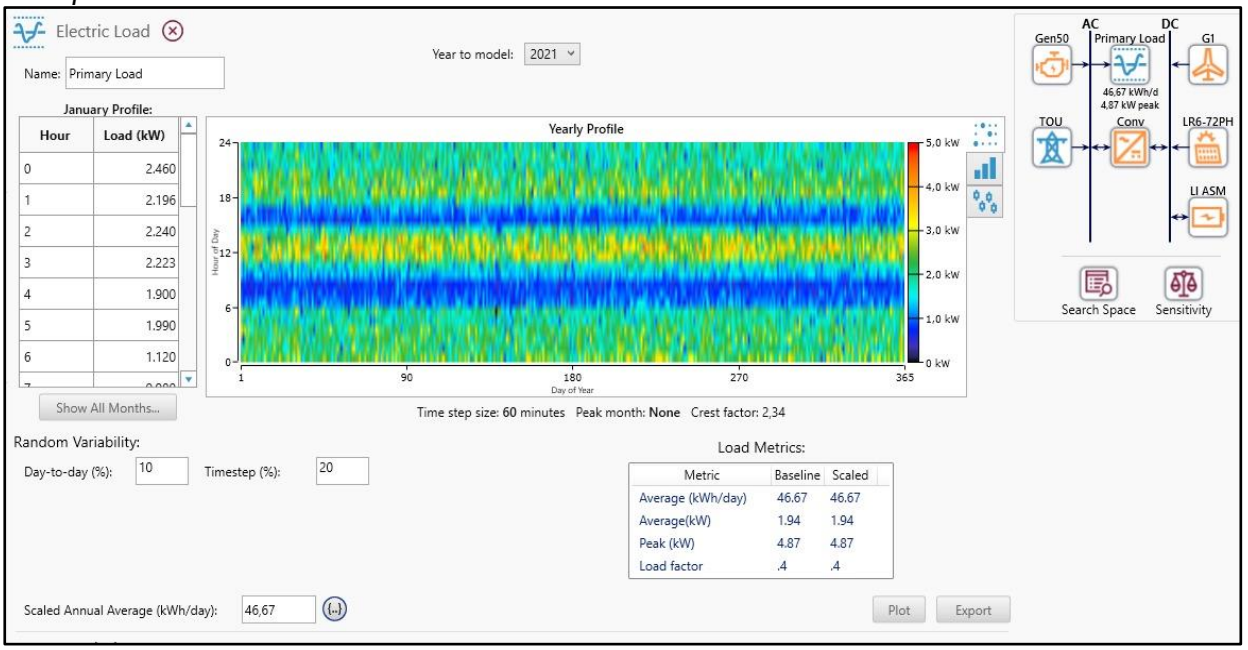
Por otro lado, se utilizó un aerogenerador de la empresa *SMARAAD* con referencia SZ-2000, eficiencia del 87% y una vida útil de 20 años, con una potencia de 1 kW y un costo de $2.500.000(Smaraad, 1 C.E.). Además, se utilizó una batería de ion-litio fabricada por la empresa *PYLONTECH* y cuya referencia es Serie RV12100 de 1 kWh de capacidad de almacenamiento y con una vida útil de 10 años aproximadamente, la batería puede proporcionar en promedio 3,5 horas de autonomía para el usuario residencial y con un valor aproximado de $ 2.000.000 (Pylontech, 2021).

También se empleó un generador diésel Ecohorse de la empresa MAQUITEC DE COLOMBIA SAS con referencia KDF2500X, eficiencia del 33,8% y una vida útil de 15.000 horas, con una potencia de 1 kW y un precio comercial de $2.000.000 (Maquitec, 2021). Además, el inversor que se utilizo es de la marca MAGOM de origen chino, con referencia de modelo INV-OM-12-1000, eficiencia de 95% y una vida útil de 15 años. Su valor aproximado de $ 500.000 y su potencia de 1 kW (Magom, 2021).

La Figura 13 presenta los datos de la carga eléctrica en la interfaz de HOMER, se puede evidenciar la curva de demanda con un valor pico de 8,67 kW y una carga diaria de 46,67 kWh/día. En la parte de derecha se puede observar el circuito y el esquema de conexión de todos los elementos que componen la MG. Se cuenta con un espacio para la búsqueda (*Search space*) donde se encuentran las variaciones en la cantidad de los componentes del sistema, pero HOMER se encarga de buscar el punto óptimo y a partir de esto encontrar el escenario más conveniente para el usuario final.

Figura 13.

Interfaz de Simulación en HOMER Grid.



En HOMER se encuentran los datos técnicos de cada uno de los fabricantes de cada componente.

La Tabla 5 presenta un resumen de los costos, potencias nominales y datos técnicos del panel solar, aerogenerador, baterías, inversor bidireccional y generador diésel.

Tabla 5.
Costos y datos técnicos de los equipos.

Elemento	Modelo	Potencia	Costo unidad	Vida útil
Panel fotovoltaico	Topsun377TS	0,377 kW	$ 600.000	25 años
Aerogenerador	Sz-2000	1 kW	$ 2.500.000	20 años
Batería	Serie rv12100	1 kWh	$ 2.000.000	10 años
Inversor bidireccional	Inv-om-12-1000	1 kW	$ 500.000	15 años
Generador	Kdf2500x	1 kW	$ 2.000.000	15.000 horas

Por último, se realiza el diseño metodológico donde primeramente se tiene en cuenta la arquitectura del sistema, con HOMER Grid se busca integrar la mayor cantidad de componentes de energías renovables con el operador de red, para así encontrar la configuración que cuente con la inversión inicial más baja y la producción de energías renovables más alta. Luego, se analiza el costo nivelado de energía (COE) que es una métrica conveniente para comparar las tarifas porque es la relación entre el costo de producción de la energía y la demanda eléctrica total. Es ahí donde se observa el verdadero impacto económico que posee la generación de energías renovables para cada tipo de tarifa.

Seguidamente, se consideran los costos operativos e ingresos distintos de los costos iniciales de capital, para encontrar la tarifa que tenga las ganancias más altas y retorno de inversión más bajo. Por último, se estudia el valor presente neto del ciclo de vida de cada componente el cual abarca los costos de instalación y operación durante el proyecto, para buscar que sean menores

que los ingresos que se obtienen por estos componentes. Este cálculo se realiza para cada componente del sistema y del sistema como un todo.

