



**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
FACULTAD DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD y
COMPUTACIÓN**

TESIS DE GRADO:

**DISEÑO ÓPTIMO DE MICRORREDES HÍBRIDAS EN
COMUNIDADES AISLADAS:
UN CASO DE ESTADO DE CAMARONERA EN
ECUADOR**

Previo la obtención del Título de:
Magíster en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia

Autores:
Víctor Luis Véliz Ibarra
Jefferson Lenin Idrovo Rodríguez

Tutor: **PhD. Luis Fernando Ugarte Vega**
Revisor: **Mgtr. Luis Alberto Pesantes Ocampo**

Septiembre 2025

GUAYAQUIL - ECUADOR

DEDICATORIA

El presente trabajo lo dedico a mis padres Luis y Edith, cuyo amor y sacrificio han sido la base de mi camino académico. A mi esposa Sandy, por su apoyo incondicional y paciencia infinita. A mis hijos, quienes son la luz de mi vida y la motivación para seguir adelante. A toda mi familia, por creer en mí y estar siempre a mi lado. Esta tesis es un tributo a su amor y dedicación.

A mis hermanas que siempre están brindándome su apoyo.

Para finalizar, dedico este trabajo a todas aquellas personas que me brindaron un grano de arena en la contribución de este trabajo.

VICTOR LUIS VELIZ IBARRA

A mis padres, Fernando y Marcia, por la motivación que me dieron para lograr cumplir esta meta por su esfuerzo y sacrificio en todas las etapas de mi carrera profesional.

A mi Hermana Julimar por su cariño incondicional.

A mi esposa e hija que son el motor en mi vida.

**JEFFERSON
RODRIGUEZ**

LENIN

IDROVO

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a mis Padres,
hermanos

A mi esposa e hijos por su entrega
incondicional en mi día a día.

Víctor Luis Veliz Ibarra

A mi madre, quien me formo para ser
una persona de bien con valores solidos
Y espíritu de lucha.

A mi esposa e hija por su motivación y
entrega en el entorno familiar.

Jefferson Lenin Idrovo Rodríguez

Declaración Expresa

Nosotros Víctor Luis Véliz Ibarra y Jefferson Lenin Idrovo Rodríguez acordamos y reconocemos que: La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores. El o los estudiantes deberán procurar en cualquier caso de cesión de sus derechos patrimoniales incluir una cláusula en la cesión que proteja la vigencia de la licencia aquí concedida a la ESPOL.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, secreto empresarial, derechos patrimoniales de autor sobre software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por mí/nosotros durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que me/nos corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de mi/nuestra innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique los autores que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, 13 de septiembre del 2025.

Víctor Luis Véliz Ibarra
Autor 1

Jefferson Lenin Idrovo Rodríguez
Autor 2

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

PhD. Luis Fernando Ugarte Vega
Tutor trabajo de titulación

Mgtr. Luis Alberto Pesantes Ocampo
Profesor Revisor

RESUMEN

Un alto porcentaje de los sistemas eléctricos utilizados en comunidades aisladas se basa en el uso de combustibles fósiles. No obstante, gracias a los recientes avances tecnológicos, se está impulsando su reemplazo por redes híbridas de generación, con el fin de mitigar el impacto ambiental asociado. Este proyecto presenta una propuesta de diseño para una microrred híbrida aislada que abastezca la demanda energética de la Camaronera Pesalmar. Para lograrlo, se ha llevado a cabo un estudio de diversas tecnologías basadas en fuentes de energía renovable, junto con la estimación detallada de los perfiles de consumo de la comunidad.

La recopilación de datos se realizó a través de una visita de campo, donde se recogió información esencial sobre la cantidad de equipos, el consumo energético y las horas de funcionamiento, lo que permitió elaborar una curva precisa de la demanda eléctrica en la isla. Además, se evaluó la disponibilidad de recursos energéticos renovables mediante datos históricos sobre radiación solar, viento y temperatura proporcionados por la NASA.

A fin de optimizar el diseño, se desarrolló un modelo que minimiza los costos, estableciendo una función objetivo y restricciones específicas. Los resultados obtenidos a partir de este modelo de optimización incluyen cinco escenarios diferentes, cada uno con prioridades particulares, como la reducción de costos de diseño y la maximización del uso de fuentes renovables. Las soluciones generadas por el modelo son óptimas y adaptables a distintas condiciones, evidenciando la capacidad de estas redes híbridas para ofrecer alternativas energéticas versátiles y sostenibles a los usuarios.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	I
ÍNDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS	VI
SIMBOLOGÍA	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	VII
ÍNDICE DE TABLAS	IX
CAPÍTULO 1	1
1. Introducción	1
1.1 Descripción del problema	2
1.2 Justificación del problema	2
1.3 Objetivos	4
1.3.1 Objetivo General	4
1.3.2 Objetivos Específicos	4
1.4 Alcance	4
1.5 Microrredes y sus componentes	5
1.6 Sistemas de generación distribuida	6
1.6.1 Energía Eólica	7
1.6.2 Energía Solar Fotovoltaica	8
1.6.3 Generadores Diésel	9
1.7 Sistemas de almacenamiento de energía	10
1.7.1 Baterías en comunidades aisladas	10
1.8 Demanda de energía	11
1.8.1 Caso de estudio: Camaronera Pesalmar	12
1.9 Técnicas de optimización	13

1.10	Técnicas de <i>machine learning</i> para optimización	13
1.11	Herramientas computacionales	14
CAPÍTULO 2		15
2.	Metodología	15
2.1	Levantamiento de información	16
2.2	Demanda de energía	18
2.2.1	Lineamientos para obtener curva de carga	19
2.2.2	Curva característica por microrred	19
2.3	Soluciones tecnológicas disponibles para microrredes aisladas	20
2.4	Características técnicas y económicas de los elementos de la microrred	29
2.4.1	Consumo del combustible diésel	32
2.4.2	Costos operativos de la microrred	33
2.4.3	Datos de costos para ingresar en el modelo de optimización	35
2.5	Formulación del problema de optimización	40
2.5.1	Variables del sistema	41
2.5.2	Parámetros de dimensionamiento	43
2.5.3	Variables de operación	43
2.5.4	Restricciones	45
CAPÍTULO 3		54
3.	Resultados Y ANÁLISIS	54
3.1	Resultados del levantamiento de información	54
3.1.1	Energía eólica	57
3.1.2	Energía Solar fotovoltaica	57
3.1.3	Costo de inversión	63
CAPÍTULO 4		66
4.	Conclusiones Y Recomendaciones	66
	Conclusiones	66

Recomendaciones.....	68
BIBLIOGRAFÍA	69
APÉNDICES	72

SIMBOLOGÍA

kW	Kilovatio
m/s	Metro por segundo
MW	Megavatio
CO ₂	Dióxido de carbono
kVA	Kilovoltio-amperio
W	Vatio
kWh	Kilovatio-hora
Ah	Amperio-hora
°C	Grado centígrado
m ²	Metro cuadrado
V	Voltio
A	Amperio
Kg	Kilogramo
Hz	Hertz

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Arquitectura de una microrred híbrida aislada.....	6
Figura 2 Vista de Google Maps de la Camaronera Pesalmar.....	12
Figura 3 Curva de demanda diaria de la Camaronera Pesalmar.....	18
Figura 4 Ubicación insertada en programa Homer Pro.	19
Figura 5 Velocidad del viento en industria Pesalmar.....	19
Figura 6 Variación de velocidad del viento a diferentes alturas en la Industria Pesalmar.	20
Figura 7 Valores de irradiación solar en la industria Pesalmar.....	20
Figura 8 Esquema de conexión de controlador híbrido.	23
Figura 9 Geolocalización de Subestación Chongón.....	27
Figura 10 Distancia en línea recta entre subestación Chongón y Pesalmar.....	28
Figura 11 Diagrama de flujo para la formulación del problema de optimización.	30
Figura 12 Perfil de carga ingresado en Homer Pro.	31
Figura 13 Perfil de consumo de la industria Pesalmar por mes.....	32
Figura 14 Gráfica de distribución normal acumulada del consumo energético de Pesalmar.	33
Figura 15 Esquema de conexión de micro red híbrida on-grid Pesalmar.	34
Figura 16 Inversión por tecnología caso 1 micro red on-grid.....	35
Figura 17 Aporte energético por tecnología caso 1 micro red on-grid.	36
Figura 18 Flujo de caja caso 1 micro red on-grid.	36
Figura 19 Comparativa entre tecnologías caso 1 micro red on-grid.	37
Figura 20 Inversión por tecnología caso 2 micro red on-grid.....	38
Figura 21 Aporte energético por tecnología caso 2 micro red on-grid.	38
Figura 22 Flujo de caja caso 2 micro red on-grid.	39
Figura 23 Comparativa entre tecnologías caso 2 micro red on-grid.	39
Figura 24 Inversión por tecnología caso 3 micro red on-grid.....	40
Figura 25 Aporte energético por tecnología caso 3 micro red on-grid.	41
Figura 26 Flujo de caja caso 3 micro red on-grid.	41
Figura 27 Comparativa entre tecnologías caso 3 micro red on-grid.	42
Figura 28 Inversión por tecnología caso 4 micro red on-grid.....	43
Figura 29 Aporte energético por tecnología caso 4 micro red on-grid.	43
Figura 30 Flujo de caja caso 4 micro red on-grid.	44
Figura 31 Comparativa entre tecnologías caso 4 micro red on-grid.	44
Figura 32 Inversión por tecnología caso 5 micro red on-grid.....	45
Figura 33 Aporte energético por tecnología caso 5 micro red on-grid.	46
Figura 34 Flujo de caja caso 5 micro red on-grid.	46
Figura 35 Comparativa entre tecnologías caso 5 micro red on-grid.	47
Figura 36 Inversión por tecnología caso 6 micro red on-grid.....	47
Figura 37 Aporte energético por tecnología caso 6 micro red on-grid.	48
Figura 38 Flujo de caja caso 6 micro red on-grid.	48
Figura 39 Comparativa entre tecnologías caso 6 micro red on-grid.	49
Figura 40 Inversión por tecnología caso 7 micro red on-grid.....	50
Figura 41 Aporte energético por tecnología caso 7 micro red on-grid.	50
Figura 42 Flujo de caja caso 7 micro red on-grid.	51
Figura 43 Comparativa entre tecnologías caso 7 micro red on-grid.	51
Figura 44 Inversión por tecnología caso 8 micro red on-grid.....	52
Figura 45 Aporte energético por tecnología caso 8 micro red on-grid.	53

Figura 46 Flujo de caja caso 8 micro red on-grid.	53
Figura 47 Comparativa entre tecnologías caso 8 micro red on-grid.	54
Figura 48 Esquema de conexión de micro red híbrida off-grid Pesalmar.	55
Figura 49 Inversión por tecnología caso 9 micro red off-grid.....	55
Figura 50 Aporte energético por tecnología caso 9 micro red off-grid.	56
Figura 51 Flujo de caja caso 9 micro red off-grid.	56
Figura 52 Comparativa entre tecnologías caso 9 micro red off-grid.	57
Figura 53 Inversión por tecnología caso 10 micro red off-grid.....	58
Figura 54 Aporte energético por tecnología caso 10 micro red off-grid.	58
Figura 55 Flujo de caja caso 10 micro red off-grid.	59
Figura 56 Comparativa entre tecnologías caso 10 micro red off-grid.	60
Figura 57 Inversión por tecnología caso 11 micro red off-grid.....	60
Figura 58 Aporte energético por tecnología caso 11 micro red off-grid.	61
Figura 59 Flujo de caja caso 11 micro red off-grid.	61
Figura 60 Comparativa entre tecnologías caso 11 micro red off-grid.	62
Figura 61 Inversión por tecnología caso 12 micro red off-grid.....	63
Figura 62 Aporte energético por tecnología caso 12 micro red off-grid.	63
Figura 63 Flujo de caja caso 12 micro red off-grid.	64
Figura 64 Comparativa entre tecnologías caso 12 micro red off-grid.	65
Figura 65 Inversión por tecnología caso 13 micro red off-grid.....	65
Figura 66 Aporte energético por tecnología caso 13 micro red off-grid.	66
Figura 67 Flujo de caja caso 13 micro red off-grid.	66
Figura 68 Comparativa entre tecnologías caso 13 micro red off-grid.	67

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.2 Datos de potencia instalada de camaronera Pesalmar	17
Tabla 2.6 Especificaciones técnicas panel 520 W.....	21
Tabla 2.7 Especificaciones técnicas panel 450 W.....	21
Tabla 2.8 Especificaciones técnicas panel 405 W.....	21
Tabla 2.9 Especificaciones técnicas batería 563,2 V/1047.552 kWh	22
Tabla 2.11 Especificaciones técnicas inversor trifásico	23
Tabla 2.13 Especificaciones técnicas gestor energético	23
Tabla 2.14 Especificaciones técnicas generador Especificaciones técnicas generador 3606 I-6,4-Stroke	24
Tabla 2.15 Precios de combustible diésel Ecuador 2024	24
Tabla 2.16 Costos de inversión inicial y costos fijos por tecnología	25

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

El acceso confiable y sostenible a la energía es un desafío crítico en las comunidades aisladas, especialmente en aquellas dedicadas a actividades productivas intensivas como las camaroneras en Ecuador. Estas comunidades, generalmente dependientes de combustibles fósiles, enfrentan no solo altos costos operativos, sino también impactos ambientales significativos que limitan su desarrollo y comprometen la sostenibilidad de sus actividades. La creciente necesidad de mitigar el cambio climático, junto con los avances en tecnologías de energías renovables y sistemas de gestión inteligente, abre nuevas posibilidades para transformar el suministro energético en estos entornos remotos.

Este trabajo de titulación aborda el diseño óptimo de una Microred híbrida para abastecer de manera eficiente y sostenible la demanda energética de una camaronera en Ecuador. La investigación se centra en la integración de recursos renovables, como la energía solar y eólica, complementados con sistemas de almacenamiento y generación convencional, para maximizar la eficiencia y minimizar tanto el impacto ambiental como los costos. A través de un análisis exhaustivo que incluye la recopilación de datos en campo, la estimación de los perfiles de consumo y el uso de técnicas avanzadas como el machine learning para evaluar la disponibilidad de recursos energéticos, se propone un modelo de optimización robusto que considera diferentes escenarios y prioridades.

El objetivo es desarrollar un diseño de Microred que no solo cumpla con las necesidades energéticas de la comunidad camaronera, sino que también demuestre la viabilidad de soluciones energéticas híbridas para otras zonas similares. Al proporcionar un enfoque integral que combina sostenibilidad, innovación y rentabilidad, este estudio busca contribuir al desarrollo de modelos energéticos más resilientes y adaptados a las realidades de las comunidades aisladas en Ecuador y en otros contextos con desafíos similares.

1.1 Descripción del problema

Una de las principales problemáticas que enfrentan las comunidades camaroneras aisladas en Ecuador es la dependencia casi total de sistemas de generación eléctrica basados en combustibles fósiles. Este modelo de suministro energético tiene varias desventajas críticas: los costos de operación son muy altos debido a la necesidad constante de importar y transportar combustibles, lo que representa una carga financiera significativa para las empresas camaroneras. Además, la generación de energía a partir de combustibles fósiles produce emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes que contribuyen al cambio climático y afectan el entorno natural en el que operan estas comunidades, un entorno del que dependen directamente para sus actividades de acuicultura.

La situación se complica aún más por la falta de infraestructura eléctrica centralizada, lo que hace que estas comunidades sean altamente vulnerables a interrupciones en el suministro de combustible o fluctuaciones en los precios internacionales del petróleo. Esta combinación de factores no solo pone en riesgo la sostenibilidad económica de las operaciones, sino que también afecta la capacidad de las camaroneras para competir en el mercado global. Por lo tanto, existe una necesidad urgente de diseñar e implementar soluciones energéticas que sean sostenibles, rentables y adecuadas para las condiciones específicas de estas comunidades.

1.2 Justificación del problema

La optimización de los recursos energéticos en comunidades aisladas, como las camaroneras en Ecuador, es esencial para abordar varios desafíos económicos, ambientales y operativos que enfrentan estas zonas. Actualmente, el uso intensivo de combustibles fósiles no solo implica altos costos de operación y mantenimiento, sino que también incrementa la huella de carbono de estas actividades productivas, afectando el entorno natural de manera negativa. Dado que la sostenibilidad es un pilar clave en el desarrollo de las industrias modernas, se hace necesario buscar soluciones que mejoren la eficiencia energética y reduzcan la dependencia de

fuentes no renovables.

Justificar un trabajo de investigación en este ámbito radica en el potencial de generar un impacto positivo en diversos aspectos. En primer lugar, optimizar los recursos energéticos mediante el diseño de una microred híbrida permitirá disminuir significativamente los costos operativos, haciendo que las actividades camaroneras sean más competitivas a nivel internacional. En segundo lugar, la incorporación de fuentes renovables, como la energía solar y eólica, contribuirá a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, alineando la producción camaronera con las normativas y tendencias globales de sostenibilidad ambiental.

Además, un diseño energético eficiente fortalecerá la resiliencia de estas comunidades frente a las fluctuaciones en el suministro y precio de los combustibles fósiles, promoviendo una mayor independencia y estabilidad energética. Esta investigación también proporcionará un marco de referencia que podría ser replicado en otras zonas rurales o productivas con características similares, generando un impacto a gran escala en la transición hacia modelos energéticos más sostenibles en el país. Por tanto, la optimización de recursos energéticos no solo es una necesidad actual, sino una estrategia fundamental para garantizar un desarrollo económico y ambientalmente equilibrado en el futuro.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Proponer una microred híbrida eficiente y sostenible para camaroneras aisladas, que optimice el uso de recursos energéticos locales, minimice los costos operativos y reduzca el impacto ambiental.

1.3.2 Objetivos Específicos

- · Diseñar una microred híbrida adaptada a las necesidades de las camaroneras.
- · Optimizar la eficiencia energética de los sistemas de bombeo y aireación.
- · Minimizar los costos operativos y de mantenimiento.
- · Evaluar el impacto ambiental y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.
- · Realizar un análisis económico-financiero.
- · Promover el desarrollo socioeconómico local

1.4 Alcance

1.4.1 Diseño Óptimo de Microred Híbrida: Se desarrollará un modelo completo y optimizado de una microred híbrida que combine fuentes de energía renovable (como solar y eólica) con sistemas de respaldo basados en generación convencional. Este diseño estará adaptado a las condiciones específicas de la camaronera estudiada y podrá servir como base para implementar sistemas energéticos similares en otras comunidades con características parecidas.

1.4.2 Análisis de Viabilidad Técnica y Económica: Se proporcionará un análisis detallado de la viabilidad técnica y económica del sistema propuesto, incluyendo el costo-beneficio de la implementación y el impacto en la reducción de costos operativos a largo plazo. Esto incluirá un estudio del

retorno de inversión (ROI) y las potenciales ganancias económicas derivadas de la disminución en el uso de combustibles fósiles.

1.4.3 Modelo de Optimización Energética: Se presentará un modelo de optimización que podrá ser ajustado para diferentes escenarios y prioridades, como minimizar costos, maximizar el uso de renovables o asegurar la estabilidad del suministro. Este modelo será una herramienta flexible para que los operadores de camaroneras puedan tomar decisiones informadas sobre el manejo de sus recursos energéticos.

1.4.4 Datos y Análisis para Futuras Investigaciones: Los datos recopilados y los resultados obtenidos servirán como un valioso recurso para futuras investigaciones o proyectos relacionados con la transición energética en sectores productivos rurales, apoyando a académicos y profesionales interesados en mejorar la infraestructura energética en áreas remotas.

1.5 Componentes de Microrredes

Una microrred híbrida se compone de sistemas de generación renovable, como paneles solares y turbinas eólicas, junto con generadores convencionales de respaldo. Integra sistemas de almacenamiento de energía, como baterías, para asegurar un suministro constante y confiable. Los inversores y convertidores regulan y transforman la energía para que sea adecuada para el consumo. Un sistema de gestión energética y controladores optimizan la operación de todos los componentes, equilibrando la generación y el consumo en tiempo real. La infraestructura de distribución y monitoreo, junto con medidores inteligentes, permite una supervisión eficiente y el control remoto de la microrred, garantizando así una operación sostenible y adaptable a las necesidades de la comunidad.

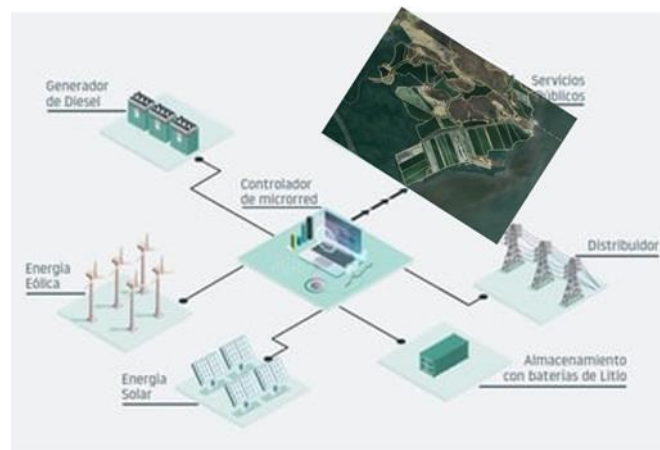


Figura 1 Arquitectura de una microrred híbrida aislada.

1.6 Sistemas de generación distribuida

Es posible definir a los sistemas de generación distribuida como almacenamiento o generación de electricidad a pequeña o mediana escala, que se encuentra ubicado cercano a los puntos finales de consumo y que posean la posibilidad de realizar interacciones con distintas redes eléctricas para la compra y venta de esta [9].

Con el pasar del tiempo, el uso de energías renovables se ha tomado como una solución factible para los distintos problemas presentados por el poco desarrollo de las redes de transmisión en zonas aisladas para distintas comunidades rurales. Dentro de las tecnologías de la generación distribuida, algunas son capaces de producir energía para las comunidades que cuentan con una mínima o nula cantidad de electricidad, entre ellos se encuentran los paneles fotovoltaicos o aerogeneradores [10].

Un sistema de generación distribuida se puede emplear de dos maneras:

- Sistemas interconectados a la red, donde la electricidad o energía eléctrica ya se encuentra presente dentro de la misma. Estos se dividen en:
 - Sistemas encargados del intercambio de energía con la red.
 - Estaciones de alimentación.
- Sistemas aislados a la red.

Las tecnologías empleadas en la generación distribuida se dividen en convencionales y no convencionales, en donde la convencional se refiere a aquellas que hacen uso de combustibles fósiles como las microturbinas, y las no convencionales son las basadas en energías renovables como biomasa, celda fotovoltaica, etc. El uso de la generación distribuida permite desarrollar de manera óptima distintas fuentes de energía, y a su vez presenta distintas ventajas que facilitan la solución de diferentes problemas que muestra la generación tradicional [10].

- El correcto uso de la generación distribuida permite disminuir considerablemente las pérdidas de energía que se presentan en redes de distribución y transmisión; facilita la reducción del flujo de potencia a través de las redes y generando un incremento en la capacidad de distribución que posee la red.
- Al utilizar sistemas de generación distribuida en base a energía renovables disminuye de manera significativa la producción y emisión de contaminantes, esto también se debe a la disminución de pérdidas de energía al emplear estos sistemas.
- Los precios de la generación distribuida son menores respecto a la generación tradicional, lo que representa un gran beneficio para todos los consumidores de esta puesto que se consigue energía eléctrica con una alta fiabilidad y a un menor costo de servicio.

1.6.1 Energía Eólica

En la actualidad la energía eólica se encuentra entre las energías renovables mayormente empleadas debido a la abundancia del recurso, así como los costos de generación que esta posee.

Tomando como punto de partida el aerogenerador, este es un generador cuya principal función consiste en transformar la energía cinética producida por el viento, mediante el uso de un alternador y hélices; al momento de realizar la conexión hacia una red de distribución es necesario el uso de

inversores de potencia con el fin de regular el voltaje, por ende, la generación de potencia. La clasificación de los aerogeneradores es la siguiente [11]:

- Aerogenerador de eje vertical: Frecuentemente empleado en zonas donde la velocidad del viento es menor a 5m/s, con un máximo de generación de 10kW; una de las principales ventajas con la que cuenta es que no necesita de un sistema de orientación, y su diseño permite la implementación de estos a un nivel cercano a la superficie
- Aerogenerador de eje horizontal: Es el más utilizado para instalaciones a pequeña escala, en donde la velocidad del viento supera los 5 m/s; disminuye de manera considerable cualquier riesgo hacia los equipos debido a la fuerza del viento.

1.6.2 Energía Solar Fotovoltaica

La generación de energía eléctrica mediante el uso de la luz solar se encuentra en el auge de las tecnologías más usadas y prometedoras del mercado. Provee energía que genera un impacto positivo sobre el medio ambiente, a la vez que es sostenible a largo plazo. Uno de los puntos negativos que posee es su baja eficiencia energética y alto costo para la instalación de esta, lo cual es un limitante para su implementación, aunque en los últimos años dichos costos se han ido reduciendo considerablemente, de tal manera que en situaciones específicas resultan rentables [12].

El funcionamiento de un panel fotovoltaico radica en la conversión de la radiación solar generada por el sol a energía eléctrica, por lo cual es empleada en lugares donde existe gran cantidad de emisión solar. Existen dos maneras de conectar paneles fotovoltaicos [13]:

- Conexión en paralelo: En este tipo de conexión el valor de voltaje o tensión se mantiene constante mientras que la corriente que fluye se encuentra en aumento dependiendo del número de paneles fotovoltaicas que se encuentren en serie.

- Conexión en serie: En esta conexión la tensión irá aumentando de acuerdo con el número de paneles fotovoltaicos que se coloquen, manteniendo una corriente constante.

