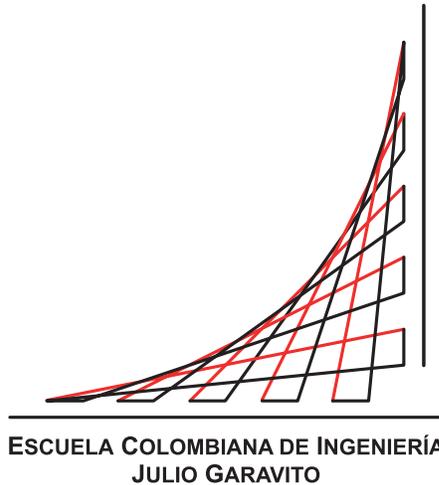


Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito
Maestría en Ingeniería Eléctrica



Viabilidad de una micro-red en la isla de San Andrés, Colombia

Autor:

Eduardo Duque Fernández

Director:

Javier Andrés Ruiz Garzón MSc.

Bogotá D.C, Colombia

Septiembre, 2021

Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito
Maestría en Ingeniería Eléctrica

Viabilidad de una micro-red en la isla de San Andrés, Colombia

Eduardo Duque Fernández

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magíster en Ingeniería Eléctrica

con énfasis en:

Recursos Energéticos

Director(a):

Javier Andrés Ruiz Garzón MSc.

Grupo de Investigación:

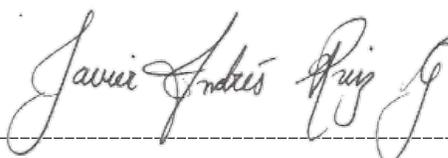
Modelación Estratégica de Energía y Potencia

Bogotá D.C, Colombia

Septiembre, 2021

Aceptación del Jurado

El Trabajo de grado de Maestría titulado **Viabilidad de una micro-red en la isla de San Andrés, Colombia**, presentado por **Eduardo Duque Fernández**, cumple con los requisitos establecidos por la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito para optar al título de Magister en Ingeniería Eléctrica con énfasis en Recursos Energéticos.



Director(a): Javier Andrés Ruiz Garzón MSc.



Jurado: Salvador Seguí-Chilet, PhD



Jurado: Edgar Rubén Muela Velasco, PhD

Bogotá D.C, Colombia
Septiembre, 2021

Agradezco a mi familia y a mi novia por el apoyo que me han brindado a lo largo de mi formación profesional, ya que sin ellos no habría sido posible conseguir los frutos que hoy recojo y que espero seguir recogiendo y compartiendo con ellos por muchos años más.

Agradecimientos

En primer lugar, deseo expresar mi agradecimiento al ingeniero y director del presente trabajo de grado, Javier Ruiz, por todo el apoyo brindado, siendo oportuna su guía en momentos de confusión y duda; respetando mis sugerencias e ideas y permitiéndome continuar con el desarrollo del trabajo hasta finalmente obtener los resultados esperados.

Por su orientación y disposición a atender mis consultas, mi agradecimiento a la ingeniera Angelica Rojas ya que sin su apoyo y guía no habría sido posible establecer el modelo matemático que requería para comprobar los valores dimensionados por HOMER Pro.

Gracias a mi familia y a mi novia por el apoyo que siempre me dan en momentos de flaqueza y debilidad, por siempre brindarme las palabras correctas para recargarme de energía nuevamente y de esta forma continuar con este trabajo.

Sin su apoyo y guía este trabajo nunca lo habría escrito,

A todos muchas gracias,

Resumen

La isla de San Andrés, en Colombia, cuenta con potencial para utilizar energías renovables no convencionales en su esquema generación que hasta el momento de realizar la presente investigación, no ha sido aprovechado. Los principales recursos renovables con los que dispone la isla son: recurso solar, eólico y de biomasa, de los cuales no se ha hecho ningún proyecto de gran tamaño o representativo para implementarlos. Por lo anterior, para abastecer su demanda de energía eléctrica, la cual asciende aproximadamente a 199,9 GWh al año, la isla cuenta únicamente con combustibles fósiles como alternativa para atenderla, con una capacidad instalada de 66,94 MW para el 2019. Por lo tanto, el presente documento evaluó la viabilidad de implementar una micro-red en la isla de San Andrés, mediante el diseño de dicho sistema en el programa HOMER Pro y cuyos valores fueron validados previamente a través del desarrollo de una función objetivo y su posterior solución en el programa GAMS, logrando minimizar la utilización de combustibles fósiles en la isla. El diseño de la micro-red comprendió la evaluación de varios escenarios en los cuales fueron incorporados los siguientes recursos renovables no convencionales: eólico y solar y fue evaluada la conveniencia de incorporar o no, en la micro-red las baterías solares. La viabilidad financiera, así como, los beneficios económicos y ambientales que se obtendrían implementado en mayor escala estos recursos dentro del esquema de generación de la isla, fueron evaluados mediante la utilización del programa RETScreen. Por último, se modeló la micro-red propuesta en el programa ETAP, con el fin de obtener los diagramas unifilares y evaluar los perfiles de tensión con estudios de flujo de carga en estado estable, seleccionando una ubicación posible de las fuentes de energías renovables no convencionales en el esquema eléctrico en la isla.

Abstract

The San Andrés island, in Colombia, has a big potential in non-conventional renewable energy to implement in its electrical generation scheme, which nowadays, it has not been made use of it. The main renewable resources available in the island are: solar, wind and biomass resources and they don't have a representative or immense size project of these resources. In accordance with the above, the supply of electrical energy to attend its demand, it's around 199,9 GWh per year, depends on fossil fuel as its only alternative with an installed capacity of 66,94 MW in 2019. Therefore, this document assessed the feasibility of implementing a microgrid on the island through the design in HOMER Pro and which values were previously verified in GAMS software through an objective function. The design of micro-grid involves several assessments of scenarios i.e. where no-conventional renewable resources were incorporated. These no-conventional renewable resources incorporated were: wind and solar and it was evaluated the feasibility of including solar batteries in the micro-grid. The main advantages in economical and environmental terms due to the implementation of these solutions were evaluated through RETScreen software. Furthermore, micro-grid was implemented in software ETAP in order to show the different components of the system, to obtain the electrical diagram and to assess their voltage magnitude in bus bars and the possible location of microgrid.

Contenido

Agradecimientos	III
Resumen	VI
Abstract	VIII
Contenido	IX
Lista de figuras	XVI
Lista de tablas	XVII
Lista de símbolos	XXI
1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del problema	2
1.2. Estado del arte	2
1.3. Objetivos	7
1.3.1. Objetivo general	7
1.3.2. Objetivos específicos	7
1.4. Metodología	8
1.4.1. Optimización	8
1.4.2. Modelamiento Eléctrico	10
1.4.3. Análisis Económico y de Factibilidad	10
1.5. Organización del documento	12
2. Marco teórico	13
2.1. Generación Distribuida:	13
2.1.1. Definiciones:	13
2.2. Micro-Redes:	14
2.3. Recursos a incorporar en una Micro-Red	17
2.3.1. Energía solar fotovoltaica:	17
2.3.2. Energía eólica:	20
2.3.3. Grupos electrógenos:	23
2.3.4. Almacenamiento de Energía:	24

2.3.5.	Baterías	26
2.4.	Herramientas Informáticas a utilizar	27
2.4.1.	HOMER PRO	27
2.4.2.	ETAP	28
2.4.3.	MATLAB	28
2.4.4.	RETSSCREEN	28
2.4.5.	PVSOL PREMIUM	29
3.	Modelos del sistema	31
3.1.	Modelamiento de optimización del sistema en GAMS	31
3.1.1.	Función Objetivo	31
3.2.	Optimización en HOMER Pro	34
3.2.1.	Costos de Referencia de los recursos a incorporar en la Micro-red	35
3.3.	Modelamiento de diferentes escenarios en HOMER Pro	43
3.3.1.	Micro-red sin Baterías y con la opción <i>Autosize Genset</i> para la generación diésel	44
3.3.2.	Micro-red con Baterías y con la opción <i>Autosize Genset</i> para la generación diésel	45
3.3.3.	Micro-red sin Baterías y con el modelamiento de cada unidad diésel	46
3.3.4.	Micro-red con Baterías y con el modelamiento de cada unidad diésel	47
3.4.	Modelamiento del Sistema Eléctrico de la isla de San Andrés	49
3.5.	Evaluación Económica y de Factibilidad de la Micro-red en la isla de San Andrés	50
3.5.1.	Ley 1715 de 2014	57
4.	Casos de estudio	59
4.1.	Casos de Estudio	59
4.2.	Levantamiento de Información	60
4.3.	Recurso Eólico disponible en la isla de San Andrés, Colombia	66
4.4.	Recurso solar disponible en la isla de San Andrés, Colombia	67
5.	Análisis de resultados	69
5.1.	Selección de Equipos	69
5.2.	Análisis de Resultados de los diferentes escenarios simulados en HOMER Pro	70
5.2.1.	Micro-red sin Baterías y con la opción <i>Autosize Genset</i> para la generación diésel	70
5.2.2.	Micro-red con Baterías y con la opción <i>Autosize Genset</i> para la generación diésel	77
5.2.3.	Micro-red sin Baterías y con el modelamiento de cada unidad diésel	84

5.2.4.	Micro-red con Baterías y con el modelamiento de cada unidad diésel .	89
5.2.5.	Consolidado y Análisis de Resultados eléctricos obtenidos en HOMER Pro	93
5.2.6.	Consolidado y Análisis de Resultados de Emisión de Gases Efecto Invernadero obtenidos en HOMER PRO	96
5.3.	Micro-red Seleccionada	97
5.4.	Resultados de la optimización del sistema en GAMS	98
5.4.1.	Reemplazo de Valores en el programa GAMS	98
5.4.2.	Resultados Obtenidos en GAMS	100
5.4.3.	Comparación de Resultados Obtenidos en GAMS con los de HOMER Pro	101
5.5.	Resultados obtenidos en ETAP	102
5.5.1.	Modelamiento de la Micro-red diseñada en ETAP	102
5.6.	Análisis de resultados obtenidos en RetScreen	104
5.6.1.	Beneficios de Ley 1715 de 2014 Aplicables	105
5.6.2.	Viabilidad Financiera y Flujos de Caja	105
5.6.3.	Análisis de Sensibilidad de los resultados obtenidos	107
5.6.4.	Análisis de Riesgo de los resultados obtenidos	112
5.7.	Consolidación y Análisis de los diferentes Resultados Ambientales Obtenidos	113
5.7.1.	Comparación de los resultados ambientales obtenidos en HOMER Pro	113
5.7.2.	Comparación por Factor de Emisión de CO_2	115
5.7.3.	Comparación de los resultados ambientales obtenidos en RetScreen .	116
5.7.4.	Consolidación de resultados de Ahorro de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI)	117
6.	Conclusiones	119
6.1.	Conclusiones generales	121
6.2.	Aportes	121
6.3.	Trabajos futuros	121
	Referencias	123
7.	Anexos	129

Lista de Figuras

1.1.	Micro-red de Paratebueno en Colombia.[2]	3
1.2.	Micro-red de Jacuque en Venezuela; encima: micro-red, centro: sistema individual, abajo: Baterías e inversor. [5]	4
1.3.	Turbina hidro-cinética en San José del Coca, Ecuador. [5]	5
1.4.	Carpas de Parqueo y estaciones de carga, Zoológico de San Diego.[6]	7
1.5.	Diagrama de Flujo de la Optimización del Modelo Matemático propuesto	8
1.6.	Diagrama de Flujo del Modelamiento Eléctrico de la Micro-red propuesta	10
1.7.	Diagrama de Flujo del Análisis económico y de Factibilidad de la Micro-red propuesta	11
2.1.	Esquema general de una Micro-red.[9]	15
2.2.	(2014). Tipos de Paneles fotovoltaicos. [Figura].	18
2.3.	Conexión en serie de células fotovoltaicas. [18]	19
2.4.	Conexión en paralelo de células fotovoltaicas. [18]	19
2.5.	Evolución de las Turbinas eólicas onshore y la electrónica de potencia. [24]	21
2.6.	(2011). Definición y Partes de un Aerogenerador. [Figura].	22
2.7.	Partes de un grupo electrógeno,	24
3.1.	Interfaz de la herramienta de Asistente de Configuración de HOMER Pro	34
3.2.	Costo total instalado de los Módulos Solares Fovoltaiicos, tomado de [40]	35
3.3.	Costo total instalado de las turbinas eólicas, tomado de [40]	37
3.4.	Tabla de costo de combustible diésel marino reportado por Ecopetrol para el año 2019.[41]	39
3.5.	Ubicación del proyecto en Homer Pro	42
3.6.	Valores de demanda de la isla de San Andrés para el año 2019 cargados en Homer Pro, en la opción de carga <i>Deferrable</i>	42
3.7.	Ejemplo de Generación de la micro-red modelada a lo largo del año, construida en HOMER Pro	44