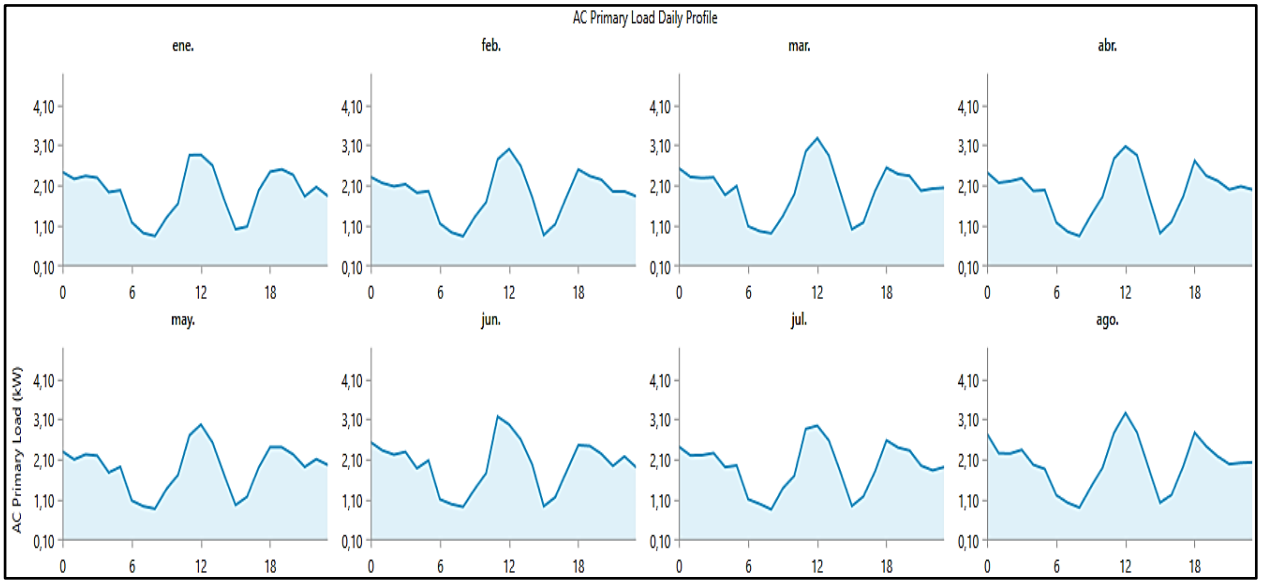
3. Resultados

Se implementan las diferentes tarifas en el software HOMER Grid, se realiza la simulación de cada escenario teniendo en cuenta la sensibilidad de los datos. Se presenta un resumen y una comparación de algunos de los sistemas posibles para cada modelo de tarifa. A continuación, se exponen los detalles de cada simulación.

3.1. Modelo tarifa fija

El consumo medio de energía eléctrica diario es de 71,7 kWh/día. La Figura 14 presenta el perfil de carga diario para algunos meses, mostrando el patrón de consumo de energía donde se observa dos picos bajos, uno a las 7 a.m. y otro a las 3 p.m. Esto se debe al perfil de carga propuesto por lo que el usuario consume la energía que proviene de la MG, en las horas de la noche se realizan compras de energía a la red.

Figura 14.
Perfil de carga diario.



La Tabla 6 presenta una descripción general de las mejores opciones de instalación de cada sistema, las diferentes combinaciones entre el operador de red y los sistemas conformados por componentes de la MG. Cuando se menciona el caso base, hace referencia al sistema conformado solo por el tipo de tarifa implementada por el operador de red.

Tabla 6.

Detalle de los sistemas para el modelo de tarifa fija.

Sistemas	Dimensionamiento
CB	Límite de venta de la red, 999.999 kW por defecto.
PF + CB	Capacidad instala de paneles en DC más el límite de venta de la red.
PF + TE + CB	Capacidad instala de paneles en DC, capacidad instalada de turbinas eólicas en DC más el límite de venta de la red.
TE + CB	Capacidad instalada de turbinas eólicas en DC más el límite de venta de la red.
PF + Ba + CB	Capacidad instala de paneles en DC, cantidad de baterías en DC más el límite de venta de la red.
Ba + CB	Cantidad de baterías en DC más el límite de venta de la red.
PF + TE + Ba + Gen + CB	Capacidad instala de paneles en DC, capacidad instalada de turbinas eólicas en DC, cantidad de baterías en DC, capacidad instalada del generador diésel en AC más el límite de venta de la red.

CB: Caso base; ***PF:*** Paneles fotovoltaicos; ***TE:*** Turbina eólica; ***Ba:*** Baterías; ***Gen:*** Generador diésel.

La Figura 15 presenta la cuadricula de HOMER Grid, donde se encuentra ordenados los sistemas del más económico al más costoso tomando en cuenta su arquitectura, capacidad y costo. Las opciones de cuadricula permiten modificar la cantidad de simulaciones máximas por optimización y la precisión de los sistemas.

Organizados los sistemas, se realiza un resumen y una comparación entre para encontrar el sistema que presente el ahorro más significativo durante la vida útil del proyecto.

Figura 15.

Cuadricula de resultados de HOMER.

Architecture											
						Top377 (kW)	G1	Gen50 (kW)	LI ASM	TARIFA FIJA_SOLO COMPRA	Conv (kW)
						9,50				1	6,29
						8,69	1			1	5,79
										1	
							1			1	0,470
						0,537			1	1	0,231
									1	1	0,0141
							1		1	1	0,125
						0,979	1		1	1	0,167
						9,50		50,0		1	6,29

HOMER Grid cuenta con una estrecha relación entre la información de los parámetros de entrada y las tarifas suministradas con los resultados financieros de salida. Cabe resaltar que condicionar la simulación con cantidades específicas de los elementos no es factible, pues HOMER Grid simula todas las configuraciones viables y determina la configuración más eficiente, se desea obtener valores bases para llevarlos a condiciones con cantidades específicas.

La Tabla 7 presenta el costo y ahorro de los sistemas más representativos, una comparación del capital inicial (CP), gastos de operación (OPEX), ahorros anuales (Ah), costo nivelado de energía (COE), el costo presente neto (NPC) y el retorno de la inversión (ROI).

La arquitectura del sistema PF + CB tiene el costo actual neto más bajo. Durante la vida útil del proyecto de 25 años sus ahorros son $88.464.960 con un tiempo de recuperación de 8,12 años.

Tabla 7.

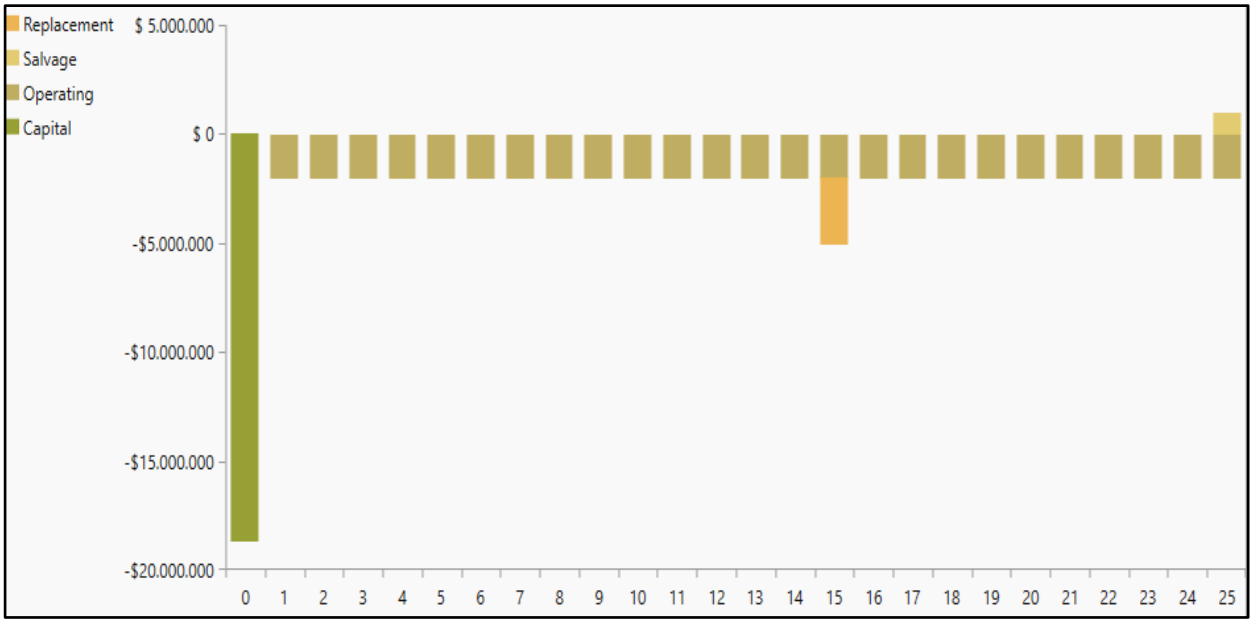
Costos y ahorros para el modelo de tarifa fija.