1.6.3 Generadores Diésel

La tecnología de los generadores a diésel permite generar entre 15kW a 20MW dependiendo de las necesidades del consumidor, por lo que se considera una de las tecnologías que cuenta con mayores avances tecnológicos. Como su nombre lo dice, su principal recurso es el diésel el cual posee una eficiencia energética de alrededor del 40%, aunque esto variará en base a distintas condiciones como tamaño del generador, temperatura de combustión, entre otras. El costo de instalación es considerablemente bajo y posee una vida útil de aproximadamente 25 años, y una de sus ventajas es la cantidad de espacio que necesita puesto que es menor respecto a otros tipos de generación. La principal desventaja de la generación a diésel es el alto nivel de contaminación producida por este tipo de tecnología, provocando una gran emisión de CO₂ en el aire y provocando afectaciones en el medio ambiente [13].

1.7 Sistemas de almacenamiento de energía

Con el fin de abastecer las demandas de potencias en distintas horas del día se emplea el uso de sistemas de almacenamiento de energía, puesto que dentro de una microrred existen altas variaciones de energía por el uso de diversas fuentes de generación. Una de las soluciones más utilizadas en la actualidad son las baterías, en base a la eficiencia y el tamaño que poseen resulta más conveniente, pero al momento de terminar la vida útil de las mismas genera una gran cantidad de desechos que genera consecuencias adversas al medio ambiente [14].

El uso de los sistemas de almacenamiento de energía se centra en tres factores:

- Tiempo de carga.
- Tiempo de descarga.
- Capacidad de almacenamiento.

Los equipos más empleados para sistemas de almacenamiento son:

- Baterías de flujo-vanadio

- Batería de plomo ácido
- Batería de ion-litio
- Celdas de hidrógeno
- Supercondensadores

1.7.1 Baterías en comunidades aisladas

El trabajo [20] presenta un análisis técnico-económico para las baterías más empleadas dentro de las microrredes, donde presenta las baterías de plomo-ácido como una tecnología madura, la cual ha logrado alcanzar costos viables para distintos proyectos, y a las de ion-litio como joven. Dentro de las conclusiones del estudio se afirma que el uso de las baterías es menor cuando se encuentran conectadas a la red, contrario cuando el sistema es aislado.

Las baterías utilizadas para un sistema fotovoltaico deben cumplir las siguientes condiciones [21]:

- Poseer una larga vida útil.
- Mantenimiento casi nulo.
- Bajo valor de autodescarga.
- Valor elevado de ciclos de carga-descarga.

Para la correcta instalación de las baterías es necesario que estas se encuentren dentro de un soporte capaz de tolerar todo tipo de cambio climático, que a su vez cuente con ventilación con el fin de refrigerar los distintos componentes eléctricos junto con las baterías. Además, el lugar donde se posicionen las baterías posea una temperatura entre 10-35 grados centígrados y que no se encuentre expuesta a luz solar de manera directa.

El proceso de reciclado de las baterías de plomo-ácido consiste en destruir la batería y recuperar su contenido químico. Posteriormente, se refinan los componentes y se vuelven a utilizar para la producción de nuevas baterías, mientras que los demás elementos se utilizan como chatarra. Muchos fabricantes tratan de buscar una nueva forma de uso para las baterías de

litio, pero a diferencia de las anteriores, la cantidad de litio recuperado es pequeña y barata comparado con el cobalto o níquel [22].

1.8 Demanda de energía

Conocer la demanda de la carga y los patrones de consumo, son vitales para el diseño de cualquier sistema eléctrico, en este trabajo para el dimensionamiento de la microrred. La carga bajo estudio corresponde a la camaronera Pesalmar, ubicada en el golfo de Guayaquil. Al tratarse de una industria relativamente pequeña podemos clasificar las cargas en comerciales e industrial, para el dimensionamiento se debe considerar las demandas máximas del sistema, y cuál es la carga que se tiene instalada, o al conjunto de todas las potencias nominales de los equipos existentes, así como la obtención de las curvas de carga en el tiempo.

1.9 Aspectos generales de las zonas no interconectadas en Guayaquil

1.9.1 Caso de estudio: Camaronera Pesalmar

La Camaronera Pesalmar se encuentra ubicada en el golfo de guayaquil a unos 20 km de Chongon, en la actualidad la camaronera presenta un consumo de 2000 galones de Diesel diario entre generación, aireadores mecánicos, y motores estacionarios, tiene una extensión u espejo de agua de aproximadamente 500 hectáreas a la cual se pretende electrificar a 10 hp por hectárea.

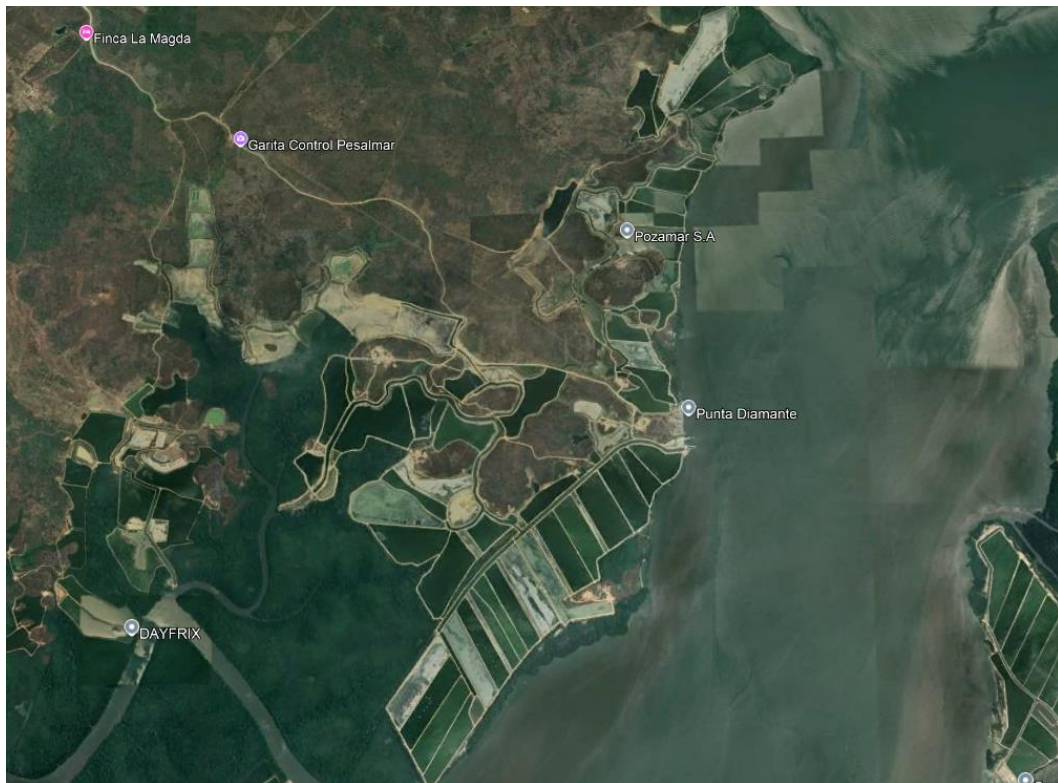


Figura 2 Vista de Google Maps de la Camaronera Pesalmar.

1.10 Técnicas de optimización

Un problema de optimización consiste en maximizar o minimizar una función real, considerando un grupo definido de valores y restricciones que pueden tomar las variables de entrada. Se han desarrollado gran cantidad de métodos de optimización, cada uno funciona o da mejores resultados para un tipo específico de problema de optimización, así tenemos, técnicas determinísticas, estocásticas, estadísticas, modernas. Cada una de estas técnicas depende del tipo problema y de la naturaleza de las variables y decisiones a tomar, el problema puede resolverse según:

- Programación lineal: Método Simplex.
- Programación no lineal: con restricciones, sin restricción, restricciones de igualdad, restricciones de desigualdad.
- Programación entera mixta.
- Programación lineal entera mixta: Método de ramificación y acotamiento.
- Programación no lineal entera mixta.

1.11 Técnicas de *machine learning* para optimización

Muchas veces se trabaja con problemas complejos que requieren ser divididos en tareas menos complejas para si poder resolver el problema global, en estos algoritmos de *machine learning* o aprendizaje automático son capaces de obtener patrones de comportamiento de grandes conjuntos de datos. Para este trabajo por ejemplo se requiere obtener días representativos para el dimensionamiento de la planta de paneles solares, y las tareas más habituales del ML que se relacionan con este trabajo son: [15]

- Clasificación: Organizar por clases un conjunto de datos.
- Regresión: Predicción o estimación numérica de variables.
- Agrupamiento: Identifica grupos de datos dentro de un conjunto mayor considerando la similitud entre los datos.

1.12 Herramientas computacionales

1.12.1 Modelado en PVSyst

Este software permite el estudio, simulación y análisis de sistemas fotovoltaicos, tiene herramientas de diseño que permiten dimensionar el tamaño de las instalaciones fotovoltaicas considerando los datos de radiación solar, que provienen de base datos meteorológicas, para un diseño en 3D que habilita la posibilidad de considerar el efecto de las sombras según la ubicación del sol sobre los paneles. Además, es posible realizar un análisis económico considerando costos reales de los componentes del sistema [16].

1.12.2 A Mathematical Programming Language

AMPL es un lenguaje de optimización algebraica, que soporta docenas de solvers de código abierto y comerciales como CPLEX, CBC, etc. La ventaja de AMPL es que la sintaxis es semejante a la notación matemática de los problemas de optimización, AMPL soporta una gran variedad de tipos de problemas, así como [18]:

- Programación lineal.
- Programación no lineal.
- Programación cuadrática.
- Programación entera mixta.
- Optimización global

1.12.3 Modelado en Homer Pro

HOMER por sus siglas en ingles significa: “Modelo de Optimización Híbrido para Energías Renovables”, este software fue desarrollado por el NREL (Laboratorio de Energías Renovables de Estados Unidos) y brinda al usuario la posibilidad de modelar diferentes opciones de plantas de generación híbridas basadas en la optimización de recursos. Las tecnologías que se pueden utilizar en este programa son: la solar mediante modelado de plantas solares conformadas por paneles solares, eólica mediante modelado de aerogeneradores, respaldo mediante bancos de baterías, grupos electrógenos y también la incorporación de la red pública [17].

Una de las características más importantes de Homer Pro es el análisis desde el punto de vista económico, la optimización en los modelados no solo se basa en aprovechar los recursos energéticos y presentar la mejor opción como resultado, sino también los costos asociados a la inversión, tasas de descuento, inflación y de más parámetros financieros que sirven para evaluar y escoger la mejor inversión [17].

Es por todo lo antes mencionado que el presente trabajo se basa en la utilización del software Homer Pro aplicado en el diseño y optimización de la micro red que conforma una típica Camaronera con el caso de estudio de Pesalmar.

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

En este capítulo se plantea el proceso necesario para el diseño óptimo de una microrred híbrida la para camaronera Pesalmar, metodología a seguir:

2.1. Recolección y Análisis de Datos

Datos de Demanda Energética: Analizar los perfiles de carga de las camaroneras, considerando las variaciones diarias y estacionales.

Recursos Renovables:

Solar: Utilizar bases de datos de radiación solar (p. ej., NASA, PVGIS, HOMER PRO) para obtener el recurso solar disponible.

Eólico: Si es relevante, obtener datos de velocidad del viento.

Biomasa: Evaluar la disponibilidad de biomasa o desechos orgánicos generados por la actividad camaronera.

Factores Geográficos y Ambientales: Evaluar el terreno y las condiciones ambientales que pueden influir en la instalación de la infraestructura.

2.2. Selección de Tecnologías y Modelado

Componentes de la Microrred:

Sistemas fotovoltaicos (PV)

Aerogeneradores (si el recurso eólico es viable)

Generadores de biomasa (si hay disponibilidad)

Sistemas de almacenamiento de energía (baterías)

Generadores diésel de respaldo (si es necesario)

Modelado del Sistema: Utilizar herramientas de simulación como HOMER Pro, MATLAB/Simulink o herramientas específicas de diseño de microrredes.

Optimización: Evaluar la optimización en el programa HOMER Pro.

2.3 Análisis Técnico y Económico

Simulación del Desempeño: Ejecutar simulaciones para evaluar el rendimiento del

sistema híbrido bajo diferentes condiciones de carga y recursos.

Evaluación Económica: Realizar un análisis de costo-beneficio que incluya:

Costos de inversión inicial

Costos de operación y mantenimiento

Periodo de recuperación de la inversión (payback)

Análisis de Sensibilidad: Evaluar cómo los cambios en los precios de la energía, los recursos renovables y la demanda afectan la viabilidad del proyecto.

2.4. Análisis de Impacto Ambiental y Social

Evaluar el impacto del proyecto sobre el medio ambiente local y los beneficios potenciales para la comunidad, como la reducción de emisiones de CO₂ y la mejora en la calidad de vida.

Involucrar a las partes interesadas (p. ej., propietarios de camaroneras, comunidades) para asegurar que el diseño cumpla con sus expectativas y necesidades.

2.5. Validación y Ajustes Finales

Comparar los resultados del modelo con datos reales (si es posible) o realizar estudios de caso.

Ajustar el diseño según las recomendaciones de expertos o los resultados de simulaciones adicionales.

2.6. Elaboración del Informe Final

Presentar los resultados con recomendaciones claras sobre la implementación de la microrred.

Incluir un plan de mantenimiento y un análisis de riesgos con posibles soluciones.

2.7. Propuesta de Implementación

Describir un plan de ejecución, incluyendo cronogramas, presupuesto detallado y posibles fuentes de financiamiento (p. ej., programas gubernamentales o inversión privada).

2.1 Levantamiento de información

El punto de partida para el diseño de la microrred es conocer cuál es el estado actual de la demanda energética en la zona bajo estudio. Este levantamiento se realizó el 10 octubre del 2024, con el objetivo de conocer la demanda actual de la Camaronera

Para lo cual calculamos la demanda del campamento, Estación de bombeo, Aireación Mecánica

2.2 Demanda de energía

El estudio de carga de la industria camaronera en análisis se muestra en el Apéndice A, en el cual se observa el siguiente comportamiento:

Tabla 2.2 Datos de potencia instalada de camaronera Pesalmar.

Horas	Potencia
0	4177600
1	4177600
2	8056800
3	8056800
4	8056800
5	8056800
6	8056800
7	8056800
8	8056800
9	8056800
10	4177600
11	4177600
12	4177600
13	4177600
14	8056800
15	8056800
16	8056800
17	8056800
18	8056800
19	8056800
20	8056800
21	8056800
22	4177600
23	4177600
24	4177600

2.2.1 Lineamientos para obtener curva de carga

De la recopilación de datos los motores de estación de bombeo trabajan 8 horas por marea, es decir 16 horas al día y los aireadores trabajan en la noche dando por resultado el pico de demanda en la noche y en la mañana, el consumo del campamento es insignificante con respecto a los otros 2 consumos por lo tanto no forman parte del análisis.

2.2.2 Curva característica de la microrred

Con las estimaciones de las curvas de demanda diaria de electricidad por cada tipo de consumo se obtiene el siguiente resultado:



Figura 3 Curva de demanda diaria de la Camaronera Pesalmar.

2.2.3 Proyección de demanda en la Camaronera Pesalmar

Como se observa en la figura 3, el comportamiento de consumo de la industria es constante por periodos de tiempo, lo cual es beneficioso para el diseño de la planta de generación y permite aprovechar los recursos disponibles de mejor manera. Para el presente caso de estudio se toma en cuenta un valor de consumo energético de 109.536,672 kWh/día tal como se muestra en el estudio de carga en el Apéndice A.

2.3 Soluciones tecnológicas disponibles para microrredes aisladas

El programa HOMER PRO dispone de la base de datos de la NASA basado en la

metodología superficial y registro de datos de energía solar [17]. Por lo tanto, para realizar una selección preliminar del tipo de tecnología se debe verificar el potencial mostrado de cada recurso, para posteriormente con esto establecer la menor selección de equipos de generación disponibles en el mercado ecuatoriano.

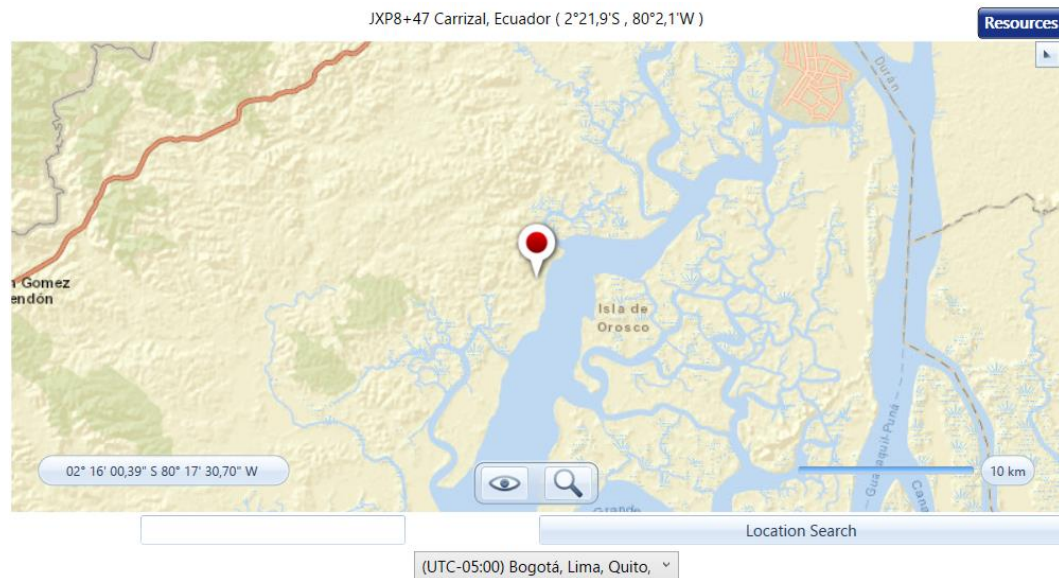


Figura 4 Ubicación insertada en programa Homer Pro.

Como se muestra en la figura 4, se ingresa en el programa la localización exacta donde se encuentra la industria camaronera Pesalmar, y posteriormente se descargan las bases de datos de NASA de irradiación, velocidad del viento y temperatura para ser analizados. Dando como resultado las siguientes mediciones de velocidad de viento:

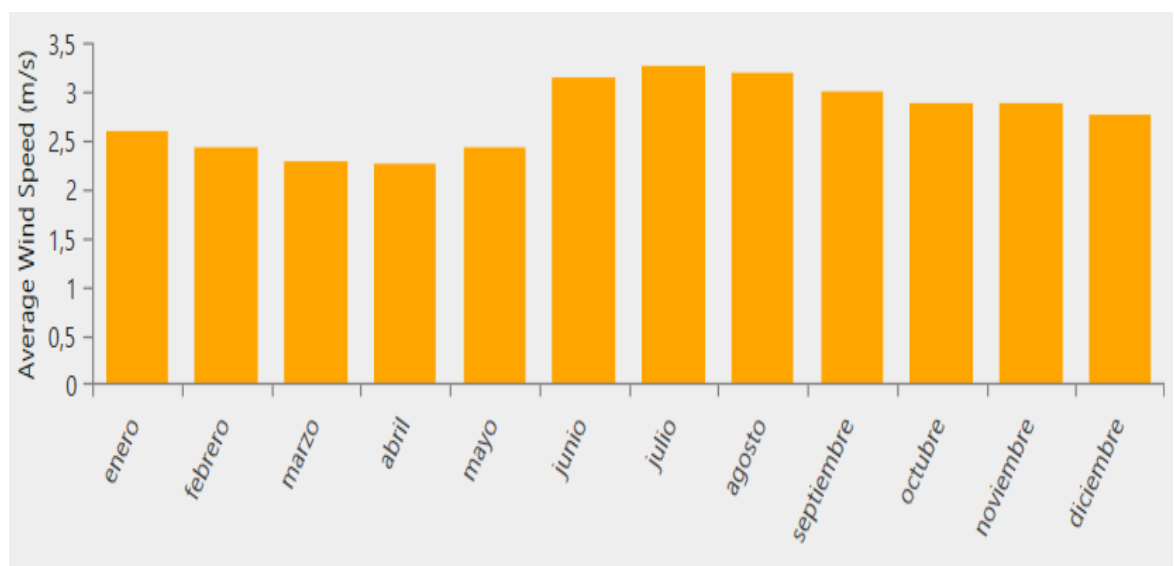


Figura 5 Velocidad del viento en industria Pesalmar.

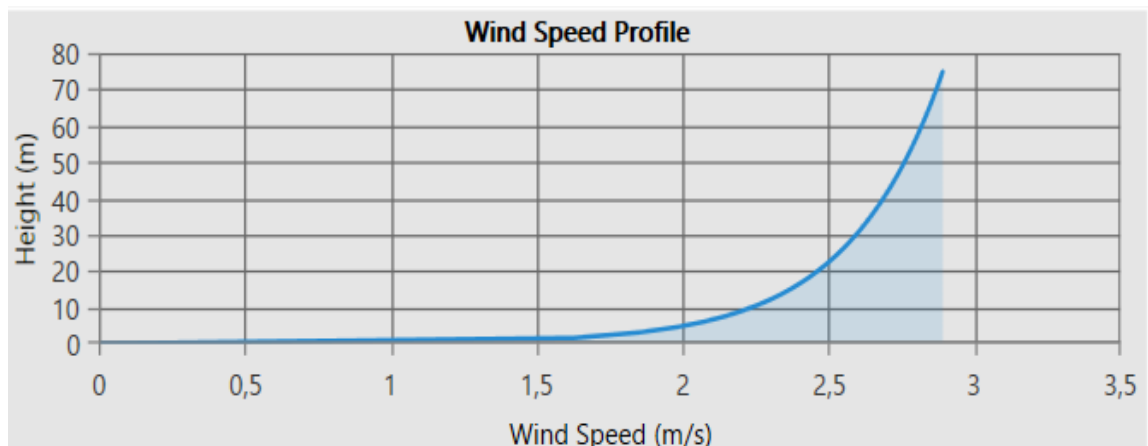


Figura 6 Variación de velocidad del viento a diferentes alturas en la Industria Pesalmar.

Como se observa en la figura 6, la velocidad de viento en sitio varia desde los 2,27 m/s hasta los 3,37 m/s lo cual es un indicativo de que el recurso eólico no es una opción a ser considerada en el diseño de la micro red. Esta afirmación se basa en lo mencionado en el capítulo anterior. Los aerogeneradores de eje horizontal, los utilizados en aplicaciones industriales, necesitan un valor promedio de al menos 5 m/s para comenzar a generar energía eléctrica a un valor nominal de 15 m/s.

Tomando como punto de comparación los aerogeneradores ubicados en la central Eólica Villonaco (Aerogenerador GW 70/1500) opera en condiciones nominales de 12,4 m/s [26].

Siguiendo con el análisis se procede a observar el perfil de irradiación solar presente en el lugar de interés, teniendo los siguientes resultados:

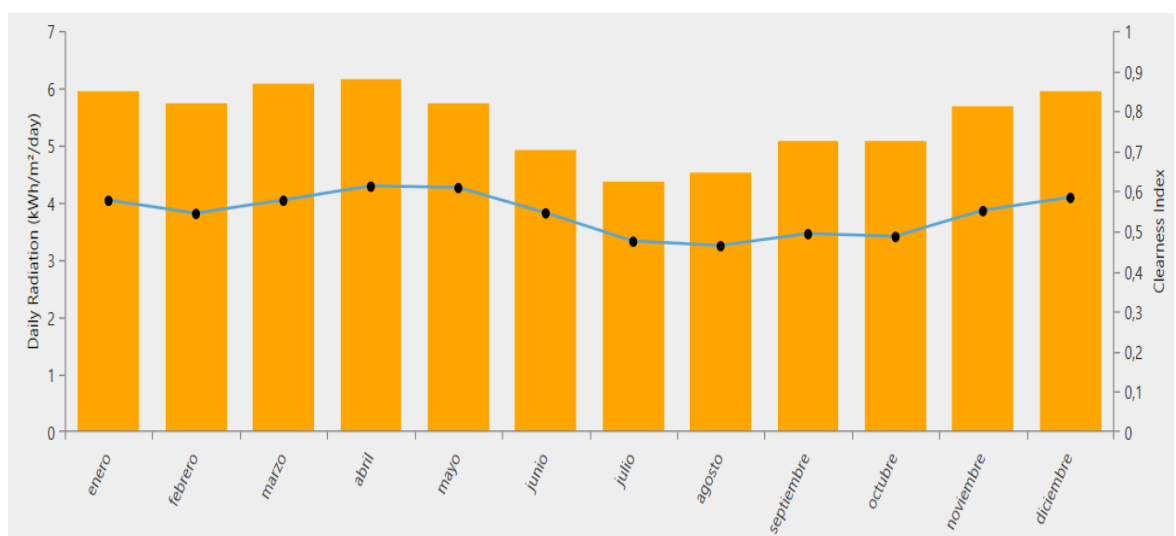


Figura 7 Valores de irradiación solar en la industria Pesalmar.

Claramente se observa que la irradiación solar total (directa más difusa), presente en Pesalmar se encuentra entre valores de 4,3 kWh/m²/día hasta los 6,17 kWh/m²/día con un valor promedio de 5,44 kWh/m²/día lo cual indica que se encuentra por encima de los 4,5 kWh/m²/día que es el promedio nacional. Bajo este último resultado se toma la decisión de analizar la incorporación de generación solar en el diseño de la micro red. Además, en el sistema se incorporará un banco de baterías de litio para ser utilizado como energía de respaldo, estabilidad del sistema, mejoramiento de tiempos de respuesta ante déficit de recurso solar, y estabilidad de frecuencia.

La industria camaronera Pesalmar no dispone de red eléctrica y trabaja netamente con generadores a diésel. Por lo tanto, se considerará la incorporación de la red pública en el proyecto, para evaluar la rentabilidad de la construcción de un alimentador versus un sistema aislado de la red.

