

Dimensionamiento de una Microrred Aislada utilizando energía solar como fuente de generación para una comunidad ubicada en la Amazonía

Nikole Teran Uruchi

Abstract — *In Brazil, access to electricity continues to be a service to which many localities, which are mostly located in the Brazilian Amazon, do not have access. Whether due to the various geographical difficulties that these localities present or to the high cost of access to the distribution lines of the urban centers, they do not have an electric power supply. A solution for these cases is to carry out the supply through small-scale decentralized generation systems, such as photovoltaic systems. Therefore, the present work focuses on sizing an isolated microgrid for a community located in the Brazilian Amazon. The sizing was carried out using the HOMER pro computational tool.*

Palabra claves—Energía eléctrica, sistemas aislados, microrred, sistema de almacenamiento, HOMER Pro.

I. INTRODUCCIÓN

El crecimiento de la demanda de energía como consecuencia del incremento poblacional y las limitadas reservas de energía convencional, que además de agotables son la principal fuente de generación de gases de efecto estufa en el mundo, son factores que aportan a los diferentes problemas energéticos actuales [1][2].

Para el desenvolvimiento actual de la sociedad, la energía eléctrica, es un recurso imprescindible y un importante indicador de la actividad económica de los países. Su consumo está directamente relacionado a la calidad de vida de la población, ya que refleja la utilización de bienes y servicios esenciales para la sociedad [3].

Como consecuencia de las limitadas reservas de energía convencional, en la actualidad está siendo estimulada mundialmente la diversificación de la matriz eléctrica con el objetivo de obtener confiabilidad y disponibilidad en el sistema eléctrico, así como atender a las directrices del desenvolvimiento sustentable [2]. Por lo tanto, para los países que se encuentran en desenvolvimiento, la utilización de las energías renovables significa un importante instrumento de su crecimiento económico [2].

Brasil, a pesar de tener una considerable contribución de las energías renovables, no posee una gran diversificación de su matriz eléctrica [2]. Eso se debe al bajo costo de la energía generada por las usinas hidroeléctricas, responsables del 64,9% de la electricidad generada en el país [2][3].

A. Acceso a la energía eléctrica en el territorio brasileiro

En Brasil, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) es el encargado de suministrar la mayor parte de la energía eléctrica

del país. El sistema conecta todos los estados a excepción de Roraima. Esa interconexión permite que los consumidores conectados al SIN sean atendidos con mayor confiabilidad ya que, minimiza todos los riesgos de interrupción, al mismo tiempo permite una complementariedad regional de fuentes renovables [4]. Sin embargo, en los estados pertenecientes a la región Norte, la atención del SIN [4] continúa restringida a capitales y regiones metropolitanas. En los municipios donde la conexión al SIN se dificulta debido a motivos técnicos y económicos, la energía eléctrica es suministrada mediante Sistemas Aislados (SISOL) [4]. La Fig. 1 contiene información acerca de la localización de los SISOL y SIN en Brasil.

La mayoría de los SISOL se encuentran ubicados en la región Amazónica, a excepción de Fernando de Noronha [4]. Todos los SISOL corresponden a 1160 MW y son encargados de suministrar energía eléctrica a 3,3 millones de habitantes, la mayoría de los cuales se encuentran ubicadas en áreas urbanas y sus entornos [4]. Conforme el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) del SIN, existen 212 SISOL de energía a partir de 2021 en el territorio brasileiro [5].



Fig. 1. Localización de los SISOS y líneas de transmisión del SIN [4].

Según la Empresa de Pesquisa Energética (EPE), el principal combustible utilizado para la generación de energía eléctrica de los SISOL es el óleo diésel, siendo responsable del

97% de su capacidad de generación [4]. Según [5], los generadores a diésel son comúnmente seleccionados por sus costos iniciales relativamente bajos y rápida implementación, sin embargo, presentan una serie de desventajas, como ser:

- Costos continuos de combustibles
- Emisiones de gases de efecto estufa,
- Riesgo ambiental de derramamiento de combustible durante el transporte para las localidades,
- Ruido cuando es utilizado sin el debido aislamiento o cuando es operado a gran escala,
- Perdida de combustible por robo o filtración y

Además de los habitantes que son suministrados por el SIN y SISOL, existen comunidades que se encuentran ubicadas en áreas alejadas de las sedes municipales, que presentan una variedad de dificultades y costos elevados de acceso a las líneas de distribución de los centros urbanos [4]. Para esas comunidades es más conveniente la utilización de los recursos naturales presentes en la región como fuente para la generación de energía eléctrica local. Así, en estos casos el suministro debe ser efectuado mediante sistemas de pequeño porte con generación descentralizada, como ser, los sistemas fotovoltaicos [4][5]. Según el (Decreto N. ° 7.246/2010). Esas localidades son denominadas como “regiones remotas” [4]. La Fig. 2 muestra las localidades donde se ubican las regiones remotas en el territorio brasilero.

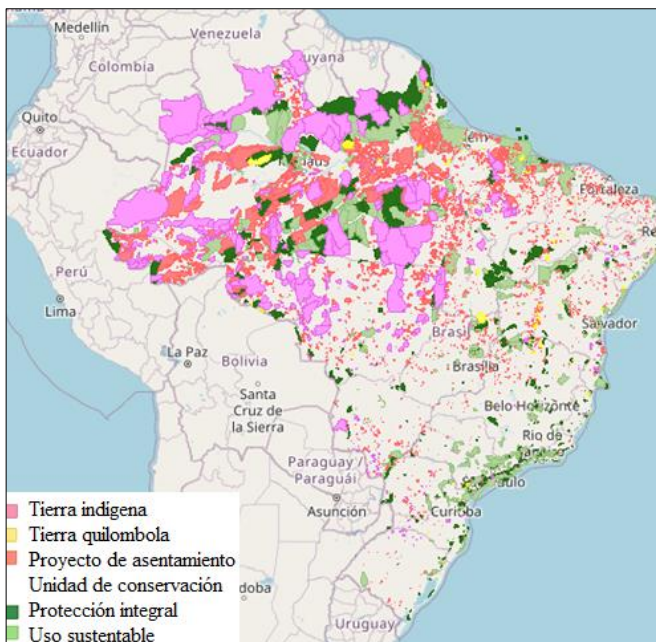


Fig. 2. Localidades donde se ubican las regiones remotas [4].

B. Suministro de energía eléctrica en la Amazonía brasilera

Suministrar con energía eléctrica de calidad a la Amazonía es un desafío para el sector eléctrico. La distribución de energía eléctrica a estas poblaciones que viven lejos de la red nacional se vuelve difícil y costosa para el gobierno federal, las entidades privadas y los propios hogares, tanto

económicamente como ambientalmente [5]. Las características de la región, que incluyen grandes distancias, dificultades logísticas y elevados costos de instalación, son obstáculos para garantizar el acceso formal al servicio público de energía eléctrica. Como consecuencia, en la Amazonía se encuentran la mayoría de las localidades donde el acceso a ese servicio es precario, siendo así la última frontera de acceso a la energía eléctrica en Brasil. Conforme [4] los resultados obtenidos indican que aproximadamente 990 mil habitantes continúan sin acceso a la energía eléctrica en la región amazónica en 2019 [5]. Se estima que el 19% de esa población habita en tierras indígenas, el 22% en unidades de conservación y el 10% en asentamientos rurales [4]. La Fig. 3 muestra la ubicación de las regiones que todavía no fueron atendidas por el SIN y SISOL.

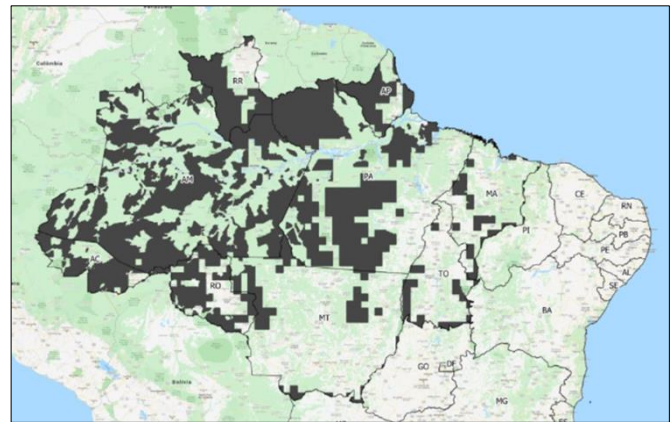


Fig. 3. Regiones no atendidas por el SIN y SISOL [4].

La utilización de los generadores a diésel ha sido la solución implementada por los habitantes de las áreas rurales del país. Este combustible, además de ser poco amigable con el medio ambiente, su elevado costo de adquisición y transporte encarece esta alternativa. Además, el escaso mantenimiento de los generadores en estas localidades aumenta el consumo de combustible y disminuye la eficiencia del generador [6].

La región amazónica, como alternativa al uso de generadores diésel, dispone de, fuentes de energía renovable locales, como la energía eólica, solar, hidroeléctrica y de biomasa. Este tipo de fuentes ofrecen una forma de aumentar la electrificación con microrredes y disminuir la proporción de combustibles fósiles en la combinación de generación de energía eléctrica [6]. La generación, transmisión y distribución de electricidad descentralizadas resultan ser la solución más importante gracias a la disponibilidad de fuentes de energía renovable y el despliegue de microrredes [6].

El sistema a ser proyectado en este trabajo se encuentra ubicado junto al Pelotón Especial de Frontera (PEF) del ejército en Tunui – Cachoeira, distrito de São Gabriel Cachoeira (AM). Debe estar en funcionamiento 24 horas por día y ser capaz de suministrar energía eléctrica a 260 habitantes, de los cuales 60 pertenecen al pelotón del ejército y 200 a la comunidad indígena Baniwa. En la Fig. 4 es posible observar la ubicación del local de instalación del sistema.



Fig. 4. Ubicación del local de instalación.

La comunidad y el pelotón se encuentran alimentados por un sistema compuesto por un generador fotovoltaico de 178 kW, generador a diésel de 100 kW que producen energía en corriente alternada (current alternating - AC) y banco de baterías de sodio que almacenan energía en corriente continua (corrent continues - DC). Debido a diversos problemas de operación, el sistema será actualizado substituyendo el banco de baterías por uno nuevo y manteniendo el sistema de generación fotovoltaico y generador a diésel actual. La Fig. 5 muestra la configuración del sistema de microrred instalado.

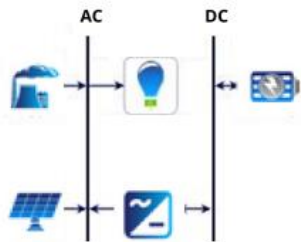


Fig. 5. Configuración del sistema de microrred instalado.

Actualmente, el sistema instalado presenta problemas en su sistema de almacenamiento y se espera que sea reemplazando futuramente. Considerando todas las informaciones descritas anteriormente, este trabajo presenta como objetivo principal realizar el dimensionamiento de una microrred aislada para una comunidad ubicada en la Amazonía Brasileira utilizando energía solar, que se encuentra disponible a gran escala en la región, como fuente de generación. Y como objetivos secundarios, realizar el dimensionamiento de una microrred aislada utilizando baterías de ion-litio como sistema de almacenamiento, realizar el dimensionamiento de una microrred aislada utilizando baterías de plomo-ácido como sistema de almacenamiento y realizar un análisis de viabilidad técnico-económico de las diferentes tecnologías de baterías seleccionadas que puedan llegar a substituir al instalado actualmente. Posteriormente en la revisión bibliográfica se estará justificando el motivo de seleccionar estas dos tecnologías de baterías.

El dimensionamiento del sistema será realizado considerando 3 escenarios. El escenario 1 estará compuesto

por paneles fotovoltaicos y generador a diésel, esto considerando que el sistema de almacenamiento no pueda ser reemplazado y deba ser retirado de la instalación. Para los dos últimos escenarios, las baterías de sodio serán reemplazadas por baterías de ion-litio y plomo-ácido respectivamente. Por lo tanto, el escenario 2 propuesto estará compuesto por paneles fotovoltaicos, banco de baterías de ion-litio como sistema de almacenamiento y generador a diésel como sistema de respaldo. Y por último, el 3 escenario propuesto consiste en paneles fotovoltaico, banco de baterías de plomo-ácido como sistema de almacenamiento y generador a diésel como sistema de respaldo. El esquema de la Fig. 6 muestra los componentes del sistema para los escenarios propuestos.