	CB	***PF + CB***	***PF + TE + CB***	***TE + CB***	***PF + Ba + CB***	***PF + TE + Ba + Gen + CB***
CP	0	18.262.390	19.217.680	2.735.104	2.970.641	106.187.049
Opex	3.804.156	1.923.650	1.915.249	3.674.101	3.828.916	2.114.146
Ah	0	1.880.506	1.888.907	130.055	- 24.761	0
COE	223.320	127.466	133.702	228.104	228.104	606.310
NPC	49.178.280	43.130.400	43.977.100	50.232.110	52.469.020	133.517.700
Roi (%)	0	9,3	9,6	1,35	0	0

El tamaño de la instalación para la generación fotovoltaica es de 9,5 kW, con un costo total instalado de $15.116.961. La Figura 16 presenta el flujo de caja del sistema PF + CB a lo largo de la vida útil del proyecto, no se obtiene ingresos por operaciones en ventas de excedentes porque el modelo de tarifa solo permite la compra de energía. Sin embargo, cada año se tiene un costo de operación, costo de mantenimiento de los equipos y la red.

Figura 16.

Flujo de caja del sistema Solar + Caso base para le modelo de tarifa fija.



Las figuras 17 y 18 corresponden al perfil diario de compra de energía y perfil de autoconsumo. Se observa que en la hora valle (de 6:00 a.m. a 5:00 p.m.) el modelo utiliza la energía de los paneles, donde en las horas de la noche y la madrugada se compra la energía a la red. En promedio la cantidad de horas de operación de los paneles fotovoltaicos es de 4,313 $Horas/año$ generando 17 kWh/año que corresponde al 62,3 % de carga total anual. Al año se compra a la red 9,140 kWh/año que corresponde al 34,9 % de la carga total anual.

Es importante mencionar que se presenta un caso particular para los sistemas que están conformados por un generador diesel, ya que para todos los casos el generador no entra en operación. Por esta razón, solo se obtiene un ingreso de este sistema mediante la venta del equipo al final de la vida útil del proyecto.

Figura 17.
Perfil diario de compra de energía para el modelo de tarifa fija.

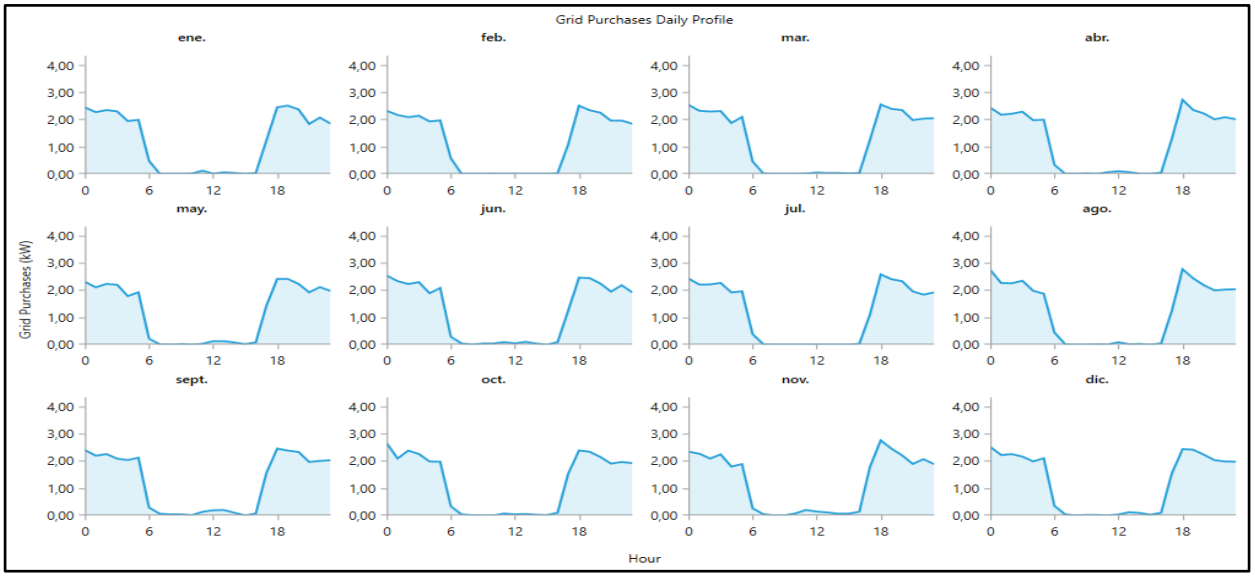
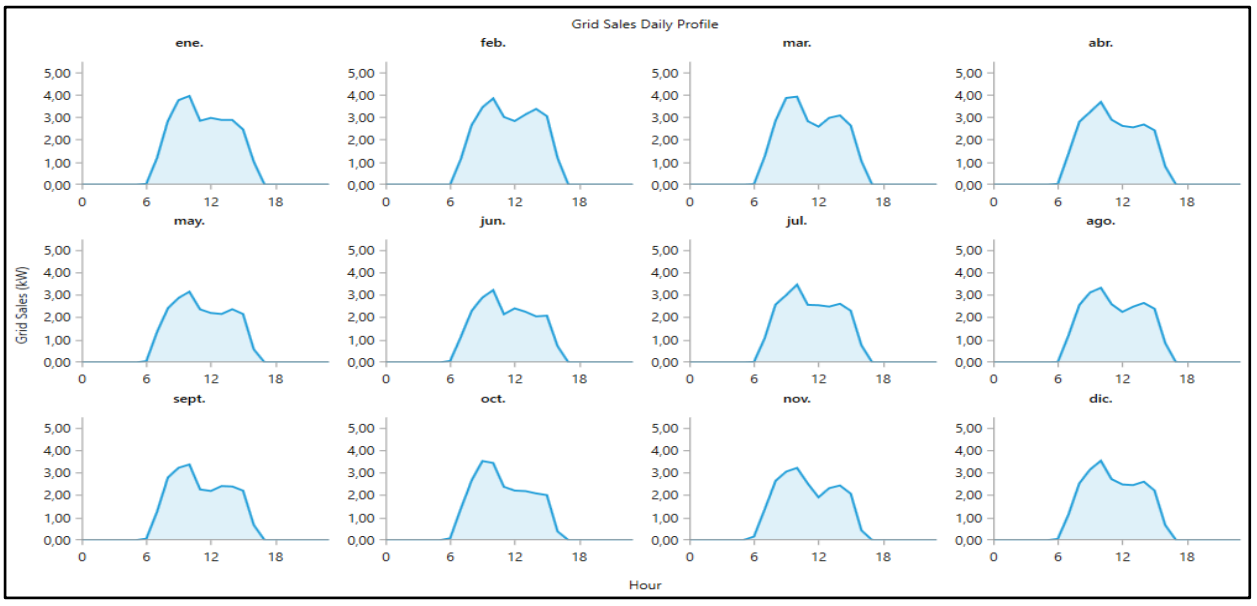


Figura 18.