2.4 Características técnicas y económicas de los elementos de la microrred

Una vez definida las tecnologías involucradas en la red a diseñar, se presentan los componentes de la misma. Partiendo del sistema fotovoltaico que es constituido principalmente por paneles solares e inversores, a continuación, se muestran las características de distintos modelos.

Tabla 2.6 Especificaciones técnicas panel 520 W

Potencia nominal	520 W
Tolerancia	+5/0%
Eficiencia	20.09%
Voltaje de máxima potencia	41.1 V
Corriente de máxima potencia	12.66 A
Voltaje de circuito abierto	48.92 V
Corriente de circuito abierto	13.55 A
Peso	28.6 kg
Área	2.279*1.134 m ²
Temperatura de operación	-40°C – 85°C
Precio en el mercado nacional	\$230

Tabla 2.7 Especificaciones técnicas panel 450 W

Potencia nominal	450 W
Tolerancia	+5/0%
Eficiencia	20.3%
Voltaje de máxima potencia	41.52 V
Corriente de máxima potencia	10.84 A
Voltaje de circuito abierto	49.7 V
Corriente de circuito abierto	10.48 A
Peso	24.7 kg
Área	1.046*2.067 m ²
Temperatura de operación	-40°C – 85°C
Precio en el mercado nacional	\$200

Tabla 2.8 Especificaciones técnicas panel 405 W

Potencia nominal	405 W
Tolerancia	+3/0%
Eficiencia	20.13%
Voltaje de máxima potencia	42 V
Corriente de máxima potencia	9.65 A
Voltaje de circuito abierto	50.1 V
Corriente de circuito abierto	10.48 A
Peso	56 lbs (25.4 kg)
Área	1.046*2.067 m ²
Temperatura de operación	-40°C – 85°C
Precio en el mercado nacional	\$199

Tabla 2.9 Especificaciones técnicas batería 563,2 V/1047.552 kWh

Capacidad nominal	1047.552 kWh
Tiempo de vida útil	10 años
Voltaje nominal	563,2 V
Peso	10540 kg
Dimensiones	12192*2591*2896 mm
Corriente de carga	310 A*6
Corriente de descarga continua	722 A*2

Tabla 2.11 Especificaciones técnicas inversor trifásico

Voltaje nominal de salida AC	800 V
Frecuencia nominal	50/60 Hz
Máximo voltaje de entrada	1500 V
Voltaje nominal de entrada DC	1080 V
Dimensiones	1070*675*340 mm
Eficiencia del inversor	98.5%

Toda red híbrida necesita gestionar el despacho energético de manera óptima, por lo tanto, para realizar esta actividad en el mercado existen controladores que permiten automatizar todo. Dichos dispositivos son los encargados de mantener la estabilidad de la red, tomar acciones previamente configuradas ante diferentes escenarios, y realizar todo esto procurando la seguridad de los usuarios y equipos [27]. A continuación, se especifica un tipo de controlador de la marca ELUM.

Tabla 2.13 Especificaciones técnicas gestor energético

Tensión de entrada	12-24 Vdc
Frecuencia Nominal	50/60 Hz
Consumo de potencia	20 W
Número máximo de dispositivos	32

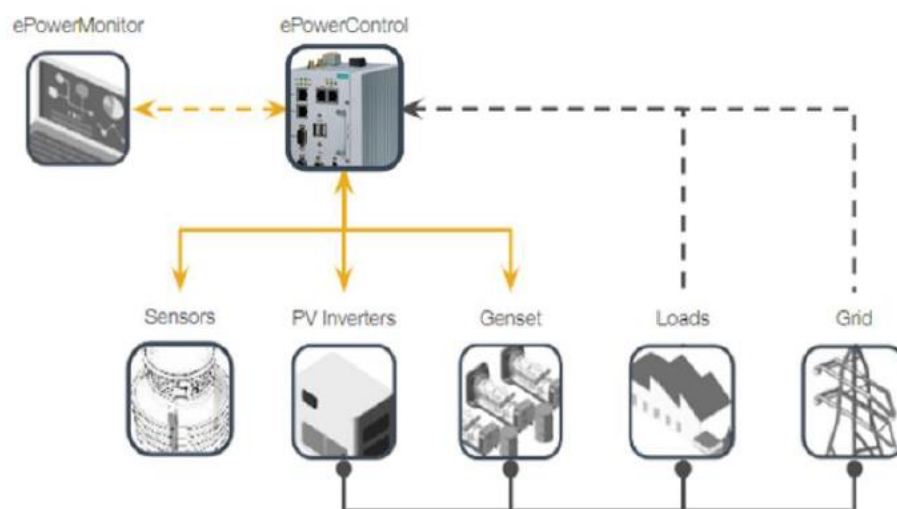


Figura 8 Esquema de conexión de controlador híbrido.

Tomando en cuenta capacidad instalada en la industria Pesalmar, el grupo

electrógeno debe cumplir con una capacidad de al menos 8 MVA, por lo tanto, de manera referencial se presenta las siguientes especificaciones de un generador Caterpillar de 2 MVA.

Tabla 2.14 Especificaciones técnicas generador 3606 I-6,4-Stroke

Potencia nominal	1,65 MVA
Potencia máxima	2 MVA
Frecuencia	60 Hz
Factor de potencia	0.8
Velocidad	900 rpm

2.4.1 Consumo del combustible diésel

El software HOMER PRO al ser un programa que incorpora la optimización de recursos energéticos como se mencionó anteriormente, utiliza el costo del combustible, costo de inversión inicial y de mantenimiento, para predecir la operación del grupo electrógeno y con esto determinar el consumo de combustible. Por lo tanto, la cantidad de combustible utilizado en una red híbrida de este tipo, se analizará en los resultados obtenidos de la simulación.

A continuación, se presenta el precio de combustible utilizado como parámetro de entrada.

Tabla 2.15 Precios de combustible diésel Ecuador 2024 según PetroEcuador.

Precio del diésel, Ecuador noviembre 2024		
	Litro	Galón
Dólares	1,64	6.21

2.4.2 Costos operativos e inversión inicial de la microrred

Dentro de los parámetros que el programa HOMER PRO solicita para realizar la simulación son los costos de inversión inicial de cada tecnología y los costos de operación y mantenimiento. Al tratarse de un proyecto industrial relativamente grande considerando la realidad del país, para obtener los precios asociados a los rubros antes mencionados se establece un precio por

kW instalado de cada tecnología, tal como lo propone la Comisión de Nacional de Energía, esto se divide en costos de inversión inicial, costos variables y costos fijos de operación. Dentro de los costos variables se toma en cuenta el consumo de combustible, pero en este caso dichos costos es un parámetro de optimización del programa por lo que no se considera como valor de ingreso [28].

Tabla 2.16 Costos de inversión inicial y costos fijos por tecnología

Tecnología	Costo de inversión referencial (US\$/kW)	Costos fijos (% valor de inversión)
Térmica Diésel	448	1-2%
Solar Fotovoltaica	871	1-2%
Solar Fotovoltaica con almacenamiento	1539	1-2%
Eólica	1266	1-2%
Eólica con almacenamiento	1891	1-2%

2.4.3 Datos económicos para ingresar en el modelo de optimización.

Tasa de descuento

La tasa de descuento o tasa atractiva mínima de retorno, se establece según el costo de oportunidad que se le fije al proyecto ante la inversión a ser realizada. Dicho valor se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$r_e = r_f + \beta(r_m - r_f)$$

Donde,

r_e : Rentabilidad exigida por el accionista

r_f : Tasa libre de riesgo

r_m : Tasa de rentabilidad del mercado

β : Sensibilidad entre el rendimiento del activo con respecto al movimiento del mercado [29].

Como se observa en la expresión anterior, determinar la tasa de descuento para un proyecto de generación híbrida en el país, conllevaría tener un

mercado establecido, lo cual en Ecuador a día de hoy no es una realidad. Por lo tanto, para insertar un valor acorde a una decisión financiera acertada se tomará en cuenta una rentabilidad del **10,76%** que equivale a la tasa de interés activa máxima para el sector productivo corporativo [30].

Tasa de inflación

Este valor se determina y actualiza cada año mediante el censo de la actividad económica en cada país, se analiza el costo presente de productos y compara con el año pasado además de utilizar métodos estadísticos. Para el año 2025 según el CNE la tasa de inflación es del **1,6%** por lo tanto, dicho valor se ingresa en la simulación del presente proyecto.

Periodo de vida útil del proyecto

Si se pretende considerar un sistema híbrido para suplementar generación de energía eléctrica o ser la principal fuente, para la vida útil de la planta de generación se debe tener en cuenta **25 años** ya que por especificaciones técnicas los equipos deben tener ese horizonte de vida útil, aunque en el camino se vayan reemplazando componentes [31].

Costo de Red Pública

La industria Pesalmar no cuenta con una red eléctrica disponible, es por ello que para el presente análisis se considera el caso de la construcción de línea de subtransmisión de 69 kV, desde la subestación Chongón (la cual es la más cercana), a la Camaronera. Dicha implementación es necesaria en el análisis debido a que será objeto de comparación entre las tecnologías utilizadas en la micro red.

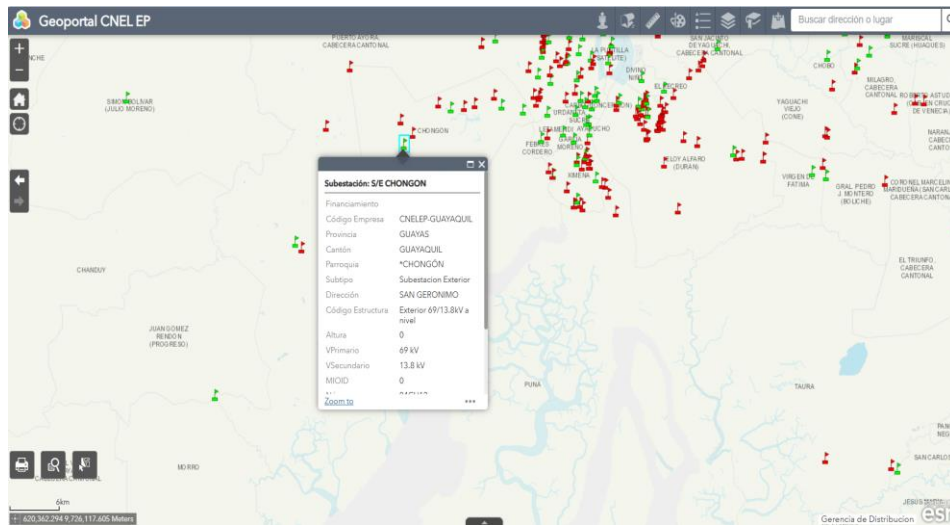


Figura 9 Geolocalización de Subestación Chongón.

El programa Homer Pro no toma en cuenta a la red eléctrica como un tipo de tecnología que necesita una inversión inicial, por lo tanto, los costos asociados a la implementación de ésta, se considerarán en el costo del kilovatio hora. Para el sector industrial el costo del kilovatio hora con la distribuidora CNEP Guayaquil tiene un costo de **0,085 \$/kWh**, esto sin considerar impuestos de reelección de basura y el del servicio de bomberos [32]. Tomando este dato para presentar un análisis conservador se ajusta mediante la siguiente expresión:

$$C_R = \frac{(C_m * 0,085) + C_i}{C_m}$$

Donde,

C_m : Consumo mensual en kWh para el caso Pesalmar

C_i : Costo de inversión inicial repartida en el periodo de 25 años.

C_R : Costo promedio de kilovatio hora.

$$C_R = \frac{(3.286.100,16 * 0,085) + 4422,03}{3.286.100,16}$$

$$C_R = 0,086 \text{ $/kWh}$$

Para determinar el valor de la inversión inicial se tomó en cuenta el costo por kilómetro de instalación de una línea de subtransmisión de 69 kV y se aplicó dicho valor a la distancia entre la subestación y la Camaronera.

Tomando en cuenta un costo de **\$73. 406,88** por kilómetro y multiplicando dicho valor por 18,072 km que es la distancia en línea recta entre la subestación Chongón y Pesalmar (tomando en cuenta un factor de 17% adicional), se concibe el proyecto en un valor total de **\$1.326.609,135** al realizarse el pago de la planilla de manera mensual si se divide este valor para los meses totales de los 25 años se obtiene el valor de **\$4422,03**, el cual es el utilizado anteriormente [33].

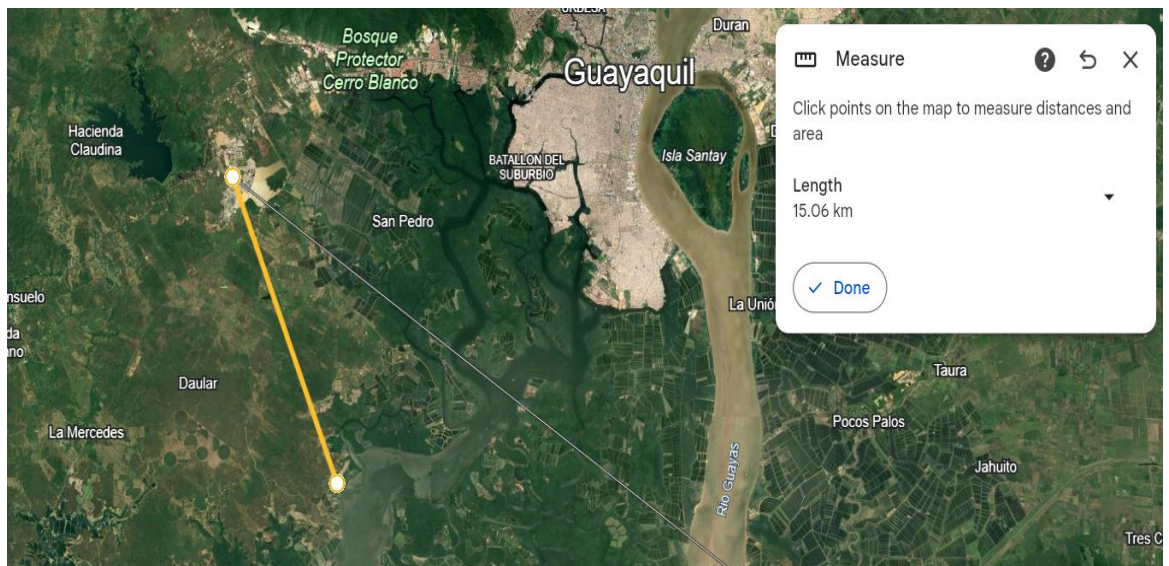
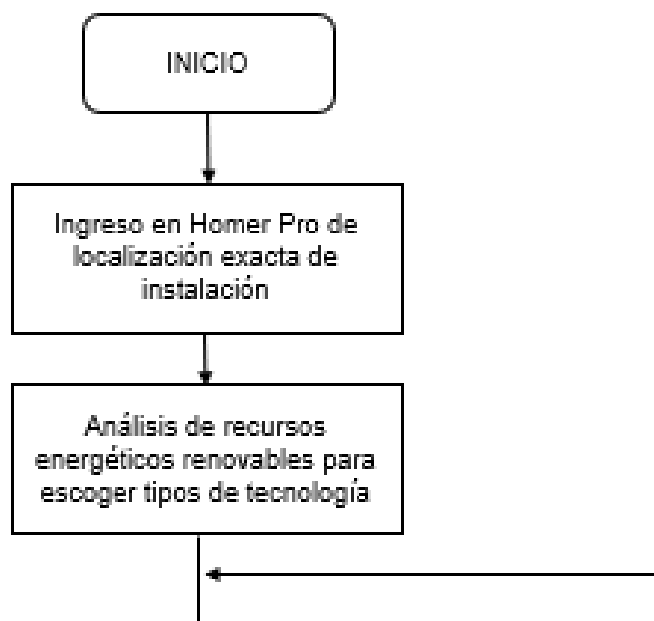


Figura 10 Distancia en línea recta entre subestación Chongón y Pesalmar.

2.5 Diagrama de flujo del problema de optimización



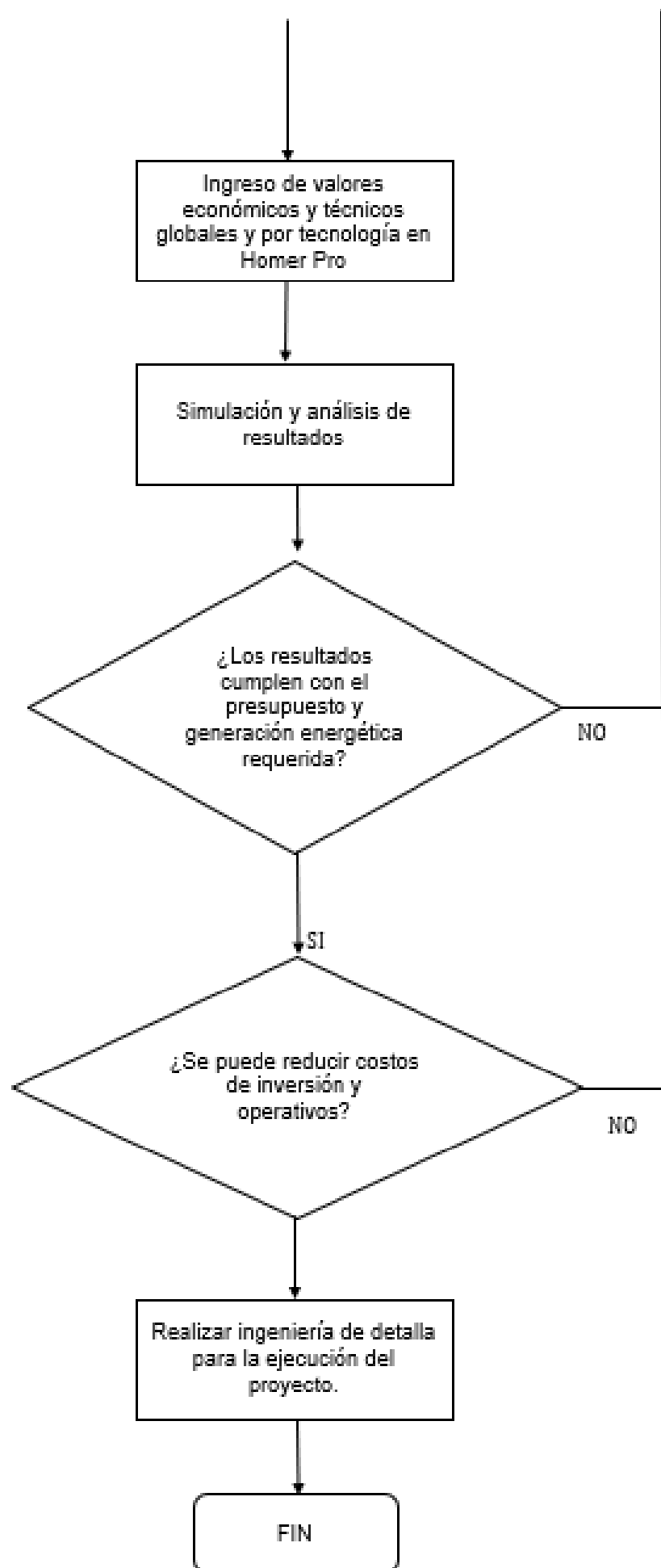


Figura 11 Diagrama de flujo para la formulación del problema de optimización.

El diagrama de flujo mostrado en la Figura 11, permite entender el alcance del software HOMER PRO, donde se evidencia la automatización optimizada en el diseño de la planta energética.

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se describen los resultados obtenidos de la metodología planteada, desde el levantamiento de información mediante la visita a la zona y la estimación de los perfiles de consumo, así como el dimensionamiento óptimo de la microrred híbrida mediante la solución del problema utilizando el programa Homer Pro. También se presentan los diferentes escenarios de generación, donde se especifican y analizan los parámetros eléctricos y financieros de cada tipo de tecnología y la combinación de ellas.

3.1 Resultados del levantamiento de información

El ingreso del consumo promedio diario y el tipo de usuario en el programa establece el perfil de consumo de energía. Homer Pro utiliza la probabilidad y la estadística para variar en rangos normales el requerimiento energético de la carga mostrando los siguientes resultados:

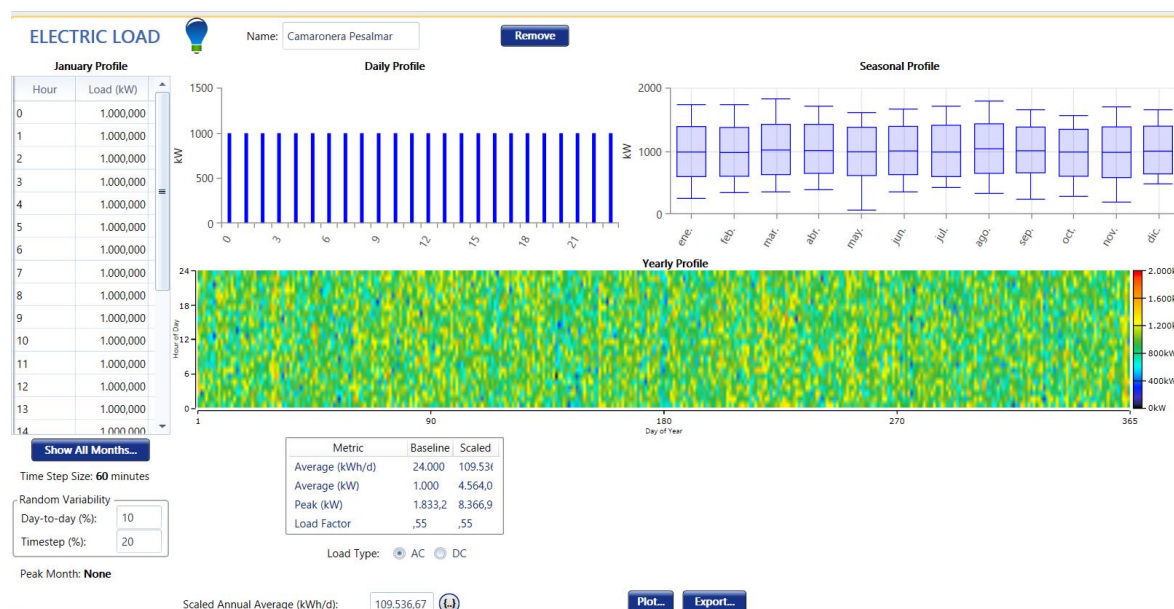


Figura 12 Perfil de carga ingresado en Homer Pro.

Como se observa en la figura 12, el valor promedio ingresado de consumo promedio diario en la industria es de **109.536,67 kWh**, dato que se obtuvo en el estudio de carga.

Al ser un usuario industrial y tener un consumo prácticamente constante no se

definió un perfil de carga más específico y detallado por horas, aunque el programa lo permite.

Dentro del comportamiento de la carga en el programa, se observa que los consumos mensuales a lo largo del año se mantienen constante lo cual permite evaluar que los datos ingresados son los correctos.

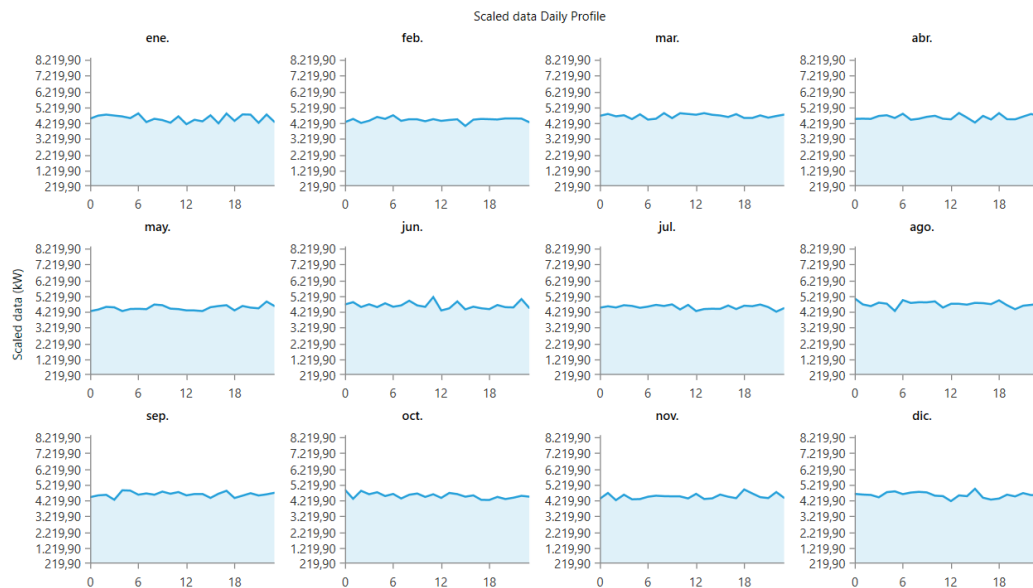


Figura 13 Perfil de consumo de la industria Pesalmar por mes.

Homer Pro considera una distribución de probabilidad normal para el comportamiento del consumo de la carga, por lo que dentro de los gráficos presentados se observa dicha característica, dando como valor más probable el consumo promedio ingresado, tal como se muestra en la figura 14.