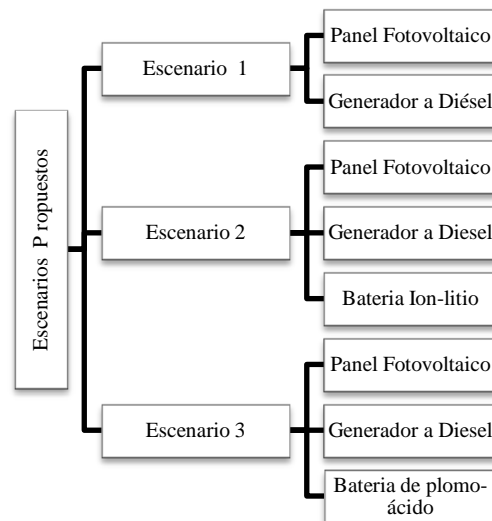


Fig. 6. Componentes del sistema para los Escenarios Propuestos.

Teniendo en cuenta el escenario eléctrico actual de la Amazonía Brasileira, la **Sección II** contiene una revisión bibliográfica sobre las microrredes, la generación de energía solar fotovoltaica y sistema de almacenamiento de energía para microrredes. En la **Sección III** se describe la metodología a ser utilizada durante el dimensionamiento del sistema. La **Sección IV** contiene los resultados obtenidos del dimensionamiento y el análisis de sensibilidad realizada para algunos parámetros. La **Sección IV** contiene los resultados de dimensionamiento obtenidos y la **Sección V** contiene las conclusiones.

II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

A. Microrredes

Una microrred representa la interconexión entre unidades generadoras de energía de bajo voltaje, sistema de almacenamiento y cargas en un área local. Pueden operar conectadas a la red eléctrica tradicional o de manera aislada [7][8][9]. Las microrredes conectadas a la red son capaces de participar del mercado de energía como vendedor o comprador que puede intercambiar energía con la empresa de distribución de energía [8]. Por otro lado, una microrred aislada opera de

manera independiente, desconectada de la red [8]. Conforme [7][10], varios países del mundo realizan investigaciones sobre diversos temas relacionados con microrred, esto se debe a la variedad de beneficios que es posible obtener de su aplicación, entre ellos se encuentran:

- Aumento de confiabilidad del suministro de energía.
- Reducción del impacto ambiental del suministro de energía eléctrica.
- Reducción de la inversión en planta, equipo y costo.
- Incremento de la eficiencia energética estable.
- Garantizar la diversidad del suministro de energía.
- Suministro de energía a un sitio remoto.
- Capacidad de conducción proporcionada por el almacenamiento de energía.

Las microrredes pueden estar compuestas por unidades de generación renovable, sistemas de generación de energía convencional, sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, sistema de almacenamiento de energía térmica, cargas eléctricas y cargas térmica [7][8]. La Fig. 7, muestra una estructura generalizada de una microrred.

La microrred puede ser conectada a la red mediante el punto de acoplamiento común (PCC). El dispositivo de aislamiento se encarga de aislar la microrred de la red de energía eléctrica. Las unidades de Generación Distribuida (GD), tanto renovable como convencional, se encargan de generar la energía eléctrica del sistema. Ya el sistema de almacenamiento de energía, es el encargado de equilibrar y controlar el flujo de energía. El sistema de control que puede consistir de un controlador central o controlador distribuido, se encarga de mantener segura la microrred en diferentes modos de operación [10].

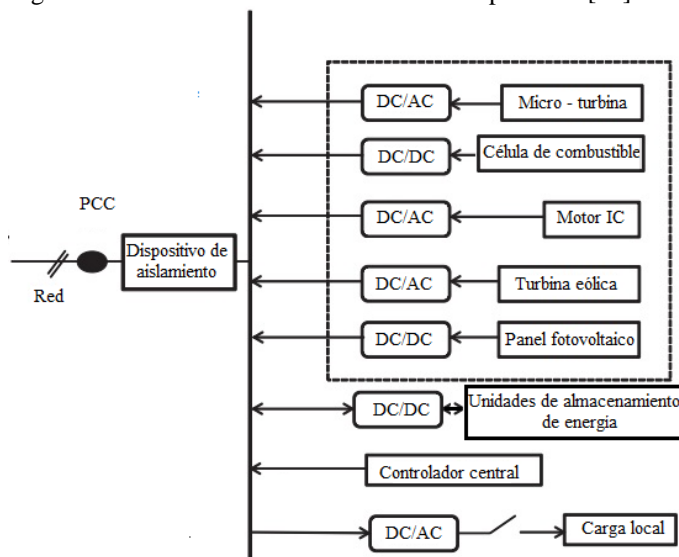


Fig. 7. Unidad de GD Adaptado de [10].

Las microrredes están diseñadas para suministrar energía a pequeña escala como ser, comunidades pequeñas, predios universitarios, zonas comerciales, entre otros [7][9]. Frecuentemente, presentan problemas con el suministro

adecuado de energía eléctrica provocado por la generación insuficiente de energía [8]. Esto se debe principalmente a la irregularidad de cargas y fuentes de energía renovable [8]. Por tanto, es preciso de un sistema de gestión de energía (Energy management system - EMS) para solucionar la presencia de estos problemas [8]. Según [8], el EMS puede ser clasificado en:

1) EMS basado en fuentes convencionales

Las fuentes de energía renovable utilizan como fuentes de energía de respaldo (*backup*) los motores a gas, generadores a diésel y micro turbinas en la microrred cuando el sistema de almacenamiento de energía presenta alguna falla [8].

2) EMS basado en sistema de almacenamiento de energía eléctrica (energy storage system – ESS)

Frecuentemente existe una variación en la producción de energía pronosticada y la producida en tiempo real por las microrredes. Esto se debe principalmente a la naturaleza fluctuante de las fuentes de energía no convencionales [8]. Para solucionar este problema es adicionado un ESS [8]. Es la mejor solución para este problema ya que se encarga de mantener en equilibrio la producción y consumo de energía como carga [8].

3) EMS basado en sistema de gestión de la demanda (demand side management - DSM)

Otra manera de solucionar el desequilibrio de energía entre el suministro y la carga en microrred es mediante la utilización de un DSM [8]. Cuyo objetivo es equilibrar la energía generada con el consumo de energía modificando el comportamiento o perfil de carga de los clientes [8].

4) EMS basado en sistema Híbrido

Se utiliza más de un tipo de EMS para resolver los problemas en la microrred [8].

Las microrredes que utilizan fuentes de energías renovables para la generación de energía eléctrica son una alternativa a ser seguida para garantizar el suministro de energía en comunidades aisladas. A continuación son descritos algunos proyectos de microrredes.

Los autores en [11] buscan estudiar el planeamiento de generación de energía a largo plazo de microrredes de comunidades remotas en la Amazonía en Ecuador, para así poder evaluar nuevas alternativas para la electrificación de la región. El trabajo realizado por [6], presenta un estudio de la viabilidad de microrredes basadas en energías renovables para la electrificación en la Amazonía. La energía solar y la hidroeléctrica se utilizan como fuente de generación principal. Ya los autores en [7], realizan el dimensionamiento y la simulación de un modelo de microrred teniendo como fuentes de energías renovables la energía solar y eólica, además de un sistema de almacenamiento de energía utilizando baterías. En el estudio realizado por [12], se diseñó un sistema basado en energías renovables para satisfacer las demandas eléctricas y

térmicas de un hogar remoto en una isla griega sin conexión a la red. La investigación hecha por [13], evalúa la viabilidad técnico-económica de los sistemas basados en energías renovables que utilizan hidrógeno como almacenamiento de energía para una microrred independiente/fuera de la red. El trabajo realizado por [14], busca diseñar un sistema fotovoltaico híbrido teniendo en cuenta datos de energía del centro de distribución en Corona Colcerámica usando el software HOMER PRO. El trabajo de tesis realizada por [15], investiga la viabilidad de un sistema híbrido de pila de combustible de hidrógeno y batería de iones de litio para el almacenamiento de energía. En [16], se lleva a cabo la optimización de un sistema híbrido, panel fotovoltaico desconectado de la red, generador a diésel y baterías.

B. Generación de Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es considerada una alternativa prometedora para la expansión de la oferta de energía eléctrica con bajo impacto ambiental [2]. Esta fuente de energía también permite realizar instalaciones a pequeña escala y en áreas remotas, donde no son necesarias inversiones para las líneas de transmisión. Entre los otros beneficios que también son obtenidos de la generación de energía solar fotovoltaica se encuentran: la reducción de los gastos con energía eléctrica, generación de empleos locales de calidad, generación de energía limpia, renovable y sustentable, contribuir para alcanzar las metas de reducción de emisión de CO₂, diversificación de la matriz eléctrica, ampliación del uso de energías renovables en el país, reducción de pérdidas por transmisión y distribución de energía eléctrica [2].

La energía eléctrica es la que presenta mayor crecimiento en la matriz energética mundial, con una capacidad instalada de 580,16 GW en el año 2021[2]. Brasil hasta diciembre de 2020 tenía una potencia instalada en generación centralizada y distribuida en energía fotovoltaica de 2,99 GW y 4,25 GW respectivamente [2]. El incremento de la capacidad instalada de la generación solar fotovoltaica viene promoviendo una mayor diversificación de la matriz eléctrica brasilera, garantizando así mayor seguridad, calidad y confianza en el sistema eléctrico nacional, además de representar un punto estratégico para el desenvolvimiento económico del país [2].

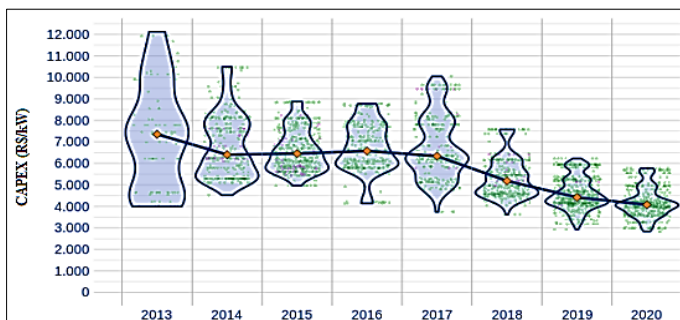


Fig. 8. Evolución de los valores CAPEX, en R\$/kW, de la fuente solar fotovoltaica [17].

En la Fig. 8, que muestra el comportamiento de los valores de inversiones de capital (capital expenditure - CAPEX) de la

fuentes de generación de energía solar fotovoltaica, se puede observar la tendencia en la caída de los precios en los últimos años, así como la disminución de la dispersión de los mismos, este fenómeno representa la madurez de esta fuente

En la Fig. 9, los costos de operación y mantenimiento (O&M) al igual que los costos CAPEX presentan una elevada dispersión en los primeros años de la participación de esta fuente en las subastas de energía, esto debido al poco conocimiento que se tenía en ese entonces [17]. Al pasar los años esta tecnología fue más difundida, las usinas comenzaron a ser operadas y fueron realizadas mantenimientos en los equipos utilizados [17]. Como resultado, esos valores se volvieron más conocidos, lo cual puede ser observado en el estrecho intervalo de los últimos años.

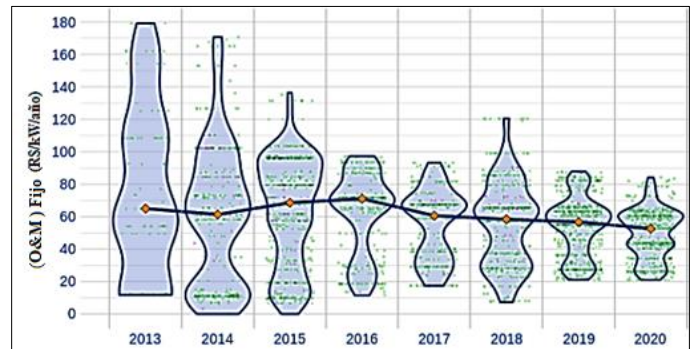


Fig. 9. Evolución de los valores de O&M de la fuente fotovoltaica [17].

Conforme [18], es más rentable realizar instalaciones de paneles fotovoltaicos a pequeña escala, mostrando así la eficacia de suministrar la energía generada directamente a los consumidores. Por naturaleza, la energía generada se encuentra en estado de DC, por tanto, es preciso adicionar circuitos convertidores que se encarguen de transformar la energía DC en CA a la frecuencia especificada. Según [18] las celdas fotovoltaicas se clasifican principalmente en cuatro tipos:

1) Silicio Mono cristalino

Este tipo de celdas son cortadas a partir de un único cristal cilíndrico de silicio, cuya principal ventaja es su elevada eficiencia en torno del 15%, sin embargo, su proceso de fabricación es complicado y caro [18].