Perfil diario de autoconsumo de energía para el modelo de tarifa fija.

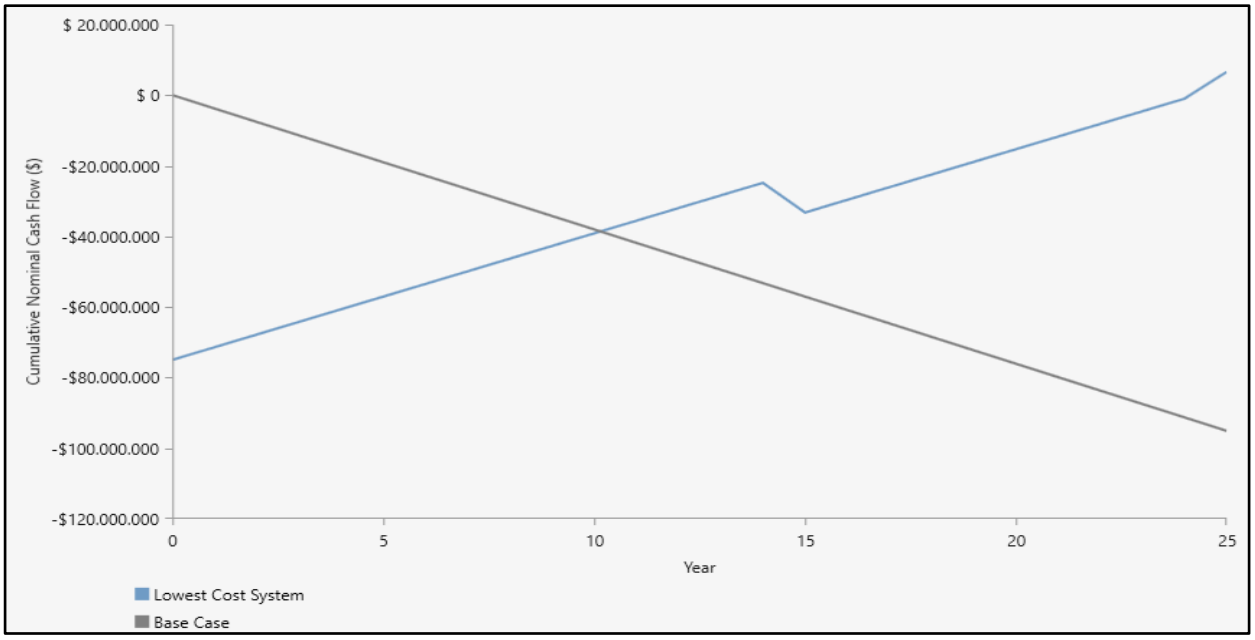


3.2. Modelo de Tarifa Medida Neta

Este modelo de tarifa permite la venta de excedentes al mismo precio de la compra de energía por kWh de la red, por lo que se obtiene resultados favorables desde el punto de vista del usuario, justificando la implementación de una MG.

La Figura 19 presenta el resultado de la simulación ante la implementación de un sistema conformado por PF + TE + CB, comparandolo con el caso base compuesto por un sistema alimentado solo por la red y tomando el costo presente neto como indice financiero. Se evidencia que el sistema cruza la linea del caso base al cabo de 10 años, indicando el tiempo de recuperación de la inversión por la compra de los elementos del sistema. La implementación de los paneles solares y un aerogenerador es la solución más viable para el usuario como en el caso anterior.

Figura 19.
Resultado de la simulación Tarifa medición neta.

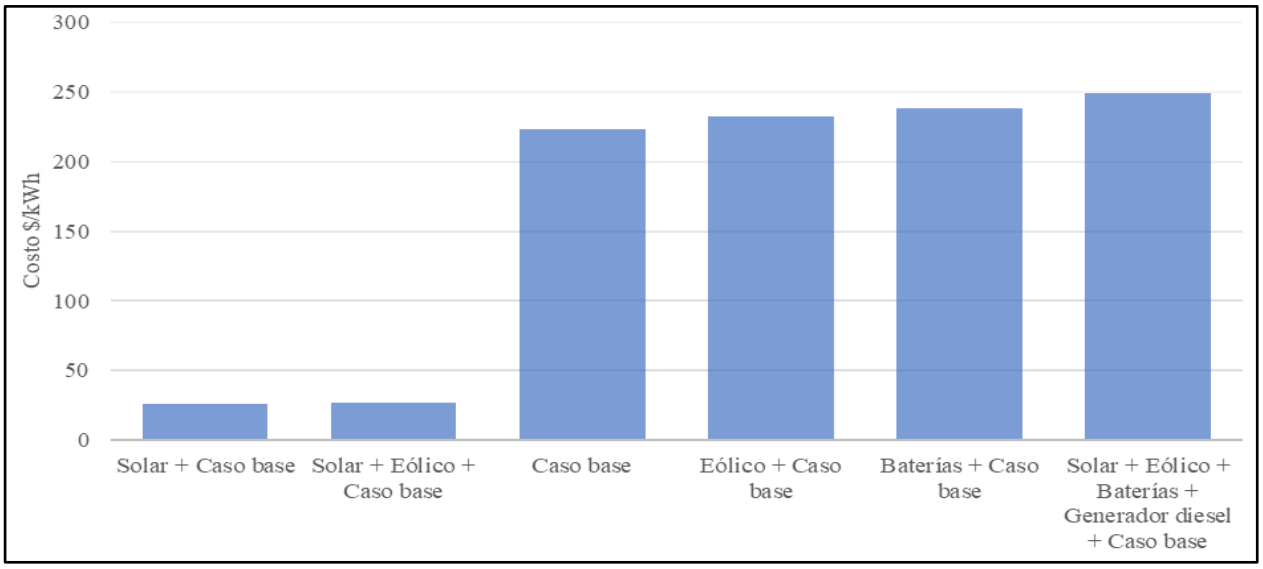


Por otra parte, la Figura 20 presenta de forma resumida y bajo los mejores sistemas el costo nivelado de energía, siendo entonces los sistemas PF + CB y PF + TE + CB los que presentan el mejor precio por kWh. Los otros sistemas no muestran ahorros significativos con respecto al caso base, sus costos nivelados de energia son iguales.