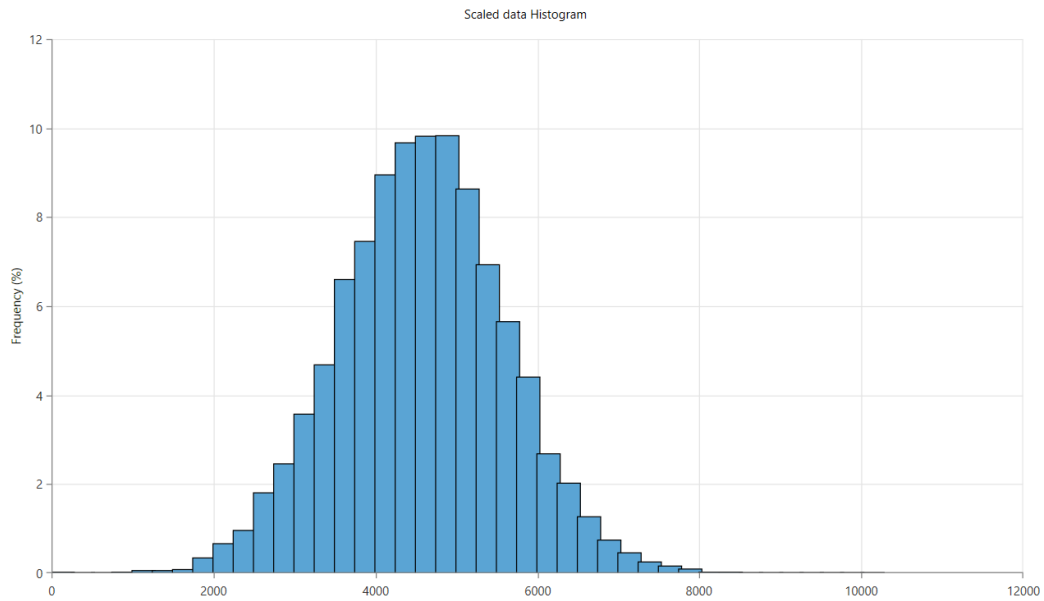


Figura 14 Gráfica de distribución normal acumulada del consumo energético de Pesalmar.

3.2 Resultados de simulación de red optimizada considerando presencia de Red Pública Eléctrica

Mientras se especifican y añaden tecnologías en la red diseñada, se forma el esquema de conexión como se presenta en la figura 15. Entonces se observa que para el primer análisis se considera todas las posibilidades energéticas para aportar a la carga, de esta manera se obtendrá las comparaciones entre cada tecnología y la optimización de la red de manera automática. Cabe aclarar que al programa no se le insertó ningún modelo de dispositivo en específico, por lo que todo el modelamiento se lo propone automático, de esta manera no se limita red por el uso de alguna tecnología. Otro limitante usualmente presente en la implementación de sistemas renovables es el espacio físico para los equipos que los conforman, pero tampoco es un impedimento para el presente caso de estudio, ya que la industria cuenta con espacio suficiente.

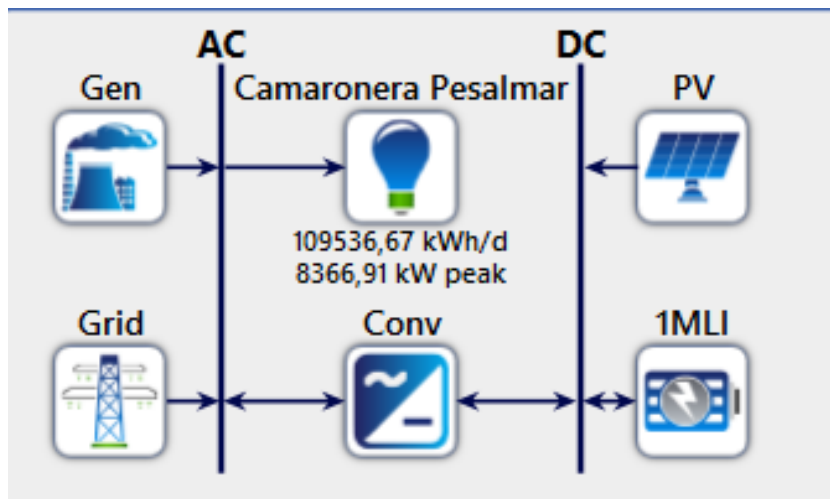


Figura 15 Esquema de conexión de micro red híbrida on-grid Pesalmar.

Al momento de ejecutar la simulación el programa muestra el resumen de todos los casos y combinaciones de tecnologías como se muestra en el apéndice B. El listado se ordena desde la red más óptima hasta la menos óptima con los valores de resultados de manera resumida. Y es así como a continuación, se analizará cada uno de dichos escenarios.

3.2.1 Energía Solar Fotovoltaica y Red Eléctrica

El presente escenario es el cual el programa sugiere como el más rentable para suministrar energía. Si se toma en cuenta en la sección anterior se analizó los recursos energéticos, lo cual intuitivamente nos permitía predecir que la implementación de generación solar sería el resultado más atractivo, por lo que se demuestra que el criterio utilizado es válido y no se desvía significativamente de la realidad.

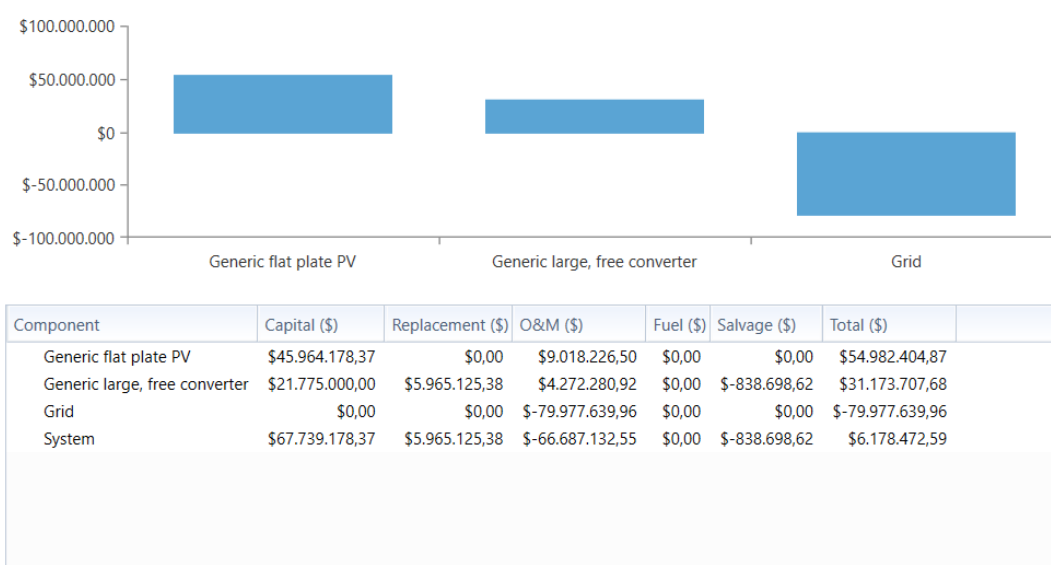


Figura 16 Inversión por tecnología caso 1 micro red on-grid.

En la figura anterior se observa los costos asociados a cada tecnología tomando en cuenta la inversión y ahorro obtenido al no utilizar la red eléctrica convencional.

El resumen económico muestra la inversión inicial por tecnología, donde se debe tomar en cuenta que el costo de la red es de cero debido a las razones que ya se expusieron en la sección anterior. El costo de un sistema solar sin respaldo se dividió por la mitad a partir del costo unitario entre los paneles solares y el convertidor.

El programa optimizó la cantidad de kilovatios instalados necesaria para cubrir la demanda. Además, se considera el costo del reemplazo de los inversores a los 15 años de vida útil, el costo de mantenimiento y el “salvage” que es el monto que representa el costo de los componentes que aún no cumplen con su vida útil en los 25 años.

Todo lo anteriormente mencionado Homer Pro trae a valor presente y muestra que los costos totales asociados a este tipo de inversión serían de **\$6.178.472,59**.

A continuación, se muestra la aportación de cada tecnología de manera promedio a lo largo del año, donde se observa que la generación fotovoltaica cubre el **88,9%** y la red eléctrica solo el **11,1%** de la energía consumida por la industria.

Production	kWh/yr	%
Generic flat plate PV	167.318.015	88,9
Grid Purchases	20.903.917	11,1
Total	188.221.931	100

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	39.980.885	25,7
DC Primary Load	0	0
Grid Sales	115.774.688	74,3
Total	155.755.573	100

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	25.368.902	13,5
Unmet Electric Load	0	0
Capacity Shortage	0	0

Quantity	Value
Renewable Fraction	86,6
Max. Renew. Penetration	204

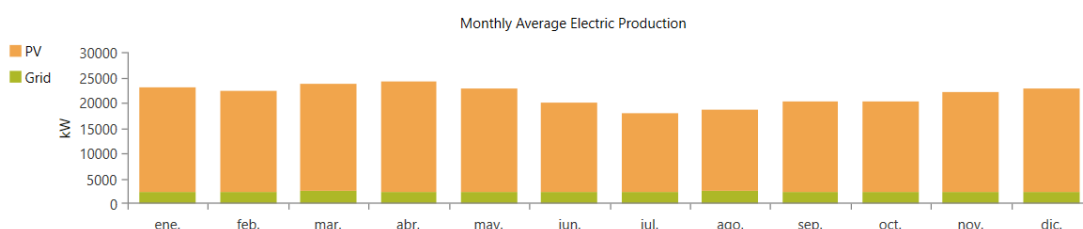


Figura 17 Aporte energético por tecnología caso 1 micro red on-grid.

La figura 17 muestra el flujo de caja del proyecto en el periodo de los 25 años. Se observa que al inicio se realiza la inversión inicial, cada año se tiene un retorno correspondiente a la energía ahorrada al no comprar a la red. También se considera el costo del reemplazo de los inversores a los 15 años, y el monto a favor al terminar el periodo de análisis correspondiente a la vida útil de los equipos.

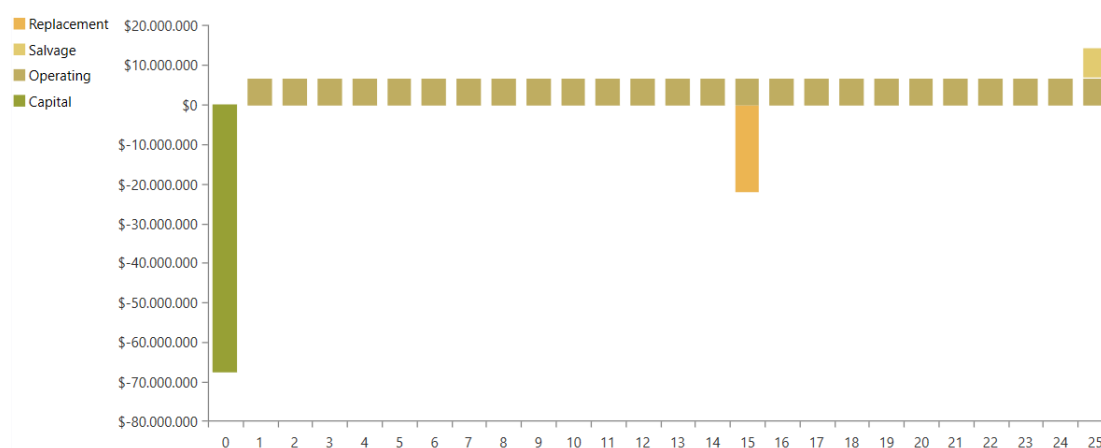




















Figura 18 Flujo de caja caso 1 micro red on-grid.

Por último, en el apartado de resultado se considera la comparativa entre utilizar energía solar fotovoltaica o red eléctrica convencional. Al tomar en cuenta el valor presente neto (NPC), se constata que el consumo energético en los 25 años de la industria sería de **33,8 millones de dólares**, mientras invirtiendo en paneles solares con respaldo se tendría un valor de **6,18 millones**. Se debe mencionar de manera complementaria que el tiempo de retorno de la inversión es de **6,61 años** con una tasa interna de retorno de

(TIR) de **14%** lo cual representa un valor atractivo ante el tipo de inversión.

Architecture												Cost							
						PV (kW)		Gen (kW)		1MLI		Grid (kW)		Conv (kW)		NPC (\$)			Initial capital (\$)
Base system											999.999				\$33,8M			\$0,00	
Current system						105.543			1		999.999		50.000		\$7,21M			\$68,4M	

Metric	Value
Present worth (\$)	\$26.639.650
Annual worth (\$/yr)	\$2.715.544
Return on investment (%)	10,1
Internal rate of return (%)	13,8
Simple payback (yr)	6,68
Discounted payback (yr)	10,75

Figura 19 Comparativa entre tecnologías caso 1 micro red on-grid.

3.2.2 Energía Solar Fotovoltaica, Baterías y Red Eléctrica

En el presente caso se considera tener almacenamiento de energía mediante baterías de litio. El costo de las baterías se estima mediante la diferencia en entre el uso de la tecnología fotovoltaica sin almacenamiento y con almacenamiento que se presentó en la tabla 2.16.

Como en el caso anterior en la figura 20, se muestran los costos asociados a la inversión, donde se nota el valor que representa el reemplazo de las baterías a los 10 años que se toma como vida útil promedio.

Considerando el costo presente de toda la inversión y el ahorro energético el costo del proyecto en valor presente es de **\$7.208.489,98**.

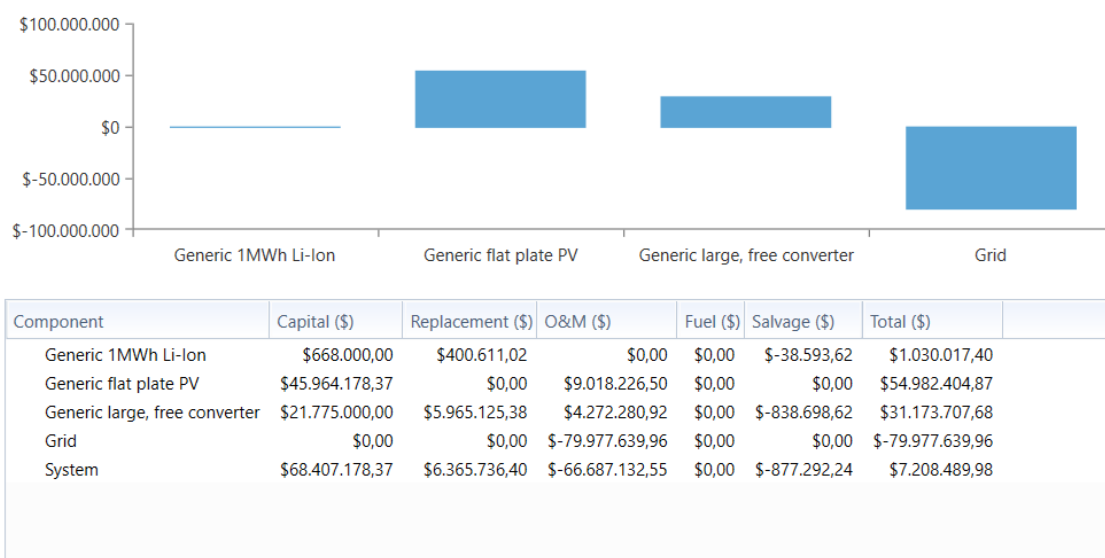


Figura 20 Inversión por tecnología caso 2 micro red on-grid.

La energía consumida proviene principalmente de la planta solar, siendo el **88,9%** y de la red el **11,1%**.

Production	kWh/yr	%
Generic flat plate PV	167.318.015	88,9
Grid Purchases	20.903.917	11,1
Total	188.221.931	100

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	39.980.885	25,7
DC Primary Load	0	0
Grid Sales	115.774.688	74,3
Total	155.755.573	100

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	25.368.902	13,5
Unmet Electric Load	0	0
Capacity Shortage	0	0

Quantity	Value
Renewable Fraction	86,6
Max. Renew. Penetration	204

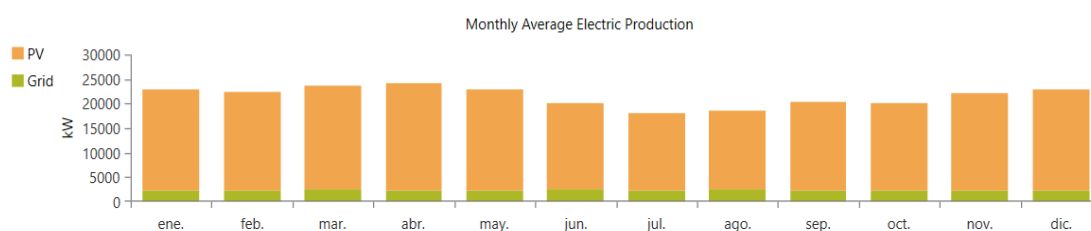


Figura 21 Aporte energético por tecnología caso 2 micro red on-grid.

La figura 21, muestra el flujo de caja del proyecto en el periodo de los 25 años. Se observa que al inicio se realiza la inversión inicial, cada año se tiene un retorno correspondiente a la energía ahorrada al no comprar a la red. También se considera el costo del reemplazo de los inversores a los 15 años, el reemplazo de las baterías a los 10 años y el monto a favor al terminar el periodo de análisis correspondiente a la vida útil de los equipos.

3.2.3 Energía Solar Fotovoltaica, Generación a Diésel y Red Eléctrica

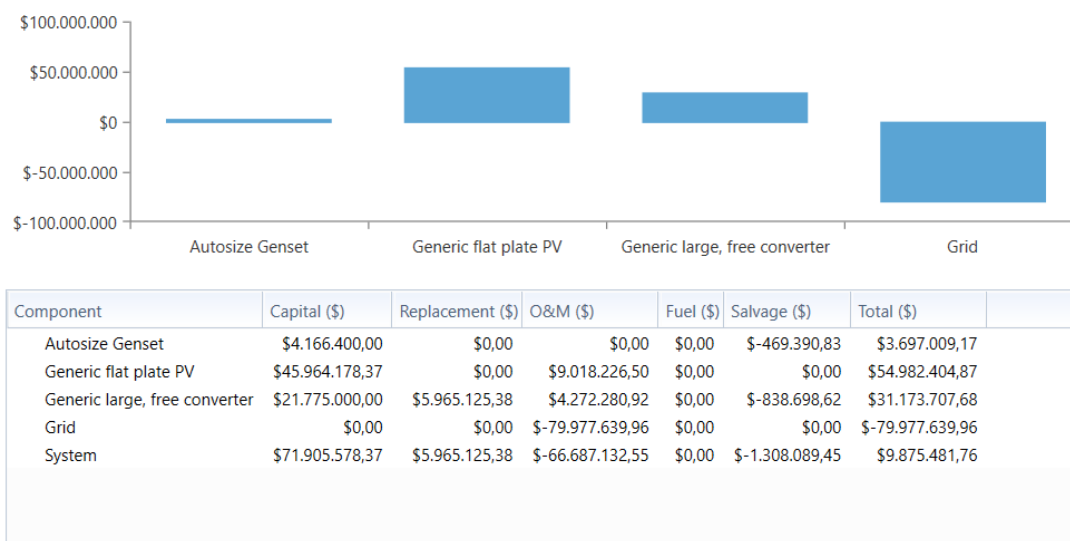


Figura 24 Inversión por tecnología caso 3 micro red on-grid.

En este caso se considera la incorporación del grupo electrógeno con planta solar fotovoltaica y red eléctrica funcionando en conjunto. Como en el caso anterior en la figura 24, se muestran los costos asociados a la inversión, donde se nota el valor que representa el reemplazo de cada equipo y la operación y mantenimiento. Cabe aclarar que el modelo de generador es el genérico que dispone el software, por lo tanto, la vida útil, el consumo de combustible y el número de mantenimientos los estiman de manera automática, es decir no se define por el usuario. Los únicos datos ingresados son el precio unitario por kilovatio instalado, costo de operación y mantenimiento por kilovatio instalado y costo del combustible.

Considerando el costo presente de toda la inversión y el ahorro energético el costo del proyecto en valor presente es de **\$9.875.481,76**.

Production	kWh/yr	%
Generic flat plate PV	167.318.015	88,9
Autosize Genset	0	0
Grid Purchases	20.903.917	11,1
Total	188.221.931	100

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	39.980.885	25,7
DC Primary Load	0	0
Grid Sales	115.774.688	74,3
Total	155.755.573	100

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	25.368.902	13,5
Unmet Electric Load	0	0
Capacity Shortage	0	0

Quantity	Value
Renewable Fraction	86,6
Max. Renew. Penetration	204

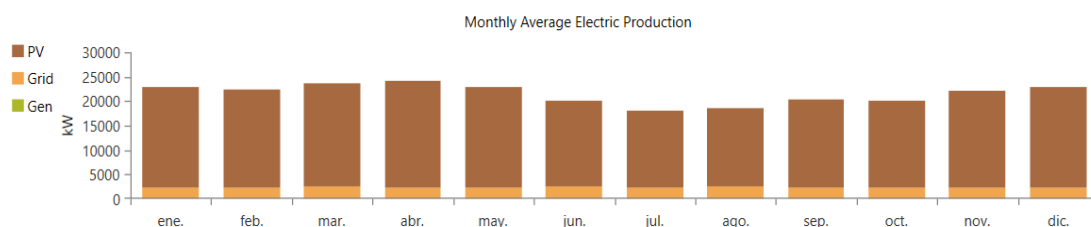


Figura 25 Aporte energético por tecnología caso 3 micro red on-grid.

Nuevamente el programa considera más rentable utilizar la energía que proviene principalmente de la planta solar, siendo el **88,9%** y de la red el **11,1%**.

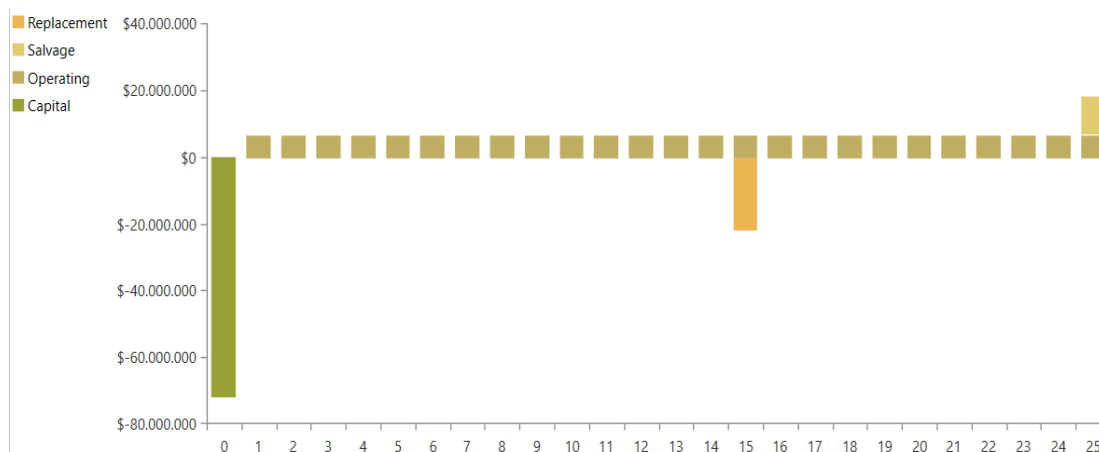


Figura 26 Flujo de caja caso 3 micro red on-grid.

La figura 26, muestra el flujo de caja del proyecto en el periodo de los 25 años. Se observa que al inicio se realiza la inversión inicial, cada año se tiene un retorno correspondiente a la energía ahorrada al no comprar a la red. También se considera el costo del reemplazo de los inversores a los 15 años, el reemplazo del grupo electrógeno, su mantenimiento y el monto a favor al terminar el periodo de análisis correspondiente a la vida útil de los equipos.

Architecture												Cost							
						PV (kW)		Gen (kW)		1MLI		Grid (kW)		Conv (kW)		NPC (\$)		Initial capital (\$)	
Base system												999.999				\$33,8M		\$0,00	
Current system						105.543		9.300				999.999		50.000		\$9,88M		\$71,9M	

Metric	Value
Present worth (\$)	\$23.972.660
Annual worth (\$/yr)	\$2.443.681
Return on investment (%)	9,7
Internal rate of return (%)	13,1
Simple payback (yr)	7,02
Discounted payback (yr)	11,61

Figura 27 Comparativa entre tecnologías caso 3 micro red on-grid.

Por último, en el apartado de resultado se considera la comparativa entre utilizar energía solar fotovoltaica con generador a diésel y la red eléctrica convencional. Al tomar en cuenta el valor presente neto (NPC), se constata que el consumo energético en los 25 años de la industria sería de **33,8 millones de dólares**, mientras invirtiendo en paneles solares con respaldo se tendría un valor de **9,88 millones**. Se debe mencionar de manera complementaria que el tiempo de retorno de la inversión es de **7,02 años** con una tasa interna de retorno de (TIR) de **13,1%**.

Aunque el caso considera la incorporación de generadores a diésel, la decisión mas rentable es utilizar en lo mínimo su participación, lo cual se evidencia en el Apéndice B donde el costo del consumo de combustible es de cero, es decir se considera que no entra en operación.

3.2.4 Energía Solar Fotovoltaica, Baterías, Generación a Diésel y Red Eléctrica

En este caso se considera la participación de todas las tecnologías de generación, el grupo electrógeno, planta solar fotovoltaica con respaldo de baterías y red eléctrica funcionando en conjunto. Como en el caso anterior en la figura 28, se muestran los costos asociados a la inversión, donde se nota el valor que representa el reemplazo de cada equipo y la operación y mantenimiento.

Considerando el costo presente de toda la inversión y el ahorro energético el costo del proyecto en valor presente es de **\$10.905.499,16**.