3.8. Diagrama Uninodal de la Micro-red modelada, sin baterías y con la opción autosize para la generación diésel	45
3.9. Diagrama Uninodal de la Micro-red modelada, con baterías y con la opción autosize para la generación diésel	46
3.10. Diagrama Uninodal de la Micro-red modelada, sin baterías y con el dimensionamiento de cada unidad diésel	47
3.11. Diagrama Uninodal de la Micro-red modelada, con baterías y modelando cada unidad de generación diésel	48
3.12. Diagrama unifilar general del sistema actual de generación de la isla de San Andrés, diagrama construido a partir de [30] y [31]	49
3.13. Ubicación del proyecto de Micro-red en RetScreen	50
3.14. Interfaz de RetScreen para datos climatológicos, de radiación y de vientos de la isla de San Andrés	51
3.15. Interfaz de RetScreen selección de paneles solares	52
3.16. Interfaz de RetScreen para selección de turbinas eólicas	53
3.17. Interfaz de RetScreen para análisis de costos	54
3.18. Interfaz de RetScreen para reducción de emisiones	55
3.19. Interfaz de RetScreen para parámetros financieros del Proyecto	56
4.1. Diagrama unifilar general del sistema actual de generación de la isla de San Andrés, [30]	63
4.2. Velocidades promedio del viento en la isla de San Andrés a una altura de 10 metros, tomado del Atlas de Viento de Colombia - IDEAM [33]	66
4.3. Radiación solar promedio en la isla de San Andrés,	68
5.1. Resultados de la Optimización realizada por HOMER Pro	71
5.2. Limitación de Potencia en el Autosize Genset de HOMER Pro	74
5.3. Potencia instalada para el primer escenario de Micro-red, construida en HOMER Pro	75
5.4. Potencia instalada para el primer escenario de Micro-red, construida en HOMER Pro	76
5.5. Resultados de la optimización realizada por HOMER Pro	77
5.6. Gráfica de Producción de energía para el caso 1 de la micro-red, realizada en HOMER Pro	79
5.7. Gráfica detallada de Producción de energía para el caso 1 de la micro-red, realizada en HOMER Pro	80
5.8. Gráfica de Producción de energía del caso 2 de la micro-red, realizada en HOMER Pro	82

5.9. Gráfica detallada de Producción de energía del caso 2 de la micro-red, realizada en HOMER Pro	83
5.10. Resultados de la Optimización realizada por HOMER Pro	85
5.11. Gráfica de Producción de energía de la micro-red, realizada en HOMER Pro	87
5.12. Gráfica de Producción de energía de la micro-red, realizada en HOMER Pro	88
5.13. Resultados de la Optimización realizada por HOMER Pro	89
5.14. Gráfica de la producción de energía por la micro-red, realizada en HOMER Pro	91
5.15. Gráfica detallada de la producción de energía de la micro-red, realizada en HOMER Pro	92
5.16. Diagrama Uninodal de la Micro-red modelada, con baterías y modelando cada unidad de generación diésel	97
5.17. Interfaz de PVSOL Premium con el esquema de conexión de los inversores marca Sungrow Power Supply	98
5.18. Interfaz de GAMS para el ingreso de las variables de la función Objetivo . .	100
5.19. Interfaz de GAMS para la implementación de la función Objetivo con sus respectivas restricciones	100
5.20. Diagrama unifilar esquemático de los recursos renovables a incorporar en el sistema eléctrico de la isla de San Andrés	103
5.21. Diagrama unifilar de la micro-red a implementar en la isla de San Andrés, construido en ETAP	103
5.22. Viabilidad Financiera del Proyecto en RetScreen	106
5.23. Interfaz de RetScreen con el análisis de sensibilidad efectuado sobre la TIR .	109
5.24. Interfaz de RetScreen con el análisis de sensibilidad efectuado sobre el Payback Period	110
5.25. Interfaz de RetScreen con el análisis de sensibilidad efectuado sobre el VPN .	111
5.26. Interfaz de RetScreen con el análisis de riesgo efectuado sobre la TIR	112
5.27. Esquema de generación actual en la isla de San Andrés implementado en HOMER Pro	114
5.28. Ahorro en Emisiones de GEI calculado por RetScreen	116
7.1. Características de la Potencia de salida [kW] para la turbina G1500 de acuerdo con la velocidad del viento [m/s]	135
7.2. Hoja de datos de la turbina eólica modelo V63/1500 de la marca Vestas de Dinamarca	136
7.3. Hoja de Datos del Panel solar modelo JKM470M-7RL3-V de la marca China Jinko Solar Co	137
7.4. Hoja de datos de las baterías marca Trojan modelo SAGM 12 205	138

7.5.	Hoja de datos de las baterías marca Trojan modelo SAGM 12 205	139
7.6.	Hojas de datos de los inversores marca Sungrow Power Supply Co. Ltd modelo SG110CX de 110 [kW]	140
7.7.	Hojas de datos de los inversores marca Sungrow Power Supply Co. Ltd modelo modelo SG 80KTL de 80 [kW]	141
7.8.	Selección de generadores de 2.800 kW en HOMER Pro	142
7.9.	Selección de generadores de 9.600 kW en HOMER Pro	142
7.10.	Selección de generadores de 14.300 kW en HOMER Pro	142
7.11.	Ubicaciones tentativas de la granja solar en la isla de San Andrés	143
7.12.	Ubicación tentativa 1 de la granja solar en la isla de San Andrés,	144
7.13.	Ubicación tentativa 2 de la granja solar en la isla de San Andrés,	144
7.14.	Ubicación de los paneles solares fotovoltaicos en el predio 2 de la isla de San Andrés, elaboración propia en el programa Aurora Solar.	145
7.15.	Vista ampliada de la granja solar fotovoltaica en la isla de San Andrés, incluyendo rutas de acceso y pasajes para inspección. Elaboración propia en el programa Aurora Solar.	145

Lista de tablas

4.1. Casos de Estudio en Homer Pro	59
4.2. Energía Promedio demandada, número de horas promedio de servicio y Potencia Instantánea promedio, desde enero a junio del año 2019, en la isla de San Andrés	61
4.3. Energía Promedio demandada, número de horas promedio de servicio y Potencia Instantánea promedio, desde julio a diciembre del año 2019, en la isla de San Andrés	61
4.4. Nombres de los Circuitos de la isla de San Andrés	62
4.5. Porcentaje de Participación de los circuitos en la demanda total de la isla de San Andrés, para los meses de enero a agosto del año 2019	64
4.6. Porcentaje de Participación de los circuitos en la demanda total de la isla de San Andrés, para los meses de septiembre a diciembre del año 2019	64
4.7. Capacidad instalada en la isla de San Andrés, información tomada y elaborada de [30] y [32]	65
4.8. Velocidad promedio en la isla de San Andrés a una altura de 50 metros, elaboración propia a partir de datos del IDEAM [34]	67
4.9. Horas de Brillo Solar en la Isla de San Andrés,	68
5.1. Tabla de Producción de energía arrojada por HOMER Pro	72
5.2. Consolidado de Consumos construido por Homer Pro	72
5.3. Cantidad de Energía atendida, no atendida y Almacenada	72
5.4. Penetración de Renovables	72
5.5. Producción de energía Modelo 1	73
5.6. Resultados de combustible	73
5.7. Emisiones de gases para la configuración seleccionada en HOMER Pro	76
5.8. Caso 1: Tabla de producción de energía arrojada por HOMER Pro	78
5.9. Caso 1: Consolidado de Consumos construido por HOMER Pro	78
5.10. Caso 1: Cantidad de Energía atendida, no atendida y Almacenada	78

5.11.Tabla de producción de energía arrojada por HOMER Pro	81
5.12.Consolidado de Consumos construido por HOMER Pro	81
5.13.Cantidad de Energía atendida, no atendida y Almacenada	81
5.14.Emisiones de gases para la configuración seleccionada en HOMER Pro	84
5.15.Emisiones de gases para la configuración seleccionada en HOMER Pro	84
5.16.Tabla de producción de energía arrojada por HOMER Pro	85
5.17.Consolidado de Consumos construido por HOMER Pro	86
5.18.Cantidad de Energía atendida, no atendida y Almacenada	86
5.19.Emisiones de gases para la configuración seleccionada en HOMER Pro	88
5.20.Tabla de producción de energía arrojada por HOMER Pro	90
5.21.Consolidado de Consumos construido por HOMER Pro	90
5.22.Cantidad de Energía atendida, no atendida y Almacenada	90
5.23.Emisiones de gases para la configuración seleccionada en HOMER Pro	93
5.24.Consolidado de las configuraciones de la Micro-red propuesta para la isla de San Andrés	93
5.25.Consolidado de las configuraciones de la Micro-red propuesta para la isla de San Andrés	94
5.26.Consolidado de Carga No Atendida por cada Configuración de la Micro-red diseñada	94
5.27.Resumen indicadores económicos calculados por HOMER Pro	95
5.28.Consolidado de emisión de gases para cada configuración de la micro-red pro- puesta para la isla de San Andrés	96
5.29.Valores de la función Objetivo	99
5.30.Potencia de cada recurso a incorporar en la Micro-red calculado por GAMS .	101
5.31.Comparación de los valores obtenidos en GAMS con los obtenidos en HOMER Pro	101
5.32.Resumen de costos de la Micro-red diseñada	104
5.33.Costos aproximados CAPEX y OPEX de la micro-red diseñada	104
5.34.Emisiones de gases con el esquema de generación actual en la isla de San Andrés calculado por HOMER Pro	114
5.35.Comparativo de emisiones de gases efecto invernadero, con la implementación de la micro-red	114
5.36.Consolidado de Resultados de ahorro de GEI por la implementación de la micro-red	117
7.1. Consumo de Energía Eléctrica en la Isla de San Andrés, entre los meses de enero a junio de 2019, en kWh	130

7.2. Consumo de Energía Eléctrica en la Isla de San Andrés, entre los meses de julio a diciembre de 2019, en kWh	131
7.3. Potencia demandada por la isla de San Andrés, para los meses de enero a junio del año 2019, en kW	133
7.4. Potencia demandada por la isla de San Andrés, para los meses de julio a diciembre del año 2019, en kW	134

Lista de abreviaturas

- **AC:** Corriente Alterna.
- **BESS:** Sistemas de Almacenamiento de Energía por Baterías.
- **CAPEX:** Capital Expenditure o Gastos de Capital.
- **CNM:** Centro Nacional de Monitoreo.
- **CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- **DC:** Corriente Directa.
- **DER:** Distributed Energy Resources o Recursos Energéticos distribuidos.
- **EMS:** Energy Management System.
- **ESS:** Energy Storage Systems o Sistemas de Almacenamiento de Energía.
- **FNCER:** Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.
- **GEI:** Gases de Efecto Invernadero.
- **HBS:** Horas de Brillo Solar
- **IPSE:** Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas.
- **OECD:** Organisation of Economic Co-operation and Development.
- **OPEX:** Operational Expenditures o Gastos operativos.
- **PPC:** Point of Common Coupling o Punto Común de Conexión.
- **RES:** Renewable Energy Resources o Recursos Energéticos Renovables.

- **RETIE:** Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas.
- **SGE:** Sistema de Gestión de Energía.
- **SIT:** Sistema Interconectado Nacional.
- **TIR:** Tasa Interna de Retorno
- **ZNI:** Zonas No Interconectadas.

Capítulo 1

Introducción

En la actualidad se han apreciado numerosas noticias relacionadas con el cambio climático que está presentando el planeta, de los cuales solo por mencionar algunos datos de interés: entre el 2006 y 2015, la isla de Groenlandia perdió masa de hielo, en promedio, a una tasa de 278 Gigatoneladas por año, lo que implicó un aumento en el nivel de los mares en 0,77 mm por año [1]; el calentamiento de los océanos se ha duplicado; entre los años 1969 y 1993 pasó de: 3,22 ZettaJoule por año a 6,28 ZettaJoule, para una profundidad entre 0-700 m y de 0,97 ZettaJoule por año a 3,86 ZettaJoule, para una profundidad entre 700-2000 m, entre los años 1993 y 2017 [1]. El cambio climático ha incrementado las precipitaciones observadas, vientos y eventos extremos del nivel del mar, lo que ha aumentado la intensidad de múltiples fenómenos, como ciclones tropicales categoría 4 o 5, entre otros [1]. Los cambios indicados anteriormente han ocasionado que se replantee el impacto que tienen ciertas actividades humanas que se desarrollan a diario y específicamente, en el tema de generación de energía eléctrica, buscando otras alternativas que sean más amigables con el medio ambiente, ya que la electricidad es un insumo importante para el desarrollo de una sociedad.

En la actualidad han tomado mucha fuerza las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR); que son esos recursos que no son utilizados ampliamente para generar electricidad pero son ambientalmente sostenibles y se pueden encontrar en la naturaleza, tales como: la radiación solar, la fuerza de los vientos, la energía geotérmica, la biomasa, el aprovechamiento de mareas y pequeños recursos hidráulicos [23]. Para gestionar estos recursos disponibles, ha surgido el concepto de las micro-redes, las cuales, son sistemas de gestión de recursos energéticos, la mayoría renovables, creados con el fin de cubrir el autoconsumo en zonas donde por su ubicación geográfica, es muy difícil hacer llegar la energía eléctrica por los sistemas de transporte convencionales.

Con base en lo anterior, en el presente documento va a ser abordado uno de los casos descritos, la generación de energía eléctrica en una zona de difícil acceso como lo es una isla.

La isla seleccionada fue San Andrés, en Colombia, en donde será diseñada una micro-red que involucre en ella recursos renovables no convencionales como: energía solar fotovoltaica y energía eólica. Lo anterior será desarrollado con el fin de cubrir la demanda de energía eléctrica en la isla, mostrando los beneficios económicos y ambientales que tienen el implementar estos sistemas en lugares que presenten dificultades por su ubicación geográfica, logrando reducir la utilización de combustibles fósiles para generar electricidad, el cual, es el esquema actual que presenta la isla.