2) Silicio Poli cristalino

Son fabricadas de celdas cortadas de un lingote de silicio derretido y recristalizado. Tienen un costo menor ya que su proceso de fabricación es más simple. Sin embargo, presenta una eficiencia baja cerca del 12%, inferior comparada a las células mono cristalinas [18].

3) Silicio de película delgada o amorfo

Son fabricadas de átomos de silicio en una fina capa homogénea en lugar de una estructura cristalina. El silicio amorfo absorbe luz con mayor eficiencia que el cristalino, por lo tanto, este tipo de celdas son más delgadas, más fáciles de producir y más baratas. Sin embargo, su eficiencia es menor a las celdas cristalinas y está cerca del 6% [18]. Entre los otros

tipos de materiales sensibles a la luz que también pueden ser utilizados se encuentra, el telurio de cadmio (CdTe) y el dióxido de seleniuro de indio y cobre (CIS) [18].

4) Híbrido

Combinan silicio mono cristalino y silicio amorfo para producir celdas con las mejores características de ambas tecnologías [18].

C. Sistema de Almacenamiento de Energía para Microrred

Almacenar la energía eléctrica es un desafío para el sector eléctrico, ya que por lo general precisa ser transformada en otro tipo de energía para llegar a efectuarse. Por tanto, es importante buscar mejorar la manera en que es almacenada para que así la eficiencia energética incremente. Para ello se debe encontrar nuevos materiales y comprender el funcionamiento tanto de los materiales nuevos como de los ya existentes [8].

Actualmente, existe una amplia variedad de tecnologías utilizadas para el almacenamiento de energía, donde cada una de ellas cuenta con sus respectivas ventajas, desventajas y aplicaciones. La Fig. 10 muestra las principales tecnologías de almacenamiento de energía que se puede encontrar actualmente.

Conforme [19], independientemente del tipo de aplicación y capacidad de almacenamiento, almacenar energía utilizando baterías tiene un enorme potencial y se destaca como una de las principales tecnologías a ser utilizadas en las futuras matrices eléctricas.

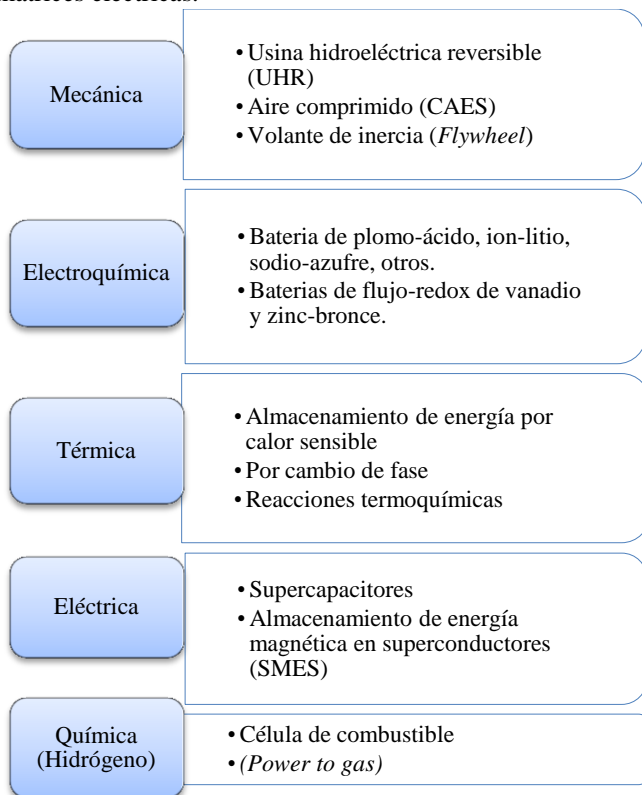


Fig. 10. Principales tecnologías de almacenamiento de energía [19].

Además de la considerable reducción del costo de esta tecnología a lo largo de los años, cuenta con una variedad de características que influenciaron al crecimiento de los proyectos desvirtuados y a la enorme expectativa sobre el futuro de esta tecnología, como ser:

- Bajo tiempo de respuesta en operación, elevada densidad de energía y eficiencia.
- Flexibilidad tanto en términos de capacidad de instalación como en la posibilidad de asignación física.
- Versatilidad de aplicaciones atendidas.
- Rápida instalación.

Entre las principales tecnologías de baterías electroquímicas que se desarrollaron en los últimos años, que cuentan con mayor participación de mercado, o que tienen perspectiva de crecimiento en los próximos años podemos citar: las baterías de plomo-ácido, ion-litio, sodio-azufre y baterías de flujo como se muestra en la Fig. 10 [19].

Cada una de estas baterías presentan diferentes características y aplicaciones, por lo tanto, la comparación de sus parámetros técnicos y económicos debe ser realizada caso a caso porque la viabilidad de cada solución es muy variable con el dimensionamiento y la aplicación deseada [19].

La capacidad instalada mundial de los sistemas de almacenamiento en baterías tuvo un crecimiento acelerado en los últimos años y se espera que esta tendencia continúe hasta 2024 [19]. La Fig. 11 muestra la capacidad instalada mundial de almacenamiento en batería entre 1996 -2016.

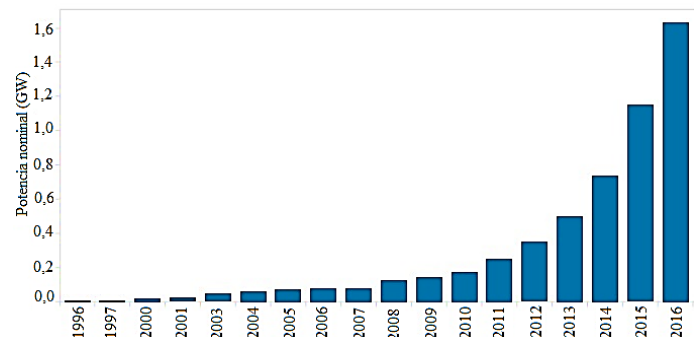


Fig. 11. Capacidad instalada mundial de almacenamiento en batería (GW) [19].

De todas las tecnologías de baterías, la que se lleva el mayor interés de las instituciones de pesquisa del sector son las baterías de ion-litio. Esto se debe principalmente a la inserción proyectada de vehículos eléctricos y el uso en equipos electrónicos. La implementación de las baterías de litio en esos sectores ofrecerá como resultado reducciones en sus costos, tornándola así más viable para aplicaciones en el sector eléctrico [19]. Otro factor que puede aumentar el mercado de almacenamiento en baterías es la utilización de baterías provenientes de vehículos eléctricos después de sufrir una degradación que torne imposible su uso en esa aplicación [19].

Las baterías de litio proveniente de esa aplicación tendrían un costo reducido y vida útil considerada satisfactoria para ser utilizadas en aplicaciones estacionarias donde la densidad de carga y confiabilidad no sean factores cruciales [19].

Otra tecnología de baterías que es ampliamente utilizada son las baterías de plomo-ácido. Este tipo de baterías han sido diseñadas hace más de 150 años y son las baterías recargables más antiguas y más utilizadas en términos de tecnología [20]. Este tipo de tecnología tiene una buena relación costo-beneficio para una amplia gama de aplicaciones [20]. Sin embargo, presenta una densidad de energía relativamente baja, son pesadas y no soportan elevadas profundidades de descarga [20].

El sistema de almacenamiento en baterías posee diferentes aplicaciones en el sector eléctrico, entre ellos los sistemas aislados y regiones remotas. Debido a que estos sistemas son menos robustos comparados con los del SIN, es incluso posible que los beneficios obtenidos de la aplicación de esta tecnología en estos sistemas sean más significativos [19]. Normalmente, los sistemas aislados tanto en Brasil como a nivel mundial son suministrados por generadores a diésel y gracias al avance tecnológico se vuelve cada vez más atractiva la hibridación de esos sistemas, agregándose fuentes de generación renovable [19]. Estas fuentes de generación debido a su naturaleza variable tienen un límite máximo para su utilización, siendo así necesario que los generadores a diésel mantengan parte de la producción con la finalidad de mantener la confiabilidad y estabilidad del sistema [19]. La incorporación de las baterías en este sistema permite obtener un incremento en el aprovechamiento de estas fuentes renovables, obteniendo así mayor reducción en el consumo del combustible diésel, consecuentemente disminución de las emisiones.

Conforme la Nota Técnica realizada por la EPE [21], cuyo objetivo fue evaluar alternativas de suministro a sistemas aislados considerando la utilización de sistema híbridos compuestos por generadores a diésel y fotovoltaica, con y sin almacenamiento de energía mediante baterías, se obtuvo como resultado que para algunos casos podría ser económicamente ventajoso el uso de baterías junto con la generación solar fotovoltaica. En la misma Nota Técnica también fue realizada una parametrización de los costos CAPEX y O&M de cada componente de un sistema híbrido a ser instalado en la Amazonía Brasileira, el cual posteriormente será seguido para la elaboración del presente trabajo. Actualmente, el principal desafío de la utilización de esta tecnología en los sistemas aislados se debe a la falta de barreras regulatorias y comerciales, ya que las soluciones de suministro contratadas mediante subastas pueden contemplar proyectos híbridos, incluso con almacenamiento. Por otro lado, el elevado costo de generación en esas localidades ofrece una oportunidad para las tecnologías que continúan siendo poco competitivas en el sistema interconectado [19].

III. METODOLOGÍA SEGUIDA

Esta sección presenta la metodología utilizada para el dimensionamiento de una microrred aislada ubicada en la Amazonía brasileira que utiliza energía solar como fuente de generación. La metodología propuesta puede ser observada en el esquema mostrado en la Fig. 12.

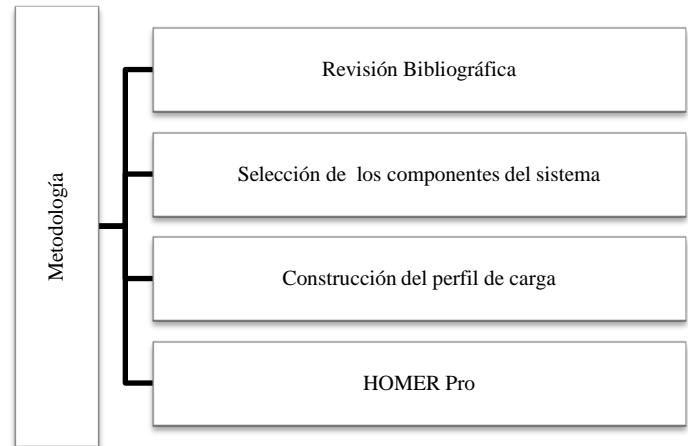


Fig. 12. Metodología propuesta.

A. HOMER Pro

El software de microrred HOMER Pro es una herramienta computacional que viene siendo utilizada en la optimización de proyectos de microrred en varios sectores. El software permite simplificar la tarea de evaluar proyectos para sistemas de energía conectados y desconectados de la red. Las principales funciones del software son la simulación, optimizar y análisis de sensibilidad [22].

- *Simulación*

El software HOMER Pro simula un sistema viable para todas las combinaciones posibles de los equipos utilizados por el usuario [22].

- *Optimización*

Los sistemas simulados son clasificados y filtrados según los criterios definidos previamente por el usuario [22].

- *Análisis de sensibilidad*

Esta etapa permite modelar el impacto de las variables que se encuentran fuera del control del usuario, como la velocidad del viento y costos de combustibles, y ver como el sistema ideal cambia debido a esas variaciones [22].

A través de los algoritmos de optimización y análisis de sensibilidad del software es posible evaluar con mayor facilidad las diferentes configuraciones posibles del sistema. A pesar de existir diferentes herramientas matemáticas, el HOMER Pro continúa siendo un software universalmente utilizado para el planeamiento de microrredes a largo plazo. A continuación, se describirá brevemente las etapas seguidas durante el dimensionamiento del sistema en el programa HOMER Pro que se muestran en la Fig. 13.