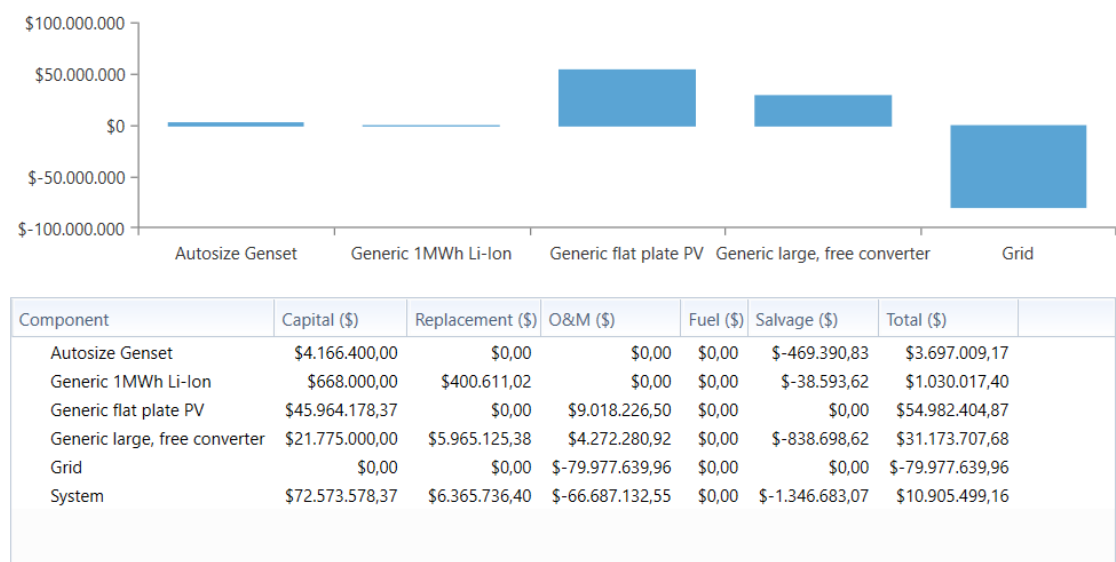


Figura 28 Inversión por tecnología caso 4 micro red on-grid.

Production	kWh/yr	%	Consumption	kWh/yr	%	Quantity	kWh/yr	%
Generic flat plate PV	167.318.015	88,9	AC Primary Load	39.980.885	25,7	Excess Electricity	25.368.902	13,5
Autosize Genset	0	0	DC Primary Load	0	0	Unmet Electric Load	0	0
Grid Purchases	20.903.917	11,1	Grid Sales	115.774.688	74,3	Capacity Shortage	0	0
Total	188.221.931	100	Total	155.755.573	100			

Quantity	Value
Renewable Fraction	86,6
Max. Renew. Penetration	204

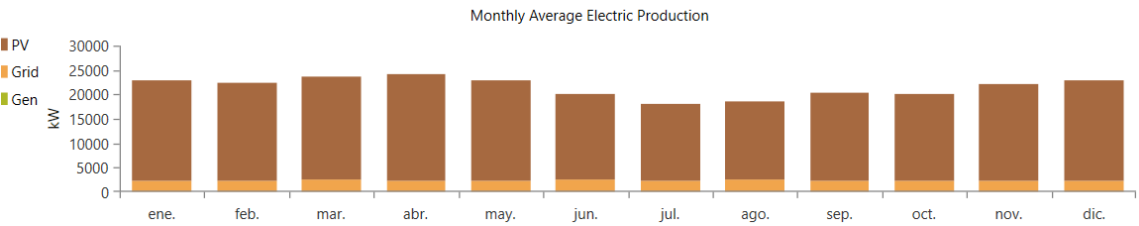


Figura 29 Aporte energético por tecnología caso 4 micro red on-grid.

Nuevamente el programa considera más rentable utilizar la energía que proviene principalmente de la planta solar, siendo el **88,9%** y de la red el **11,1%**.

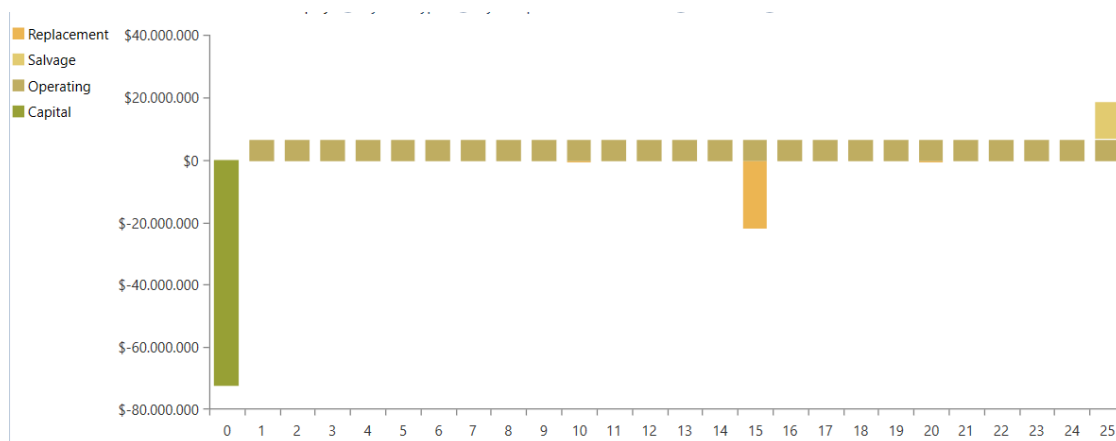





















Figura 30 Flujo de caja caso 4 micro red on-grid.

La figura 30, muestra el flujo de caja del proyecto en el periodo de los 25 años. Se observa que al inicio se realiza la inversión inicial, cada año se tiene un retorno correspondiente a la energía ahorrada al no comprar a la red. También se considera el costo del reemplazo de los inversores a los 15 años, el reemplazo de las baterías, el reemplazo del grupo electrógeno, su mantenimiento y el monto a favor al terminar el periodo de análisis correspondiente a la vida útil de los equipos.

Architecture											Cost									
							PV (kW)		Gen (kW)		1MLI		Grid (kW)		Conv (kW)		NPC (\$)		Initial capital (\$)	
Base system													999,999				\$33,8M		\$0,00	
Current system							105.543		9.300		1		999.999		50.000		\$10,9M		\$72,6M	

Metric	Value
Present worth (\$)	\$22.942.640
Annual worth (\$/yr)	\$2.338.685
Return on investment (%)	9,5
Internal rate of return (%)	12,9
Simple payback (yr)	7,08
Discounted payback (yr)	11,87

Figura 31 Comparativa entre tecnologías caso 4 micro red on-grid.

Por último, en el apartado de resultado se considera la comparativa entre utilizar energía de todas las tecnologías y la red eléctrica convencional. Al tomar en cuenta el valor presente neto (NPC), se constata que el consumo energético en los 25 años de la industria sería de **33,8 millones de dólares**, mientras invirtiendo en paneles solares con respaldo se tendría un valor de **10,9 millones**. Se debe mencionar de manera complementaria que el tiempo

de retorno de la inversión es de **7,08 años** con una tasa interna de retorno de (TIR) de **12,9%**.

A igual que los anteriores casos, aunque se invierte en baterías y generadores estos no son utilizados ya que no representan una acción rentable.

3.2.5 Red Eléctrica

Este caso es uno de los más representativos ya que proporciona la información completa de incorporar la red eléctrica en la camaronera. Como en el caso anterior en la figura... se muestran los costos asociados a la inversión inicial, reemplazo, operación y mantenimiento, etc. Donde se observa que todos estos valores son de cero a excepción a la operación que representa el valor de la planilla.

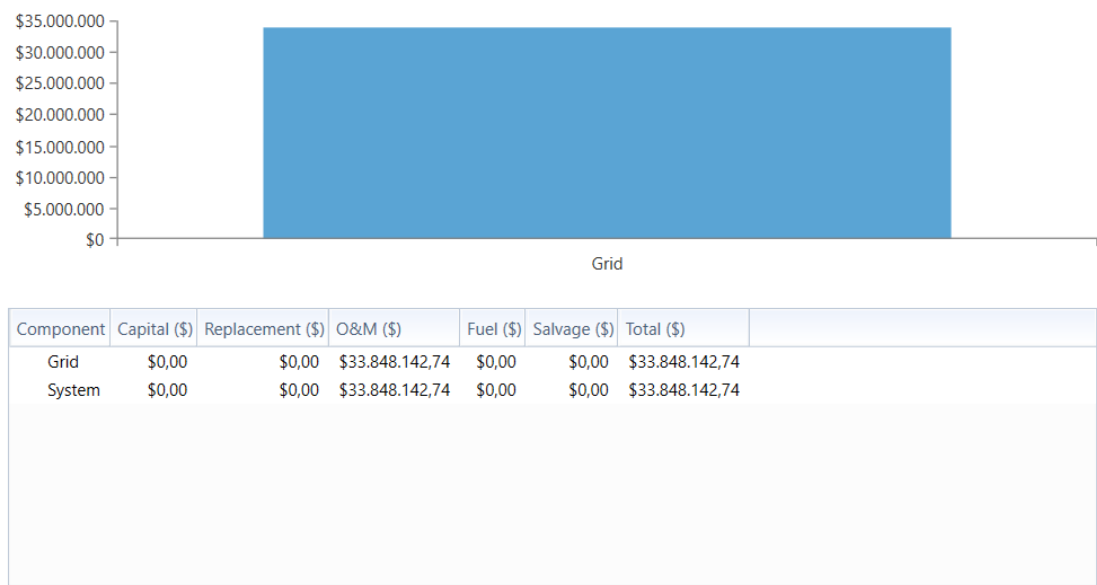


Figura 32 Inversión por tecnología caso 5 micro red on-grid.

Production	kWh/yr	%
Grid Purchases	39.980.885	100
Total	39.980.885	100

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	39.980.885	100
DC Primary Load	0	0
Total	39.980.885	100

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	0	0
Unmet Electric Load	0	0
Capacity Shortage	0	0

Quantity	Value
Renewable Fraction	0
Max. Renew. Penetration	0

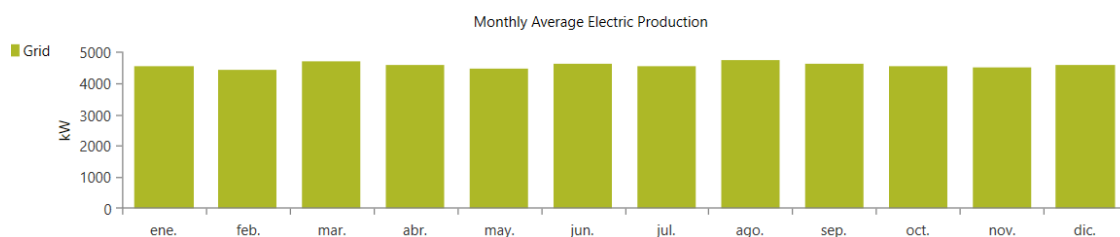


Figura 33 Aporte energético por tecnología caso 5 micro red on-grid.

Como es de esperar se muestra en la figura 33, que la red proporciona el 100% de la energía demandada por la industria.

Dentro del flujo de caja se observa los costos de la planilla en cada año.

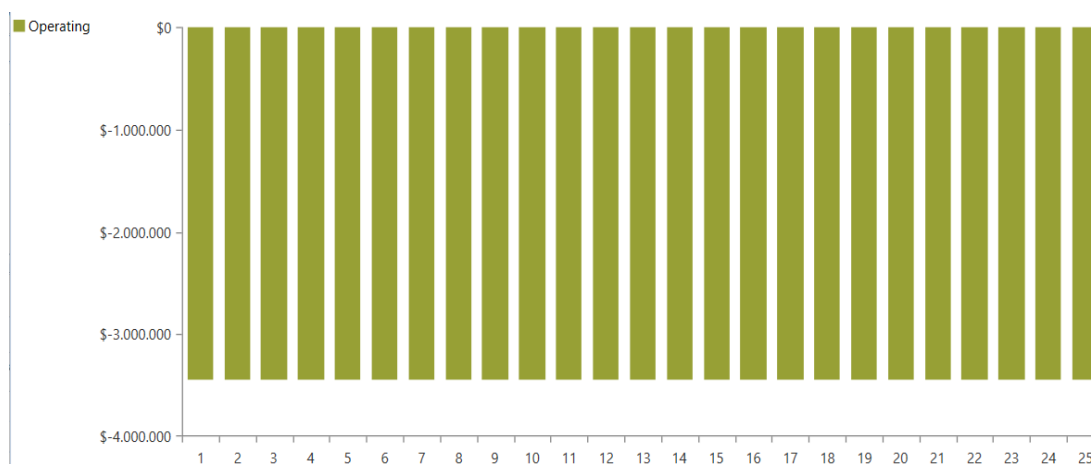


Figura 34 Flujo de caja caso 5 micro red on-grid.

Al considerar solo la red eléctrica no se dispone del análisis de ningún tipo de inversión y rentabilidad.

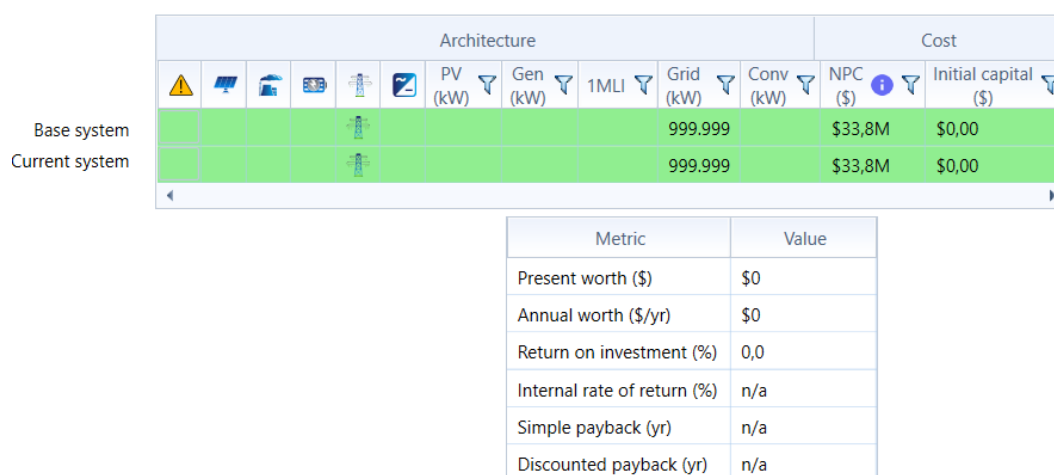


Figura 35 Comparativa entre tecnologías caso 5 micro red on-grid.

3.2.6 Generación a Diésel y Red Eléctrica

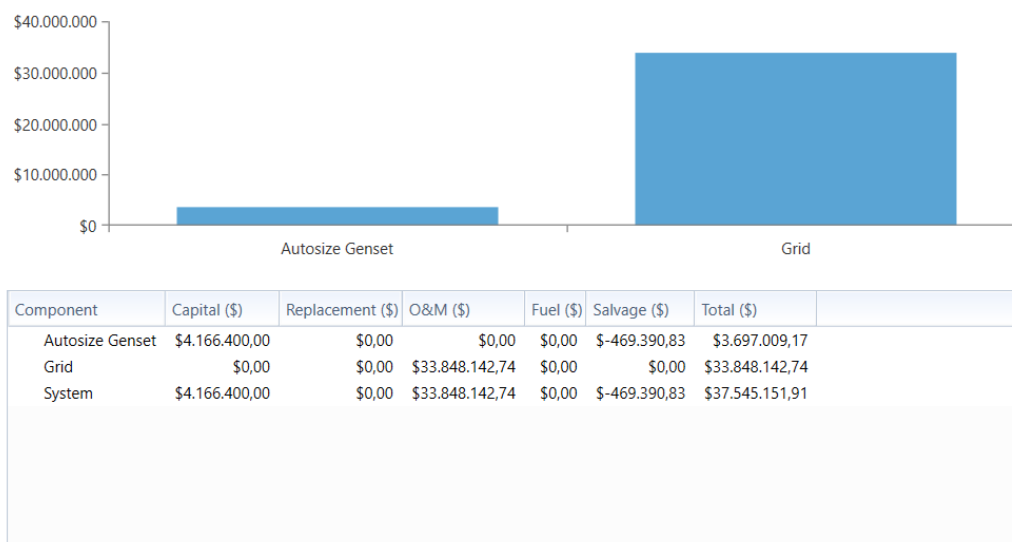


Figura 36 Inversión por tecnología caso 6 micro red on-grid.

El presente escenario considera utilizar generador a diésel y la red eléctrica. Como en el caso anterior en la figura... se muestran los costos asociados a la inversión, donde se nota el valor que representa el reemplazo de cada equipo y la operación y mantenimiento.

Considerando el costo presente de toda la inversión y el ahorro energético el costo del proyecto en valor presente es de **\$37.545.151,91**.

Production	kWh/yr	%
Autosize Genset	0	0
Grid Purchases	39.980.885	100
Total	39.980.885	100

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	39.980.885	100
DC Primary Load	0	0
Total	39.980.885	100

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	0	0
Unmet Electric Load	0	0
Capacity Shortage	0	0

Quantity	Value
Renewable Fraction	0
Max. Renew. Penetration	0

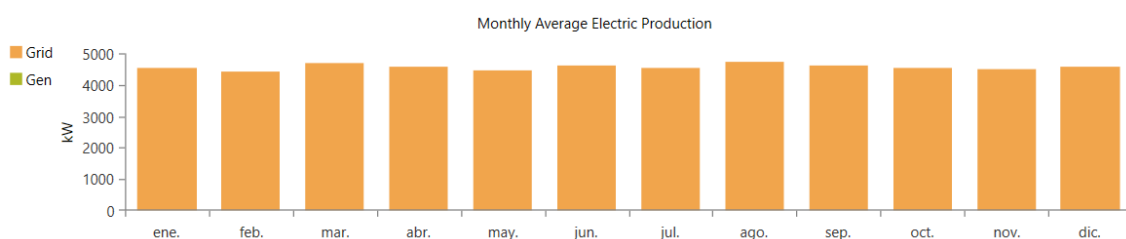


Figura 37 Aporte energético por tecnología caso 6 micro red on-grid.

El programa considera más rentable utilizar la energía que proviene de la red eléctrica que el grupo electrógeno, siendo el **100%** de la red.

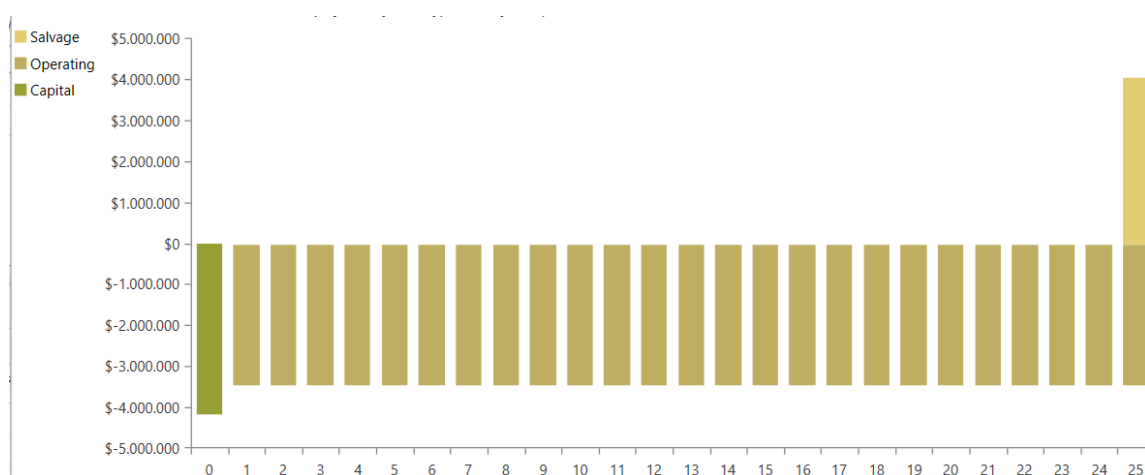
















Figura 38 Flujo de caja caso 6 micro red on-grid.

La figura 38, muestra el flujo de caja del proyecto en el periodo de los 25 años. Se observa que al inicio se realiza la inversión inicial, cada año se tiene el valor de la planilla. También al culminar el periodo de análisis se observa el costo de la generación a diésel intacta, debido a que no se toma en cuenta para generar energía.

Architecture												Cost					
						PV (kW)		Gen (kW)		1MLI		Grid (kW)		Conv (kW)	NPC (\$)		Initial capital (\$)
Base system												999.999			\$33,8M		\$0,00
Current system								9.300				999.999			\$37,5M		\$4,17M

Metric	Value
Present worth (\$)	\$-3.697.009
Annual worth (\$/yr)	\$-376.859
Return on investment (%)	-0,1
Internal rate of return (%)	n/a
Simple payback (yr)	n/a
Discounted payback (yr)	n/a

Figura 39 Comparativa entre tecnologías caso 6 micro red on-grid.

Por último, en el apartado de resultado se considera la comparativa entre invertir en generación a diésel y la red eléctrica convencional. Al tomar en cuenta el valor presente neto (NPC), se constata que el consumo energético en los 25 años de la industria sería de **33,8 millones de dólares**, mientras invirtiendo en generadores se tendría un valor de **37,5 millones**, lo cual es más alto por la inversión innecesaria realizada. Se debe mencionar de manera complementaria que el tiempo de retorno de la inversión y la tasa interna de retorno de (TIR) no están definidas ya que es un caso de pérdida.

A igual que los anteriores casos, aunque se invierte en generadores estos no son utilizados ya que no representan una acción rentable.

3.2.7 Baterías y Red Eléctrica

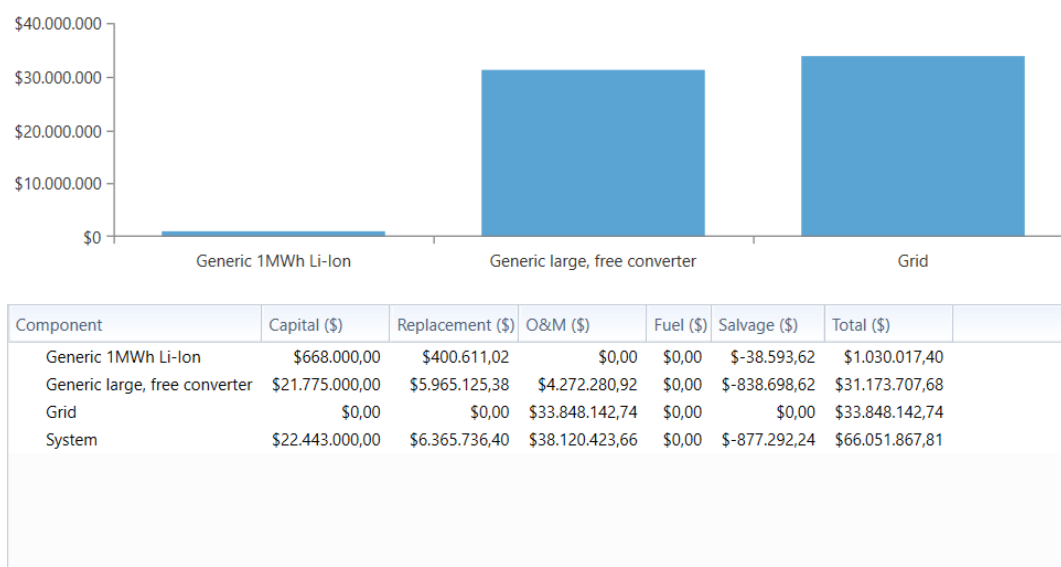


Figura 40 Inversión por tecnología caso 7 micro red on-grid.

El presente escenario considera utilizar baterías de litio y la red eléctrica. Como en el caso anterior en la figura... se muestran los costos asociados a la inversión, donde se nota el valor que representa el reemplazo de cada equipo y la operación y mantenimiento.

Considerando el costo presente de toda la inversión y el ahorro energético el costo del proyecto en valor presente es de **\$66.051.867,81**.

Production	kWh/yr	%
Grid Purchases	39.980.885	100
Total	39.980.885	100

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	39.980.885	100
DC Primary Load	0	0
Total	39.980.885	100

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	0	0
Unmet Electric Load	0	0
Capacity Shortage	0	0

Quantity	Value
Renewable Fraction	0
Max. Renew. Penetration	0

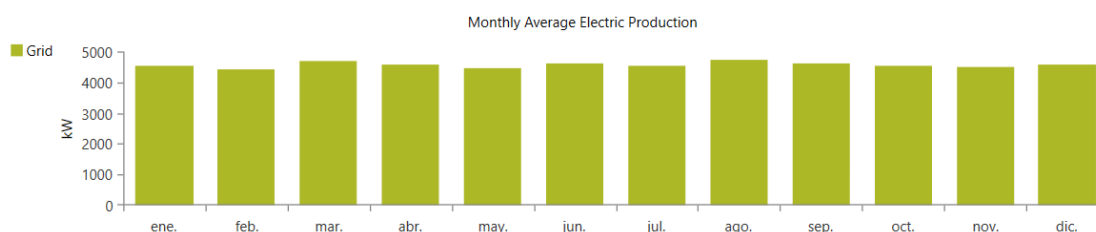


Figura 41 Aporte energético por tecnología caso 7 micro red on-grid.

Como en el caso anterior el programa considera más rentable utilizar la energía que proviene de la red eléctrica que en algún momento la almacenada en las baterías, siendo el **100%** de la red.

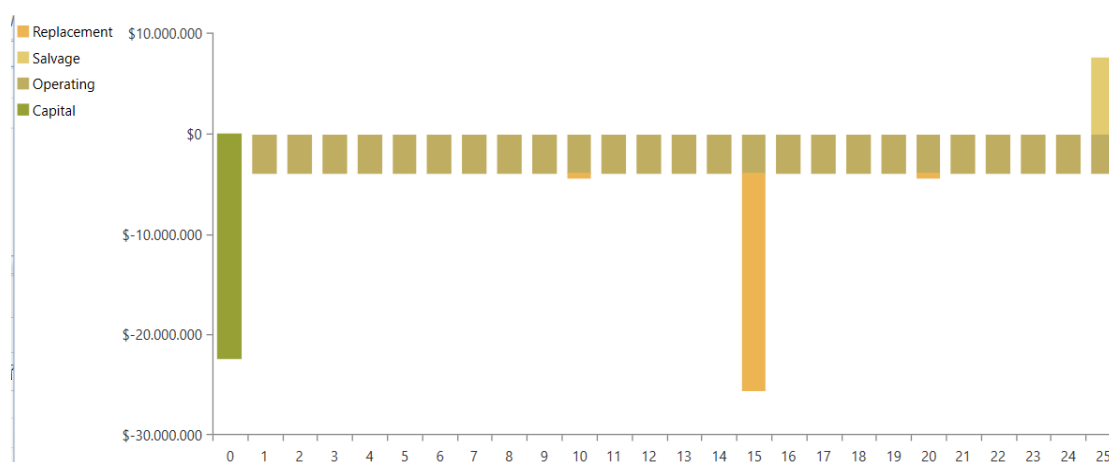


Figura 42 Flujo de caja caso 7 micro red on-grid.