1.1. Planteamiento del problema

El archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina es el único departamento insular de Colombia y precisamente por su condición insular, hace que pertenezca a los territorios catalogados como Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia. La capital del archipiélago, San Andrés, abastece su demanda de energía eléctrica mediante la utilización de combustibles fósiles, siendo una solución muy costosa por la compra y el transporte del combustible, poco amigable con el medio ambiente y con los habitantes de la isla.

Debido a la ubicación geográfica de la isla de San Andrés, esta cuenta con potencial en energía eólica debido a la presencia persistente a lo largo del año de los vientos alisios del noreste y cuenta con potencial en energía solar fotovoltaica a lo largo del año.

1.2. Estado del arte

Las Micro-redes se han convertido en una herramienta muy importante para atender la demanda de energía eléctrica en zonas en donde por su ubicación geográfica, se dificulta el transporte de la energía eléctrica desde las grandes centrales de generación. Algunos casos de aplicación en Colombia y en la región se listan a continuación:

- ***Nazareth y Puerto Estrella, Departamento de la Guajira:*** El IPSE realizó el mejoramiento del sistema híbrido que tenía la comunidad y la cual beneficia a 244 familias de la localidad de Nazareth y 146 familias de la localidad de Puerto Estrella, en el Departamento de la Guajira. Con este mejoramiento, las dos comunidades pasarán a contar con servicio de energía eléctrica de 8 horas al día y 4 horas en la noche. Adicional, fueron instalados 400 medidores prepago para que las familias recarguen su servicio de energía acorde a sus capacidades y necesidades particulares [3].

La micro-red esta conformada por los siguientes elementos [3]:

- Un total de 1.572 paneles solares, con una capacidad pico instalada de 442,56 [kWp].
 - Dos grupos electrógenos con una capacidad total de 909 [kW]
- **Zona Rural de Paratebueno, departamento de Cundinamarca, en Colombia:** La empresa Codensa - Enel construyó en 2017 una micro-red en la zona rural de Paratebueno, en el departamento de Cundimarca, en donde por las condiciones del terreno no era posible llegar con los sistemas tradicionales de transporte de energía eléctrica. Este proyecto benefició a 20 hogares garantizando el suministro de energía eléctrica las 24 horas del día y está compuesta por los siguientes recursos [2]:
- Setenta y dos (72) paneles solares de 310 [Wp],
 - un (1) sistema de 24 baterías de 2.267 [Ah/día],
 - un (1) generador diésel de 18 [kW] como back up.



Figura 1.1: Micro-red de Paratebueno en Colombia.[2]

- **Comunidad de Huatacondo, en Chile:** La Universidad de Chile en conjunto con la compañía minera Collahuasi desarrollaron en 2009 una micro-red para la pequeña comunidad llamada Huatacondo en el desierto de Atacama, en Chile. La micro-red comprendió la integración de [4]:
- Ochenta y cuatro (84) paneles solares,
 - una (1) turbina eólica de 3 [kW],
 - un (1) banco de baterías,

- un (1) generador diésel de 120 [kW] como respaldo,
 - Todos estos recursos son controlados por un Energy Management System (EMS), el cual, era el encargado de minimizar el uso de combustible diésel para atender la demanda de energía eléctrica de la comunidad.
- **Comunidad de Jacuque, en Venezuela:** Jacuque es una pequeña comunidad localizada en la península de Paraguaná, en el estado de Falcón en Venezuela, conformada por alrededor de 110 habitantes distribuidos en 24 casas y un colegio. A través de la Fundación gubernamental de Fundelec (Foundation for the Development of Electric Service) el proyecto fue implementado en 2009 y comprendió la instalación de [5]:
- una (1) turbina eólica de 3[kW],
 - Veinte (20) módulos solares fotovoltaicos de 150 W para un potencia pico de 3 [kWp],
 - un (1) generador diesel de 10 [kVA], para una autonomía de 10 horas a carga pico y tiene la ventaja que el gobierno subsidia altamente el costo del combustible,
 - veinticuatro (24) baterías (1080 [Ah] cada una), con sus respectivos controladores de carga.
 - Dos (2) inversores de 3 [kW] cada uno.



Figura 1.2: Micro-red de Jacuque en Venezuela; encima: micro-red, centro: sistema individual, abajo: Baterías e invector. [5]

- **Comunidad de San José del Coca, en Ecuador:** Para la comunidad de Kichwa en San José del Coca, provincia de Orellana en Ecuador, las asociaciones ecuatorianas de FEDETA, GADMFO y la española Engineering Without Borders (EWB) promovieron la instalación de una micro-red compuesta por una turbina hidro-cinética y paneles solares fotovoltaicos. El proyecto benefició a 54 familias, el centro médico, el colegio, la secundaria y el centro comunitario y fue instalado en 2010.

La micro-red instalada comprendía los siguientes recursos [5]:

- Tres (3) turbinas hidro-cinética de 10 metros de radio, cada una, instaladas en el río Coca a 1 kilómetro de la comunidad de San José del Coca. La turbina produce con un generador asíncrono acoplado un voltaje de 45 [Vac] trabajando a una velocidad del río de 1 [m/s],
- Seis (6) paneles solares fotovoltaicos de 100 [Wp],
- Baterías de 24 [V].



Figura 1.3: Turbina hidro-cinética en San José del Coca, Ecuador. [5]

Adicional, se han implementado micro-redes en diferentes tipos de industrias, tales como:

- **La Agencia de Servicios Públicos de Inland Empire (IEUA), en Estados Unidos:** La Agencia de Servicios del Imperio Interior, IEUA por sus siglas en inglés, es una agencia regional de servicios públicos en el suroeste del condado de San Bernardino, en Estados Unidos. Esta agencia se ha convertido en líder nacional en energías limpias por la construcción de una serie de proyectos de Generación Distribuida (GD), incluyendo viento, sol y células combustibles. Esos proyectos se instalaron en diferentes momentos y operan independientemente, por lo que la agencia los interconectó e instaló un sistema de almacenamiento. La instalación de los paneles solares fotovoltaicos fue en

2008, la turbina eólica y las células combustibles fueron instaladas en 2010 y el sistema de almacenamiento fue instalado entre enero 2016 y marzo 2017 [6].

La micro-red está conformada por los siguientes recursos energéticos Distribuidos (DER) y representan el conjunto de productos a lo largo de las 6 sedes [6]:

- 3,5 [MW] de paneles fotovoltaicos (incluyendo 0,99 [MW] a la Planta regional de reciclaje de agua)
 - 1 [MW] en turbina eólica.
 - 2,8 [MW] en células combustible, alimentadas por un digestor de gas producido localmente.
 - 3,65 [MW] de baterías de Li-ion (incluyendo 0,5 [MW] a la Planta regional de reciclaje de agua).
 - 2,5 [MW] de generadores diésel como back-up.
 - Un software de Control de carga y respuesta a la demanda, Plataforma Armada AMS.
 - Contaba con respaldo de la red.
- **El Zoológico de San Diego:** En una iniciativa conjunta entre varias empresas público-privadas de la ciudad de San Diego, la universidad de California y junto con el zoológico de San Diego, realizaron una colaboración con el fin de mejorar la independencia energética de la región, capacitar a los consumidores para el uso de vehículos eléctricos, reducir la emisión de gases de efecto invernadero y para incentivar el crecimiento económico. Este proyecto incluía estaciones de carga para vehículos eléctricos alimentados por una arreglo solar de 90 [kW] sobre 10 espacios de parqueo.

La micro-red está conformada por lo siguientes recursos energéticos y fue instalada en 2012 [6]:

- 90 [kW] de un arreglo solar fotovoltaico en un parqueadero (420 paneles de 245 [W]).
- 100 [kW] / [kWh] de baterías de polímero de Li-ion (banco de baterías de 2 x 50 [kWh]), las cuales cargaban las estaciones de carga de vehículos eléctricos después de la puesta del sol,
- Cinco (5) estaciones de carga nivel 2 para vehículos eléctricos.
- Inversores Bi-direccionales (incluye el nivelador de picos, respuesta a la demanda, modo isla y otras capacidades).

- Se encuentra conectado a la red.



Figura 1.4: Carpas de Parqueo y estaciones de carga, Zoológico de San Diego.[6]

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

- Diseñar una micro-red para cubrir la demanda de energía en la isla de San Andrés con el fin de evaluar los beneficios económicos y ambientales de la incorporación de los recursos solar y eólicos disponibles en ella con respecto al esquema de generación actual que se tiene.

1.3.2. Objetivos específicos

- Definir las especificaciones técnicas para el equipamiento de la micro-red con el propósito de cubrir la demanda de energía de la isla de San Andrés, a partir de la información de la demanda de energía eléctrica del año 2019.
- Determinar un modelo matemático que estime el porcentaje óptimo de potencia de cada recurso energético a incorporar en la micro-red con el fin de que participe el mayor recurso renovable posible.
- Elaborar los modelos eléctricos de la micro-red diseñada mediante la utilización de ETAP.
- Evaluar la viabilidad económica y ambiental de la micro-red diseñada utilizando el programa Ret-Screen mostrando los beneficios de este sistema con respecto al esquema actual de generación, mediante un análisis de sensibilidad.

1.4. Metodología

Este proyecto se va a desarrollar en 3 etapas que van de acuerdo con el cumplimiento de los objetivos específicos establecidos, con el fin de diseñar y determinar la viabilidad de una micro-red que sea capaz de cubrir la demanda de energía eléctrica de la isla de San Andrés, minimizando así, el uso de combustibles fósiles:

1.4.1. Optimización

En esta primera etapa el modelo matemático es determinado y planteado con el fin de que indique cual es valor óptimo de cada recurso de la Micro-red que se debe incorporar. Este modelo matemático va a ser validado mediante la herramienta *Setup Assistant* con la que cuenta HOMER Pro para el diseño de micro-redes. En el siguiente diagrama de flujo se muestra lo mencionado anteriormente:

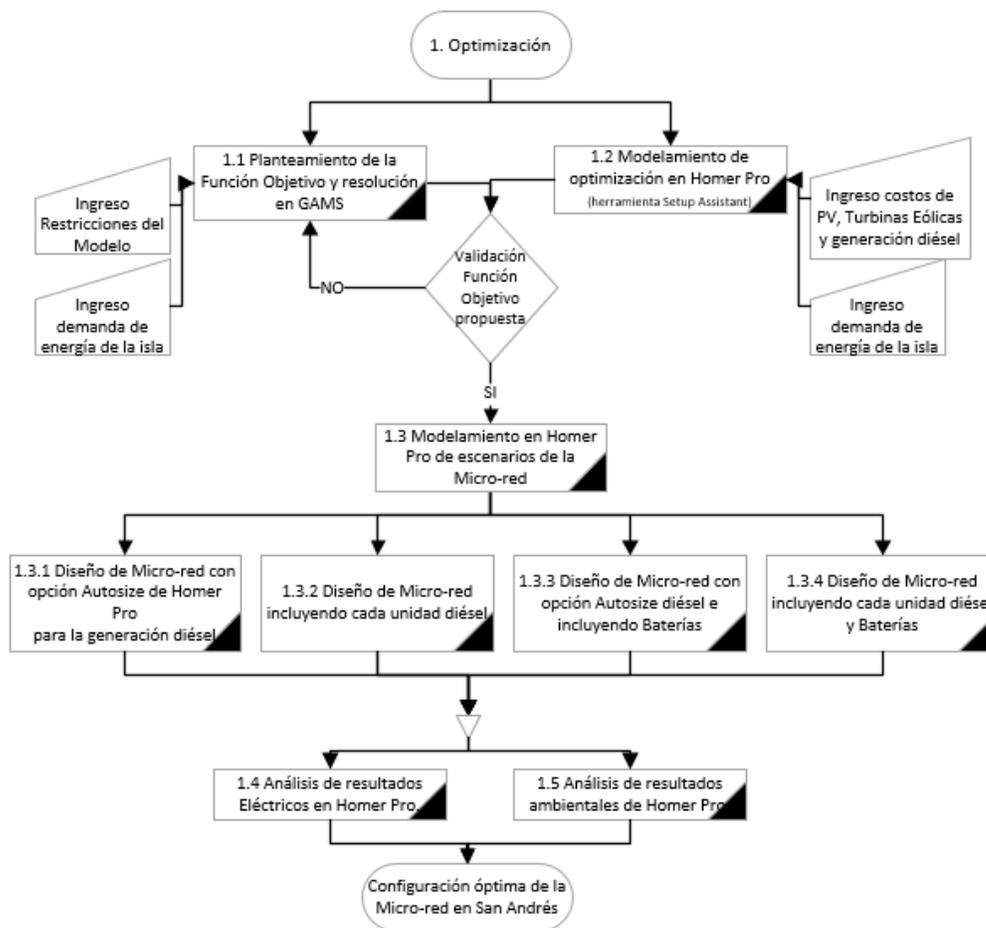


Figura 1.5: Diagrama de Flujo de la Optimización del Modelo Matemático propuesto

En donde:

- 1.1 Los parámetros que harán parte del modelo matemático son planteados y la función objetivo es determinada, integrando en ella las restricciones del modelo y la demanda de energía eléctrica que se tiene en la isla de San Andrés con base en información de 2019. Una vez la función objetivo sea establecida, el programa GAMS será utilizado para obtener los valores óptimos de cada recurso a incorporar.
- 1.2 La herramienta *Setup Assistant* con la que cuenta el programa HOMER Pro es utilizada para calcular los valores óptimos de cada recurso de la micro-red, teniendo en cuenta el costo de instalar cada recurso a incorporar y la demanda de energía eléctrica de la isla de San Andrés para el año 2019.
- 1.3 Una vez los resultados obtenidos en los dos numerales anteriores sean comparados, en HOMER PRO serán modelados cuatro escenarios de la micro-red propuesta con el fin de determinar la configuración óptima.
 - 1.3.1 A partir de la herramienta *Setup Assistant* de HOMER Pro, los costos de capacidad instalada de cada recurso de la micro-red (Turbinas eólicas, Paneles solares y generadores diésel) y la demanda de energía de la isla de San Andrés son ingresados. Con estos datos ingresados, el programa HOMER PRO calcula el valor óptimo de cada recurso con el que se cubrirá la demanda de energía de la isla. Esta configuración no contempla baterías y para la generación diésel la herramienta utiliza una opción llamada *autosize*, la cual, genera un bloque de generación.
 - 1.3.2 En este escenario, se utilizan los mismos datos de entrada del numeral anterior, pero para el caso de la generación diésel no es utilizada la opción *autosize*. En su lugar, cada unidad de generación diésel con la que cuenta la isla es ingresada en el programa Homer Pro y se ejecuta el cálculo óptimo de la micro-red.
 - 1.3.3 Es este escenario, se retoma la configuración propuesta en el numeral 1.3.1, pero las baterías son incorporadas al modelo.
 - 1.3.4 Es este escenario, se retoma la configuración propuesta en el numeral 1.3.2, pero las baterías son incorporadas al modelo.
- 1.4 El análisis de cuanto fue la generación eléctrica a lo largo del año es efectuado, por cada recurso de la micro-red, para cada una de las 4 configuraciones propuestas.
- 1.5 El análisis de cuanto fue la emisión de gases de efecto invernadero a lo largo del año es efectuado.