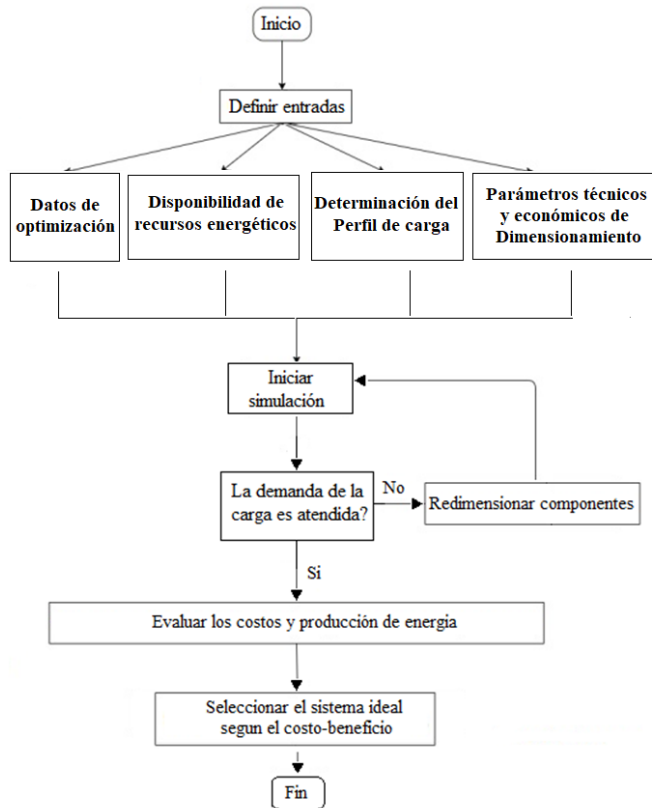


Fig. 13. Diagrama de flujo del dimensionamiento en HOMER Pro [7].

1) Variables de entrada en el software HOMER Pro

Para poder dar inicio a la simulación del sistema primero deben ser adicionadas algunas informaciones. Las variables que fueron adicionadas en este proyecto son: datos de optimización, disponibilidad de recursos energéticos, demanda de energía solicitada por la carga y costos de los componentes seleccionados.

a) Datos de optimización

Las hipótesis generales consideradas para el dimensionamiento del sistema son:

- Conforme [23], la tasa de descuento nominal es de 13,75% y la tasa de inflación esperada es de 7,71%.
- El sistema de generación debe ser capaz de atender todo el tiempo la carga al 100%.
- La vida útil de proyecto a ser considerada es de 25 años.
- Conforme [24], el precio del combustible oleo diésel en el Estado de Amazonas es de 5,4R\$/L. Aplicando la metodología propuesta por la EPE se incrementó un 10% al precio del combustible para cubrir costos de logística adicionales [21].
 - La degradación anual de los paneles fotovoltaicos será desconsiderada en el dimensionamiento.

Una vez efectuado el dimensionamiento y optimización de

los escenarios propuestos para el sistema, se llevará a cabo el respectivo análisis de viabilidad técnico-económico de los escenarios propuestos para así poder definir la que presenta mejores beneficios para el sistema seguido de un análisis de sensibilidad.

b) Disponibilidad de recursos energéticos

La disponibilidad de los recursos energéticos influencia directamente el comportamiento y la eficiencia del sistema, ya que son las fuentes las que determinan la producción y el tiempo de operación de las microrredes [7]. Como ya fue mencionado anteriormente, el sistema utiliza la energía solar como fuente de generación, por lo tanto, se debe realizar un análisis del potencial de generación solar del local de instalación del sistema. Eso puede ser obtenido ingresando las coordenadas geográficas del local al programa, que mediante la base de datos “NASA Prediction of Worldwide Energy Resource (power)” calcula el potencial de recursos solares mostrado en la TABLA 1 y Fig. 14 y el perfil de temperatura como se muestra en la TABLA 2 y Fig. 15.

TABLA 1
IRRADIACIÓN MEDIA MENSUAL Y ANUAL EN TUNUI

Irradiación media mensual (kWh/m ² /día)			
Enero	4,7	Julio	4,1
Febrero	4,53	Agosto	4,54
Marzo	4,61	Septiembre	4,82
Abril	4,4	Octubre	4,81
Mayo	4,1	Noviembre	4,59
Junio	3,93	Diciembre	4,52
Irradiación media anual (kWh/m ² /día): 4,42			

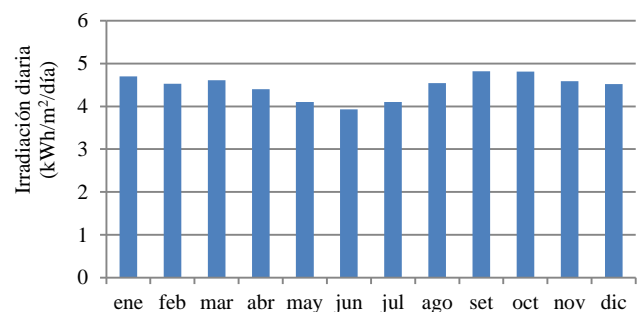


Fig. 14. Potencial de generación por la irradiación media mensual.

TABLA 2
TEMPERATURA MEDIA MENSUAL Y ANUAL EN TUNUI

Temperatura media mensual (°C)			
Enero	25,26	Julio	24,47
Febrero	25,33	Agosto	25
Marzo	25,44	Septiembre	25,31
Abril	25,3	Octubre	25,44
Mayo	24,96	Noviembre	25,41
Junio	24,6	Diciembre	25,34
Temperatura media anual (°C) : 25,16			

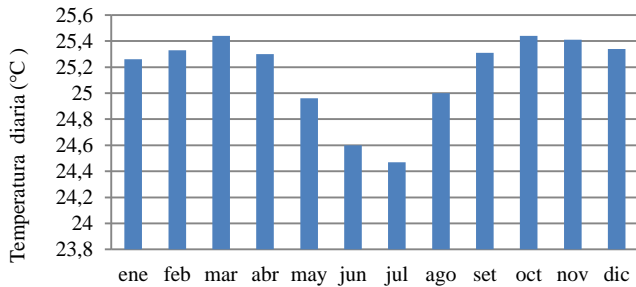


Fig. 15. Temperatura media mensual.

c) Determinación del Perfil de carga

La siguiente información a ser adicionado en el programa es referente a la demanda necesaria para el abastecimiento de la carga. Para determinar el perfil de carga fueron realizadas mediciones del consumo de energía en el local de instalación. Los datos fueron recolectados a partir del 28/06/2022 hasta el 13/07/2022. A partir de estos datos medidos se creó un archivo de formato valores separados por coma (CSV) para el consumo anual de energía que posteriormente fue insertado en el software HOMER Pro. Del programa se obtuvo que los datos medidos tienen una variabilidad diaria de 14,13% y variabilidad de paso de tiempo de 13,87%. El perfil diario y variaciones mensuales de la carga se muestran en la Fig. 16 y Fig. 17 respectivamente.

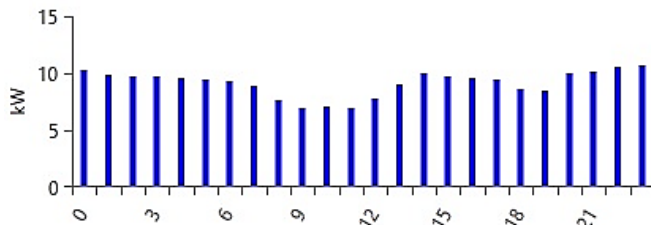


Fig. 16. Consumo diario de energía.

Conforme los valores medidos tenemos que la carga media del sistema es de 222,63 kWh/día, el pico de carga de 16,83 kW y junio es el mes pico de consumo.

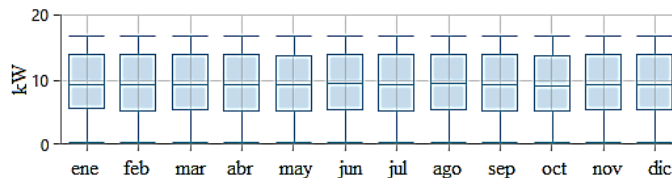


Fig. 17. Variación mensual de la carga.

d) Parámetros Técnicos-Económicos de Dimensionamiento

Como parámetro de la instalación actual tenemos que el sistema fotovoltaico debe tener una capacidad de generación de 187 kW y el generador a diésel utilizado como respaldo en el sistema tiene una capacidad nominal de 100kW. Los parámetros económicos, CAPEX, costo de reemplazo y costo de O&M de los componentes del sistema fueron determinados aplicando la parametrización realizada por la EPE en [21] donde se considera que el sistema tiene CAPEX fijo y costo de O&M fijo y variable. Algunos costos CAPEX y O&M son

comunes para cualquier configuración del sistema generador [21]. Conforme [21][25] el CAPEX total puede estar compuesto por grupos generadores de energía y sistemas auxiliares, elaboración de proyecto, adquisición de terreno, obras civiles, sistema de aterramiento, construcción de subestaciones y montaje electrónica. Para los costos de O&M fijos son citados: salario de operadores, reemplazo de piezas, manutención de las estructuras comunes [21][25].

De la parametrización realizada por la EPE en [21] se sabe que el CAPEX fijo representa el 65% del CAPEX total y el costo de O&M fijo es el 5% de ese valor. El restante 35% del CAPEX total es el costo del generador a diésel. El costo de reemplazo de los generadores a diésel es el 60% del costo del generador.

El generador a diésel seleccionado para el dimensionamiento del sistema pertenece a la serie GE 140 FSX de la marca MOSA [26]. Las características técnicas, consumo de combustible y parámetros económicos del generador a diésel utilizado para el dimensionamiento del sistema se muestran en la TABLA 3.

TABLA 3
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS, CONSUMO DE COMBUSTIBLE Y PARÁMETROS ECONÓMICOS DEL GENERADOR A DIÉSEL

Características Técnicas	
Potencia Nominal (kVA/kW)	125 / 100
Vida útil (h)	50000
Carga mínima (%)	20
Consumo de Combustible	
Porcentaje de carga (L/h)	
100 % PRP	26,3
75 % PRP	20,1
Autonomía (h)	
75 % PRP	11,5
Parámetros Económicos	
CAPEX Total R\$	415.994,28
CAPEX Fijo R\$	270.396,28
Costo del Generador R\$	145.598,00
Costo de reemplazo R\$	87.358,80
Costo de O&M Fijo R\$	13.519,81
Costo de O&M variable (R\$/op. h)	3,24
Costo de diésel (R\$/L) +10%	6

Conforme [21] el CAPEX del sistema fotovoltaico está compuesto por costos de, módulos fotovoltaicos, estructuras de soporte, controladores de carga y flete hasta el local de instalación. El costo de O&M debe ser aproximadamente 1% del costo CAPEX.

Conforme [17] [25] el costo específico CAPEX actual de un sistema fotovoltaico se encuentra en torno de 4000 R\$/kW a 4500 R\$/kW. Para el dimensionamiento del sistema se estará utilizando el costo de 4500 R\$/kW como parámetro económico de esta tecnología. Para el dimensionamiento se seleccionó el panel fotovoltaico modelo RS6C-P y fabricante RESUN. La TABLA 4 contiene información sobre los parámetros técnicos y económicos de los paneles fotovoltaicos a ser utilizados en el dimensionamiento del sistema [27].

TABLA 4
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y PARÁMETROS ECONÓMICOS
PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Características [27]	
Potencia nominal (W)	260
Potencia máxima (W)	192
Tensión de máxima potencia (V)	30,3
Corriente de máxima potencia (A)	8,58
Tensión de circuito abierto (V)	37,7
Corriente de corto circuito (A)	8,95
Eficiencia nominal (%)	16,1
Coefficiente de temperatura (%/°C)	-0,39
Temperatura de operación (°C)	45
Vida útil (años)	25
Degradación anual (%)	0,5
Parámetros Económicos	
Costo por panel fotovoltaico (R\$)	650,07
CAPEX (R\$/kW)	4500
Costo de reemplazo (R\$/kW)	4500
Costo de O&M (R\$/kW)	45

Conforme la parametrización realizada por la EPE en [21], el costo específico CAPEX de las baterías está compuesto por la compra transporte e instalación de las baterías siendo el 1% de ese valor el costo de O&M. Asumiendo que el costo de transporte e instalación es el mismo para ambas tecnologías de baterías, se estará utilizando como parámetro de dimensionamiento solamente el costo de compra de esta tecnología para así poder definir con mayor precisión la influencia de ese valor en la selección del sistema.

Los parámetros de dimensionamiento de las baterías de plomo-ácido seleccionadas para el dimensionamiento, que es la batería estacionaria Moura Solar 12MS234 (220Ah) [28], se muestran en la TABLA 5.