En el modelo de tarifa anterior, presenta que el generador diesel no entra en operación en ninguno de los sistemas que conforma, al final de la vida util del proyecto se obtiene un ingreso por la venta del equipo con un valor más bajo en comparación con la inversión inicial.

Figura 20.

Costo nivelado de energía para el modelo de tarifa medida neta.



La Figura 21 muestra los sistemas con sus respectivas arquitecturas y cantidades ordenadas por la cuadricula de HOMER Grid, sin embargo para realizar una mejor comparación de los sistemas en la Tabla 8 se presenta los costos y ahorros de cada uno.

Figura 21.

Cuadricula de resultados de HOMER.

Architecture											
						Top377 (kW)	G1	Gen50 (kW)	LI ASM	TARIFA FIJA_NETEO	Conv (kW)
						38,7				1	24,0
						38,2	1			1	24,0
										1	
							1			1	0,167
									1	1	0,0141
							1		1	1	0,125
						2,94			1	1	6,67
						38,7		50,0		1	24,0
						38,2	1	50,0		1	24,0
						31,3	16		19	1	24,0

Tabla 8.

Costos y ahorros para el modelo de tarifa medida neta.

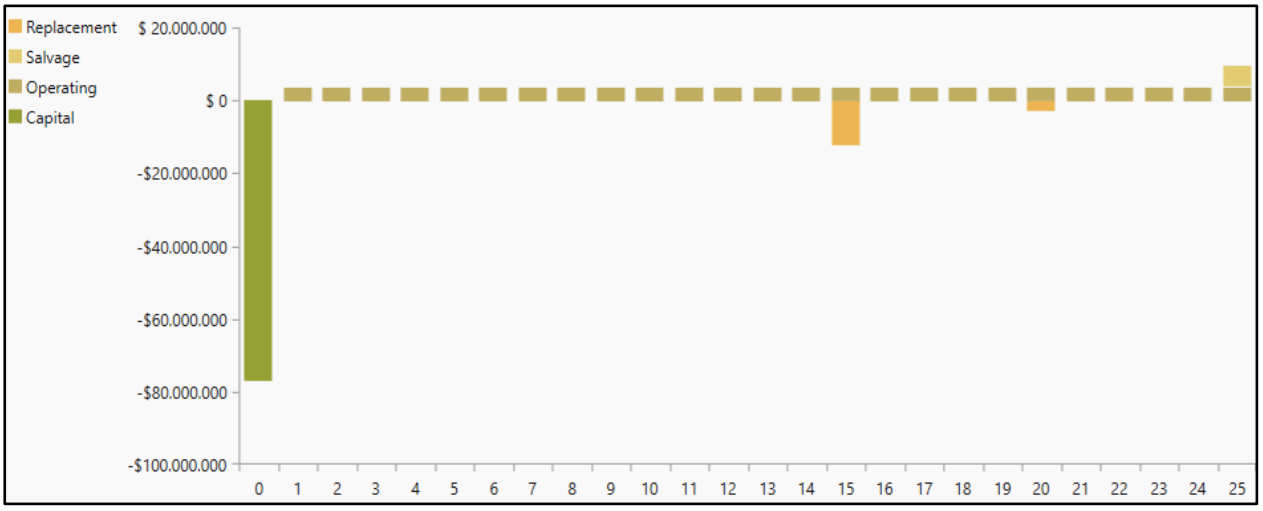
	CB	***PF + CB***	***PF + TE + CB***	***TE + CB***	***PF + Ba +CB***	***PF + TE + Ba + Gen + CB***
CP	0	73.555.040	75.275.860	2.583.333	2.007.040	241.318.918
Opex	3.804.156	- 3.758.310	-3.863.832	3.755.636	3.908.454	-3.510.464
Ah	0	7.562.466	7.667.988	48.520	- 104.298	1.818.640
COE	223.320	26.329	26.678	232.203	238.557	210.720
NPC	49.178.28	24.969.420	25.326.110	51.134.370	52.533.640	134.300.100
Roi (%)	0	9,3	9,4	0	0	0

La arquitectura del sistema PF + TE + CB tiene el costo actual neto más bajo. Durante la vida útil del proyecto sus ahorros son $355.294.150 con un tiempo de recuperación de 10,2 años. El tamaño de la instalación de la generación fotovoltaica es de 38,2 kW con un costo total instalado de $60.775.862 y un aerogenerador de 1kW con un costo total instalado de $2.500.000.

La Figura 22 tiene el flujo de caja para el sistema PF + TE + CB donde se observa que se obtiene ingresos operacionales debido a la venta de los excedentes. Por otra parte, se encuentran periodos de inversión de los equipos y en el ultimo año la venta de los mismos.

Figura 22.

Flujo de caja del sistema (solar + eólico + caso base) del modelo de tarifa medida neta.



Para analizar más en detalle lo anterior, las figuras 23 y 24 corresponden al perfil diario de compra de energía y perfil de autoconsumo, se evidencia compra de energía en las horas de la noche y las horas de la madrugada. En las horas del día el aerogenerador y los paneles fotovoltaicos suplen la energía que necesita el sistema, la cantidad de energía generada supera en total la cantidad de energía importada, esto explicaría que desde el punto de vista del usuario es viable este modelo de tarifa porque permite la venta de estos excedentes.

Figura 23.

Perfil diario de compra de energía para el modelo de tarifa medida neta.