1.4.2. Modelamiento Eléctrico

En la segunda etapa las especificaciones técnicas para el equipamiento de la micro-red son definidas con el propósito de cubrir la demanda de energía de la isla de San Andrés, con base en la información del año de 2019. A partir de las especificaciones técnicas, se realiza el análisis de flujo de carga de ese diagrama eléctrico. En el siguiente diagrama de flujo se muestra lo mencionado anteriormente:

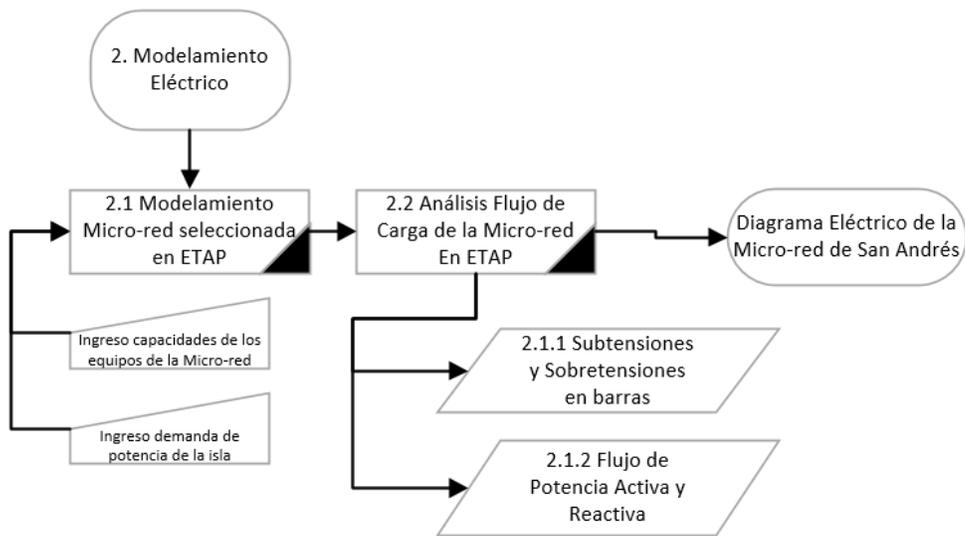


Figura 1.6: Diagrama de Flujo del Modelamiento Eléctrico de la Micro-red propuesta

Donde:

- 2.1 Los componentes de la micro-red con sus respectivas capacidades y la demanda de energía eléctrica de la isla de San Andrés, con base en información de 2019, son ingresados a ETAP y el diagrama unifilar es construido.
- 2.2 Para la micro-red diseñada en ETAP el análisis de flujo de carga es efectuado y la subtensiones, sobretensiones en barras y flujo de potencia reactiva y activa es analizada.

1.4.3. Análisis Económico y de Factibilidad

En la tercera etapa la viabilidad económica y ambiental de la micro-red es evaluada a partir del programa Ret-Screen, mostrando los beneficios de este sistema con respecto al esquema actual de generación. En el siguiente diagrama de flujo se muestra lo mencionado anteriormente:

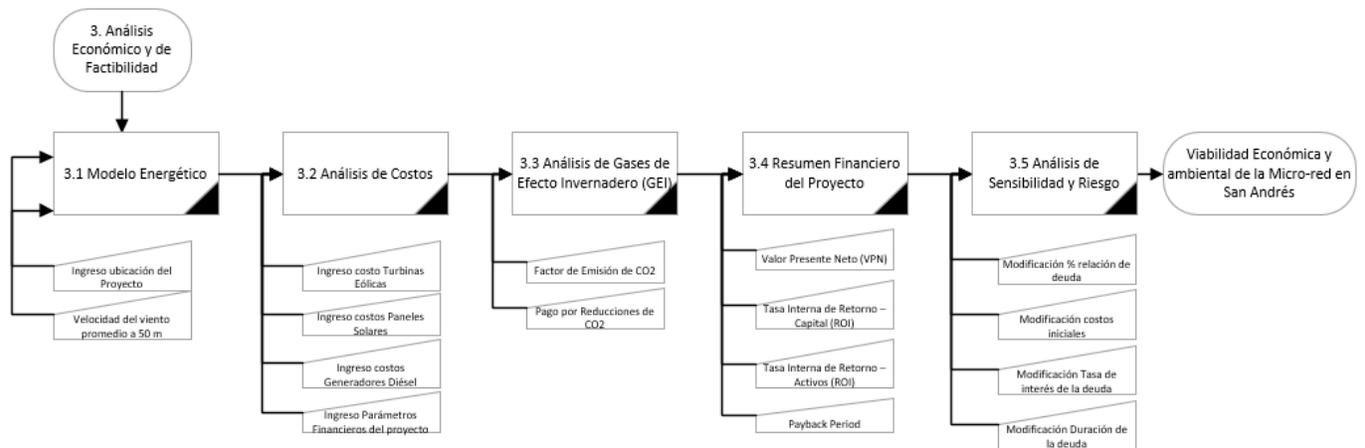


Figura 1.7: Diagrama de Flujo del Análisis económico y de Factibilidad de la Micro-red propuesta

Donde:

- 3.1 Los datos de ubicación del proyecto y la velocidad promedio del viento disponible en la isla de San Andrés son ingresados en RETScreen.
- 3.2 Los costos de las turbinas eólicas, paneles Solares y demás costos financieros son ingresados.
- 3.3 El Factor de Emisión de CO_2 en Colombia para el año 2019 y pago por reducciones de CO_2 verificadas son ingresados con el fin de analizar la emisión de gases de efecto invernadero.

Adicional, estos resultados serán complementados con base en los resultados obtenidos de emisión de gases que arroja HOMER Pro, al igual que, la utilización del Factor de Emisión de CO_2 para el año 2019 en Colombia.

- 3.4 Los indicadores financieros de factibilidad arrojados por el programa RETScreen, tales como, Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y el payback period, son analizados.
- 3.5 A partir de los datos obtenidos en el numeral anterior, un análisis de sensibilidad es llevado a cabo, en el cual, parámetros tales como: porcentaje de relación de deuda, costos iniciales y porcentaje de tasa de interés de la deuda son modificados con el fin de determinar el grado de afectación de los indicadores de factibilidad del proyecto.

1.5. Organización del documento

Para facilitar la lectura del presente trabajo de grado, se incluye a continuación un breve resumen por capítulo:

- **Capítulo 1: Introducción:** En este Capítulo se hace una introducción al tema de estudio, es planteado el problema a resolver, son indicados los avances y el estado del arte del tema de estudio. Adicional a lo anterior, son establecidos los objetivos generales y específicos del trabajo de grado y es indicada la metodología propuesta con la cual se van a cumplir los objetivos planteados.
- **Capítulo 2: Marco Teórico:** En este Capítulo se encuentran las definiciones, conceptos y orientación en los temas más importantes para tener en cuenta a la hora de leer el presente trabajo de grado.
- **Capítulo 3: Modelos del Sistema:** En este Capítulo están los modelos establecidos para poder dar cumplimiento a los objetivos propuestos en el presente trabajo de grado.
- **Capítulo 4: Casos de Estudio:** En este Capítulo es expuesta la información más relevante consultada con relación a la demanda de energía eléctrica, la capacidad instalada, la disponibilidad de los recursos eólico y solar con los que cuenta la isla de San Andrés, en Colombia.
- **Capítulo 5: Análisis de Resultados:** En este Capítulo son analizados los resultados obtenidos a partir de los modelos planteados.
- **Capítulo 6: Conclusiones:** En este Capítulo son concluidos los resultados obtenidos en el presente trabajo de grado, dando cumplimiento o no, a los objetivos planteados inicialmente.

Capítulo 2

Marco teórico

En este Capítulo son explicados los diferentes términos, conceptos y los programas computacionales que se requieren para poder desarrollar y comprender el presente trabajo de grado.

2.1. Generación Distribuida:

Los sistemas de potencia a lo largo de los años han suplido la demanda de energía eléctrica a partir de la generación centralizada, utilizando combustibles fósiles y nucleares, pero existen acuerdos globales que proponen que para finales del siglo el suministro de energía eléctrica se realice a partir de fuentes de energías renovables [7].

Los generadores impulsados por fuentes de energías renovables son más pequeños que los generadores alimentados por combustibles fósiles y nucleares, por lo que no se pueden conectar a los sistemas de transmisión por los altos costos de los transformadores y los switchgear de alto voltaje y porque a menudo, se encuentran muy retirados geográficamente [7]. Por lo tanto, estos generadores pequeños deben ser conectados a la red de distribución y es ahí donde surge el concepto de generación distribuida o dispersa [7].

2.1.1. Definiciones:

- **La generación Distribuida de acuerdo con el CIGRE:** es aquella que no es centralmente planeada, centralmente despachada, por lo general está conectada a la red de distribución y su generación comprende el rango de 50 a 100 MW [8].
- **La generación Distribuida de acuerdo con la CREG 030 de 2018:** Es la generación que ocurre cerca de los centros de consumo, está conectada al Sistema de Distribución Local y cuenta con una potencia instalada menor o igual a 0.1 MW [10].

2.2. Micro-Redes:

Una micro-red es un sistema de gestión de recursos, los cuales en su mayoría son recursos renovables no convencionales (viento, radiación solar, mareas, biomasa, entre otros), que incluyen además, almacenadores de energía tales como baterías o volantes de inercia y/o generación en firme mediante generadores diésel o de algún otro combustible fósil, cuyo fin es suministrar energía fiable [11] y suplir la demanda de energía eléctrica local. Las micro-redes están mayormente enfocadas a los sistemas de distribución y su propósito es principalmente satisfacer el autoconsumo.

Otra definición que se encuentra en la literatura, es considerar a las micro-redes como un grupo de Recursos Energéticos Distribuidos (RED o DERs por sus siglas en ingles), incluyendo Recursos Energéticos Renovables (RES por sus siglas en ingles) y Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS por sus siglas en ingles) y cargas, que juntas operan localmente como una entidad controlable única [12].

Los Sistemas de Almacenamiento de Energía por Baterías (BESS por sus siglas en ingles) son los sistemas de almacenamiento de energía más comúnmente utilizados. Las BESS juegan un papel esencial en la operación confiable y económica debido a su capacidad de almacenar energía, de permitir un intercambio bidireccional de energía y tener una rápida respuesta de salida [13].

Las micro-redes pueden garantizar el suministro de energía eléctrica en hospitales, guarniciones militares, urbanizaciones, centros comerciales, universidades [11], entre otros, o en áreas remotas en donde debido a las características geológicas del terreno y/o características económicas no hacen parte del sistema eléctrico central.

El sistema encargado de gestionar los recursos que hacen parte de la micro-red es el **Energy Management System (EMS)** o **Sistema de Gestión de Energía (SGE)** el cual, monitorea diferentes variables de la micro-red, la disponibilidad de los recursos renovables y la demanda de energía por parte de las cargas [15] y con base en esa información, toma la mejor decisión suministrando la energía demandada de manera eficiente, optima y ajustándose a los requerimientos de la demanda.