La figura 42, muestra el flujo de caja del proyecto en el periodo de los 25 años. Se observa que al inicio se realiza la inversión inicial, cada año se tiene el valor de la planilla y los correspondientes reemplazos de inversores y baterías. También al culminar el periodo de análisis se observa el costo de las baterías e inversores.

Architecture										Cost	
					PV (kW)	Gen (kW)	1MLI	Grid (kW)	Conv (kW)	NPC (\$)	Initial capital (\$)
Base system								999.999		\$33,8M	\$0,00
Current system							1	999.999	50.000	\$66,1M	\$22,4M

Metric	Value
Present worth (\$)	\$-32.203.730
Annual worth (\$/yr)	\$-3.282.725
Return on investment (%)	-8,7
Internal rate of return (%)	n/a
Simple payback (yr)	n/a
Discounted payback (yr)	n/a

Figura 43 Comparativa entre tecnologías caso 7 micro red on-grid.

Por último, en el apartado de resultado se considera la comparativa entre invertir en baterías, inversores y la red eléctrica convencional. Al tomar en cuenta el valor presente neto (NPC), se constata que el consumo energético en los 25 años de la industria sería de **33,8 millones de dólares**, mientras invirtiendo en baterías se tendría un valor de **66,1 millones**, lo cual es más alto por la inversión innecesaria realizada. Se debe mencionar de manera

complementaria que el tiempo de retorno de la inversión y la tasa interna de retorno de (TIR) no están definidas ya que es un caso de pérdida.

A igual que los anteriores casos, aunque se invierte en baterías estas no son utilizados ya que no representan una acción rentable ante la red eléctrica.

3.2.8 Baterías, Generación a Diésel y Red Eléctrica

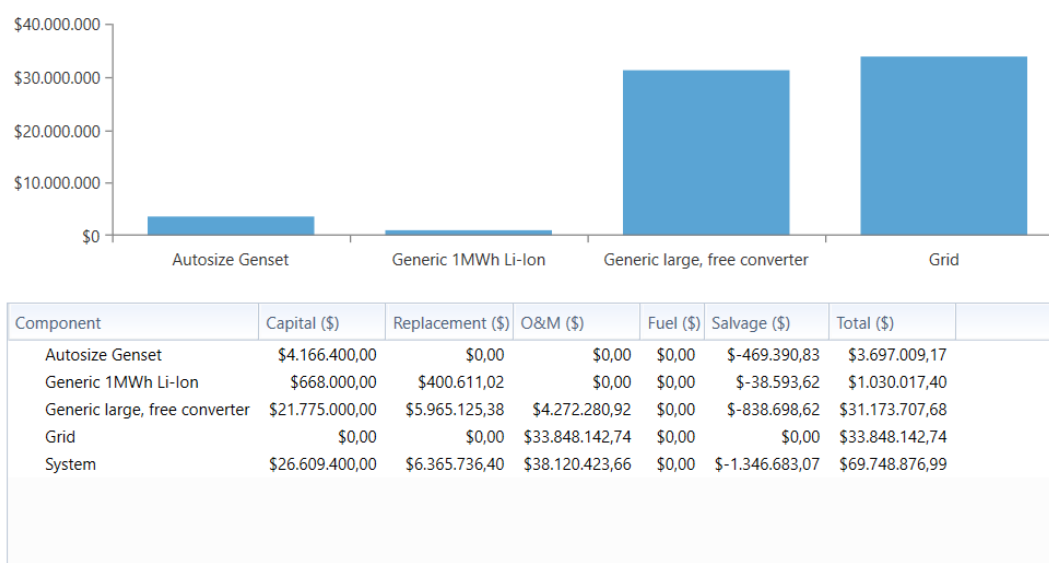


Figura 44 Inversión por tecnología caso 8 micro red on-grid.

El presente escenario es el peor de los casos en términos de inversión, ya que considera utilizar baterías de litio, generadores y la red eléctrica. Como en el caso anterior en la figura 44, se muestran los costos asociados a la inversión, donde se nota el valor que representa el reemplazo de cada equipo y la operación y mantenimiento.

Considerando el costo presente de toda la inversión y el ahorro energético el costo del proyecto en valor presente es de **\$69.748.876,99**.

Production	kWh/yr	%
Autosize Genset	0	0
Grid Purchases	39,980.885	100
Total	39,980.885	100

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	39,980.885	100
DC Primary Load	0	0
Total	39,980.885	100

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	0	0
Unmet Electric Load	0	0
Capacity Shortage	0	0

Quantity	Value
Renewable Fraction	0
Max. Renew. Penetration	0

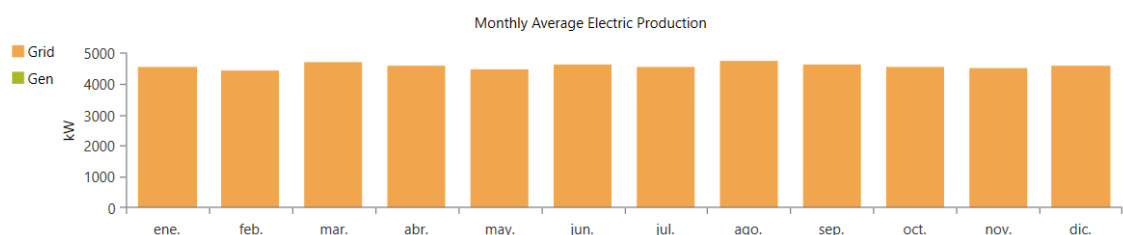


Figura 45 Aporte energético por tecnología caso 8 micro red on-grid.

Como en el caso anterior el programa considera más rentable utilizar la energía que proviene de la red eléctrica, que los generadores y la energía almacenada en las baterías, siendo el **100%** de la red.

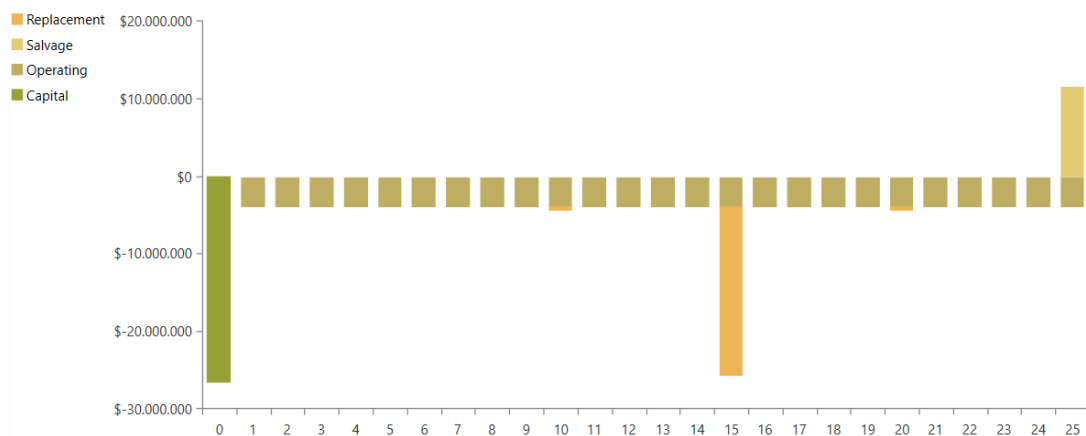





















Figura 46 Flujo de caja caso 8 micro red on-grid.

La figura... muestra el flujo de caja del proyecto en el periodo de los 25 años. Se observa que al inicio se realiza la inversión inicial, cada año se tiene el valor de la planilla y los correspondientes reemplazos de inversores y baterías. También al culminar el periodo de análisis se observa el costo de las baterías, generadores e inversores que no fueron utilizados.

Architecture												Cost									
							PV (kW)		Gen (kW)		1MLI		Grid (kW)		Conv (kW)		NPC (\$)			Initial capital (\$)	
Base system													999.999				\$33,8M			\$0,00	
Current system									9.300		1		999.999		50.000		\$69,7M			\$26,6M	

Metric	Value
Present worth (\$)	\$-35.900.740
Annual worth (\$/yr)	\$-3.659.584
Return on investment (%)	-7,4
Internal rate of return (%)	n/a
Simple payback (yr)	n/a
Discounted payback (yr)	n/a

Figura 47 Comparativa entre tecnologías caso 8 micro red on-grid.

Por último, en el apartado de resultado se considera la comparativa entre invertir en baterías, inversores, generadores y la red eléctrica convencional. Al tomar en cuenta el valor presente neto (NPC), se constata que el consumo energético en los 25 años de la industria sería de **33,8 millones de dólares**, mientras invirtiendo en baterías se tendría un valor de **69,7 millones**, lo cual es más alto por la inversión innecesaria realizada. Se debe mencionar de manera complementaria que el tiempo de retorno de la inversión y la tasa interna de retorno de (TIR) no están definidas ya que es un caso de pérdida.

A igual que los anteriores casos, aunque se invierte en baterías y generadores estas no son utilizados, ya que no representan una acción rentable ante la red eléctrica.

3.3 Resultados de simulación de red optimizada sin considerar la presencia de Red Pública Eléctrica

Al momento de finalizar el análisis anterior surge la duda de plantear el escenario donde no se disponga de red eléctrica, es decir, una red híbrida aislada, con esto se observará la intervención de las diferentes tecnologías de generación de manera en la cual la industria no invierta en construir una red, comparando con el tipo de generación menos rentable, en este caso dicha generación es la basada en diésel. Todo esto se puede interpretar de mejor manera en el esquema presentado en la figura 48.

Así mismo Homer Pro enlista los resultados obtenidos de combinar todos los medios de generación como se observa en el Apéndice C.

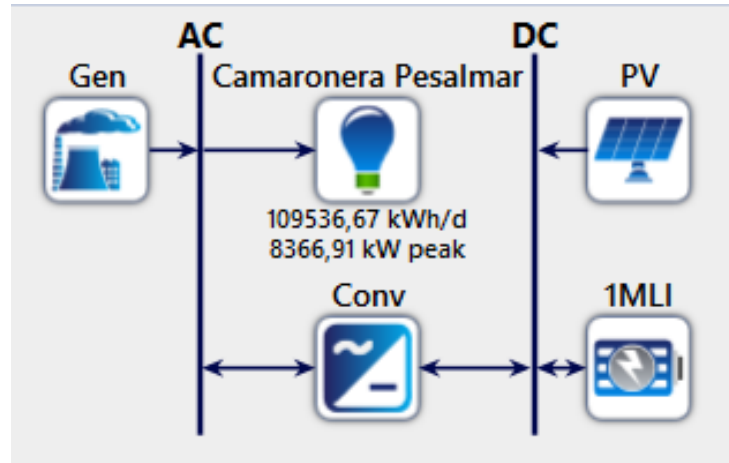


Figura 48 Esquema de conexión de micro red híbrida off-grid Pesalmar.

3.3.1 Energía Solar Fotovoltaica y Baterías

El presente escenario es el mejor de los casos en términos de inversión, considera utilizar planta solar con baterías de litio. La figura 49, se muestran los costos asociados a la inversión, donde se nota el valor que representa el reemplazo de cada equipo y la operación y mantenimiento.

Considerando el costo presente de toda la inversión y el ahorro energético, el costo del proyecto en valor presente es de **\$212.926.861,28**.

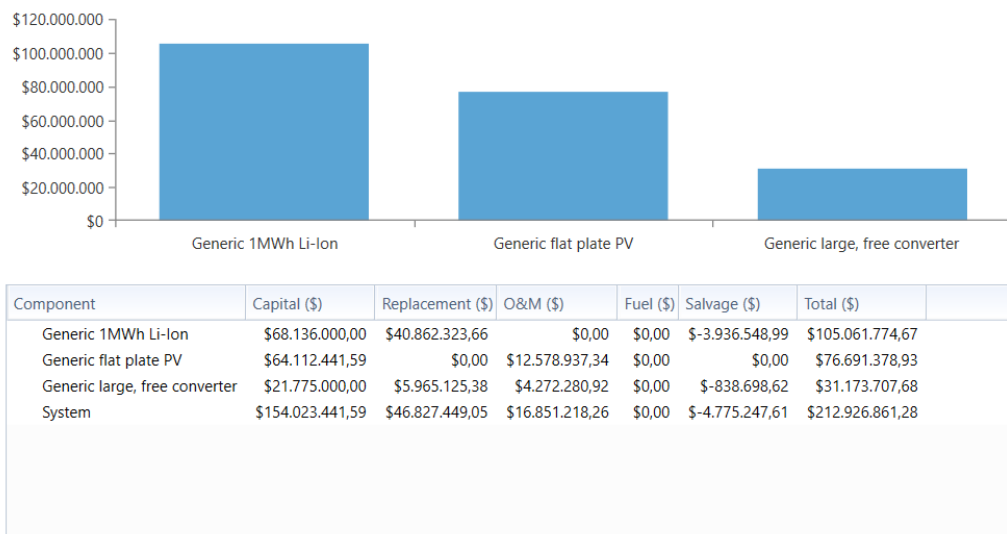


Figura 49 Inversión por tecnología caso 9 micro red off-grid.

A continuación, se muestra la aportación de cada tecnología de manera

promedio a lo largo del año, donde se observa que la generación fotovoltaica cubre el **100%** de la energía consumida por la industria.

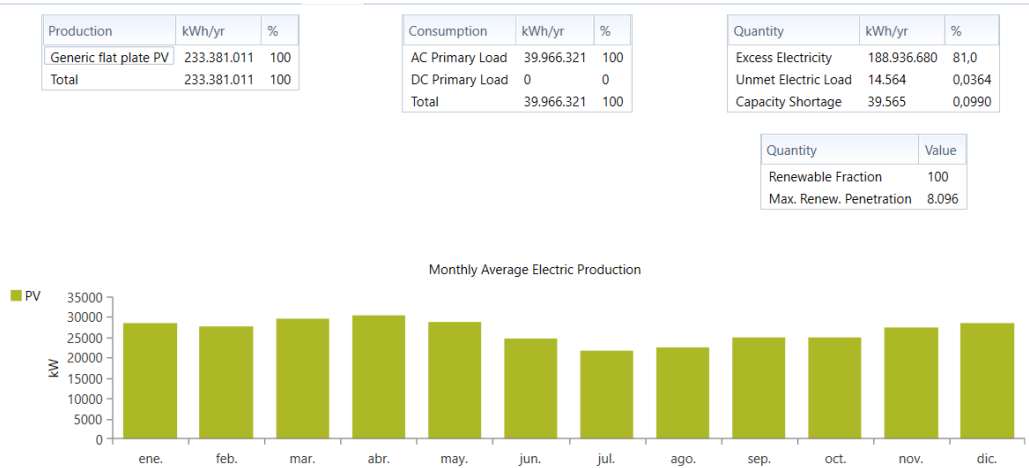


Figura 50 Aporte energético por tecnología caso 9 micro red off-grid.

La figura... muestra el flujo de caja del proyecto en el periodo de los 25 años. Se observa que al inicio se realiza la inversión inicial, cada año se tiene el gasto de operación y mantenimiento. También se considera el costo del reemplazo de los inversores a los 15 años, y las baterías a los 10 años y el monto a favor al terminar el periodo de análisis correspondiente a la vida útil de los equipos.

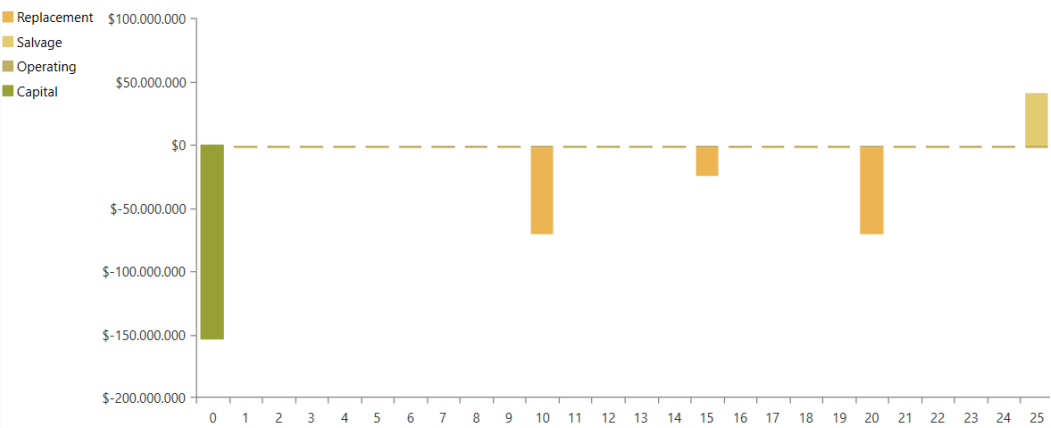


Figura 51 Flujo de caja caso 9 micro red off-grid.

Por último, en el apartado de resultado se considera la comparativa entre utilizar energía solar fotovoltaica con respaldo y el grupo electrógeno. Al tomar en cuenta el valor presente neto (NPC), se constata que el costo de invertir en generadores sería de **7,66 billones de dólares**, mientras invirtiendo en

paneles solares con respaldo se tendría un valor de **213 millones**. Se debe mencionar de manera complementaria que el tiempo de retorno de la inversión es de **0,19 años** con una tasa interna de retorno de (TIR) de **518,7%** lo cual representa un valor atractivo ante el tipo de inversión.

Existe una notable diferencia con el caso conectado a la red; esto es debido a que el programa asegura a toda manera que la generación de energía sea confiable, y no se presente por ningún motivo un corte. Esto justifica por qué razón, aunque el aporte fotovoltaico en el caso conectado a la red era mayoritario, la red proporcionaba estabilidad y confiabilidad al usuario mediante un aporte mínimo energético.

You may choose a different base case using the Compare Economics button on the Results Summary Table.

		Architecture						Cost	
			PV (kW)	Gen (kW)	1MLI	Conv (kW)	NPC (\$)	Initial capital (\$)	
Base system				9.300			\$7,66B	\$4,17M	
Current system					102	50.000	\$213M	\$154M	

Metric	Value
Present worth (\$)	\$7.449.990.000
Annual worth (\$/yr)	\$759.423.500
Return on investment (%)	512,7
Internal rate of return (%)	518,7
Simple payback (yr)	0,19
Discounted payback (yr)	0,21

Figura 52 Comparativa entre tecnologías caso 9 micro red off-grid.

3.3.2 Energía Solar Fotovoltaica, Generación a Diésel y Baterías

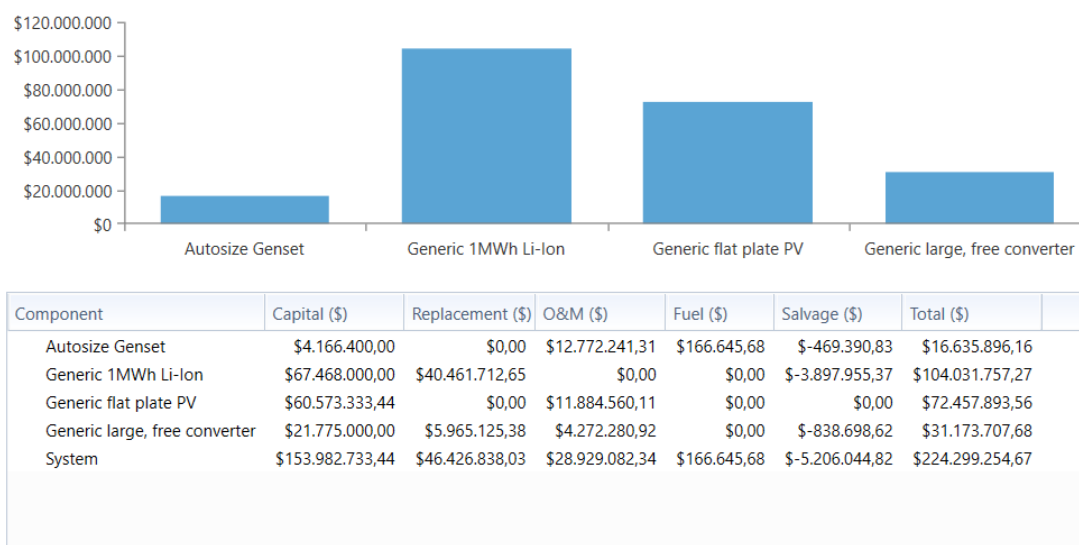


Figura 53 Inversión por tecnología caso 10 micro red off-grid.

Continuando con el análisis el presente escenario considera utilizar planta solar con baterías de litio y generadores. La figura... se muestran los costos asociados a la inversión, donde se nota el valor que representa el reemplazo de cada equipo y la operación y mantenimiento.

Considerando el costo presente de toda la inversión y el ahorro energético, el costo del proyecto en valor presente es de **\$224.299.254,67**.

A continuación, se muestra la aportación de cada tecnología de manera promedio a lo largo del año, donde se observa que la generación fotovoltaica cubre el **100%** de la energía consumida por la industria.

Production	kWh/yr	%
Generic flat plate PV	220.498.011	100
Autosize Genset	34.659	0,0157
Total	220.532.669	100

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	39.980.885	100
DC Primary Load	0	0
Total	39.980.885	100

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	176.071.501	79,8
Unmet Electric Load	0	0
Capacity Shortage	0	0

Quantity	Value
Renewable Fraction	99,9
Max. Renew. Penetration	7.649

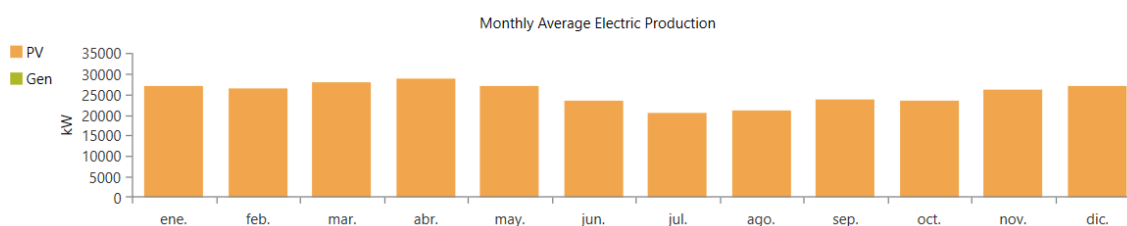


Figura 54 Aporte energético por tecnología caso 10 micro red off-grid.

La figura 55, muestra el flujo de caja del proyecto en el periodo de los 25 años.

Se observa que al inicio se realiza la inversión inicial, cada año se tiene el gasto de operación y mantenimiento. También se considera el costo del reemplazo de los inversores a los 15 años, y las baterías a los 10 años y el monto a favor al terminar el periodo de análisis correspondiente a la vida útil de los equipos.

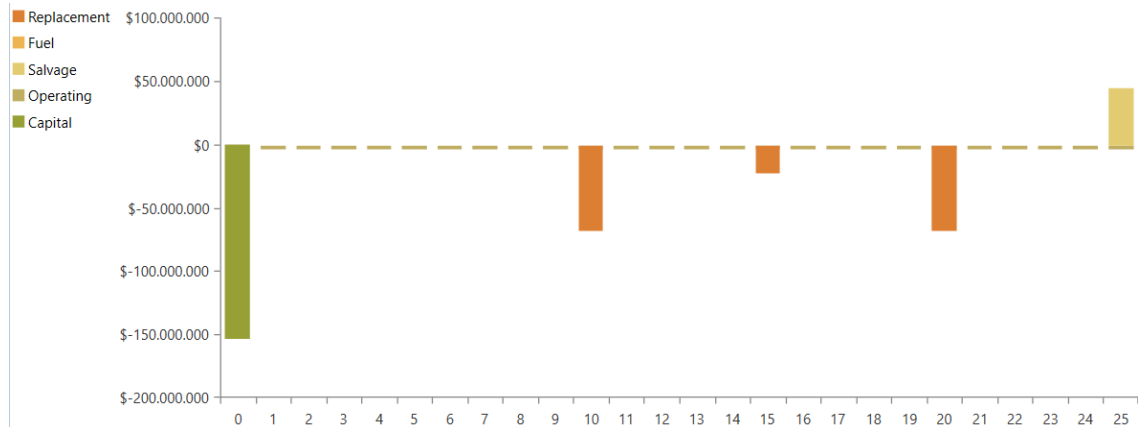


Figura 55 Flujo de caja caso 10 micro red off-grid.

Por último, en el apartado de resultado se considera la comparativa entre utilizar energía solar fotovoltaica con respaldo, generadores y utilizar solo el grupo electrógeno. Al tomar en cuenta el valor presente neto (NPC), se constata que el costo de invertir en generadores sería de **7,66 billones de dólares**, mientras que en el otro caso se tendría un valor de **224 millones**. Se debe mencionar de manera complementaria que el tiempo de retorno de la inversión es de **0,19 años** con una tasa interna de retorno de (TIR) de **518%** lo cual representa un valor atractivo ante el tipo de inversión.

Igual que en casos anteriormente analizados, aunque se dispone de los generadores estos no entran en operación en ningún momento.

You may choose a different base case using the Compare Economics button on the Results Summary Table.