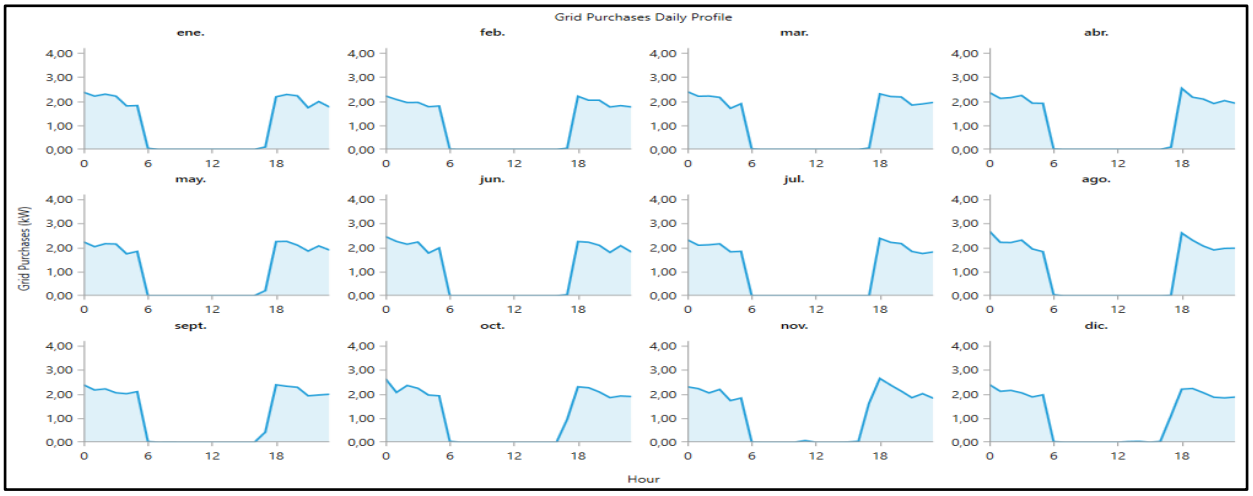
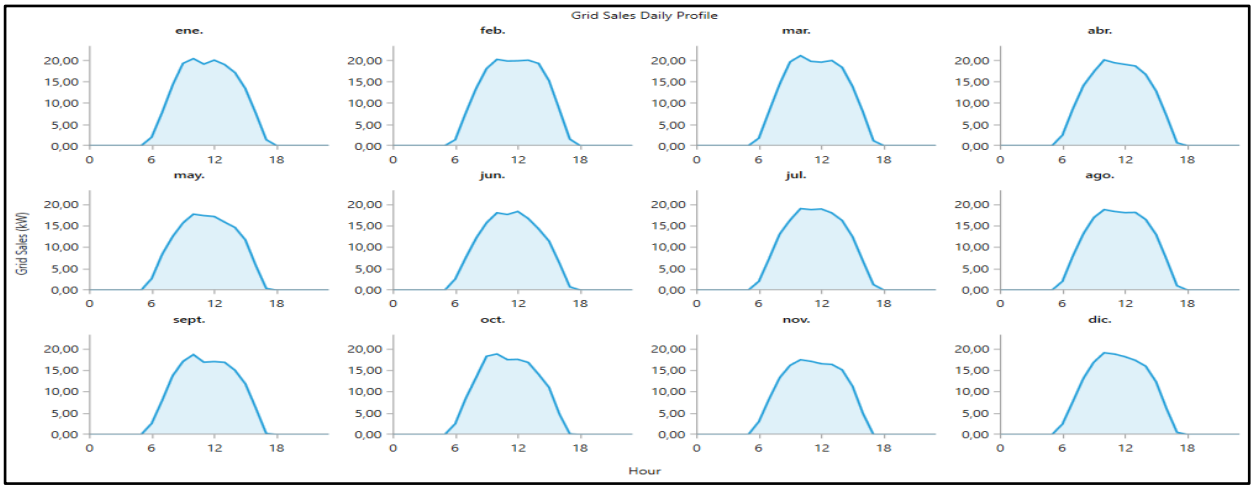


Figura 24.

Perfil diario de ventas de energía para el modelo de tarifa fija.



3.3. Modelo de Tarifa TOU (*Time Of Use*)

Para este modelo de tarifa la mejor opcion es comprar la energía a la red. Los escenarios conformados por aerogeneradores, baterías y generadores diesel no presentan ahorros significativos en el costo nivelado de energía.

La Tabla 9 muestra un resumen de los ahorros y los costos de los diferentes sistemas posibles. Se observa que el sistema conformado por paneles fotovoltaicos tiene un costo nivelado de energía y un valor presente neto igual al caso base, esto se debe a que la cuadricula de HOMER Grid dimensiona el tamaño de los paneles con valores optimizados, el costo de importar energía eléctrica es mucho más barato en comparación con instalar estos sistemas, lo cual se debe a las caracterísicas de la tarifa TOU.

Tabla 9.

Costos y ahorros para el modelo de tarifa TOU.

	CB	***PF + CB***	***TE + CB***	***Ba + CB***	***PF + Ba + CB***	***PF + TE + Ba + Gen + CB***
CP	0	120.207	2.583.333	2.044.166	2.820.845	106.187.049
Opex	3.135.371	3.127.133	3.109.674	3.218.480	3.224.310	1.450.432
Ah	0	19.141	113.158	25.770	- 88.939	0
COE	184.060	184.122	194.282	198.221	202.090	567.34
NPC	40.532.560	40.546.260	42.783.690	43.651.110	44.503.160	124.937.500
Roi (%)	0	13,7	0	0	0	0

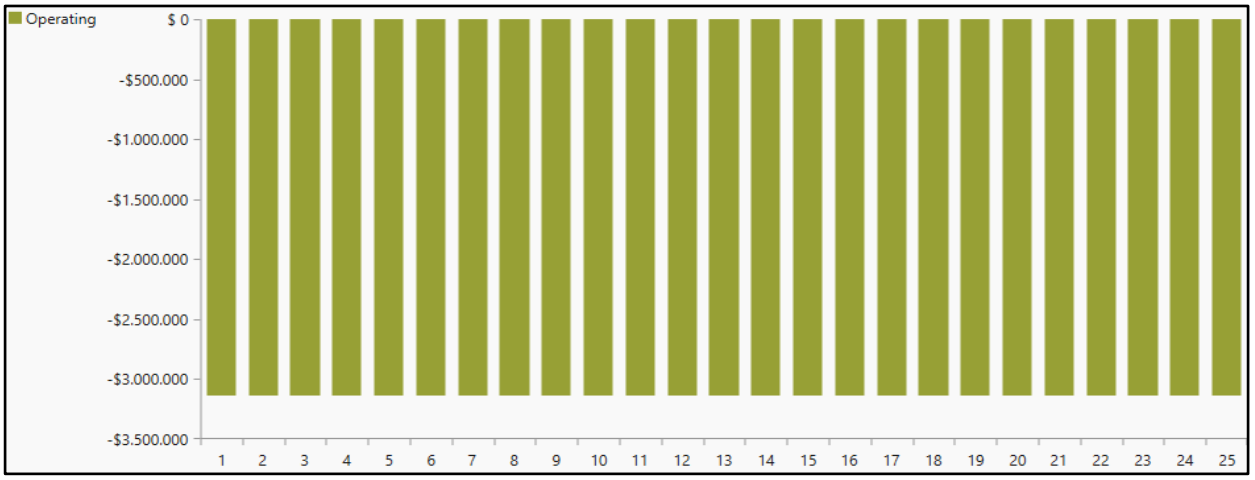
La arquitectura del sistema CB tiene el costo actual neto más bajo y no presenta ahorros, el costo nivelado de energía tiene un valor de $184.060 por kWh/año , con un valor presente neto de $40.532.560, que equivale a un consumo medio de energía de 17 MWH/año.

La Figura 25 presenta el flujo de caja para el sistema CB bajo el modelo de tarifa TOU, esté tiene un comportamiento diferente a los modelos anteriores porque a través de los años del

proyecto solo se observa gastos por operación y mantenimiento de la red. Se debe a que para indistintas franjas horarias el valor por kWh de compra es más barato que el valor por kWh de venta, entonces desde el punto de vista del usuario no es viable implementar una MG para este modelo de tarifa TOU.

Figura 25.

Flujo de caja del sistema tipo de tarifa del modelo de tarifa TOU.



La Figura 26 presenta los sistemas con sus respectivas arquitecturas y cantidades ordenadas por la cuadricula de HOMER Grid, basado en el menor valor de presente neto y menor valor de costo nivelado de energía.

Figura 26.

Cuadricula de resultados de HOMER.

Architecture											
						LR6-72PH (kW)	G1	Gen50 (kW)	LI ASM	TARIFA_TOU	Conv (kW)
										1	
						0,0627				1	0,0409
							1			1	0,167
									1	1	0,0883
						0,490			1	1	0,0833
						0,809	1			1	0,125
							1		1	1	0,125
						0,979	1		1	1	0,167
								50,0		1	
						0,0000388		50,0		1	0,0817

Finalmente, la Tabla 10 presenta las soluciones más eficientes para cada tipo de tarifa, es conveniente mencionar que el sistema fotovoltaico es el principal recurso renovable de las MG, la zona de estudio cuenta con una radiación solar promedio anual de 6,3 $kWh/m^2/día$.