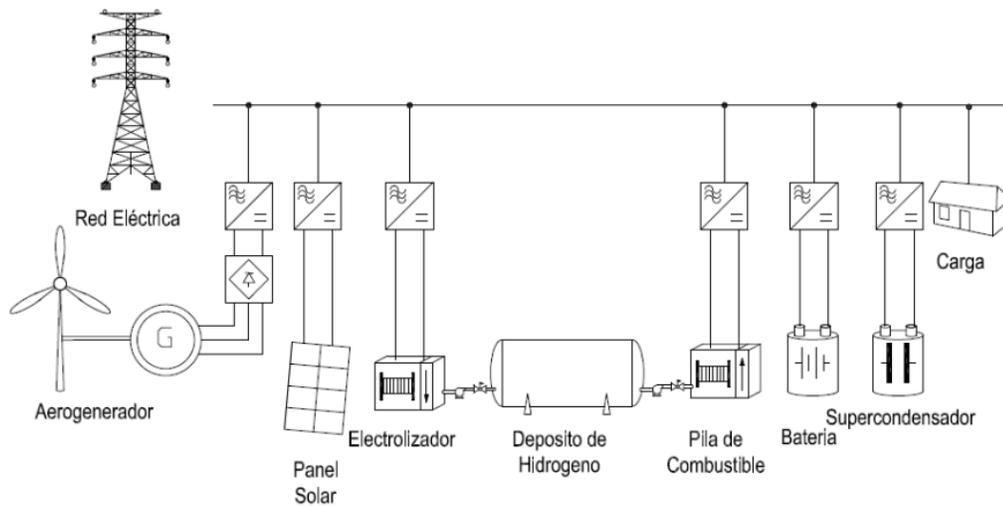


Figura 2.1: Esquema general de una Micro-red.[9]

Los modos de operación de las micro-redes pueden ser [16], [12]:

- **Modo aislado:** También conocido como modo isla, en el cual el sistema de control es el encargado de establecer la frecuencia y la tensión [11]. En este modo de operación, los sistemas de respaldo, tales como, sistemas de almacenamiento (por lo general baterías) o generación de respaldo (por lo general generadores diésel), juegan un papel importante ya que son las unidades que mitigan la intermitencia que puedan presentar los recursos renovables que integran la micro-red.

En este modo de operación en donde el balance de potencia debe ser asumido por los recursos que componen la micro-red, los BESS deben ajustar su potencia de salida en tiempo real para hacer frente a las variaciones impredecibles de las cargas [13].

- **Conectados a la red:** La micro-red puede conectarse al sistema de distribución principal a través del Punto Común de Conexión (PPC por sus siglas en inglés), por lo que, en este caso, la frecuencia, potencia y la tensión los fija la red debido a los generadores síncronos y grandes reservas rodantes que tiene [11]. Adicional a lo anterior, limitan a la micro-red al rol de prestar servicios auxiliares [12]. En este modo de operación, las unidades de generación que conforman la micro-red solamente deben suministrar energía eléctrica y adaptarse a los parámetros que le indique la red [17].

Por lo tanto, el problema de estabilidad en este modo de operación se reduce a la estabilidad de los componentes individuales, tales como: los DERs o un conjunto de cargas, incluyendo motores eléctricos y su respectivo impacto en el sistema eléctrico.

En este modo de operación los BESS son programados para reducir los costos de operación de la micro-red, cambiando el tiempo de consumo de energía basados en pronósticos.

En ambos modos de operación, tanto conectados a la red como en modo isla o aislado, las micro-redes deberían ser capaces de mantener el balance entre la generación y el consumo, mientras satisfacen cierta confiabilidad, calidad de energía y estándar adecuados [12]. Para lograr estos objetivos, todas los DERs y cargas controlables deben participar en mantener estable el voltaje y frecuencia del sistema y lograr establecerlos dentro de unos rangos aceptables [12].

A diferencia de los sistemas convencionales de potencia, las cargas en las micro-redes están típicamente desbalanceadas, lo cual puede llegar a ser hasta del 100 % entre las 3 fases [12], por lo que, la operación de las micro-redes de tales características puede poner en peligro la estabilidad del sistema y requiere de un control que esté diseñado para manejar esas condiciones.

Para concluir, las más importantes diferencias de las micro-redes comparadas con redes tradicionales de gran tamaño son [12]:

- Tamaño del sistema más pequeño
- Alta penetración de Recursos Energéticos Renovables.
- Mayor incertidumbre en el sistema,
- Menor inercia del sistema,
- Mayor relación R/X de los alimentadores,
- Capacidades bajas de corto circuito,
- Cargas trifásicas desbalanceadas.

2.3. Recursos a incorporar en una Micro-Red

A pesar del tamaño relativamente pequeño de las micro-redes, una micro-red típica consiste de diversos componentes y tecnologías, incluyendo máquinas síncronas, inversores basados en DERs y varios tipos de cargas. Por lo anterior, algunos de los recursos que se pueden incorporar a la micro-red, pueden ser:

2.3.1. Energía solar fotovoltaica:

La irradiancia promedio afuera de la atmósfera es cerca de $1.353W/m^2$ y dada la atenuación realizada por la misma atmósfera se obtiene una intensidad pico a nivel del mar de cerca de $1kW/m^2$, obteniendo un promedio anual de 24 horas de $0,2kW/m^2$ sobre la superficie del planeta [7]. Teniendo en cuenta que este valor es pequeño, se requerirían grandes extensiones de terreno para obtener una producción significativa. Adicional, el valor de la irradiancia varía de acuerdo con la región; en general, se reduce entre mayor sea la distancia al ecuador, varía de acuerdo con los cambios de estaciones, cambia cada hora de acuerdo con la variación diaria de la elevación del sol y el paso de las nubes reduce significativamente su valor neto [7].

Con base en lo anterior, la energía solar fotovoltaica tiene por principio básico, aprovechar y convertir los rayos del sol en electricidad, siendo una de las fuentes de energías renovables que más ampliamente se ha utilizado. Esta conversión se puede realizar por medio de:

- **Los Sistemas Fotovoltaicos:** conformados por los módulos fotovoltaicos [7], los cuales son fabricados con materiales semiconductores (por lo general, silicio o germanio), que aprovechan los rayos solares que inciden en ella para transformarla en energía eléctrica en forma de corriente directa. Por lo general, los tipos de tecnología de módulos fotovoltaicos que se encuentran en el mercado son:
 - * *Silicio monocristalino (m-Si):* Un monocristal es un material en el que la red cristalina es continua y no está interrumpida por bordes de grano hasta los bordes de la muestra. Pueden alcanzar eficiencias del 15 al 21 %, pero su proceso de fabricación resulta costoso debido a la alta pureza y a la gran cantidad de material activo empleado [18].
 - * *Silicio Policristalino (p-Si):* Está compuesto por agregados de cristales de silicio. El costo de fabricación es menor y las eficiencias alcanzadas por estos materiales

están del orden del 16 % [18].

- * *Capa Fina (Thin-Film)*: Es un modulo construido con una o varias capas de materiales semiconductores, como por ejemplo: el diseleniuro de cobre e indio, el telurio de cadmio, el arseniuro de galio o el silicio amorfo (a-Si) [18]. Resulta económico de fabricar y alcanzan eficiencias entre el 6 % y el 10 %, pero que aunque su valor de fabricación es menor al del Silicio Policristalino, su costo de instalación es mayor, ya que se requieren instalar más paneles para alcanzar la misma potencia requerida [18].

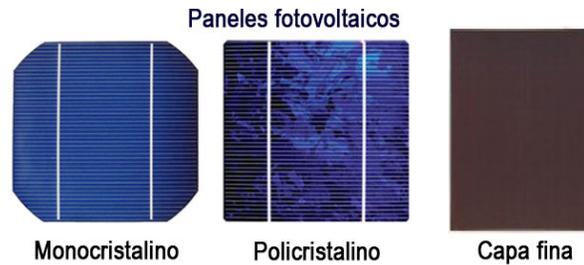


Figura 2.2: (2014). Tipos de Paneles fotovoltaicos. [Figura].
Recuperada de <https://n9.c1/efyoa>

- **Tipos de Construcción de los Módulos Solares Fotovoltaicos:** Debido a que una sola célula de los materiales descritos anteriormente genera muy poca potencia con un bajo voltaje de trabajo, es necesario asociar, ya sea conectando en serie o en paralelo, varias células [18].
 - * **Conexión en serie de las células fotovoltaicas:** Con esta configuración se aumenta la tensión y la potencia de salida del módulo mientras que la corriente es la misma. La forma de conectarlas es mediante un cable de cobre estañado plano que une el terminal positivo con el terminal negativo [18].

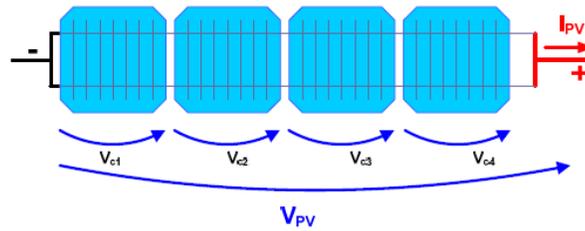


Figura 2.3: Conexión en serie de células fotovoltaicas. [18]

- * **Conexión en paralelo de las células fotovoltaicas:** Con esta configuración se aumenta la corriente y la potencia de salida del módulo mientras que la tensión es la misma en todas las células. Con este tipo de configuración la tensión siguen siendo baja, por lo que no se garantiza el funcionamiento de los inversores y por lo tanto, no es una conexión muy habitual para interconectar células fotovoltaicas [18].

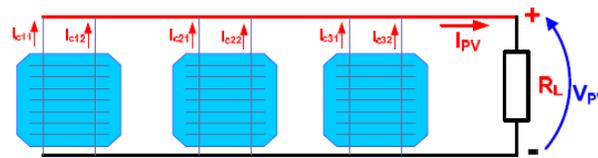


Figura 2.4: Conexión en paralelo de células fotovoltaicas. [18]

■ Definiciones Importantes

- * **Horas de Brillo Solar (HBS):** Son el número de horas en las que el nivel de irradiancia solar fue de $1.000 [W/m^2]$ [21].
- * **Eficiencia Global o Performance Ratio(PR):** Es el factor de rendimiento de la instalación solar fotovoltaica. Este factor tiene en cuenta las pérdidas que se puedan ocasionar por sobretemperaturas, por pérdidas en el cableado, por sombreado, por mala orientación, por las bajas irradiancias, por pérdidas en los diodos de protección, entre otros [21], relacionando la producción que debía tener el sistema sobre lo que realmente produjo.

■ Ventajas

- * Entre las grandes ventajas de la energía solar fotovoltaica sobresalen que es inagotable, limpia, silenciosa, segura, altamente modular [19] y amigable con el medio

ambiente, contribuyendo a la disminución de las emisiones de CO_2 al ambiente [20].

- * Cada kWh generado con energía solar fotovoltaica evita la emisión de aproximadamente 0,164 kg de CO_2 [37], para el caso colombiano, si se compara con la generación eléctrica utilizando carbón como combustible o aproximadamente 0,4 kg de CO_2 si se compara con la generación eléctrica utilizando gas natural como combustible [20].

2.3.2. Energía eólica:

Los vientos son resultado de movimientos a gran escala de masas de aire en la atmósfera. Estos movimientos de aire son creados por el diferencial de calentamiento solar de la atmósfera de la tierra, por lo que, la energía del viento es una forma indirecta de la energía solar [7].

Existen variedad de efectos locales como el diferencial de calentamiento del mar y la tierra. Este ocasiona cambios en los flujos del viento, la naturaleza del terreno, que van desde montañas y valles, hasta obstáculos como edificios y árboles [7]. Con base en lo anterior, aparece el concepto de capa límite, el cual, es la región baja de la atmósfera donde las velocidades de los vientos son retardadas debido a la fuerza de fricción en la superficie de la tierra. Como resultado de esto, la velocidad del viento se incrementa con la altura y esta altura es definida como la altura de la capa límite, la cual es aproximadamente 1.000 metros dependiendo de las condiciones atmosféricas [7].

- **Turbinas Eólicas:** Las Turbinas eólicas son los equipos que nos permiten aprovechar la energía disponible en los vientos. La disponibilidad del recurso depende de la altura del eje de la turbina eólica. Estas alturas de las turbinas eólicas onshore se han incrementado a través de los años mostrando la evolución de la tecnología, alcanzado alturas de eje que superan los 100 metros, para máquinas de varios miles de megavatios [7], tal y como se puede apreciar en la figura 2.5.

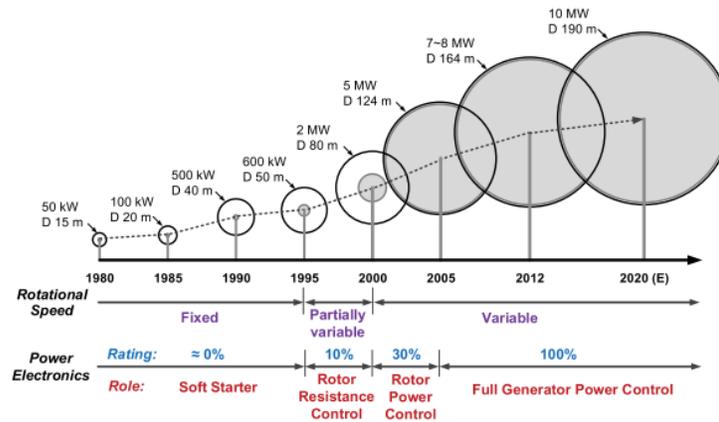


Figura 2.5: Evolución de las Turbinas eólicas onshore y la electrónica de potencia. [24]

El aprovechamiento de la energía proveniente de los vientos como una fuente de generación de energía eléctrica, se ha incrementado como una forma para superar las limitaciones que poseen los combustibles fósiles [22], por lo que, la instalación de turbinas eólicas ha aumentado a ritmo acelerado en las últimas dos décadas estando en 440 GW en 2017 y se espera que en 2020 llegue a 760 GW [24].