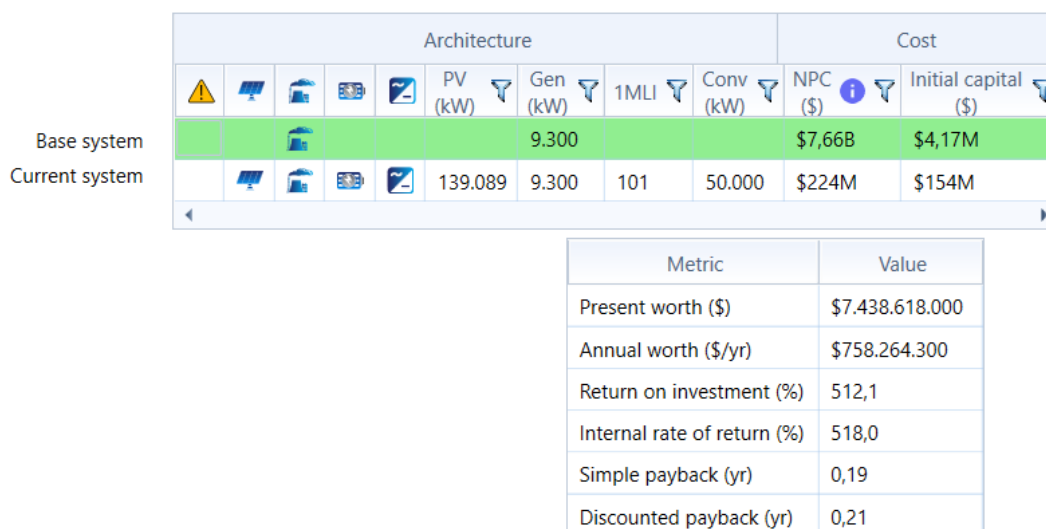


Figura 56 Comparativa entre tecnologías caso 10 micro red off-grid.

3.3.3 Generación a Diésel y Baterías

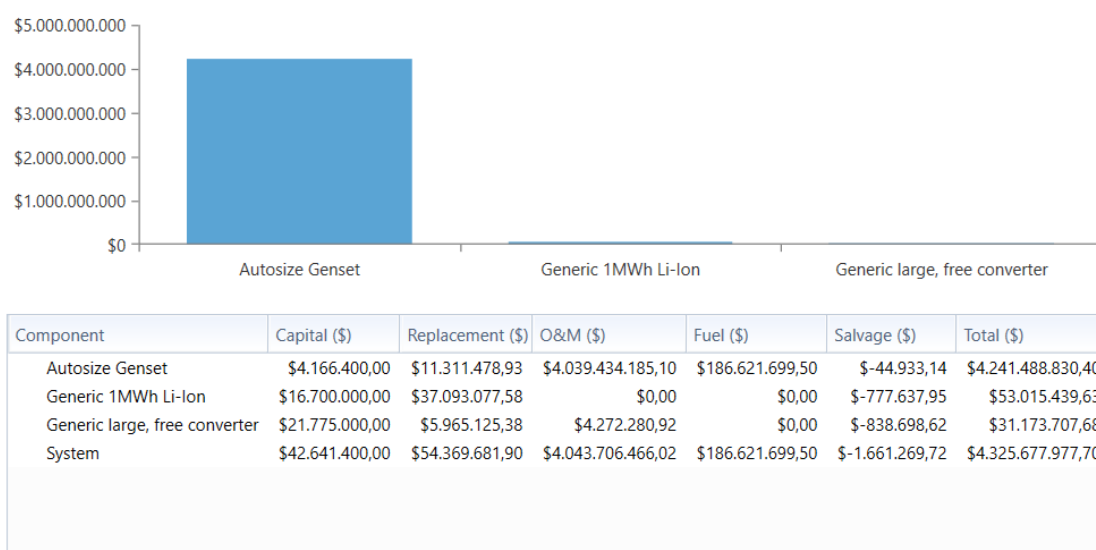


Figura 57 Inversión por tecnología caso 11 micro red off-grid.

El presente escenario considera utilizar baterías de litio y generadores. La figura... se muestran los costos asociados a la inversión, donde se nota el valor que representa el reemplazo de cada equipo y la operación y mantenimiento.

Considerando el costo presente de toda la inversión y el ahorro energético, el costo del proyecto en valor presente es de **\$4,33 billones**.

A continuación, se muestra la aportación de cada tecnología de manera

promedio a lo largo del año, donde se observa que la generación mediante diésel cubre el **100%** de la energía consumida por la industria.

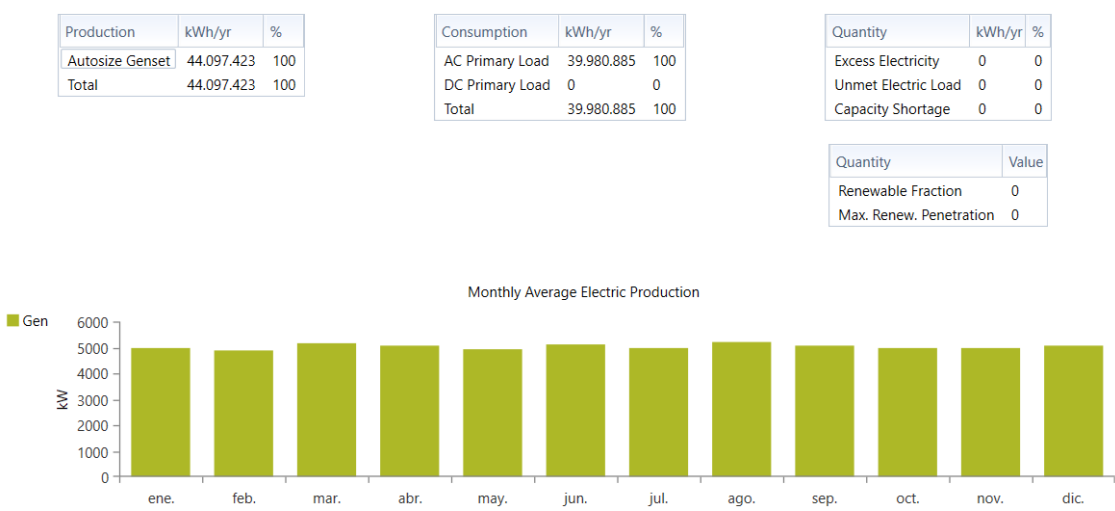


Figura 58 Aporte energético por tecnología caso 11 micro red off-grid.

La figura 59, muestra el flujo de caja del proyecto en el periodo de los 25 años. Se observa que al inicio se realiza la inversión inicial, cada año se tiene el gasto de operación y mantenimiento, así como el consumo de diésel. También se considera el costo del reemplazo de los generadores cada 4 años, las baterías a los 10 años y el monto a favor al terminar el periodo de análisis correspondiente a la vida útil de los equipos.

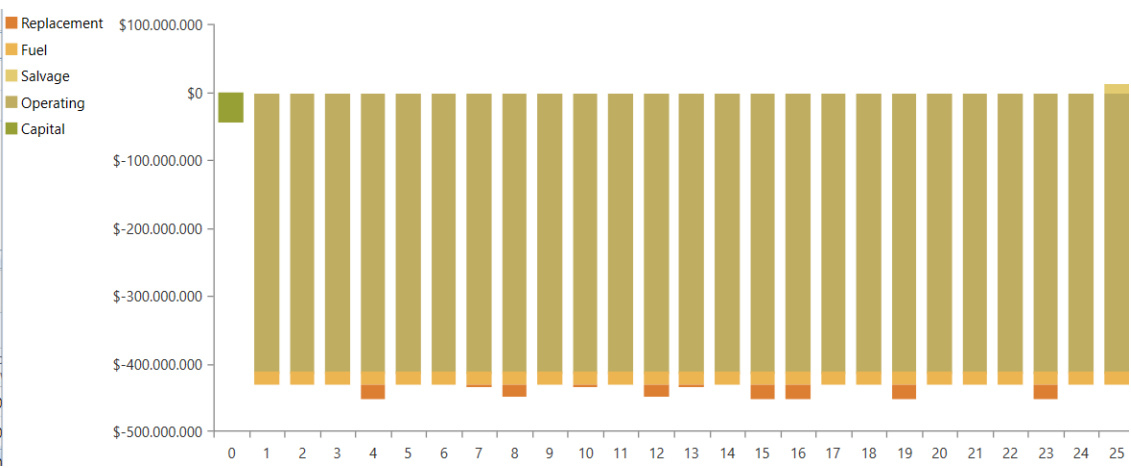









Figura 59 Flujo de caja caso 11 micro red off-grid.

Por último, en el apartado de resultado se considera la comparativa entre utilizar energía proveniente de los generadores, almacenamiento de energía en baterías y utilizar solo el grupo electrógeno. Al tomar en cuenta el valor presente neto (NPC), se constata que el costo de invertir en generadores sería

de **7,66 billones de dólares**, mientras que en el otro caso se tendría un valor de **4,33 billones**. Se debe mencionar de manera complementaria que el tiempo de retorno de la inversión es de **0,11 años** con una tasa interna de retorno de (TIR) de **903,3%**.

		Architecture					Cost		
									
				PV (kW)	Gen (kW)	1MLI	Conv (kW)	NPC (\$)	Initial capital (\$)
Base system					9.300			\$7,66B	\$4,17M
Current system					9.300	25	50.000	\$4,33B	\$42,6M

Metric	Value
Present worth (\$)	\$3.337.239.000
Annual worth (\$/yr)	\$340.185.400
Return on investment (%)	890,0
Internal rate of return (%)	903,3
Simple payback (yr)	0,11
Discounted payback (yr)	0,12

Figura 60 Comparativa entre tecnologías caso 11 micro red off-grid.

3.3.4 Energía Solar Fotovoltaica y Generación a Diésel

En este escenario se considera utilizar generación solar fotovoltaica y generadores. La figura 61, se muestran los costos asociados a la inversión, donde se nota el valor que representa el reemplazo de cada equipo y la operación y mantenimiento.

Considerando el costo presente de toda la inversión y el ahorro energético, el costo del proyecto en valor presente es de **\$4,6 billones**.

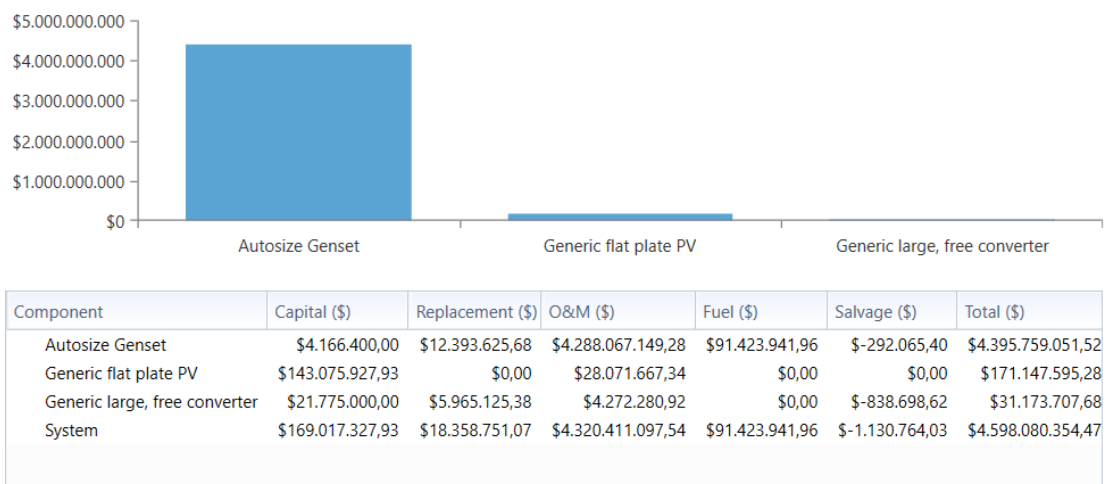


Figura 61 Inversión por tecnología caso 12 micro red off-grid.

También a continuación, se muestra la aportación de cada tecnología de manera promedio a lo largo del año, donde se observa que la generación fotovoltaica cubre el **96,2%** y la generación a diésel el **3,77%** de la energía consumida por la industria. Esto es debido a que al ser un sistema off-grid el sistema fotovoltaico toma como referencia al generador ocupándole mayormente para la estabilidad del sistema ante variaciones meteorológicas, es por ello que como se observa en el Apéndice C; en este caso se muestra una alerta que sugiere desarrollar un diseño más detallado de la planta, lo cual en términos prácticos se debe tener en cuenta para escoger el adecuado controlador.

Production	kWh/yr	%
Generic flat plate PV	520.822.541	96,2
Autosize Genset	20.413.953	3,77
Total	541.236.495	100

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	39.980.885	100
DC Primary Load	0	0
Total	39.980.885	100

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	500.225.758	92,4
Unmet Electric Load	0	0
Capacity Shortage	0	0

Quantity	Value
Renewable Fraction	48,9
Max. Renew. Penetration	18,066

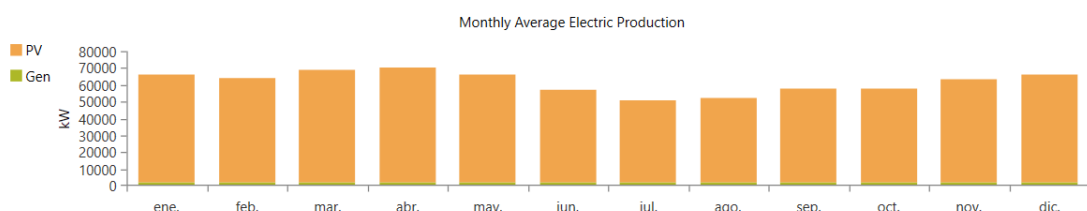


Figura 62 Aporte energético por tecnología caso 12 micro red off-grid.

La figura 63, muestra el flujo de caja del proyecto en el periodo de los 25 años.

Se observa que al inicio se realiza la inversión inicial, cada año se tiene el gasto de operación y mantenimiento, así como el consumo de diésel. También se considera el costo del reemplazo de los generadores cada 3 años, los inversores a los 15 años y el monto a favor al terminar el periodo de análisis correspondiente a la vida útil de los equipos

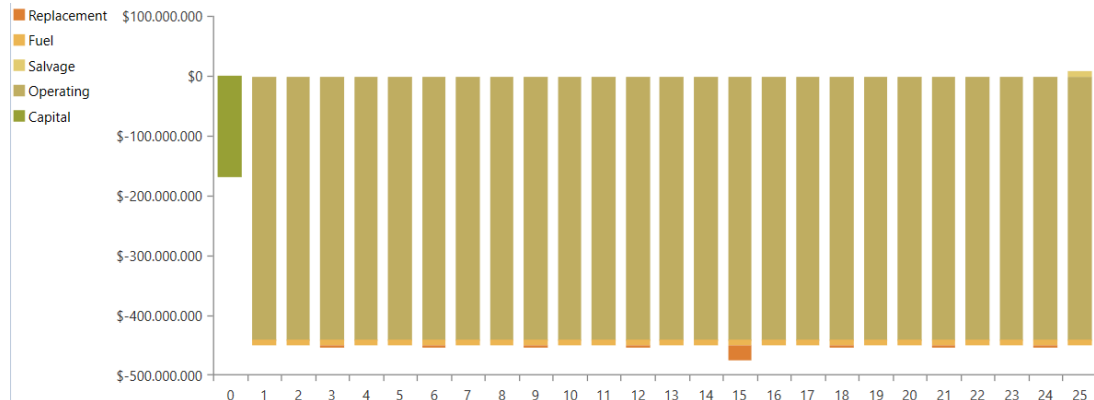


Figura 63 Flujo de caja caso 12 micro red off-grid.

Para finalizar el análisis de este escenario, en el apartado de resultados se considera la comparativa entre utilizar energía proveniente de los generadores, planta solar y utilizar solo el grupo electrógeno. Al tomar en cuenta el valor presente neto (NPC), se constata que el costo de invertir en generadores sería de **7,66 billones de dólares** como en todos los casos, mientras que en al invertir en planta solar con generadores de respaldo se tendría un valor de **4,6 billones**. Se debe mencionar de manera complementaria que el tiempo de retorno de la inversión es de **0,5 años** con una tasa interna de retorno de (TIR) de **199,8%**.

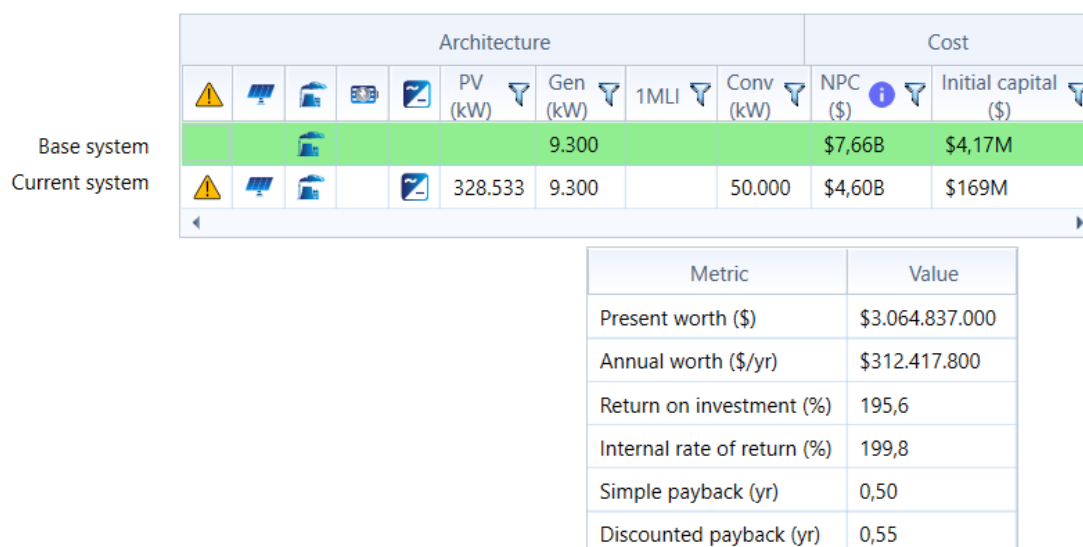


Figura 64 Comparativa entre tecnologías caso 12 micro red off-grid.

3.3.5 Generación a Diésel

El último caso de estudio es uno de los más importantes porque evidencia el gasto promedio realizado si se escoge solo generación basada a diésel. La figura 65, se muestran los costos asociados a la inversión inicial, donde se nota el valor que representa el reemplazo de cada equipo y la operación y mantenimiento.

Considerando el costo presente de toda la inversión, el costo del proyecto en valor presente es de **\$7,66 billones**.

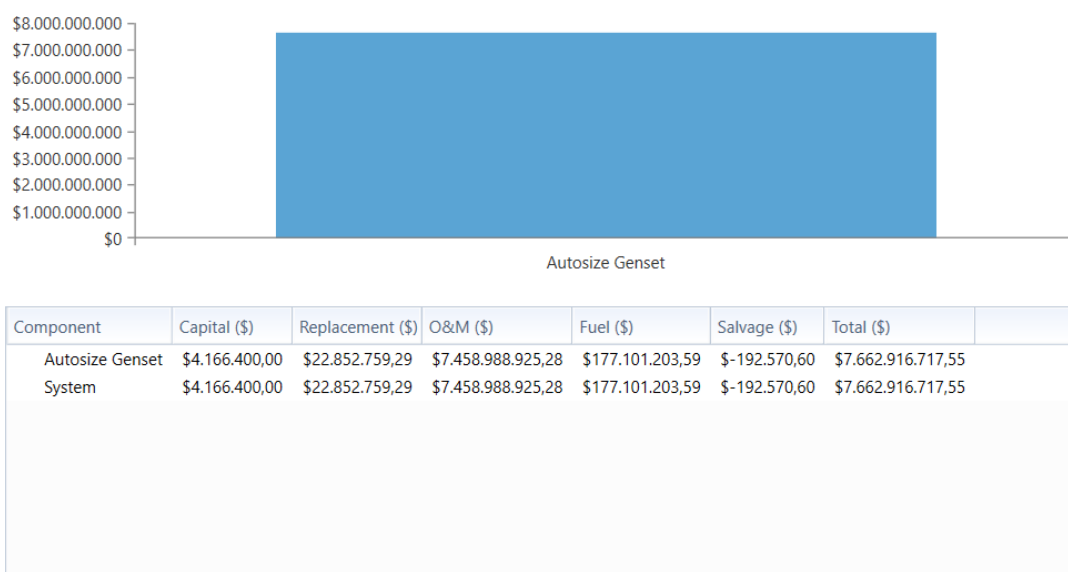


Figura 65 Inversión por tecnología caso 13 micro red off-grid.

A continuación, se observa que la generación mediante diésel cubre el **100%** de la energía consumida anualmente por la industria.

Production	kWh/yr	%
Autosize Genset	39.981.130	100
Total	39.981.130	100

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	39.980.885	100
DC Primary Load	0	0
Total	39.980.885	100

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	245	0,000600
Unmet Electric Load	0	0
Capacity Shortage	0	0

Quantity	Value
Renewable Fraction	0
Max. Renew. Penetration	0

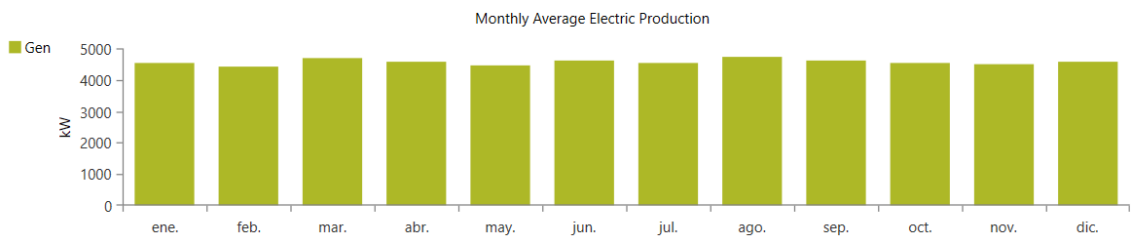


Figura 66 Aporte energético por tecnología caso 13 micro red off-grid.

En cuanto al flujo de caja del proyecto en el periodo de los 25 años, se observa que al inicio se realiza la inversión inicial, cada año se tiene el gasto de operación y mantenimiento, así como el consumo de diésel. También se considera el tener una operación continua los generadores deben ser reemplazados cada 2 años.

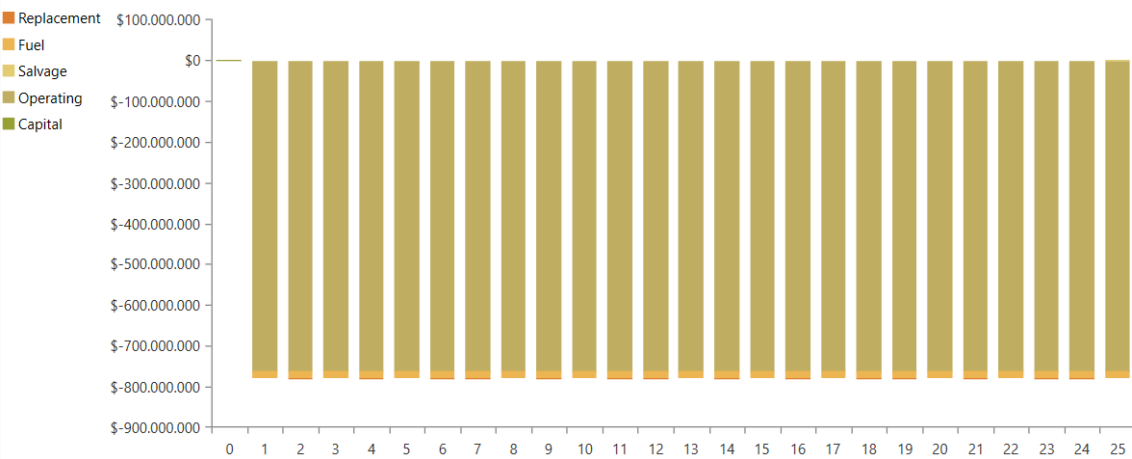















Figura 67 Flujo de caja caso 13 micro red off-grid.

Por último, al ser la tecnología de generación menos rentable no se compara con ninguna otra financieramente y se obtienen los valores de inversión ya presentados con anterioridad.

Architecture										Cost	
					PV (kW) 	Gen (kW) 	1MLI 	Conv (kW) 	NPC (\$) 	Initial capital (\$) 	
Base system						9.300			\$7,66B	\$4,17M	
Current system						9.300			\$7,66B	\$4,17M	

Metric	Value
Present worth (\$)	\$0
Annual worth (\$/yr)	\$0
Return on investment (%)	0,0
Internal rate of return (%)	n/a
Simple payback (yr)	n/a
Discounted payback (yr)	n/a

Figura 68 Comparativa entre tecnologías caso 13 micro red off-grid.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este capítulo se presentan las conclusiones a las que se han llegado durante el desarrollo del proyecto, en base al análisis de los resultados obtenidos de la metodología planteada.

Conclusiones

Con el planteamiento de los diferentes escenarios de operación, se presentaron varias propuestas de microrred híbrida para la electrificación de la Camaronera Pesalmar, cada una de estas basan su óptimo diseño según las necesidades y requerimientos del usuario, así como las condiciones medioambientales. Desde el punto de vista netamente económico los mejores escenarios corresponden a la utilización de planta solar con baterías en caso off-grid, y planta solar con red en el caso on-grid, siendo el segundo el más adecuado para asegurar estabilidad y menor inversión inicial, además de tener la opción de interactuar con el sistema interconectado y así aprovechar la entrega de energía a la red.

Mediante la visita a la camaronera Pesalmar, se logró realizar el levantamiento de información geográfico y determinar los requerimientos de carga, identificando las características de consumo de la industria, categorizadas según el tipo de usuario, se estimó una potencia total instalada de 8.056 MW y un consumo anual de 39.980,885 MWh/año.

Las técnicas de *machine learning* permiten obtener representantes óptimos de irradiancia, temperatura y velocidad del viento. Esto ayuda al software como Homer Pro a manejar grandes cantidades de datos, para predecir de mejor manera la producción energética de origen renovable en cada ubicación. Sin embargo, también se debe mencionar que la toma de datos meteorológicos juega un papel importante, ya que las estimaciones realizadas posteriormente dependen netamente de la calidad de dichas mediciones.