Tabla 10.

Resumen de los sistemas más eficientes para los modelos de tarifa.

Tipo de tarifa	Sistema
Fija	Solar + caso base
Medida neta	Solar + caso base
Tou	Caso base

Por otra parte, la Tabla 11 presenta un resumen del costo nivelado de energía, inversión inicial y el costo de operación anual de los mejores escenarios de cada tarifa. Esto ocurre para algunos modelos cuando no hay implementación de baterías y generador diésel, solo agregando generación solar y eólica junto con la energía distribuida por la red.

La Tabla 11 evidencia que el modelo de tarifa medida neta presenta un mejor rendimiento, brindando un buen comportamiento económico para el usuario al momento de implementar una MG. Es importante mencionar que la inversión inicial de estos equipos, dependiendo de las ganancias que se quieran llegar a tener, pueden ser altas por el tipo de tecnologías implementadas, por ejemplo, un sistema PF + TE + Ba + Gen + CB tendría una inversión inicial muy alta y en la vida útil de proyecto no se tendrá el retorno total de la inversión en ninguno de los tres modelos tarifarios. Por lo tanto, depende del usuario definir los ahorros y ganancias que desea obtener y cuánto está dispuesto a invertir para la implementación de una MG propia.

Tabla 11.
Resumen de los modelos de tarifa.

Tipo de tarifa	Inversión inicial ($)	Costo nivelado de energía ($/kwh)	Costo de operación ($/año)	Valor presente neto ($)
Fija	18.262.390	127,466	1.923.650	43.130.400
Medida neta	75.275.860	26,678	- 3.863.832	25.326.110
Tou	0	184,174	3.135.371	40.532.560

La Tabla 12 presenta un resumen eléctrico de la solución más eficiente para el usuario en el modelo de tarifa medida neta, el componente fotovoltaico genera 69,22 kWh/año que es el 87,7% de la producción total de energía. La carga de este sistema es de 17,035 kWh/año, la generación fotovoltaica es mayor debido a que esta configuración no tiene baterías y no puede almacenar excedentes de energía. El total comprado al operador de red es de 9,721 kWh/año, el excedente vendido por el sistema fotovoltaico es de 56,325 kWh/año y por la característica de la tarifa aplicada, su impacto sobre la factura de energía hace que esta configuración y bajo el modelo de tarifa medida neta se convierta en la mejor opción para el usuario.

Tabla 12.
Resumen eléctrico del sistema (solar + caso base) para el modelo de tarifa medida neta.

Componente	Producción (kwh/año)	Porcentaje %
Solar	69,22	87,7
Compras de energía	9,721	12,3
Total	78,943	100
Componente	**Consumo (kWh/año)**	**Porcentaje %**
Carga AC	17,035	23,2
Ventas de energía	56,325	76,8
Total	73,359	100

Por último, la Tabla 13 permite comparar el impacto de las tarifas en algunos de los indicadores financieros y energéticos bajo los mejores escenarios de cada modelo de tarifa, como el retorno de la inversión (ROI), la fracción de energías renovables, las emisiones de dióxido de carbono, ahorro de combustible y el costo nivelado de energía. Como se ha mencionado en los capítulos anteriores, la finalidad es obtener el menor costo en la factura de energía eléctrica teniendo en cuenta los costos ambientales que esto conlleva. Ahora bien, todos los escenarios establecidos están conectados a la red, por lo que presentan emisiones de dióxido de carbono. Los modelos de tarifa que permiten la comercialización de los excedentes generados por las MGs presentan valores altos en la fracción de energías renovables y retornos de la inversión más rápidos, como el modelo de tarifa medida neta que bajo el sistema integrado por PF + CB cuenta con un costo nivelado de energía muy bajo que indica una alta generación de energía renovable.

Tabla 13.

Indicadores energéticos y financieros de las diferentes tarifas.

Tipo de tarifa	Fija	Medida neta	TOU
ROI %	9,3	9,4	0
Fracción de energías renovables %	60,7	86,7	0
Emisiones de dióxido de carbono (kg/año)	6,946	6,144	10,8
Ahorro de combustibles %	91,24	93,856	13,87
Costo nivelado de energía ($/kWh)	127,466	26,678	184,174
Excesos de electricidad (kWh/año)	267	2.234	0

4. Conclusiones

- Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en el Capítulo 3, se evidencia que la integración de paneles fotovoltaicos y aerogeneradores puede significar ahorros en la factura de energía eléctrica desde el punto de vista del usuario, pero hay que mencionar que estos ahorros son mucho más significativos en el modelo de tarifa medida neta y modelo de tarifa fija.
- El modelo tarifario CREG 174 de 2021 no pudo ser implementado en la cuadricula de HOMER porque al momento de ingresar la expresión para el cálculo de la tarifa, los datos de entrada son limitados por las especificaciones técnicas y datos de entrada que solicita la cuadricula para crear una tarifa avanzada.
- El modelo de tarifa TOU desfavorece al usuario residencial porque, independientemente de la franja en la que se encuentre, el precio de compra es más económico respecto al precio de venta. Esto porque el operador de red debe garantizar la venta permanente de energía a los usuarios. Por esto resulta poco atractivo vender los excedentes.
- El modelo de tarifa fija permite la integración de sistemas conformados por paneles fotovoltaicos y aerogeneradores, porque estos presentan ahorros significativos. Aunque este modelo no permite la venta de excedentes, puede favorecer al usuario porque encontrará un valor de tarifa fijo en todas las horas. Sin embargo, estos ahorros varían con la capacidad económica que tiene el usuario para invertir en la implementación de estos sistemas.
- El modelo de tarifa medida neta es el modelo que más favorece al usuario porque la tarifa de compra de energía a la red y la venta de excedentes a la red es la misma. Esta tarifa es la que menos favorece al operador de red, pero es conveniente para un usuario que cuenta

con un sistema conformado por paneles fotovoltaicos y aerogeneradores. Por esto el modelo de tarifa medida neta puede acelerar la entrada de tecnologías que hacen uso de las energías renovables dentro de un sistema de distribución.

- La generación de energía por medio de fuentes renovables, como es el caso de la fotovoltaica, tiene un gran potencial para ser aprovechada en Colombia. Sin embargo, el alto costo que representa la producción de energía con fotovoltaica (con almacenamiento) comparado con el bajo costo de producción con otras fuentes, es uno de los principales factores que influye a que no se incremente la instalación de SFV en el país, dado que aún no se puede almacenar la energía a precios y rendimientos razonables.

5. Bibliografía

An e-media resources creation. (2019). Trnsys. Http://www.trnsys.com/Atlas interactivo - radiación ideam. (n.d.).