- Partes de una Turbina Eólica Onshore de Generador Asíncrono de Eje Horizontal:** Los principales componentes de un generador eólico son: rotor con las palas de la turbina, posiblemente una caja de engranajes o multiplicadora (la cual está siendo eliminada por soluciones controladores electrónicos directos), un generador eléctrico, convertidores electrónicos de potencia, un transformador [24], una estructura mecánica, una estructura de orientación de viento (anemómetro y veleta) y una torre [23], tal y como se describe en la figura 2.6.

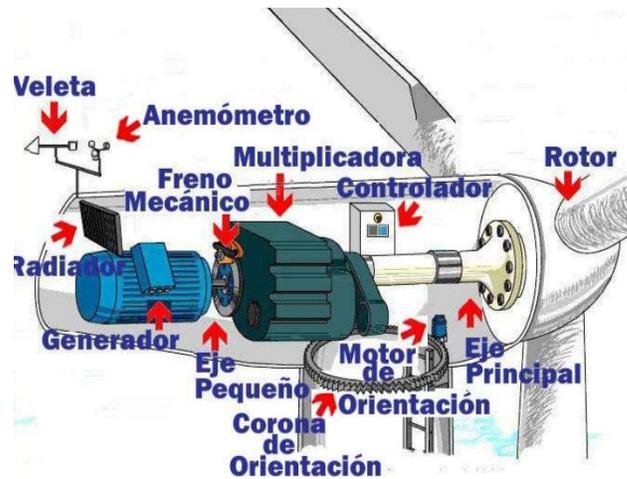


Figura 2.6: (2011). Definición y Partes de un Aerogenerador. [Figura].

Recuperada de <https://n9.c1/n8nj>

Su principio de funcionamiento se basa en las aspas o hélices de la torre, las cuales van adquiriendo movimiento de rotación conforme empieza a circular viento a través de ellas, ocasionando que el eje de dichas aspas empiece a rotar y por ende, el generador acoplado a dicho eje empiece a generar voltaje por inducción [23]. Pero la energía que se le puede extraer al viento que atraviesa a una turbina eólica está limitado por el *Límite de Betz*, el cual es aproximadamente 0,59 [7]. Esto refleja el hecho de que el aire no está siendo forzado a atravesar el rotor sino que puede fluir alrededor de él.

La potencia de los vientos que puede ser extraída por una turbina eólica es proporcional al cubo de la velocidad del viento y está expresada en vatios de acuerdo con la siguiente expresión [7]:

$$P = \frac{1}{2} \rho A U^3 C_p \quad (2.1)$$

Donde:

- ρ : es la densidad del aire
- A: es el área de barrido del rotor
- U: es la velocidad del viento.
- C_p : es el coeficiente de potencia que representa la eficiencia aerodinámica del rotor.

Por lo tanto, teniendo en cuenta el *Límite de Betz* explicado anteriormente, la potencia máxima que podría entregar una turbina es [9]:

$$P_{max\,a\,provech} = 0,5926 * \frac{1}{2} \rho A U^3 C_p \quad (2.2)$$

2.3.3. Grupos electrógenos:

Un grupo electrógeno es un equipo que genera energía eléctrica a partir de un motor de combustión independiente que hace girar un generador acoplado [25]. Los combustibles más comunes utilizados en los grupos electrógenos son: gasolina, gas, bi-fuel y diésel.

Los grupos electrógenos pueden ser construidos con las siguientes características acústicas [25], dependiendo de la necesidad y/o normatividad:

- *Descubiertos*: Los ruidos generados por el equipo llegan al entorno.
- *con cabina de protección intemperie*: Los ruidos generados por el equipo llegan al entorno, pero el equipo está protegido contra los efectos del ambiente.
- *con cabina de insonorización*: Los ruidos generados por el equipo se encuentran aislados y llegan atenuados al entorno, pero se tiene una reducción en la circulación del aire de ventilación y una pérdida de potencia debido al silenciador del sistema de escape con mayor reducción de ruidos.

Las partes de un grupo electrógeno se detallan en la figura **2.7** y son: Motor o máquina síncrona, alternador o generador, tubo de escape, silenciador y tablero.

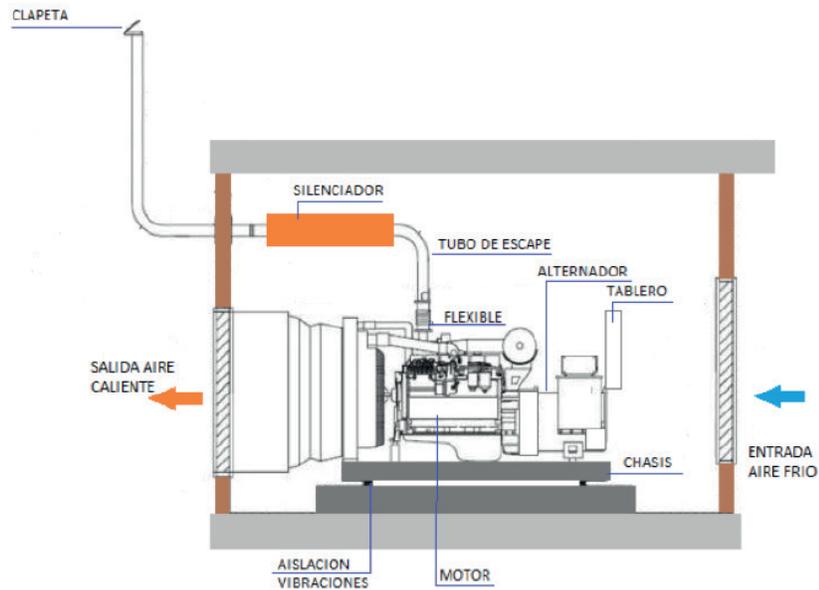


Figura 2.7: Partes de un grupo electrógeno, tomada de Corporación de Desarrollo Tecnológico [25]

El regulador de velocidad y el regulador de voltaje son los encargados de controlar la frecuencia y el voltaje, respectivamente, de la máquina síncrona [12]. El regulador de voltaje tiene un sensor que es usado para medir la salida de voltaje de la máquina síncrona y se compara ese valor con un valor de referencia. Si el error es grande se cambia la corriente del devanado de campo para regular la magnitud de la tensión en la salida de la máquina síncrona. Por su parte el controlador de velocidad, es el responsable de regular la velocidad del generador controlando la inyección de combustible [12].

En las micro-redes se hace necesario la incorporación de los grupos electrógenos como un respaldo cuando las energías renovables no estén disponibles, pero lo ideal es que el aporte de estos sistemas sea mínimo y que el mayor aporte provenga de energías renovables [20].

2.3.4. Almacenamiento de Energía:

Los dispositivos de almacenamiento son capaces de ser cargados durante periodos de baja demanda y descargados durante periodos de alta demanda [7].

Los dispositivos de almacenamiento dependiendo de sus características, pueden ayudar a la integración de las energías renovables [7]. Existen varios tipos con diferentes características,

como por ejemplo, energía y densidad de potencia, eficiencia, costo, tiempo de vida y tiempo de vida [14].

Las tecnologías convencionales incluyen [7]:

- * *Hidroeléctricas a gran escala*
- * *Almacenamiento de Aire Comprimido.*
- * *Hidro Bombas.*

Las tecnologías menos convencionales incluyen [7]:

- * *Hidrógeno*: puede ser producido por la electrólisis del agua usando energía de un recurso renovable. Puede ser "quemado" como combustible para generar electricidad.
- * *Flow Cells*: operan en un modo similar a la batería de un carro pero sin involucrar electrodos.
- * *Volantes de Inercia*: el mayor problema que tienen estos equipos son los mantenimientos y las pérdidas en los cojinetes, la baja resistencia específica de los materiales estandar, tales como, el acero y los problemas de manejos de fallas a altas velocidades.
- * *Super Capacitores*: consisten en un par de láminas de metal, cada una de las cuales tiene un material de carbón activado depositado en un lado. El lado del carbón activado está separado por una membrana de papel enrollado en un paquete. La operación se basa en un efecto electrostático, donde la carga y descarga es debida a un efecto físico de movimiento de iones.
- * *Super conductores Magnéticos de Almacenamiento*. estos dispositivos almacenan energía dentro de un campo magnético creado por el flujo de una corriente directa en una bobina de material superconductor.
- * *Baterías.*

■ Necesidad de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS) en Micro-redes

Los Sistemas de Almacenamiento de Energía juegan un papel fundamental en estabilizar el voltaje y la frecuencia de la micro-red para aplicaciones a largo o corto plazo [14].

Varios investigadores han empleado varios tipos de almacenadores de energía a nivel de turbinas y granjas para energía eólica, con el fin de suavizar la intermitencia de potencia y hacer la potencia eólica mas compatible con redes y micro-redes [14].

Las unidades de almacenamiento de energía pueden ser ya sea distribuidas o centralizadas en una micro-red. Los ESS distribuidos no solo administran y controlan activamente las funciones de los dispositivos de almacenamiento para suplir energía de soporte a las cargas locales, sino que tambien intentan maximizar su vida, eficiencia y seguridad. Los ESS centralizados son típicamente observados en micro-redes más pequeñas, pero generalmente cuando tienen que ver con instalaciones críticas. Usualmente funcionan de manera similar a una fuente de respaldo principal en caso de que suceda un apagón en la red [14].

■ **Cuando utilizar Sistemas de Almacenamiento en micro-redes**

Estudios realizados por la empresa ABB sugieren que para niveles de penetración de energías renovables de hasta un 50 % no es necesario contar un sistema de almacenamiento de energía, siempre y cuando, existan sistemas de automatización que mantengan la red estable [26].

Mas allá del nivel establecido, [26] indica que es muy importante contar con un sistema de automatización para hacer frente a las penetraciones de energías renovables de hasta el 50 % de la carga máxima, lo que representa en una micro-red típica aproximadamente el 30 % de los megavatios-hora provenientes del recurso eólico o el 15 % del recurso solar [26].

El estudio menciona que a medida que se acerca al 100 % de la carga máxima, por ejemplo un 75, 80 o 90 %, es necesario contar con algún sistema de almacenamiento debido a que el sistema de automatización solo puede absorber una cantidad limitada e incluso a esos niveles de penetración es necesario un sistema diésel [26].

2.3.5. Baterías

Las baterías que se utilizan por lo general en las micro-redes son conocidas como secundarias debido a que permiten recargarse por medio de energía eléctrica, revirtiendo así el

proceso electroquímico. Las baterías constan de dos electrodos y un electrolito que los separa; entre los cuales sucede una reacción electroquímica [27].

Las diferentes tecnologías de baterías con las que se cuentan son: baterías de plomo-acido, níquel-cadmio, ion-litio y litio polímero [27]. Entre las opciones anteriormente mencionadas, la batería se selecciona dependiendo la aplicación y de acuerdo con las características de número de ciclos de carga y descarga, densidad de energía, costos de fabricación, tamaño y peso, y algunas de estas también son altamente contaminantes por el electrolito que utilizan.

Las baterías de plomo-acido han sido reemplazadas por la tecnología de Ion-Litio [14]. Estas baterías de Ion-Litio son una de las tecnologías más desarrolladas y son una elección popular y de bajo costo, pero presentan desventajas en términos de densidad de energía por unidad de peso, un ciclo de vida corto y la dependencia de la energía entregada en la tasa de descarga [7].

2.4. Herramientas Informáticas a utilizar

2.4.1. HOMER PRO

HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables) es un programa que modela microsistemas de energía con una o múltiples fuentes de energía, tales como: fotovoltaica, turbinas eólicas, energía de biomasa, Mini hidroeléctricas (PCHs), Diésel y otros, máquinas reciprocantes, cogeneración, micro turbinas, baterías, red, celdas de combustible, electrólisis [28].

- **Función Principal:** HOMER encuentra la combinación de componentes de menor costo que satisfacen las cargas eléctricas y térmicas. El software simula miles de configuraciones de sistemas, optimiza para los costos de ciclo de vida y genera resultados de análisis sensible para la mayoría de datos de entrada [28].
- **Simulaciones:** HOMER simula la operación de un sistema dado por medio de cálculos de balances de energía para cada una de las 8.760 horas del año y para cada hora, HOMER compara la carga eléctrica y térmica con la energía que el sistema puede entregar en un hora. Si el sistema satisface las cargas para todo el año, el siguiente paso es estimar el costo del ciclo de vida del sistema, contabilizando el costo de inversión, costo de reemplazo, costos de operación y mantenimiento, combustible e intereses [28].

2.4.2. ETAP

Es un programa de ingeniería que se especializa en el análisis, simulación, monitoreo, control, optimización y automatización de sistemas eléctricos de potencia.

▪ Soluciones Destacadas

- Dimensionamiento y capacidad de equipos.
- Flujos de carga en estado estable para evaluar perfiles de tensión.
- Estudio y coordinación de protecciones.
- Simulador de entrenamiento del operador.
- Estabilidad de Voltaje: Mejorando la seguridad y la capacidad de carga de la red.
- Transformador de Inrush: Estudios de energización y análisis de impactos.
- Arco eléctrico: Software de solución todo en uno para realizar análisis de arco eléctrico AC y DC en sistemas de baja, media y alta tensión.

Es posible adquirirlo en el siguiente enlace: <https://etap.com/>.

2.4.3. MATLAB

Es un programa que está diseñado para resolver problemas científicos y de ingeniería. Matlab está presente en sistemas de seguridad activa de automóviles, naves espaciales, dispositivos de monitorización de la salud, redes eléctricas inteligentes y redes móviles LTE y principalmente se utiliza para: aprendizaje automático, procesamiento de señales, procesamiento de imágenes, visión artificial, comunicaciones, finanzas computacionales, diseño de control, robótica, entre otros muchos campos.