TABLA 5
PARÁMETROS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS DE
DISEÑAMIENTO DE LAS BATERÍAS PLOMO-ÁCIDO Y
BATERÍAS ION-LITIO

Batería de plomo-ácido	
Capacidad Nominal (Ah)	220
Capacidad Nominal (kWh)	2,64
Voltaje (V)	12
Número máximo de ciclos	1500
Profundidad de descarga (%)	50
CAPEX (R\$)	1580,07
Costo de reemplazo (R\$)	1580,07
Costo de O&M (R\$)	15,80
Batería de ion-litio	
Capacidad Nominal (kWh)	10
Voltaje (V)	48
Numero de ciclos	4000
Profundidad de descarga (%)	25
CAPEX (R\$)	22489
Costo de reemplazo (R\$)	22489
Costo de O&M (R\$/año)	224,49

Este tipo de batería fue específicamente diseñada para ser utilizadas en sistemas de energía solar fotovoltaica de pequeño y mediano porte [28]. Soporta elevadas temperaturas, puede ser utilizada en sistemas de 12 V, 24 V y 48 V y tiene bajos costos de O&M [28]. Esta batería tiene como función principal almacenar la energía generada por paneles fotovoltaicos.

La batería de ion-litio seleccionada es de tipo LiFePO₄ de la marca “Energy Source”. Son consideradas duraderas y pueden soportar elevadas y bajas temperaturas. Están diseñadas para soportar una profundidad de descarga máxima de 90%. Sus especificaciones técnicas y parámetros de dimensionamiento se muestran en la TABLA 5.

El componente controlador presente en el software HOMER Pro, permite especificar el funcionamiento del sistema durante la simulación [29]. Cada tipo de controlador utiliza un algoritmo de control único o una estrategia de despacho. Conforme [30] la estrategia de despacho puede ser definida como siendo: “Un conjunto de reglas que se utilizan para controlar el funcionamiento del generador y banco de baterías de almacenamiento siempre que no haya suficiente energía renovable para abastecer la carga”. HOMER Pro puede simular con sus respectivas descripciones. Las estrategias de despacho disponibles son:

- *Ciclo de carga (cycle charging - CC)*

Bajo la estrategia de carga cíclica, cada vez que es requerido un generador, funciona a plena capacidad y el excedente de energía carga el banco de baterías. La carga cíclica tiene la tendencia de ser óptima en sistemas con poca o ninguna energía renovable.

- *Seguimiento de carga (load following strategy - LF)*

Bajo la estrategia de seguimiento de carga, cuando se necesita un generador, produce solo la energía suficiente para satisfacer la demanda. El seguimiento de carga tiende a ser óptimo en sistemas con mucha energía renovable que a veces excede la carga.

- *Orden de Generador (generator order - GO)*

Bajo la estrategia de orden de generador, el software sigue un orden definido de combinaciones de generadores y usa la primera combinación en la lista que cumple con la capacidad operativa. Este tipo de estrategia solo admite sistemas con generadores, paneles fotovoltaicos y/o componentes de almacenamiento.

- *Despacho combinado (combined dispatch - CD)*

La estrategia de despacho combinado puede mejorar el rendimiento con respecto a las estrategias de despacho de ciclo de carga y seguimiento de carga al hacer un uso más eficiente del generador.

- *Despacho predictivo (predictive dispatch - PS)*

Bajo la estrategia de despacho predictivo, el algoritmo de despacho conoce la próxima demanda eléctrica y térmica, así

como la disponibilidad de recursos solares y eólicos. Con frecuencia producen resultados con costos operativos del sistema más bajos en comparación con otras estrategias de despacho en el software HOMER Pro.

2) Evaluación de los costos y producción de energía

Una vez estando definidas todas las variables de entrada, se da inicio a la simulación y optimización del sistema. Si la demanda de la carga no es atendida se debe redimensionar los componentes, caso contrario se deben evaluar los costos y producción de energía de los escenarios propuestos. Los costos a ser analizados son el costo actual neto total (total net present cost - NPC), costo nivelado de la energía (levelized cost of energy - LCOE) y costo de inversión inicial. Otras variables del sistema que también estarán siendo analizadas son la fracción renovable, consumo de diésel y el exceso de electricidad.

a) NPC

El NPC de un sistema es el valor actual de todos los costos en los que incurre el sistema durante su vida útil, menos el valor actual de todos los ingresos que obtiene durante su vida útil [31]. Los costos incluyen costos CAPEX, costos de reemplazo, costos de O&M, costos de combustible, sanciones por emisiones y los costos de comprar energía de la red [31]. Los ingresos incluyen el valor residual y los ingresos por ventas de la red [31]. HOMER calcula el NPC total sumando los flujos de caja descontados totales en cada año de la vida útil del proyecto [31]. El NPC total es el principal resultado económico de HOMER, el valor por el cual clasifica todas las configuraciones del sistema en los resultados de optimización y la base a partir de la cual calcula el costo total anualizado y el LCOE [31].

b) LCOE

El software HOMER define el LCOE como siendo el costo promedio por kWh de energía eléctrica útil producida por el sistema [32]. Para calcular el LCOE, HOMER divide el costo anualizado de producir electricidad, que es el costo anualizado total menos el costo de atender la carga térmica, entre la carga eléctrica total servida, utilizando la siguiente ecuación:

$$LCOE = \frac{C_{anual,total} - C_{caldera}H_{servida}}{E_{servida}} \quad (1)$$

Dónde:

$C_{anual,total}$: Costo anual total del sistema (\$/año)

$C_{caldera}$: Costo marginal de la caldera (\$/kWh)

$H_{servida}$: Carga térmica total servida (kWh/año)

$E_{servida}$: Carga eléctrica total servida (kWh/año)

c) Costo de Inversión Inicial

Es la suma de todos los costos realizados al inicio del proyecto. En este trabajo esta variable está compuesta por los

costos iniciales de paneles fotovoltaicos, generador a diésel, baterías, convertidores y otros.

d) Fracción Renovable

La fracción renovable es la fracción de la energía entregada a la carga que se originó a partir de fuentes de energía renovables. El software calcula la fracción renovable utilizando la siguiente ecuación:

$$f_{renovable} = 1 - \frac{E_{no,renovable} + H_{no,renovable}}{E_{servida} + H_{servida}} \quad (2)$$

Dónde:

$E_{no,renovable}$: Producción eléctrica no renovable (kWh/año)

$H_{no,renovable}$: Producción térmica no renovable (kWh/año)

$E_{servida}$: Carga eléctrica total servida (kWh/año)

$H_{servida}$: Carga térmica total servida (kWh/año)

e) Consumo de Diésel

El costo del combustible del generador es el costo anual de alimentar el generador. HOMER calcula este valor multiplicando el precio del combustible por la cantidad de combustible utilizado por el generador en un año.

f) Exceso de Electricidad

El exceso de electricidad es un excedente de energía eléctrica que se debe desechar porque no se puede utilizar para alimentar una carga o cargar baterías. El exceso de electricidad ocurre cuando se produce un excedente de energía y las baterías no pueden absorberlo todo. La fracción de exceso de electricidad, que es la relación entre el exceso de electricidad total y la producción eléctrica total, es calculada por el software HOMER al final de cada simulación utilizando la siguiente ecuación:

$$f_{exceso} = \frac{E_{exceso}}{E_{producida}} \quad (3)$$

Dónde:

E_{exceso} : Exceso total de electricidad (kWh/año)

$E_{producida}$: Producción total de energía eléctrica (kWh/año)

IV. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Considerando las hipótesis generales definidas en la descripción del proyecto y los diferentes parámetros técnicos y económicos de los componentes del sistema, se llevó a cabo la simulación y optimización del sistema para cada uno de los escenarios propuestos. Los resultados obtenidos, que posteriormente serán comparados para definir la configuración que presente mejores condiciones técnico-económicas para el sistema, se muestran en la TABLA 6.

Como información general del proyecto sabemos que la potencia del sistema fotovoltaico y generador a diésel debe ser de 187 kW y 100 kW respectivamente. Por lo tanto, para los tres escenarios propuestos esos valores permanecen constantes como se muestra la TABLA 6. De los resultados obtenidos de

la simulación sabemos que para el escenario 2, que utiliza las baterías de ion-litio como sistema de almacenamiento, son necesarias 22 unidades baterías y el conversor debe tener una capacidad de 27,3 kW. Por otro lado, para el escenario 3, que utiliza baterías de plomo-ácido como sistema de almacenamiento, son necesarias 192 unidades de baterías para conseguir abastecer la energía necesaria al sistema.

TABLA 6
RESULTADOS DE OPTIMIZACIÓN OBTENIDOS PARA DIÉSEL A 6R\$/L

Escenario		E1	E2	E3
Arquitectura	Paneles fotovoltaicos (kW)	187	187	187
	Generador a diésel (kW)	100	100	100
	Ion-litio (#)	-	22	-
	Plomo -ácido (#)	-	-	192
	Conversor (kW)	-	27,30	33,20
	Estrategia de despacho	CD	CD	CD
Costo	NPC (R\$)	3,57 M	2,33 M	2,14 M
	LCOE (R\$/kWh)	3,31	2,16	1,99
	Inversión inicial (R\$)	1,26 M	1,78 M	1,59 M
Sistema	Fracción renovable (%)	34,70	95,30	96,80
	Consumo de Diésel (L/año)	21.796	1.488	1.056
	Exceso de electricidad (%)	69,80	57,40	53,90

Para los tres escenarios propuestos, el software HOMER calculó que la mejor estrategia de despacho a ser seguida por el sistema es la estrategia de CD. Para analizar los parámetros de costos y de sistema se llevara a cabo un criterio de comparación de las variables para cada escenario propuesto. Los criterios de comparación a ser analizados de los escenarios optimizados son: NPC, LCOE, consumo de diésel, fracción renovable y exceso de electricidad.

A. NPC

En la Fig. 18 que muestra la comparación del NPC de los escenarios analizados, podemos observar que el escenario 1 tiene el valor más elevado seguido por el escenario 2 cuyo valor es 34,73 % menor que el valor del escenario 1. El escenario que presenta menor valor NPC es el escenario 3 siendo este 40% menor que el NPC del escenario 1.

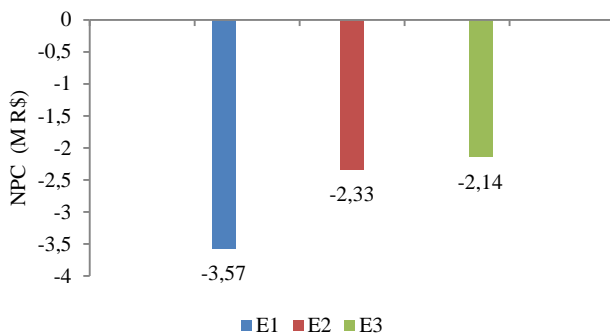


Fig. 18. NPC para diesel a 6 R\$/L.

B. LCOE

El costo nivelado de energía, que es el costo de la electricidad útil producida por el sistema, se muestra en la Fig. 19. Mediante este criterio de comparación podemos observar que el escenario 1 es el que presenta un LCOE mayor. El LCOE de los escenarios 2 y 3 son 34,74% y 39,88% respectivamente menor que el LCOE del escenario 1. Esa disminución del LCOE se debe a la incorporación del sistema de almacenamiento en baterías en esos escenarios.

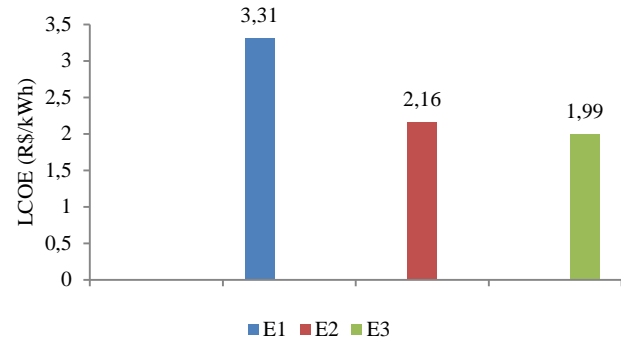


Fig. 19. LCOE para diésel a 6 R\$/L.