Canteli, m., & universidad de cantabria. (2018). Regulación, control y protección de máquinas eléctricas. Regulación, control y protección de máquinas eléctricas. Https://ocw.unican.es/pluginfile.php/1986/course/section/2310/convertidores.pdf

Carballo, g. A. (2016). La importancia del uso de paneles solares en la generación de energía eléctrica. Revista electrónica de veterinaria, 17(6),4. Https://www.redalyc.org/pdf/636/63647456002.pdf

Comisión de regulación de energía y gas. (2018). Resolución no. 030 de 2018. Resolución no. 030 de 2018. Http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191

Doe. (2021). Department of energy. Department of energy. Https://www.energy.gov/Electiaplus. (2020). Diferencias entre tarifa fija y variable en la factura de luz, ¿cuál escoger? Diferencias entre tarifa fija y variable en la factura de luz, ¿cuál escoger? Https://www.electiaplus.es/diferencias-entre-tarifa-fija-y-variable-en-la-factura-de-la-luz/

Enel. (2021). Usuarios auto generadores y generadores distribuidos - resolución creg 174 de 2021. Usuarios auto generadores y generadores distribuidos - resolución creg 174 de 2021. Https://www.enel.com.co/es/empresas/enel-codensa/vender-energia-electrica.html

Enverd generadores eléctricos. (2021). Generadores diésel. Enverd generadores eléctricos. Https://www.generadoreselectricos.org/generador-diesel/

Garzón Hidalgo, j., & Saavedra Montes, a. (2017). Una metodología de diseño de micro redes para zonas no interconectadas de Colombia. Http://www.scielo.org.co/pdf/teclo/v20n39/v20n39a03.pdf

Guacaneme, j., Velasco, d., & Trujillo, c. (2013). Revisión de las características de sistemas de almacenamiento de energía para aplicaciones en micro redes. Revisión de las características de sistemas de almacenamiento de energía para aplicaciones en micro redes. Https://scielo.conicyt.cl/pdf/infotec/v25n2/art20.pdf

Hernandez Gallegos, r. (2017). Análisis de factibilidad para la instalación de un sistema de energía limpia mediante celdas fotovoltaicas para la alimentación eléctrica del edificio 4 en el itslv. Análisis de factibilidad para la instalación de un sistema de energía limpia mediante celdas fotovoltaicas para la alimentación eléctrica del edificio 4 en el itslv. Https://ciateq.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1020/97/1/hernandezgallegosrodolfo mmanav 2017.pdf

Homer energy by ul. (2021). Homer energy. Homer energy. Https://www.homerenergy.com/

Homer grid energy. (2021). Intelligently reduce demand charges with homer grid. Intelligently reduce demand charges with homer grid. Https://www.homerenergy.com/products/grid/index.html

Homer pro energy. (2021). Homer pro. Homer pro. Https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html

Institute for energy technology. (2009). Hydrogens. Energy plan. Https://www.energyplan.eu/othertools/local/hydrogems/

Jamaica obregón, j., & universidad autónoma de occidente. (2019). Estrategias de operación óptimas de microrredes conectadas a la red (p. 51). Https://red.uao.edu.co/bitstream/handle/10614/11610/t08900.pdf;jsessionid=94a3881f04510dd8 1cd0ff668d94facd?sequence=5

Magón. (2021). Inversor de voltaje de onda modificada 12vdc 1000w. Inversor de voltaje de onda modificada 12vdc 1000w. Https://www.homecenter.com.co/homecenter-co/product/413163/inversor-de-voltaje-de-onda-modificada-12vdc-1000w/413163/?kid=bnnext1031760&shop=googleshopping&gclid=cjwkcaia4vembhameiwau4 xrr6aumwat-nszzir83uvupjtojstlrojxdqqxhjqzrqmcit2dhl4byrocm9eqavd_bwe

Maquitec. (2021). Generador diésel ecohorse 2.2 kW - 110v/220v kdf2500x. Generador diésel ecohorse 2.2 kW - 110v/220v kdf2500x. Https://maquitecdecolombia.com/compra-de/industrial/generador/generador-diesel/generador-diesel-2-2-kw-110v-220v/

Mheducation. (2020). Tarifación eléctrica. Tarifación eléctrica. Montoya, d., ramos, c., potosí, b., Henao, e., & Saavedra, a. (2018). Análisis de factibilidad técnico económico de microrredes que integran celdas de combustible en zonas no interconectadas de Colombia. Análisis de factibilidad técnico económico de microrredes que integran celdas de combustible en zonas no

interconectadas de Colombia. Http://www.scielo.org.co/pdf/teclo/v21n43/2256-5337-teclo-21-43-00071.pdf

Nourai, a. (2002). Large-scale electricity storage technologies for energy management. Large-scale electricity storage technologies for energy management. Https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/1043240

Oak ridge national laboratory. (2009). Whole building & community integration program. Department of development and planning, aalborg university. Https://www.energyplan.eu/othertools/local/bchp-screening-tool/

Ortiz welsch, c. (2021). Un futuro energético más inteligente, eficiente y sustentable. Electro industria, grupo editorial emb, 240(7), 3. Http://www.microbyte.cl/elec/pdf/202104elec.pdf

Pérez Fernández, p., & universidad de valladolid. (2017). Descripción e infraestructura de una microrred para un entorno residencial (escuela de). Https://core.ac.uk/download/pdf/211107164.pdf

Pylontech. (2021). Batería litio rv12100 pylontech 100ah 12v. Batería litio rv12100 pylontech 100ah 12v. Https://www.homecenter.com.co/homecenter-co/product/518737/bateria-litio-rv12100-pylontech-100ah-12v/518737/?kid=bnnext1031762&shop=googleshopping&gclid=cjwkcaia4vembhameiwau4xrr_wn_efgacvtsemdmwrrq4aiypzfonsumt62a3tua2k8zgqsirhk2roclt8qavd_bwe

Rae. (2014). Dimensionar - rae. Dimensionar - rae. Https://dle.rae.es/dimensionar smaraad. (1 c.e.). Molino de viento para energía eólica por 5 cuchillas. Molino de viento para energía eólica por 5 cuchillas. Https://es.aliexpress.com/item/1005002182514589.html?src=google&memo1=freelisting&aff_fcid=8580357d513a4af48c5c05add6824e18-1637764372296-03096-unemjzvf&aff_fsk=unemjzvf&aff_platform=aaf&sk=unemjzvf&aff_trace_key=8580357d513a4af48c5c05add6824e18-163776437

Sunwiseblog. (2021). Conoce los distintos esquemas de cobro según el tipo de tarifa. Conoce los distintos esquemas de cobro según el tipo de tarifa. Https://blog.sunwise.io/conoce-los-esquemas-tarifarios-de-cfe

Universidad de zaragoza. (2021). Ihoga. Ihoga. Https://ihoga.unizar.es/

Upme. (2015). Plan energético nacional Colombia: ideario energético 2050. Plan energético nacional Colombia: ideario energético 2050. Http://www.upme.gov.co/docs/pen/pen_idearioenergetico2050.pdf

Upme. (2021a). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia.

Upme. (2021b). Proyección demanda de energía eléctrica y gas natural 2021-2035. Proyección demanda de energía eléctrica y gas natural 2021-2035. Https://www1.upme.gov.co/demandayeficiencia/documents/upme_proyeccion_demanda_energia_junio_2021.pdf