Es posible adquirirlo en el siguiente enlace: https://la.mathworks.com/?s_tid=gn_logo.

2.4.4. RETSCREEN

Es un programa de gestión de energía limpia que se utiliza con el fin de realizar un análisis de factibilidad de proyectos de eficiencia energética, energías renovables y cogeneración al igual que un análisis continuo del rendimiento energético. Este software fue desarrollado por el gobierno Canadiense y es posible adquirirlo en el siguiente enlace www.nrcan.gc.ca/maps-tools-publications/tools/data-analysis-software-modelling/retscreen/7465.

2.4.5. PVSOL PREMIUM

Es un programa de simulación dinámica en 3D para el cálculo de sistemas solares fotovoltaicos sobre tejados o en terreno, en combinación con accesorios, sistema de baterías y vehículos eléctricos. Implementado por Valentin Software, con sede en Berlín, posee una amplia gama de marcas de paneles solares, inversores, baterías y perfiles de carga para simular diferentes escenarios a analizar, en modelos en 3D o diagramas planos en 2D, además de realizar cálculos de rentabilidad de proyectos.

Es posible adquirirlo en el siguiente enlace: <https://valentin-software.com/en/downloads/>.

Capítulo 3

Modelos del sistema

En este Capítulo se muestran los modelos y la forma como fueron obtenidos y validados, las premisas con las que se trabajaron para cumplir con los objetivos específicos y generales establecidos en el presente trabajo de grado.

3.1. Modelamiento de optimización del sistema en GAMS

3.1.1. Función Objetivo

Con el fin de confirmar los valores que fueron dimensionados y calculados por HOMER Pro a través de la herramienta asistente de configuración, una función objetivo fue determinada y establecida. Esta función objetivo debe indicar aproximadamente cuanto debería ser la potencia de cada recurso a incorporar en la micro-red, corroborando los valores arrojados por el asistente de configuración de HOMER Pro.

- **Modelo de Optimización de la Micro-red**

Considerando los costos de inversión, operación y mantenimiento, los costos de reemplazo al finalizar el ciclo de vida, los costos de combustible y costos ambientales del sistema, un modelo de evaluación para la micro-red puede ser establecido, teniendo en cuenta lo realizado en [38]:

$$C_{total} = \sum_{i=1}^N [(C_{CPi} + C_{OMi} + C_{CHi})P_{DGi} + (C_{FU_i} + C_{ENi})E_{DGi}] \quad (3.1)$$

Donde [38]:

* C_{total} es el costo total anual del sistema evaluado.

- * N es el número de tipos de potencia en el sistema, para el caso de estudio: solar, eólico y generación diésel.
- * C_{CPi} , C_{OMi} , C_{CHi} son respectivamente las inversiones iniciales, costos de operación y mantenimiento anuales, y los costos de reemplazo de la capacidad instalada de la i -ésima potencia de cada recurso a incorporar.
- * C_{FU_i} , C_{EN_i} son los costos de combustible y costos ambientales de la unidad de generación de la i -ésima potencia, respectivamente.
- * P_{DG_i} es la capacidad instalada de la i -ésima del recurso a instalar.
- * E_{DG_i} es la generación de energía anual de la i -ésima de la fuente de alimentación.

Para determinar el orden en que se ubicarán cada una de las i -ésimas fuentes de energía de la micro-red en la función objetivo 3.1, fue tenido en cuenta los costos de capacidad instalada de cada recurso, descritos en el capítulo 3.2.1. Con base en lo anterior, fueron organizados de menor costo a mayor costo y a cada subíndice i le corresponde el siguiente recurso:

1. $i = 1$ corresponde a la generación solar fotovoltaica.
2. $i = 2$ corresponde a la generación eólica.
3. $i = 3$ corresponde a la generación diésel existente en el sistema eléctrico de la isla de San Andrés.

- **Costos ambientales:** Con el fin de determinar los costos ambientales indicados en la función objetivo planteada en la ecuación 3.1, fue recurrido al enfoque metodológico indicado en [49]. En este estudio fue determinado el costo de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GHG por sus siglas en inglés) debido a la utilización de combustibles fósiles para producir energía eléctrica. Por lo anterior, la siguiente ecuación fue planteada [49]:

$$GHG_{cost}[USD/m^3] = E_r[kWh/m^3] * FE[kgCO_2/kWh] * C Tax[USD/kgCO_2] \quad (3.2)$$

donde:

- * E_r : es el requerimiento de energía $[kWh/m^3]$

- * *FE*: Es el factor de emisión en Colombia, el cual fue desarrollado por el Ministerio de Minas y Energía, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y XM, con el fin de medir la huella de carbono asociada al consumo de energía eléctrica. Para el año 2019, ese valor se situó en 164,38 g/kWh o 0,164 kg/kWh de CO_2 equivalente [37].
- * *C Tax*: Es el Impuesto Nacional al Carbono implementado en Colombia en el 2016, el cual, fue una medida como parte de la estrategia del país para cumplir con los compromisos climáticos de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero adquiridos en el Acuerdo de Paris y cuyo fin era desincentivar el uso de combustibles fósiles [51]. Su valor para el 2019 se situó en \$ 15.764 [$COP/TonCO_2$] [50] o 15,764 [$COP/kgCO_2$]. Convirtiendo el anterior valor a dolares americanos utilizando la TRM promedio de 2019 (COP \$3.281,39), fue obtenido el valor de: \$ 0,004804 [$USD/kgCO_2$]

A partir de la ecuación 3.2, varias modificaciones fueron realizadas con base en los requerimientos de unidades que demandaba la ecuación 3.1 de la función objetivo. Por lo anterior, y teniendo en cuenta que las unidades de los costos ambientales de la ecuación 3.1 eran [USD / kWh], la ecuación 3.2 fue modificada de la siguiente manera:

$$\frac{GHG_{cost}[USD/m^3]}{E_r[kWh/m^3]} = \frac{E_r[kWh/m^3]}{E_r[kWh/m^3]} * FE[kgCO_2/kWh] * C Tax[USD/kgCO_2]$$

$$C_{ENi}[USD/kWh] = FE[kgCO_2/kWh] * C Tax[USD/kgCO_2] \quad (3.3)$$

Reemplazando los valores en la ecuación 3.3, fue obtenido:

$$C_{ENi}[USD/kWh] = 0,164 [kgCO_2/kWh] * 0,004804 [USD/kgCO_2]$$

$$C_{ENi} = 0,0007879 [USD/kWh]$$

■ Restricciones

La configuración óptima de la micro-red necesita cumplir con ciertas restricciones:

- * Restricción de Balance de Energía:

$$P_1 + P_{exceed} = P_{wt} + P_{pv} + P_{de} + P_{unmet} \quad (3.4)$$

Donde: P_1 es la potencia de la carga, P_{exceed} es el exceso de potencia después de que el sistema de la micro-red satisfaga la demanda, P_{wt} , P_{pv} , P_{de} son respectivamente la potencia generada por turbina eólica, el arreglo fotovoltaico y los generadores diésel y P_{unmet} es la potencia de la carga no satisfecha [38].

* Restricción de la salida potencia de la Micro-red

$$\begin{cases} 0 \leq P_{wt} \leq P_{wt-max} \\ 0 \leq P_{pv} \leq P_{pv-max} \\ P_{de-min} \leq P_{de} \leq P_{de-rate} \end{cases} \quad (3.5)$$

Donde: P_{wt-max} y P_{pv-max} son respectivamente la salida máxima de potencia de la turbina eólica y de los arreglos fotovoltaicos. $P_{de-rate}$ es la potencia nominal de la generación diésel. P_{de-min} es la salida de potencia mínima de la generación diésel.

3.2. Optimización en HOMER Pro

HOMER Pro cuenta con una opción para el diseño de micro-redes; el asistente de configuración (*Setup Assistant*), el cual, brinda una rápida asesoría para dimensionar micro-redes en un lugar específico del planeta, arrojando la capacidad de cada recurso a incorporar y generando posibles configuraciones del sistema. Adicional, muestra los resultados de producción de energía por cada recurso, emisión de gases, costos totales, entre otros resultados.

A continuación en la figura 3.1 se muestra el interfaz de la herramienta, en la que en cada pestaña se puede configurar un componente de la micro-red:

Figura 3.1: Interfaz de la herramienta de Asistente de Configuración de HOMER Pro

Como datos de entrada el programa requiere lo siguiente:

1. Ubicación geográfica de la Micro-red.
2. Consumo promedio del lugar objeto de estudio en (kWh/día).
3. Costo de capital de la generación fotovoltaica a incorporar (USD/kW).
4. Costo de capital de la generación eólica a incorporar (USD/turbina).
5. Costo en dólares americanos por kilovatio (USD/kW) de los generadores diésel a incorporar, al igual que el costo del combustible en dólares americanos (USD/L).

3.2.1. Costos de Referencia de los recursos a incorporar en la Micro-red

Para obtener los costos aproximados de los recursos renovables a incorporar en la micro-red y que requiere HOMER Pro como datos de entrada, fueron utilizados los datos con los que cuenta el portal The International Renewable Energy Agency (IRENA) [40]:

- **Costos de los módulos solares Fotovoltaicos:** Para estimar los costos por módulo solar Fotovoltaico instalado, fue tomado como base los costos promedios ponderados globales con los que cuenta el portal IRENA. Con base en lo anterior, el costo total instalado aproximado era de 1.210 [USD/kW] para 2018 [40].

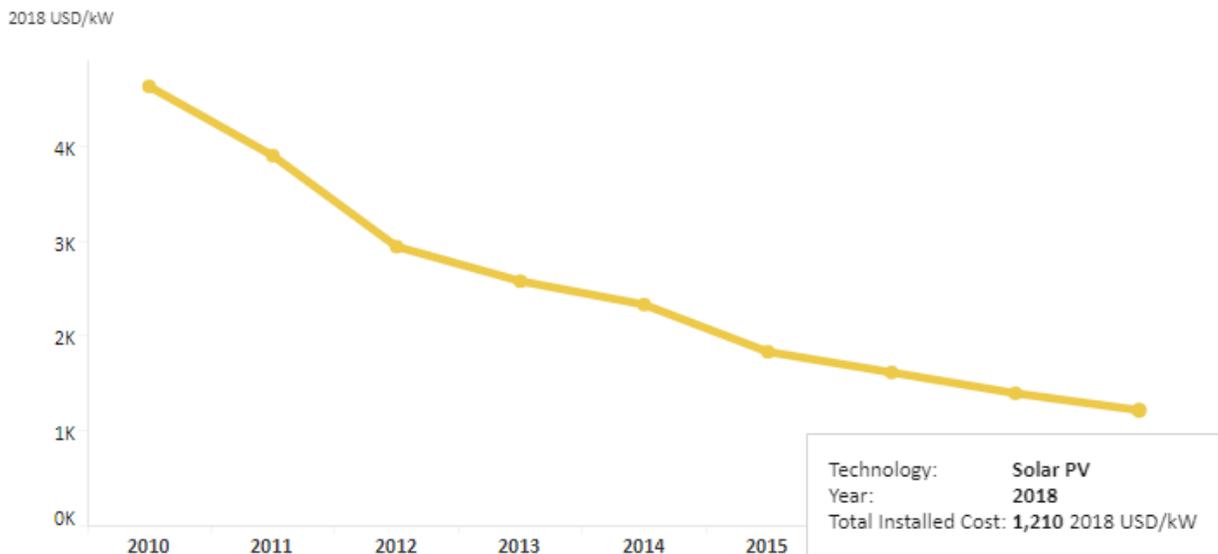


Figura 3.2: Costo total instalado de los Módulos Solares Fotovoltaicos, tomado de [40]

Teniendo en cuenta que los valores reportados en IRENA son del año 2018, fue necesario realizar un ajuste por concepto de Indices de Precio del Productor (IPP), el cual, para el año 2019 fue del 6,09 % [42].

$$C_{PV} = 1.210 \text{ [USD/kW]} * 1,0609 = 1.284 \text{ [USD/kW]}$$

El valor mostrado anteriormente, incluye el costo de los inversores que se implementarían también en el proyecto. Adicional, el reajuste por concepto de IPP fue realizado teniendo en cuenta que la instalación del proyecto será realizada en una isla, lo que trae consigo unos mayores costos de transporte e instalación.

- * **Costos de Operación y Mantenimiento de los módulos solares fotovoltaicos:** Los costos de operación y mantenimiento para plantas solares fotovoltaicas han disminuido en los años recientes, sin embargo, en ciertos mercados, parte de los costos de operación y mantenimiento han aumentado, ya que los costos de capital han caído más rápido que los costos de operación y mantenimiento [44]. Los costos de operación y mantenimiento han disminuido en parte, debido a las mejoras logradas en eficiencias de los módulos solares fotovoltaicos, que han reducido el área de superficie requerida por MW de capacidad. De igual forma, las presiones competitivas y las mejoras en la confiabilidad de la tecnología han resultado en diseño de sistemas optimizados para reducir los costos de operación y mantenimiento y mejorar las estrategias de los mismos (desde limpiadores robóticos hasta el análisis "big data" del desempeño)[44].

En el 2019, para proyectos comisionados en países pertenecientes a la Organisation of Economic Co-operation and Development (OECD u OCDE por sus siglas en español), le correspondía un costo de 18,3 [USD/kW] por año. Por otro lado, para países que no pertenecen a la OECD el valor asumido fue de 9,5 [USD/kW][44].