El programa Homer Pro utiliza métodos probabilísticos y estadísticos para modelar el comportamiento de la carga y el seguimiento que hace la generación de la red diseñada al momento de utilizar modelos genéricos de los componentes, dando como resultado la capacidad de la planta de manera automática. Es de esta manera como se considera dentro del diseño mas optimo instalar una línea de subtransmisión desde la subestación Chongón y la implementación de una planta solar de alrededor de 105 MW.

Para la gestión del despacho energético de cada una de las tecnologías de generación, se utiliza un controlador que es programable y configurable para adaptarse a las necesidades de la industria y requerimientos del cliente. Por lo tanto, después de los análisis económicos y la aprobación del proyecto de parte del cliente, se debe considerar las características de dicho controlador en la etapa de ingeniería de detalle.

Homer Pro utiliza los precios unitarios en cada tecnología ingresados por el usuario, para posteriormente iterar y extrapolar dichos costos hasta cubrir la demanda energética, es así como realiza el análisis económico para seleccionar la opción más rentable y dimensionar la potencia instalada de cada uno de los recursos en la microrred.

Los parámetros financieros que se presentan en cada una de las simulaciones en el programa Homer Pro, toman como base la comparación con la tecnología que representa la peor inversión, y también los parámetros técnicos de estabilidad del sistema para gestionar un dimensionamiento adecuado. Es por esta razón que el dimensionamiento de la planta solar para el caso de la camaronera Pesalmar difiere entre ser conectada de manera on-grid y off-grid.

Recomendaciones

Para el levantamiento de información sería recomendable utilizar un equipo de medición electrónica (analizador), para registrar el consumo eléctrico en varios puntos de la industria, y mejorar el perfil energético en el programa, además también se puede utilizar para realizar un estudio de calidad de energía encontrando anomalías eléctricas de ser el caso.

Tomar en cuenta la información complementaria que solicita el programa Homer Pro para realizar el diseño. Dentro de dichos parámetros se encuentran la potencia estimada del inversor (tamaño) que se ingresa para limitar la conversión de energía si se requiere. También habilitar los modelos de los equipos en la librería, ya que, si no se realiza esto último, el programa no permitirá al usuario realizar el modelamiento. Cabe mencionar que al utilizar modelos genéricos automáticos como es el caso analizado en el presente trabajo, existe parámetros ambientales, horarios de mantenimiento, generación mínima y máxima entre otros que se sugiere optar por los recomendados de parte de la librería, todo esto al no contar con un estudio que evalúe dichos parámetros en cada caso particular.

Se sugiere realizar un levantamiento topográfico de la ruta de la línea de subtransmisión, así como un estudio más detallado de la interconexión entre la industria Camaronera Pesalmar y la Subestación Chongón, ya que esto permitirá realizar una mejor estimación en el costo de energía por kilovatio hora y conocer el tipo de tarifa que le correspondería al cliente. Además de detectar si existen permisos ambientales adicionales que sean solicitados.

Es recomendable realizar un estudio de pre factibilidad solicitando la información necesaria a la distribuidora CNEL Guayas. De esta manera se puede conocer si existiría algún limitante con la conexión de la planta solar propuesto en el presente trabajo con el sistema interconectado.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] A. Mejdalani, M. Hallack, R. Costa, D. Lopez, and BID, "A Brighter Future: The Impact of Rural School Electrification Programs on the Dropout Rate in Primary Education in Brazil," *IDB - Inter-American Dev. Bank*, no. December, 2018, [Online]. Available: <https://publications.iadb.org/en/brighter-future-impact-rural-school-electrification-programs-dropout-rate-primary-education-brazil>.
- [2] "Ecuador y el impacto en el aumento de su cobertura eléctrica - Energía para el Futuro." <https://blogs.iadb.org/energia/es/ecuador-y-el-impacto-en-el-aumento-de-su-cobertura-electrica/> (accessed Oct. 13, 2021).
- [3] "Energía — Desarrollo Sostenible." <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/> (accessed Oct. 13, 2021).
- [4] R. Hidalgo-Leon *et al.*, "Impact of the reduction of diesel fuel subsidy in the design of an off-grid hybrid power system: A case study of the bellavista community in ecuador," *Energies*, vol. 14, no. 6, Mar. 2021, doi: 10.3390/en14061730.
- [5] "Óptima Respuesta a la Demanda y Despacho Económico de Energía Eléctrica en Microrredes basados en Árboles de decisión Estocástica," Universidad Politécnica Salesiana.
- [6] R. A. M. Caro, "Planificación de micro-redes para comunidades rurales con caracterización de incertidumbre de los recursos renovables y demanda eléctrica," 2017.
- [7] R. Layla, "Diseño de una microrred Híbrida no conectada a la red para la comunidad de Chumbiriatza en la provincia de Zamora Chinchipe," Universidad Politécnica Nacional, 2020.
- [8] D. R. Antonio and S. Puente, "Grupo de Sistemas Electrónicos Industriales," no. February, 2019, doi: 10.4995/Thesis/10251/118658.
- [9] H. V. E. González, "Generación distribuida por medio de energías alternas renovables y su influencia en la evolución del sistema eléctrico secundario de distribución tradicional," pp. 39–100, 2008.
- [10] M. M. Chuqui Quinteros, "Análisis de Generación Distribuida en Hogares y Edificaciones," p. 157, 2014.
- [11] J. Moragues and A. Rapallini, "Energía Eólica," *Inst. Argentino la Energía "General*

Mosconi,” p. 22, 2003.

- [12] L. Mariam, M. Basu, and M. F. Conlon, “A Review of Existing Microgrid Architectures,” *J. Eng. (United Kingdom)*, vol. 2013, 2013, doi: 10.1155/2013/937614.
- [13] T. I. Tolón Martín, “Operación y gestión de microrredes energéticas urbanas en un entorno de sostenibilidad energética y ambiental,” Universidad Politécnica de Cataluña, 2013.
- [14] A. Keyhani and M. Marwali, *Smart Power Grids*. Ohio: Springer, 2012.
- [15] M. O. García, “Técnicas de aprendizaje máquina para la optimización de características de una red de datos,” 2020.
- [16] “PVSyst – Logiciel Photovoltaïque.” <https://www.PVSyst.com/> (accessed Nov. 03, 2021).
- [17] “Optimization and designing of hybrid power system using HOMER pro” https://www.researchgate.net/publication/342867423_Optimization_and_designing_of_hybrid_power_system_using_HOMER_pro.
- [18] “Home - AMPLMPL | STREAMLINED MODELING FOR REAL OPTIMIZATION.” <https://ampl.com/> (accessed Nov. 03, 2021).
- [19] A. H. Pandyaswargo *et al.*, “Estimating the energy demand and growth in off-grid villages: Case studies from Myanmar, Indonesia, and Laos,” *Energies*, vol. 13, no. 20, Oct. 2020, doi: 10.3390/en13205313.
- [20] Ministerio del Trabajo del Ecuador, *Salarios Mínimos Sectoriales 2021*, no. 1. 2021.
- [21] S. Dhundhara, Y. P. Verma, and A. Williams, “Techno-economic analysis of the lithium-ion and lead-acid battery in microgrid systems,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 177, no. May, pp. 122–142, 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2018.09.030.
- [22] R. Hernández, “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,” *Ciateq*, p. 85, 2017, [Online]. Available: <https://ciateq.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1020/97/1/HernandezGallagosRodolfoMMANAV2017.pdf>.
- [23] M. Sufyan, N. A. Rahim, M. M. Aman, C. K. Tan, and S. R. S. Raihan, “Sizing and applications of battery energy storage technologies in smart grid system: A review,” *J. Renew. Sustain. Energy*, vol. 11, no. 1, 2019, doi: 10.1063/1.5063866.
- [24] ARCONEL, “REGULACIÓN DENOMINADO ‘ GARANTÍAS FINANCIERAS PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN PROMOVIDOS DE ECONOMÍA POPULAR Y SOLIDARIA Y EMPRESAS MIXTAS ,” pp. 0–38, 2020.

- [25] USAID, "Pautas ambientales sectoriales para un diseño ambientalmente sólido," p. 94, 2014, [Online]. Available: http://www.usaidgems.org/Documents/Spanish/SEG_EnergyGuideline_Final_May11-SP_FINAL_July2018.pdf.
- [26] C.E. GENSUR, CENTRAL EÓLICA VILLONACO, CELEC-GENSUR, Loja, 2019.
- [27] ELUM ENERGY, ePowerControl SD/SD+, "*Controlador de integración solar-diésel*".
- [28] CNE, "Informe de costos de tecnología de Generación", Informe anual 2020.
- [29] M.F.Á. Ordoñez, "Estimación de la tasa de descuento para la evaluación de Proyectos de Inversión Privados: Caso Ecuador" FENopina, p.1,2025.
- [30] Junta de Política y Regulación Financiera; Banco Central del Ecuador, "Tasas de interés activas efectivas máximas", Tasas Vigentes, p. 1, 2025.
- [31] I.E.M. Gómez, "Análisis del ciclo de vida de una planta solar fotovoltaica en México", Universidad Nacional Autónoma de México, 2017.
- [32] Corporacion Nacional de Electricidad. Unidad de Negocio Manabi-CNEL Manabi, "Esdudio de diseño para la línea de subtransmisión a 69 Kv Avi Pechichal-Calceta, Ecuador 2020.

APÉNDICES

APÉNDICE A

Estudio de carga de la industria PELARMAR

NOMBRE DEL PROYECTO:				CAMARONERA PESALMAR (SGDA)									
Nro DEL PROYECTO:				200011568744									
ACTIVIDAD TIPO:				Industrial									
USUARIO TIPO:				Industrial									
Nro DE USUARIOS:				1									
LOCALIZACIÓN :				Golfo de Guayaquil									
RESPONSABLE:				Ing. Jefferson Idrovo, Ing. Victor Veliz									
PLANILLA PARA LA DETERMINACIÓN DE DEMANDAS UNITARIAS DE DISEÑO													
ÍTEM	APARATOS ELECTRICOS Y DE ALUMBRADO				FFUn %	FSn%	CI (W)	CIR (W)	DMU (W)	Horas de	Energía (KWH/DIA)		
	Descripción	Cantidad	Numero de fases	Pn (W)									
1	Aireación	1	3	4177600	84	95	4177600	3509184	3333724,8	18	60007,0464		
2	Estaciones de bombeo	1	3	3879200	84	95	3879200	3258528	3095601,6	16	49529,6256		
TOTALES:							8056800		6429326,4		109536,672		
N =	1												
FD =	0,8												
FACTOR DE POTENCIA		0,92											
FDM		0,798											
DMU (W)		6429326,4											
DMU (KVA)		6988,40											
DD (W)		8036658											
	TOTAL CONSUMO ANUAL (KWH)	39980885,3											
	TOTAL CONSUMO MENSUAL (KWH)	3286100,16											
Pn(W)= Potencia Nominal								Factor de Potencia de la carga FP:		0,92			
FFu= Factor de Frecuencia de uso													
FSN= Fctor de Simultaniedad													
CI= Carga Instalada													
CIR= Carga Instalada Representativa													
DMU= Demanda Maxima Unitaria													
N= Numero de Usuarios													
FDM= Factor de demanda													
FD= Factor de Diversidad													

APÉNDICE B

RESULTADOS TOTALES DE SIMULACIÓN CONSIDERANDO RED ELÉCTRICA

Export...		Optimization Results																					
		Left Double Click on a particular system to see its detailed Simulation Results.																					
Architecture										Cost				System			Gen						
							PV (kW)	Gen (kW)	1MLI	Grid (kW)	Conv (kW)	Dispatch	COE (\$)	NPC (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Hours	Production (kWh)	Fuel (L)	O&M Cost (\$/yr)	Fuel Cost (\$/yr)
							105.543			999.999	50.000	CC	\$0,00404	\$6,18M	-\$6,28M	\$67,7M	86,6	0					
							105.543		1	999.999	50.000	CC	\$0,00472	\$7,21M	-\$6,24M	\$68,4M	86,6	0					
							105.543	9.300		999.999	50.000	CC	\$0,00646	\$9,88M	-\$6,32M	\$71,9M	86,6	0	0	0	0	0	0
							105.543	9.300	1	999.999	50.000	CC	\$0,00714	\$10,9M	-\$6,29M	\$72,6M	86,6	0	0	0	0	0	0
										999.999		CC	\$0,0863	\$33,8M	\$3,45M	\$0,00	0	0					
								9.300		999.999		CC	\$0,0957	\$37,5M	\$3,40M	\$4,17M	0	0	0	0	0	0	0
									1	999.999	50.000	CC	\$0,168	\$66,1M	\$4,45M	\$22,4M	0	0					
								9.300	1	999.999	50.000	CC	\$0,178	\$69,7M	\$4,40M	\$26,6M	0	0	0	0	0	0	0

Optimization Results										<input checked="" type="radio"/> Categorized <input type="radio"/> Overall	
Left Double Click on a particular system to see its detailed Simulation Results.											
PV		1MLI				Conv		Grid			
Capital Cost (\$)	Production (kWh/yr)	Autonomy (hr)	Annual Throughput (kWh/yr)	Nominal Capacity (kWh)	Usable Nominal Capacity (kWh)	Rectifier Mean Output (kW)	Inverter Mean Output (kW)	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)		
45.964.180	167.318.016					0	15.394	20.903.916	115.774.688		
45.964.180	167.318.016	0,175	0	1.000	800	0	15.394	20.903.916	115.774.688		
45.964.180	167.318.016					0	15.394	20.903.916	115.774.688		
45.964.180	167.318.016	0,175	0	1.000	800	0	15.394	20.903.916	115.774.688		
								39.980.884	0		
								39.980.884	0		
		0,175	0	1.000	800	0	0	39.980.884	0		
		0,175	0	1.000	800	0	0	39.980.884	0		



















APÉNDICE C










RESULTADOS TOTALES DE SIMULACIÓN SIN CONSIDERAR RED ELÉCTRICA

Export...

Optimization Results

Left Double Click on a particular system to see its detailed Simulation Results.

Architecture								Cost				System		Gen					
																			
	PV (kW)	Gen (kW)	1MLI	Conv (kW)	Dispatch	COE (\$)	NPC (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Hours	Production (kWh)	Fuel (L)	O&M Cost (\$/yr)	Fuel Cost (\$/yr)			
	147.216		102	50.000	CC	\$0,543	\$213M	\$6,00M	\$154M	100	0								
	139.089	9.300	101	50.000	LF	\$0,572	\$224M	\$7,17M	\$154M	99,9	10.358	15,0	34.658	10.358	1.301.954	16.987			
		9.300	25	50.000	CC	\$11,03	\$4,33B	\$437M	\$42,6M	0	11.599.697	4.744	44.097.424	11.599.697	411.764.480	19.023.504			
	328.533	9.300		50.000	CC	\$11,72	\$4,60B	\$451M	\$169M	48,9	5.682.566	5.036	20.413.954	5.682.566	437.109.184	9.319.407			
		9.300			CC	\$19,54	\$7,66B	\$781M	\$4,17M	0	11.007.939	8.760	39.981.132	11.007.939	760.340.864	18.053.020			

Optimization Results								<input checked="" type="radio"/> Categorized <input type="radio"/> Overall	
Left Double Click on a particular system to see its detailed Simulation Results.									
	PV		1MLI				Conv		
Fuel Cost (\$/yr) 	Capital Cost (\$) 	Production (kWh/yr) 	Autonomy (hr) 	Annual Throughput (kWh/yr) 	Nominal Capacity (kWh) 	Usable Nominal Capacity (kWh) 	Rectifier Mean Output (kW) 	Inverter Mean Output (kW) 	
	64.112.440	233.381.008	17,9	22.849.490	102.000	81.600	0	4.562	
16.987	60.573.332	220.498.016	17,7	22.881.086	101.000	80.800	0	4.560	
19.023.504			4,38	19.791.036	25.000	20.000	2.381	2.036	
9.319.407	143.075.920	520.822.528					0	2.234	
18.053.020									

APÉNDICE D

CORPORACIONA NACIONAL DE ELECTRICIDAD. UNIDAD DE NEGOCIO MANABI - CNEL MANABI ESTUDIOS Y DISEÑOS PARA LA LINEA DE SUBTRANSMISIÓN A 69 KV AVI PECHICAL - CALCETA

PRESUPUESTO REFERENCIAL

Ítem	Descripción	Unidad	Precio Unitario USD	Cantidad	Precio Total USD
1	Replanteo de estructuras para postes y estacamiento	U	55,82	84	4.688,88
2	Replanteo de bases para torres metálicas y cuadratura	U	214,51	6	1.287,06
3	Apertura de caminos de acceso	km	592,03	2	1.184,06
4	Desbroce, desbosque y limpieza de franja de servidumbre	km	479,53	6	2.877,18
5	Conformación de terrazas para bases de torres metálicas	U	144,80	5	724,00
6	Excavación para torres metálicas en material sin clasificar	m3	15,21	115	1.749,15
7	Excavación manual con explosivos para torres metálicas en roca	m3	107,35	8	858,80
8	Desalojo de material sobrante de excavación para torres metálicas	m3	6,24	115	717,60
9	Sustitución de suelo con material de mejoramiento para torres metálicas. Material sub base clase 3	m3	29,42	82	2.412,44
10	Hormigón simple f'c=210 kg/cm2	m3	254,06	82	20.832,92
11	Hormigón simple f'c=140 kg/cm2 para repantillo	m3	204,85	5	1.024,25
12	Acero de refuerzo f'y= 4200 Kg/cm2	kg	2,45	2.369	5.804,05
13	Relleno y compactación de postes con material sub base clase 3	m3	28,24	257	7.257,68
14	Estructura tipo ETN-3LS, incluye accesorios para cable OPGW	U	1.810,36	24	43.448,64
15	Estructura tipo ETN-3BD, incluye accesorios para cable OPGW	U	4.971,39	7	34.799,73
16	Estructura tipo ETN-3BR, incluye accesorios para cable OPGW	U	1.884,90	1	1.884,90
17	Estructura tipo ETN-3SS, incluye accesorios para cable OPGW	U	2.009,01	22	44.198,22
18	Estructura tipo ETN-3SA5, incluye accesorios para cable OPGW	U	2.009,01	1	2.009,01
19	Estructura tipo ETN-3BA60, incluye accesorios para cable OPGW	U	1.651,37	1	1.651,37
20	Estructura tipo ETN-3BD90, incluye accesorios para cable OPGW	U	3.484,15	1	3.484,15
21	Estructura tipo ETN-3HS, incluye accesorios para cable OPGW	U	2.768,22	12	33.218,64
22	Estructura tipo ETN-3HD, incluye accesorios para cable OPGW	U	4.736,53	11	52.101,83
23	Conjunto de doble retención (aisladores y accesorios) para torres, 3 fases y cable OPGW	U	3.355,89	5	16.779,45
24	Conjunto de suspensión (aisladores y accesorios) para torres, 3 fases, 3 fases y cable OPGW	U	1.393,64	2	2.787,28
25	Tensor a tierra simple. TAN-0TS	U	188,94	4	755,76
26	Tensor a tierra doble. TAN-0TD	U	293,92	52	15.283,84
27	Puesta a tierra con una varilla Copperweld	U	100,83	25	2.520,75
28	Puesta a tierra con dos varillas Copperweld	U	162,76	36	5.859,36
29	Puesta a tierra con tres varillas Copperweld	U	224,06	23	5.153,38
30	Puesta a tierra con cuatro varillas Copperweld	U	289,37	14	4.051,18
31	Puesta a tierra con contrapeso con 40 m. de cond. Cu. 2 AWG. Incluye excav. y compactación	U	365,39	1	365,39
32	Malla tierra con 8 var. Copper., 40 m cond. de Cu, cambio de suelo. Incluye excavación y compactación	U	728,13	1	728,13
33	Conduct. Al. ACAR 750 MCM, incluye sumin., transp, tendido, requil. y engrampado	km	6.857,54	39,00	267.444,06
34	Cable OPGW 24 fibras tipo ITU-T-G 652, incluye sumin. transp, tendido, regul. y engrampado	km	913,56	13,00	11.876,28

35	Cable de fibra óptica subterráneo de 24 fibras, incluye suministro, transporte y tendido	km	6.696,30	0,42	2.812,45
36	Poste rectangular de H"A" de 18 m, 1.600 kg de carga de rotura	U	2.045,24	9	18.407,16
37	Poste rectangular de H"A" de 18 m, 2.400 kg de carga de rotura	U	2.275,14	12	27.301,68
38	Poste rectangular de H"A" de 21 m, 1.600 kg de carga de rotura	U	2.226,74	52	115.790,46
39	Poste rectangular de H"A" de 21 m, 2.400 kg de carga de rotura	U	2.680,49	17	45.568,33
40	Poste rectangular de H"A" de 21 m, 3.500 kg de carga de rotura	U	3.095,40	5	15.477,00
41	Poste rectangular de H"A" de 23 m, 1.600 kg de carga de rotura	U	2.789,50	6	16.737,00
42	Poste rectangular de H"A" de 23 m, 2.400 kg de carga de rotura	U	3.098,05	2	6.196,10
43	Poste rectangular de H"A" de 23 m, 3.500 kg de carga de rotura	U	3.703,05	1	3.703,05
44	Torre metálica reticulada autosoportante. Incluye suministro, transporte y montaje	Kg	6,20	5.422	33.614,85
45	Amortiguador para conductor ACAR 750 MCM	U	76,09	30	2.282,70
46	Amortiguador para cable de guarda (OPGW)	U	54,31	10	543,10
47	Empalme de compresión a plena tensión para conductor ACAR 750 MCM	U	136,52	20	2.730,40
48	Caja de empalme para cable OPGW y fusión de fibras	U	1.681,40	10	16.814,00
49	Distribuidor de fibra óptica (ODF)	U	1.697,91	2	3.395,82
50	Cruceta para reserva de cable OPGW	U	124,42	5	622,10
51	Baliza de señalización de poliéster reforzado con fibra de vidrio y de color naranja	U	234,57	13	3.049,41
52	Placa de aviso de peligro	U	79,72	14	1.116,08
53	Placa de numeración	U	31,13	83	2.583,79
54	Adecuaciones de líneas y redes distribución existentes	Global	20.000,00	0,65	13.000,00
55	Desmontaje de estructura de suspensión en un solo poste y reingreso de materiales a bodega	U	53,77	13	699,05
56	Desmontaje de estructura de suspensión en un solo poste y reingreso de materiales a bodega	U	61,17	4	244,67
57	Desmontaje de estructura de suspensión en un solo poste y reingreso de materiales a bodega	U	73,49	15	1.102,33
58	Desmontaje de estructura de retensión en un solo poste y reingreso de materiales a bodega	U	83,35	8	666,77
59	Desmontaje de tensor a tierra simple y reingreso de materiales a bodega	U	15,91	10	159,08
60	Desmontaje de tensor a tierra doble y reingreso de materiales a bodega	U	17,88	46	822,45
61	Inclinado de poste de hormigón armado y reingreso de materiales a bodega	U	49,29	75	3.696,66
62	Retiro de conductor existente y reingreso a bodega	km	296,30	45	13.333,53

APÉNDICE F

Tabla de datos del panel 520 W

YLM-J 144 CELL (M10)

ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)

Module type			YLM-JD-49a 1/2 (xxx=Pmax) YLM-JD-49a 1500V 1/2 (xxx=Pmax)				
Power output	P_{max}	W	520	525	530	535	540
Power output tolerances	ΔP_{max}	W	0/+5				
Module efficiency	η_m	%	20.09	20.29	20.48	20.67	20.87
Voltage at P_{max}	V_{mp}	V	41.10	41.25	41.40	41.55	41.70
Current at P_{max}	I_{mp}	A	12.66	12.73	12.81	12.88	12.95
Open-circuit voltage	V_{oc}	V	48.92	49.07	49.22	49.37	49.52
Short-circuit current	I_{sc}	A	13.55	13.62	13.69	13.76	13.83

STC: 1000W/m² irradiance, 25°C module temperature, AM1.5g spectrum according to EN 60904-3.
Average relative efficiency reduction of 3.3% at 200W/m² according to EN 60904-1.

Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)

Power output	P_{nom}	W	386.9	390.6	394.3	398.0	401.8
Voltage at P_{nom}	V_{mp}	V	38.2	38.4	38.5	38.6	38.8
Current at P_{nom}	I_{mp}	A	10.13	10.18	10.25	10.30	10.36
Open-circuit voltage	V_{oc}	V	45.8	46.0	46.1	46.2	46.4
Short-circuit current	I_{sc}	A	10.95	11.00	11.06	11.12	11.17

NOCT: open-circuit module operation temperature at 800W/m² irradiance, 20°C ambient temperature, 1m/s wind speed.

THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal operating cell temperature	NOCT	°C	45±2
Temperature coefficient of P_{max}	γ	%/°C	-0.35
Temperature coefficient of V_{oc}	β_{voc}	%/°C	-0.27
Temperature coefficient of I_{sc}	α_{isc}	%/°C	0.05

OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	1000V _{DC} or 1500V _{DC}
Max. series fuse rating	25A
Operating temperature range	-40°C to 85°C
Max. static load, front (e.g., snow)	5400Pa
Max. static load, back (e.g., wind)	2400Pa
Max. hailstone impact (diameter / velocity)	25mm / 23m/s

*DO NOT CONNECT FUSE IN COMBINER BOX WITH TWO OR MORE STRINGS IN PARALLEL CONNECTION

GENERAL CHARACTERISTICS

Dimensions (L / W / H)	2279×1134×35mm
Weight	28.6kg

PACKAGING SPECIFICATIONS

Number of modules per pallet	31
Number of pallets per 40' container	20
Packaging box dimensions (L / W / H)	2295×1110×1245mm
Box weight	942kg

Unit: mm