C. Consumo de Combustible

El siguiente criterio a ser comparado es el consumo de combustible diésel, ya que a menor consumo de combustible se tiene una mayor fracción renovable y por consiguiente menores costos de combustible. De la Fig. 20 tenemos que el escenario que presenta mayor consumo de combustible es el escenario 1. Para los escenarios 2 y 3 que cuentan con un sistema de almacenamiento en banco de baterías, se observa una drástica disminución del consumo de combustible, siendo ese valor 93,17% y 95,16% menor al consumo de combustible del escenario 1 respectivamente.

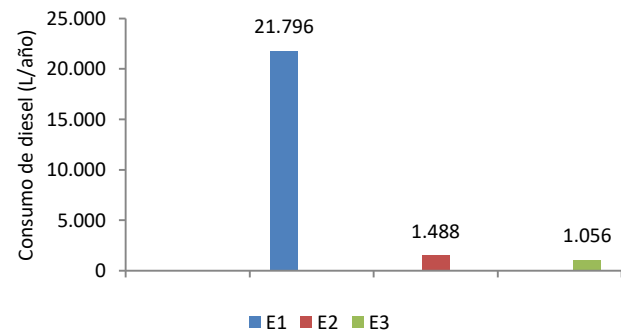


Fig. 20. Consumo de Combustible para diésel a 6 R\$/L.

D. Fracción Renovable

En la Fig. 21, que muestra la fracción renovable del sistema para cada escenario, podemos observar que el escenario 1 es el que presenta una menor fracción renovable, siendo ese valor de 34,70%. Para los escenarios 2 y 3 podemos observar un incremento en su fracción renovable, esto debido a la disminución del consumo de combustible en estos escenarios.

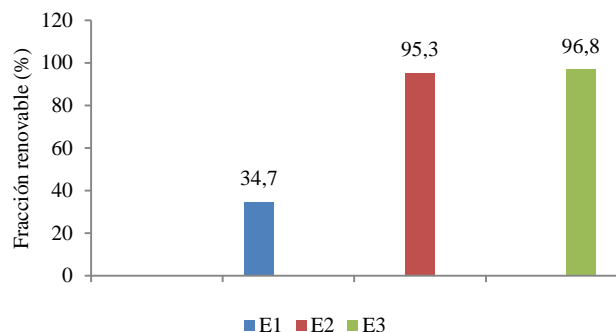


Fig. 21. Fracción Renovable para diésel a 6 R\$/L.

E. Exceso de Electricidad

El último criterio a ser comparado es el exceso de electricidad. En la Fig. 22 se muestra que el escenario que presenta mayor exceso de electricidad es el escenario 1, esto se debe a que el sistema no cuenta con un sistema de almacenamiento, por lo tanto, la energía eléctrica excedente producida no puede ser aprovechada. En los escenarios 2 y 3 el exceso de electricidad disminuye, esto debido a la incorporación del sistema de almacenamiento.

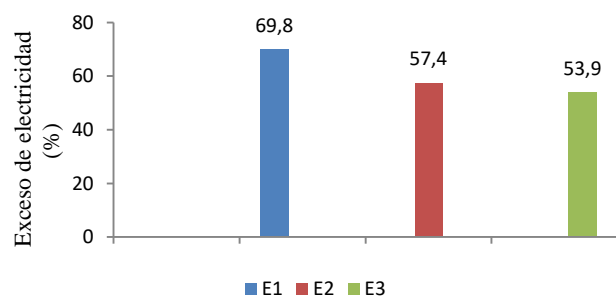


Fig. 22. Exceso de electricidad para diésel a 6 R\$/L.

Analizando todos los criterios de comparación realizados en los escenarios, podemos observar que el escenario 3 presenta mejores parámetros de costos y sistema cuando comparada con los otros 2 escenarios. Por lo tanto, será el escenario seleccionado para ser analizado posteriormente.

F. Inserción de sistema fotovoltaico con baterías de plomo-ácido

1) Caja de flujo

La caja de flujo total del proyecto para el escenario seleccionado que se muestra en la TABLA 7 contiene un

resumen de todos los gastos realizados a lo largo de la vida útil del proyecto. La columna capital contiene valores del gasto inicial de cada componente del sistema al inicio de proyecto. La columna reemplazo, contiene el costo de los componentes que fueron reemplazados a lo largo de la vida útil del proyecto. En la TABLA 7 podemos observar que los únicos componentes que fueron reemplazados son las baterías y convertidores. La columna de O&M contiene los gastos realizados durante la operación y mantenimiento de los componentes del sistema. La columna diésel contiene el valor del costo del combustible diésel utilizado durante la vida útil del proyecto. La columna de valor residual contiene información del valor que queda en un componente del sistema de energía al final de la vida útil del proyecto. HOMER asume la depreciación lineal de los componentes, lo que significa que el valor residual de un componente es directamente proporcional a su vida útil restante. La última columna de la TABLA 7 contiene los valores totales de los gastos realizados por cada componente durante la vida útil del proyecto.

En la Fig. 23 podemos observar que el mayor gasto realizado es al inicio del proyecto, siendo este valor el 73,07% del gasto total, esto se debe principalmente al elevado costo inicial del sistema fotovoltaico, seguida por el costo de las baterías, generador a diésel y otros. El gasto realizado para reemplazar los componentes del sistema representa el 6,27% del gasto total, corresponde principalmente al reemplazo de las baterías de plomo ácido y convertidores. Los costos de O&M representan el 15,85% del gasto total del sistema y por último tenemos que el 3,85% representa el gasto realizado por el consumo de combustible diésel.

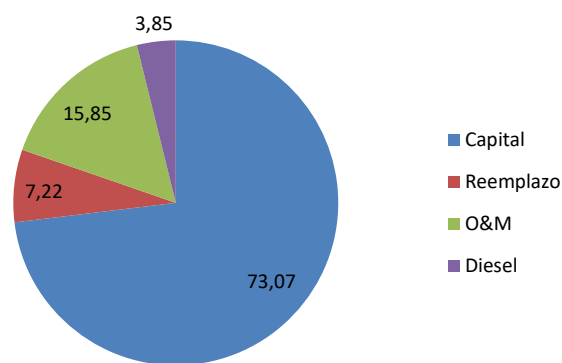


Fig. 23. Costos totales por tipo de costo

TABLA 7
COSTO PRESENTE NETO POR TIPO DE COMPONENTE Y POR TIPO DE COSTO PARA DIÉSEL A 6 R\$/L

Componente	Capital (R\$)	Reemplazo (R\$)	O&M (R\$)	Diésel (R\$)	Valor residual (R\$)	Total (R\$)
Paneles fotovoltaicos	841.500,00	0,00	111.701,96	0,00	0,00	953.201,96
Generador diésel	145.598,00	0,00	10.020,92	84.095,20	-19.730,07	219.984,04
Batería	303.373,40	142.774,13	40.268,46	0,00	-14.753,63	471.662,36
Convertor	33.250,00	14.667,66	4.413,65	0,00	-2.833,26	49.498,06
Otros	270.396,28	0,00	179.464,02	0,00	0,00	449.860,30
Sistema	1.594.117,68	157.441,80	345.869,02	84.095,20	-37.316,96	2.144.206,73

2) Producción de Energía Eléctrica

La producción de energía eléctrica total es la cantidad total de energía eléctrica producida por el sistema eléctrico en un año. La producción de energía eléctrica en el presente trabajo es realizada por el sistema fotovoltaico y el generador a diésel, como muestra la Fig. 24.

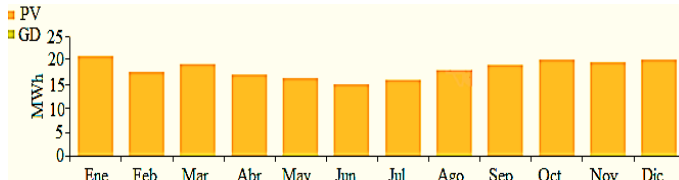


Fig. 24. Producción de Energía Eléctrica Anual para diésel a 6 R\$/L.

De los resultados de optimización obtenidos por el software HOMER tenemos que la producción de energía eléctrica anual media del sistema es de 218.421 kWh/año. La carga tiene un consumo medio anual de 81.260 kWh/año, valor que representa el 37,2% de la energía eléctrica anual media producida por el sistema. El exceso de electricidad del sistema es de 117.789 kWh/año y representa el 53,9% de la producción de energía eléctrica anual media del sistema. El restante 8,9% son las pérdidas de energía eléctricas ocurridas en las baterías y convertidores del sistema.

3) Sistema Fotovoltaico

El sistema fotovoltaico de 187 kW de capacidad nominal presenta una salida media de 24,6 kW o 591 kWh/día, factor de capacidad de 13,2% y una producción total de 215.800 kWh/año.

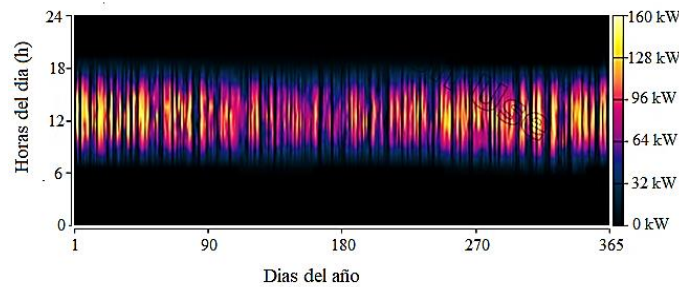


Fig. 25. Producción del sistema fotovoltaico para diésel a 6 R\$/L.

Los paneles fotovoltaicos para producir energía eléctrica precisan de la radiación solar, por lo tanto, la producción de energía de este componente es intermitente y está limitada a horarios diurnos. Su horario normal de funcionamiento ocurre aproximadamente entre las 7 h a 18 h del día a lo largo del año, como muestra la Fig. 25. Durante los 3 primeros meses y 4 últimos meses del año, el sistema llega cerca de su producción máxima con más frecuencia, ya que son los meses que cuentan con mayor radiación solar.

4) Generador a Diésel

Los días en los cuales la radiación solar es baja y no sea posible abastecer el sistema con el banco de baterías, debe entrar en operación el generador a diésel como respaldo del sistema. El generador opera principalmente cuando no existe

producción de energía fotovoltaica. En la Fig. 26 es posible observar las horas del día que el generador a diésel es puesto en operación a lo largo del año.

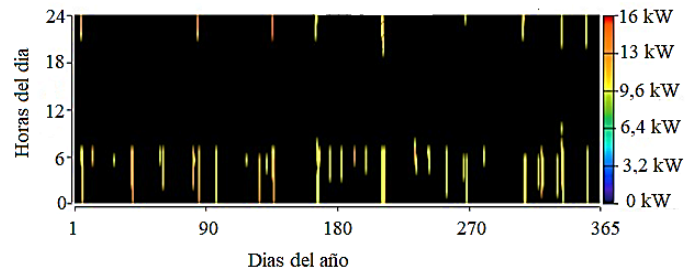


Fig. 26. Producción del Generador a diésel para diésel a 6 R\$/L.

Se puede observar que en días con poca radiación solar la energía producida por el sistema fotovoltaico no es suficiente para abastecer el sistema, por lo tanto, es accionado el generador a diésel, cuyo horario de funcionamiento ocurre principalmente entre la 18:00 - 07:00 h. El generador a diésel entra en operación 236 h/año con una producción media de electricidad de 11,1 kW, producción de electricidad anual de 2.620 kWh/año y tiene un consumo total combustible de 1056 L.

La Fig. 27 muestra el consumo de combustible del generador a diésel en sus horas de funcionamiento durante todo el año. Se puede ver que el consumo de combustible es realizado durante el estado de operación del generador a diésel. También es posible observar que el consumo medio de combustible diésel del generador se encuentra aproximadamente entre los 3,6 L/h.

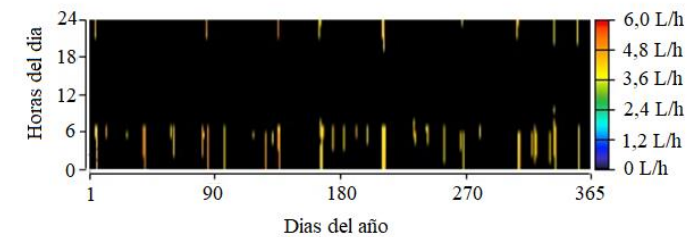


Fig. 27. Consumo de combustible para diésel a 6 R\$/L.

5) Sistema de Almacenamiento en Banco de Baterías

El principal problema de la generación de energía eléctrica fotovoltaica, además de su variabilidad, es el hecho de no conseguir garantizar que la producción de energía acontezca al mismo tiempo que el consumo. El sistema de almacenamiento de energía en baterías es una opción para resolver este problema.

El sistema de almacenamiento en baterías es adicionado justamente para aprovechar ese exceso de energía eléctrica producida por el sistema. En los horarios del día que cuentan con una elevada radiación solar, el sistema es abastecido solamente por los paneles fotovoltaicos y el exceso de energía es utilizado para cargar el sistema de almacenamiento.

En la Fig. 28, que muestran la frecuencia del estado de carga, el estado de carga diario y el estado de carga medio mensual del banco de baterías, se puede observar que la frecuencia de estado de carga del banco de batería es aproximadamente su estado de carga máxima superior al 90%.

El estado de carga medio mensual del banco de baterías permanece más o menos uniforme a lo largo del año de operación, variando aproximadamente entre el 60% y 90%.

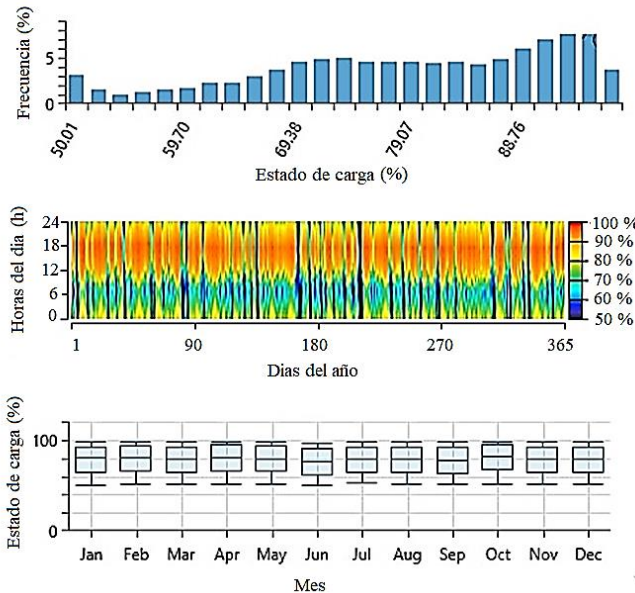


Fig. 28. Frecuencia del estado de carga, estado de carga medio mensual y estado de carga diario del banco de baterías en el año 1 para diésel a 6 R\$/L.

De la Fig. 28 notamos que el banco de baterías alcanza su estado de carga mínimo aproximadamente entre las 5-7 h y su máximo estado de carga se encuentra frecuentemente entre las 12 - 19 h la mayor parte del tiempo.

6) Perfil de carga y estrategia de despacho

De los resultados de optimización obtenidos para el sistema escogido se tiene que la estrategia de despacho más adecuada para el sistema es la de despacho combinado. El exceso de electricidad del sistema fotovoltaico siempre es utilizado para cargar las baterías caso sea posible. Sin embargo, una de las decisiones fundamentales que debe tomar la estrategia de despacho es cuando es más conveniente realizar la carga del banco de baterías con el generador a diésel, para ello utiliza la carga neta actual que es la carga menos la generación renovable.

La estrategia de CC es utilizada cuando la carga neta es baja y la estrategia de LF se utiliza cuando la carga neta es alta. Mediante la carga cíclica durante los periodos de carga neta baja, ayuda a evitar el uso del generador con cargas bajas. Para optimizar la decisión de atender la carga neta, la estrategia de despacho compara el costo de cargar batería utilizando el generador a diésel con el costo de cargar la batería utilizando el exceso de electricidad en el paso de tiempo actual. Para la estrategia de CC y LF, la carga neta puede ser atendida de tres formas:

a) Primera opción de despacho:

La carga neta es abastecida por completo con el banco de baterías.

b) Segunda opción de despacho:

La carga neta es suministrada con un generador que se acelera para cargar la batería tanto como sea posible.

c) Tercera opción de despacho:

La carga neta es atendida con un generador que funciona a una potencia suficiente para solo atender la carga.

Para cada una de estas tres opciones, la estrategia de despacho combinado calcula y selecciona la opción de despacho de menor costo en cada paso de tiempo.

Una simulación que utiliza la estrategia de despacho combinado como controlador tiene las siguientes columnas de serie de tiempo para interpretar que estrategia de despacho está siendo utilizada en un determinado paso de tiempo.

- Zona = 1; para ciclo de carga
- Zona = 2; para seguimiento de carga
- Zona = 3; solo para generador a diésel
- Zona = 4; solo para batería

Para tener un mejor entendimiento del funcionamiento de la estrategia de despacho seguida por el controlador, la Fig. 29 muestran el perfil de carga y la estrategia de despacho.

De la Fig. 29 se observa que entre las 2-6 h del 19 de junio la zona de despacho es igual a 2, eso quiere decir que en ese intervalo de tiempo el controlador sigue la estrategia de seguimiento de carga, por tanto, el abastecimiento pasa a ser realizado solamente por el generador a diésel. Siguiendo con el perfil de carga tenemos que entre las 6-7 h el sistema pasa a ser abastecido tanto por el generador a diésel como por el sistema fotovoltaico. A partir de las 7 h la carga es abastecida solamente por el sistema fotovoltaico hasta las 15 h y el exceso de electricidad es utilizada para realizar el cargamento del banco de baterías. Entre las 15 -16 h pasa a ser utilizado el banco de baterías junto al sistema fotovoltaico. A partir de 16 h del 19 de junio hasta 4 h del 20 de junio se tiene que la zona de despacho es igual a 4, por lo tanto, en ese intervalo de tiempo la demanda es abastecida solamente por el banco de baterías.

G. Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad del sistema será realizado considerando los siguientes parámetros: precio del combustible diésel, precio de las baterías y vida útil de las baterías. En vista del constante aumento del precio de óleo diésel en los últimos años e incremento de este valor en regiones aisladas de la Amazonía Brasileira, se utilizaron para el análisis de sensibilidad valores entre 2-50 R\$/L de óleo diésel. Debido a que la batería de plomo-ácido es una tecnología antigua, se encuentra bien desarrollada, por lo tanto, se considerará que no habrá una variación considerable futuramente en su precio y vida útil, así, la única tecnología de batería utilizada en el análisis de sensibilidad será la batería ion-litio.

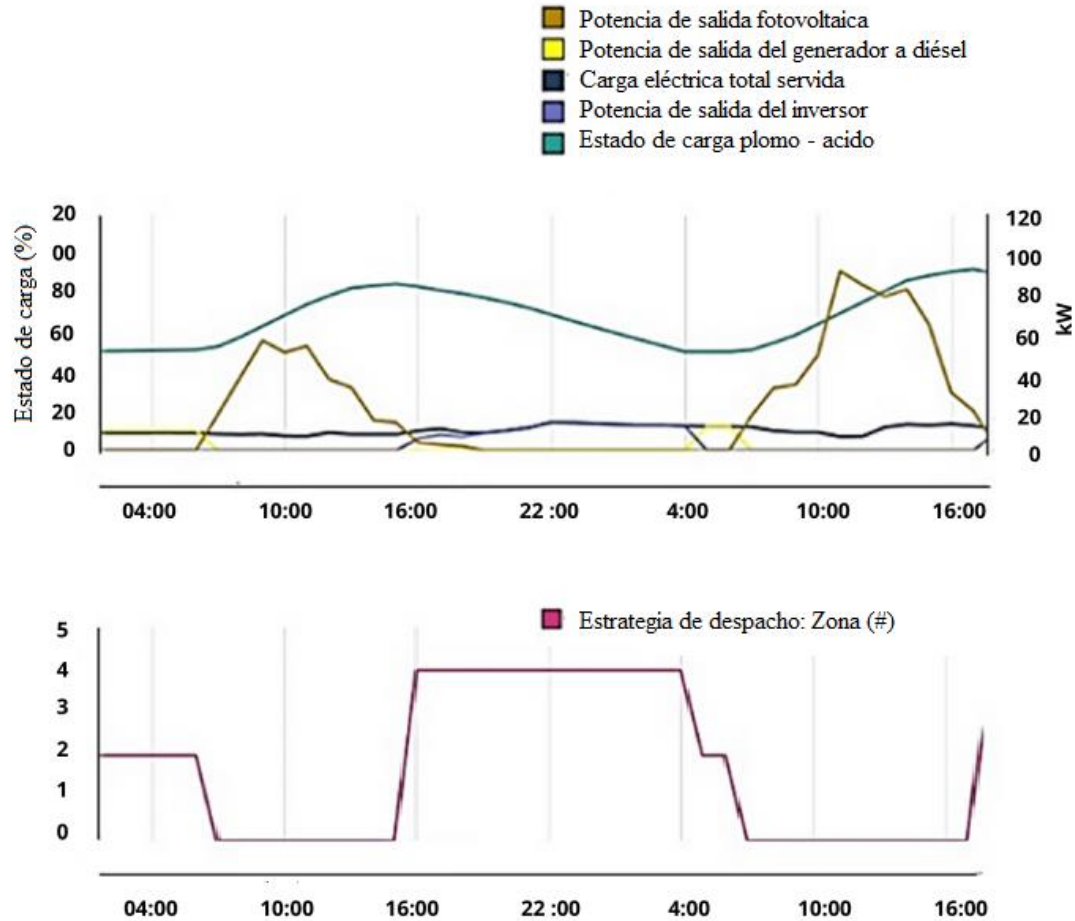


Fig. 29 Perfil de carga y estrategia de despacho del sistema.

Considerando la disminución esperada del precio de esta tecnología en los próximos años, para el análisis de sensibilidad se utilizará una disminución mínima del 50% para el precio de las baterías de ion-litio y un incremento máximo del 50%. Para la vida útil de las baterías se considerará una variación de +20% y -20%.

La Fig. 30 muestra la arquitectura optimizada del sistema, considerando que la vida útil de las baterías de litio es de a) 40.000 kWh, b) 32.000 kWh y c) 48.000 kWh. De la cual podemos observar la influencia del precio del óleo diésel, porcentaje de disminución del precio de las baterías y vida útil de las baterías en la selección del sistema.

Considerando que la vida útil de las baterías de ion-litio es de 40.000 kWh y para el precio del diésel, siendo 6 R\$/L, que es el precio utilizado en la optimización del sistema, podemos observar que el precio de las baterías de ion-litio precisan disminuir aproximadamente 30% su costo actual para que puedan ser consideradas una mejor alternativa que las baterías de plomo-ácido. Si se considera el aumento constante del precio del óleo diésel, las baterías de ion-litio precisarían disminuir en mayor porcentaje su costo para tornarse más viables que las baterías de plomo-ácido.

De la Fig. 30, que también muestra la arquitectura optimizada del sistema, considerando que la vida útil de las baterías de ion-litio tuvo una disminución de 20%, podemos observar en el inciso b) que para el precio del diésel siendo 6 R\$/L, el precio de las baterías de ion-litio precisa disminuir aproximadamente 40% su costo actual para que pueda ser considerada una mejor alternativa que la batería de plomo-ácido. También es posible observar que para elevados valores del precio del diésel el porcentaje de disminución del costo de las baterías de ion-litio sufre una pequeña disminución.

Por otro lado, para un aumento de 20% en su vida útil y precio del diésel, siendo 6 R\$/L como muestra el inciso c) de la Fig. 30, el precio de las baterías de ion-litio precisa de una disminución menor cuando comparadas con los dos casos anteriores, siendo este valor aproximadamente un 20%, para poder ser consideradas más viables que las baterías de plomo-ácido. También es posible observar que para elevados valores del precio del diésel el porcentaje de disminución del precio de las baterías de ion-litio incrementa considerablemente, alcanzado aproximadamente un 30% para diésel estando a 50 R\$/L.

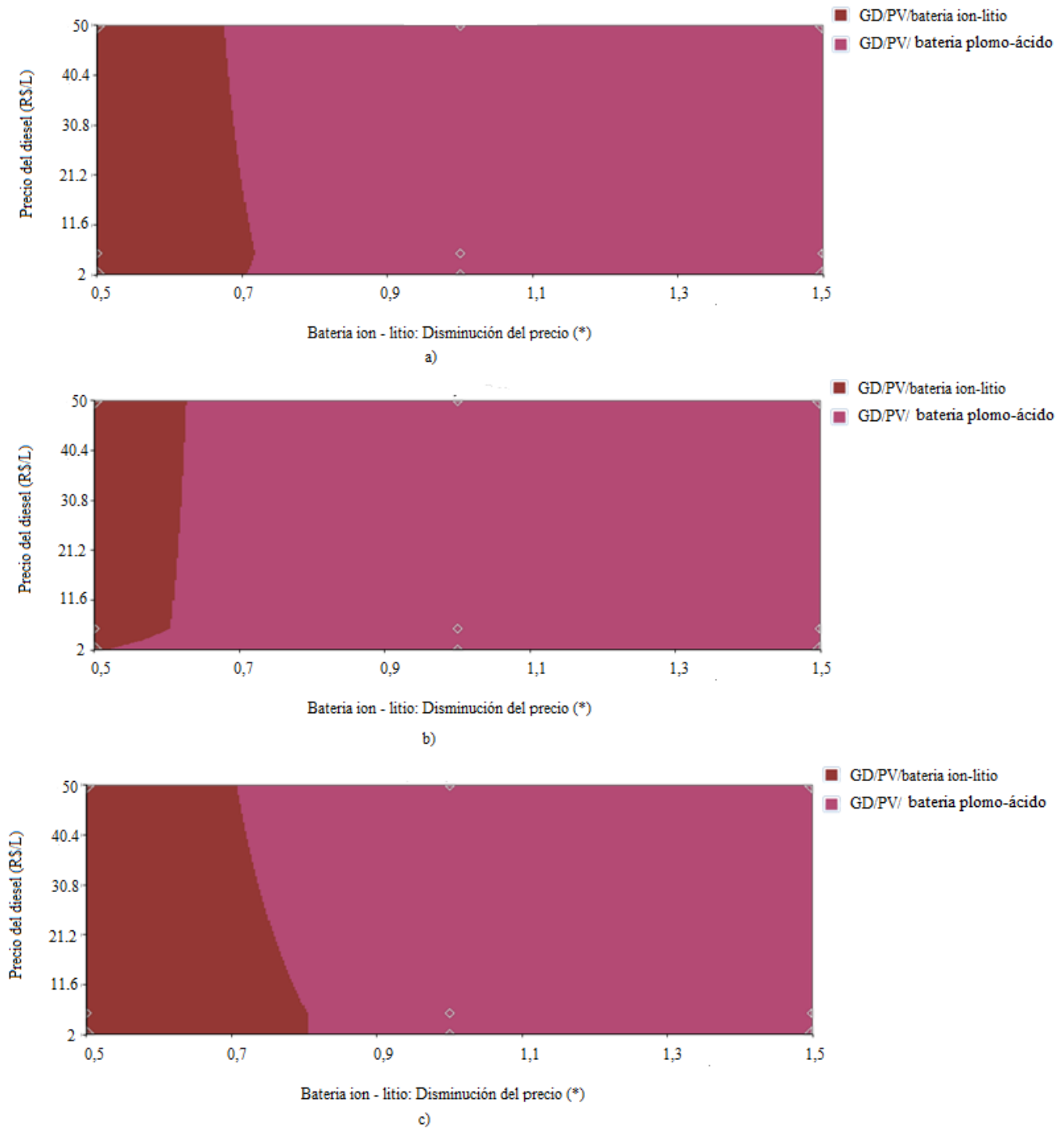


Fig. 30. Análisis de Sensibilidad para vida útil de las baterías ion-litio igual a a) 40.000 kWh, b) 32.000 kWh y c) 48.000 kWh.

V. CONCLUSIÓN

Suministrar energía eléctrica a las regiones aisladas del país mediante el Sistema Interconectado Nacional es muy complicado. Esto debido a una serie de problemas, entre ellos su ubicación geográfica. El difícil acceso a esas localidades torna casi imposible el abastecimiento de energía eléctrica de manera convencional, por lo tanto, se debe buscar otras opciones que ayuden a solucionar este problema. Una de esas

soluciones es la implantación de microrredes descentralizadas, esta solución permite que pequeños generadores de energía sean instalados cerca del local de consumo. Frecuentemente debido a su facilidad de instalación y una serie de beneficios, la tecnología que es mayormente utilizada por los sistemas aislados es el generador a diésel. Sin embargo, en contrapartida el precio del combustible utilizado es elevado y continúa incrementando año tras año, siendo, por lo tanto, necesario buscar otras alternativas a ser utilizadas. Una

solución a este problema es la incorporación de generadores renovables de energía, como ser, los sistemas fotovoltaicos.

En este trabajo se realizó el dimensionamiento de un sistema híbrido para una comunidad aislada ubicada en la Amazonía Brasileira utilizando la herramienta computacional HOMER Pro. Fueron analizados 3 escenarios posibles de suministro de energía eléctrica para la localidad. Fueron analizados los diferentes parámetros obtenidos en los resultados de cada tecnología de almacenamiento para así poder definir y escoger la tecnología más adecuada para el sistema.

Considerando las hipótesis propuestas y parámetros técnicos y económicos de dimensionamiento, se obtuvo de los resultados de la simulación y optimización que, para el diésel estando a 6 R\$/L, la tecnología más adecuada a ser utilizada en el sistema es la batería de plomo-ácido. Sin embargo, en las regiones remotas de la Amazonía Brasileira, el precio del combustible diésel sufre un incremento considerable debido a las dificultades para transportar el combustible a estas localidades. Por lo tanto, se realizó el respectivo análisis de sensibilidad para poder analizar la influencia de los parámetros en la selección del escenario a ser utilizado por el sistema. Las variables que fueron analizadas son el precio de combustible diésel, precio de la batería ion-litio y vida útil de la batería ion-litio.

Del análisis de sensibilidad realizado se pudo observar que para elevados valores del costo de óleo diésel, las baterías de ion-litio precisan disminuir aproximadamente entre 30 - 40% su costo actual en las tres opciones del tiempo de vida de las baterías. Por lo tanto, se obtuvo como resultado que para elevados valores del combustible diésel, la tecnología que presenta mejores parámetros técnicos y económicos para el sistema es la batería de plomo-ácido.

A. Trabajos Futuros

Con la elaboración del presente trabajo son realizadas las siguientes sugerencias de posibles trabajos futuros

- Analizar la influencia del aumento de la carga anual en el dimensionamiento de microrredes.
- Realizar el desenvolvimiento de proyectos en microrredes que utilicen otras fuentes de generación renovable, como la eólica, biomasa entre otros.
- Realizar un análisis de viabilidad técnico económico de microrredes que utilicen otras tecnologías como sistemas de almacenamiento, como el almacenamiento de energía basado en hidrogeno.
- Analizar la posibilidad de que las microrrede aisladas puedan ser conectadas futuramente a la red.
- Realizar el dimensionamiento de microrredes que tengan cargas eléctricas y cargas térmicas para ser abastecidas.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

- [1] V. Marinakis and H. Doukas, "An advanced IoT-based system for intelligent energy management in buildings," *Sensors*, vol. 18, no. 2, pp. 1–16, 2018.
- [2] F. B. Gasparin, V. O. D. de Lima, D. H. Micheletti, and E. L. K. Burin, "A Influência de Políticas Públicas para o Progresso da Geração Solar Fotovoltaica e Diversificação da Matriz Energética Brasileira," *Revista Virtual de Química*, vol. 14, no. 1, Palotina, pp. 77–81, 2022.
- [3] O. Y. E. Poço, Victor Lourenço Puppo do; Albarraçin, "Previsão da demanda energética no submercado de energia sudeste / centro-oeste," Escola de Engenharia Mackenzie (EE), 2021.
- [4] C. C. Leite and V. de Sousa, "Exclusão Elétrica na Amazônia Legal: quem ainda está sem Acesso à Energia Elétrica?," São Paulo (SP), 2020.
- [5] E. Brown *et al.*, "Feasibility of hybrid in-stream generator-photovoltaic systems for Amazonian off-grid communities," *PNAS Nexus*, vol. 1, no. 3, pp. 1–9, 2022.
- [6] T. S. Ustun, "The importance of microgrids & renewable energy in meeting energy needs of the Brazilian Amazon," in *2016 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon)*, 2016, pp. 1–6.
- [7] N. R. de Melo, "Dimensionamento e simulação de uma microrrede utilizando geração conjunta eólica/solar aplicada em um condomínio residencial na cidade de Janaúba/MG," Instituto Federal De Minas Gerais – Campus Formiga, 2016.
- [8] C. Sharmeela, P. Sivaraman, P. Sanjeevikumar, and J. B. Holm-Nielsen, *Microgrid Technologies*, 1st ed. Beverly: Scrivener, 2021.
- [9] R. Wang, P. Wang, and G. Xiao, *Intelligent microgrid management and EV control under uncertainties in smart grid*, 1st ed. Singapore: Springer Nature, 2018.
- [10] M. S. Mahmoud, S. Azher Hussain, and M. A. Abido, "Modeling and control of microgrid: An overview," *J. Franklin Inst.*, vol. 351, no. 5, pp. 2822–2859, 2014.
- [11] J. M. Clairand, H. Chinchero-Villacis, X. Serrano-Guerrero, and A. Gonzalez-Zumba, "Microgrids as Electrification Alternatives for the Amazon Region in Ecuador," in *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Asia*, 2019, pp. 4286–4291.
- [12] E. Kalamaras, M. Belekoukia, Z. Lin, B. Xu, H. Wang, and J. Xuan, "Techno-economic Assessment of a Hybrid Off-grid DC System for Combined Heat and Power Generation in Remote Islands," *Energy Procedia*, vol. 158, pp. 6315–6320, 2019.
- [13] F. Dawood, G. M. Shafiullah, and M. Anda, "Stand-alone microgrid with 100% renewable energy: A case study with hybrid solar pv-battery-hydrogen," *Sustainability*, vol. 12, no. 5, p. 17, 2020.
- [14] W. de J. Holguín and E. Henao, "Desarrollo De Proyecto Pv Usando El Software Homer Pro," Instituto Tecnológico Metropolitano, 2019.
- [15] H. Witt, "Investigating the viability of lithium-ion battery - fuel cell hybrid systems," Faculty of Science and Technology Department, 2020.
- [16] S. R. Ramos, "Optimização de um sistema híbrido off-grid PV , Gerador Diesel e Baterias," Universidad de Lisboa, 2016.
- [17] EPE, "Caderno de preços de geração 2021," Brasília, 2021.
- [18] S. Chowdhury, S. P. Chowdhury, and P. Crossley, *Microgrids and active distribution networks*. London, United Kingdom: The

Institution of Engineering and Technology, 2009.

- [19] EPE, “Sistemas de Armazenamento em Baterias: Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento,” Brasília, 2019.
- [20] IREMA, “Electricity storage and renewables : costs and markets to 2030,” 2017.
- [21] EPE, “Sistemas Isolados - Energia solar para suprimento de sistemas isolados do Amazonas,” Brasília, 2016.
- [22] E. Homer, “Welcome to HOMER,” 2021. [Online]. Available: <https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/index.html>.
- [23] Brasil Interest Rate, “TRADING ECONOMICS,” 2022. [Online]. Available: <https://tradingeconomics.com/brazil/interest-rate#:~:text=Brazil Maintains Interest Rate at 13.75%25&text=as widely expected.-,Brazil's inflation eased further to 7.71%25 in September of 2022,%2C and 2.8%25 for 2024.> [Accessed: 01-Dec-2022].
- [24] PETROBRAS, “Precio de óleo diésel.” [Online]. Available: <https://precos.petrobras.com.br/web/precos-dos-combustiveis/w/diesel/am>. [Accessed: 01-Dec-2022].
- [25] N. de Castro *et al.*, “Brasil: Transição Energética Texto de Discussão do Setor Elétrico,” Rio de Janeiro, 2022.
- [26] MOSA Energy, “Manual De Uso Y Mantenimiento,” España, 2016.
- [27] RESUN, “PAINEL SOLAR 260W RESUN - RS6C-P,” Yongshan, China.
- [28] MOURA, “Catálogo de Produtos,” Brasil, 2022.
- [29] HOMER Pro, “Controller.” [Online]. Available: <https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/controller.html>.
- [30] HOMER Pro, “Dispatch Strategy.” [Online]. Available: https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/dispatch_strategy.html. [Accessed: 01-Dec-2022].
- [31] HOMER, “Total Net Present Cost.” [Online]. Available: https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/total_net_present_cost.html. [Accessed: 20-May-2023].
- [32] Homer, “Levelized Cost of Energy,” *Homer pro*, 2023. [Online]. Available: https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/levelized_cost_of_energy.html. [Accessed: 20-May-2023].