Para propósitos del presente documento, un valor de 18,3 [USD/kW] por año será asumido, teniendo en cuenta que Colombia hace parte de la OECD.

- **Costos de las Turbinas Eólicas Onshore:** El costo total instalado global aproximado para turbinas eólicas onshore según el portal IRENA, era de aproximadamente 1.499 [USD/kW] para el año 2018. Adicional, teniendo en cuenta que las turbinas seleccionadas para el presente proyecto son marca Vestas, el precio de venta para dichas turbinas eólicas fue de 921 [USD/kW] para el 2017 [40] como dato de referencia.

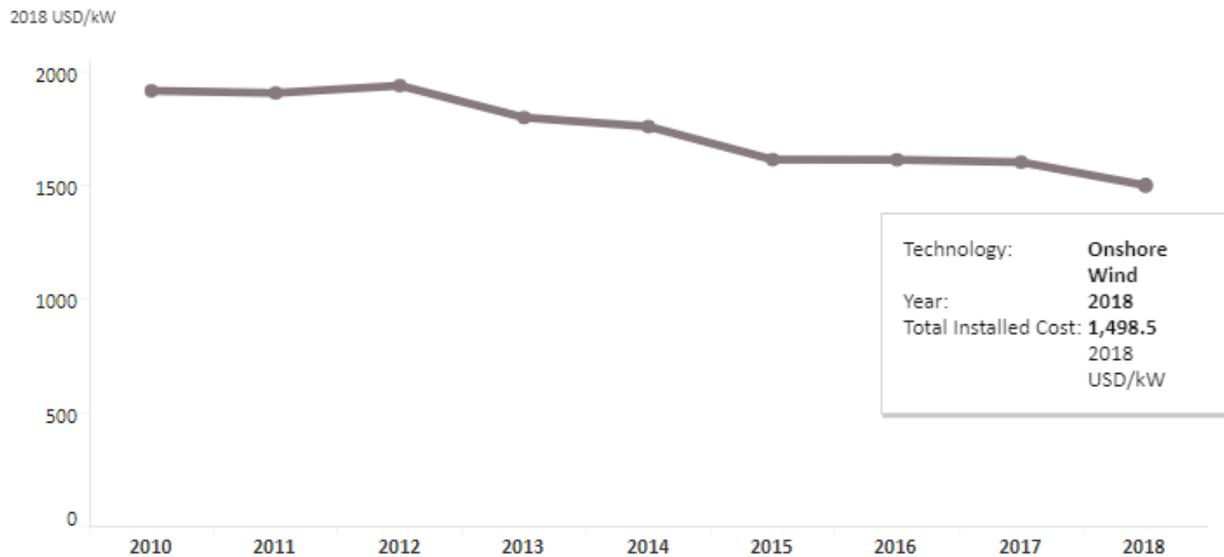


Figura 3.3: Costo total instalado de las turbinas eólicas, tomado de [40]

Teniendo en cuenta que el costo reportado en el portal IRENA era para el año 2018, fue realizado un ajuste por concepto de IPP, el cual, para el año 2019 fue del 6,09% [42], quedando de la siguiente manera:

$$C_{WT} = 1.499 * 1,0609 = 1.590 \text{ [USD/kW]}$$

Teniendo en cuenta el tamaño de las turbinas seleccionadas para el presente proyecto, 1.500kW por turbina, el siguiente cálculo fue realizado:

$$C_{WT} = 1.590 \left\{ \frac{USD}{kW} \right\} * \left\{ \frac{1.500kW}{1 \text{ turbina}} \right\}$$

$$C_{WT} = 2.385.000 \text{ [USD/turbina]}$$

- * **Costos de Operación y Mantenimiento de turbinas eólicas onshore:** Los costos de operación y mantenimiento en turbinas eólicas onshore han mostrado

una tendencia a la baja, lo que muestra la madurez y competitividad del mercado. Evaluando por países, entre 2016 y 2018, los costos de operación y mantenimiento han variado desde 33 [USD/kW] por año (en Dinamarca) hasta 56 [USD/kW] por año (en Alemania), donde es conocido por tener mayores costos que el promedio de los demás países [44].

Para efectos del presente documento, el precio de 33 [USD/kW] de referencia para Dinamarca ha sido seleccionado, debido a que es un valor medio con respecto a los demás países indicados en [44].

- Costos de los generadores Diésel:** Los costos de generación diésel fueron extraídos del informe de evaluación que realizó la Superintendencia Delegada Para Energía Y Gas Combustible, bajo la Dirección Técnica De Gestión De Energía, a la empresa Sociedad Productora de Energía de San Andrés y Providencia S.A. ESP, sigla SOPESA, para el año 2017, en la cual, fueron indicados los costos de combustible, gastos de operación y mantenimiento fueron de 856 [COP/kWh] para el 2017. De igual forma, la isla requirió 13.219.499 galones de combustible diésel marino para operar las unidades de generación en 2017 [32].

Para los costos de combustible, gastos de operación y mantenimiento realizando fue realizado el ajuste por concepto de IPP, de la siguiente forma:

$$Costo_{generadores} = (856 * 1,0231) * 1,0609 = 929 \text{ [COP\$/kWh]}$$

Teniendo en cuenta la información reportada por SOPESA al IPSE para el año 2019 [30], fue concluido que las horas de prestación del servicio por parte del operador para el año 2019 no presentó interrupciones, por lo que, es asumido que se entregó energía en las 8.760 horas del año. Con base en lo anterior, el costo de los generadores fue estimado a partir de dicho valor en [COP/kW] y fue calculado de la siguiente forma:

$$Costo_{generadores} = 929 \frac{[COP]}{[kWh]} * 8.760[h] = 8.138.988[COP/kW]$$

Convirtiendo el anterior valor a dólares americanos utilizando la Tasa Representativa del Mercado (TRM) promedio del año 2019, la cual fue COP \$3.281,39 [43], fue obtenido lo siguiente:

$$Costo_{generadores} = 8.138.988[COP\$/kW] / COP3.281,39[COP\$/USD]$$

$$Costo_{generadores} = 2.480 [USD/kW]$$

- * **Costo de Combustible:** Para el consumo de diésel marino fue realizado un ajuste por concepto de Índices de Precios del Consumidor (IPC), tomando como valor para el año 2018 el 3,18% y para el año 2019 del 3,8%, según lo reportado por el DANE. Con base en lo anterior, el consumo de diésel aproximado para el año 2019 fue de:

$$Consumo_{diesel} = (13.219.499 * 1,0318) * 1,038 = 14.158.194 \text{ galones}$$

Para estimar el costo del combustible fue utilizado como referencia para el presente trabajo, la base de datos de Ecopetrol [41], promediando los valores del precio del combustible diésel marino, incluyendo transporte, para el año 2019, según se muestra en la tabla 3.4 extraída de dicha base de datos.



PRECIO DIESEL MARINO NAVES EN VIAJES INTERNACIONALES

Los precios de facturación son los vigentes en la fecha de despacho del producto y pueden variar sin previo aviso

VIGENCIA		INGRESO AL PRODUCTOR	IMPUESTO NACIONAL A LA GASOLINA Y AL ACPM	MARGEN DE CONTINUIDAD	TRANSPORTE Y MANEJO	TOTAL
		(\$/Galón)	(\$/Galón)	(\$/Galón)	(\$/Galón)	(\$/Galón)
8/11/2019	12/11/2019	\$ 6.234,82	0.	\$ 71,51	\$ 83,22	\$ 6.389,55
13/11/2019	14/11/2019	\$ 6.219,41	0.	\$ 71,51	\$ 83,22	\$ 6.374,14
15/11/2019	18/11/2019	\$ 6.252,26	0.	\$ 71,51	\$ 83,22	\$ 6.406,99
19/11/2019	21/11/2019	\$ 6.484,92	0.	\$ 71,51	\$ 83,22	\$ 6.639,65
22/11/2019	25/11/2019	\$ 6.302,21	0.	\$ 71,51	\$ 83,22	\$ 6.456,94
26/11/2019	28/11/2019	\$ 6.500,54	0.	\$ 71,51	\$ 83,22	\$ 6.655,27
29/11/2019	2/12/2019	\$ 6.584,55	0.	\$ 71,51	\$ 83,22	\$ 6.739,28
3/12/2019	5/12/2019	\$ 6.584,55	0.	\$ 71,51	\$ 83,22	\$ 6.739,28
6/12/2019	9/12/2019	\$ 6.551,93	0.	\$ 71,51	\$ 83,22	\$ 6.706,66
10/12/2019	12/12/2019	\$ 6.561,75	0.	\$ 71,51	\$ 83,22	\$ 6.716,48
13/12/2019	16/12/2019	\$ 6.377,43	0.	\$ 71,51	\$ 83,22	\$ 6.532,16
17/12/2019	19/12/2019	\$ 6.501,58	0.	\$ 71,51	\$ 83,22	\$ 6.656,31
20/12/2019	23/12/2019	\$ 6.560,06	0.	\$ 71,51	\$ 83,22	\$ 6.714,79
24/12/2019	26/12/2019	\$ 6.570,31	0.	\$ 71,51	\$ 83,22	\$ 6.725,04
27/12/2019	30/12/2019	\$ 6.631,64	0.	\$ 71,51	\$ 83,22	\$ 6.786,37

Figura 3.4: Tabla de costo de combustible diésel marino reportado por Ecopetrol para el año 2019.[41]

Con base en la tabla anterior, el valor promedio para el año 2019 fue calculado, obteniendo la siguiente cifra:

Costo Promedio de Combustible Diésel Marino año 2019: COP6.446, 61[\$/Gal]

Utilizando el costo promedio calculado anteriormente, la siguiente operación fue realizada:

$$Costo_{combustible} = 14.158.194[Gal] * 6.446, 61[COP/Gal] = \$91.272.355.022[COP]$$

$$Costo_{combustible} = \frac{\$91.272.355.022[COP]}{\$3.281, 39[COP/USD]}$$

$$Costo_{combustible} = \$27.815.150[USD]$$

Con base en el anterior cálculo y tomando el valor de energía eléctrica demandada en el año 2019 por la isla de San Andrés, tal y como, se describe en el Capítulo 4, la siguiente operación fue llevada a cabo:

$$Costo_{combustible} = \frac{27.815.150[USD]}{199.971.628[kWh]} = 0, 139[USD/kWh]$$

Este valor será utilizado en el modelamiento de la función objetivo que se realizará en el capítulo 3.1.

Adicional, el valor promedio del costo del combustible diésel calculado para el 2019, se requiere expresar en unidades [USD/L], las cuales son las requeridas por el programa HOMER Pro. Por lo anterior, las siguientes operaciones fueron realizadas:

Costo Promedio de Combustible Diésel Marino año 2019:

$$Costo_{combustible} = \frac{6.446, 61[COP\$/Gal]}{3.281, 39[COP\$/USD]}$$

$$Costo_{combustible} = 1, 965[USD/Gal] * \frac{1 [Gal]}{3, 7854[L]}$$

$$Costo_{combustible} = 0, 5190[USD/L]$$

- * **Costos de Operación y Mantenimiento en generadores diésel:** Para establecer los costos de operación y mantenimiento de generadores que utilizan diésel como combustible, fue tomado como referencia el porcentaje indicado en [45], el

cual es un porcentaje promedio del 2% sobre el valor CAPEX de ese tipo de generación. Por lo anterior, el siguiente calculo fue realizado:

$$C_{O\&M \text{ Diesel}} = 2\% * 2.480[USD/kW]$$

$$C_{O\&M \text{ Diesel}} = 49,6[USD/kW]$$

- **Costos de las Baterías solares:** Los costos de las baterías solares depende del fabricante, la capacidad de almacenamiento, entre otros factores. Para el presente documento, las baterías seleccionadas son las siguientes y las cuales se encuentran en la librería de HOMER Pro:

- * Baterías modelo SAGM 12 205, marca Trojan de 12 V, de 205 Ah.
- * Su costo de referencia para el año 2020 está aproximadamente en: COP\$ 2.335.905
- * Utilizando la Tasa Representativa del Mercado (TRM) promedio del año 2019, (COP \$3.281,39) [43], el costo de las baterías en dólares americanos será: USD\$ 711,86
- * $E = 205 \text{ [Ah]} * 12 \text{ [V]} = 2.460 \text{ [Wh]}$
- * $\text{Costo} = \frac{712[USD]}{2.460[Wh]} = 289[USD/kWh]$

Teniendo en cuenta el cálculo anterior, se aproxima a 300 [USD/kWh], el cual es el valor estándar que maneja el asistente de configuración (*Setup Assistant*) para incorporar baterías solares a la micro-red.

Con base en los valores obtenidos anteriormente, en el asistente de configuración (*Setup Assistant*) de HOMER Pro fueron modelados diferentes escenarios de la micro-red propuesta y los cuales se describen detalladamente en el capítulo 3.3. En este asistente fueron ingresados: la ubicación geográfica de la isla de San Andrés y los costos de referencia calculados anteriormente que aplicarán para cada escenario propuesto. Una vez ingresados los costos de cada recurso que conforma la micro-red, la opción de carga *Deferrable* fue incorporada, en la cual, fue ingresado el consumo total medio de la isla en los meses del año 2019 con base en la información consignada en las tablas 7.1 y 7.2, del Numeral I. de la Sección de Anexos del presente documento.



Figura 3.5: Ubicación del proyecto en Homer Pro

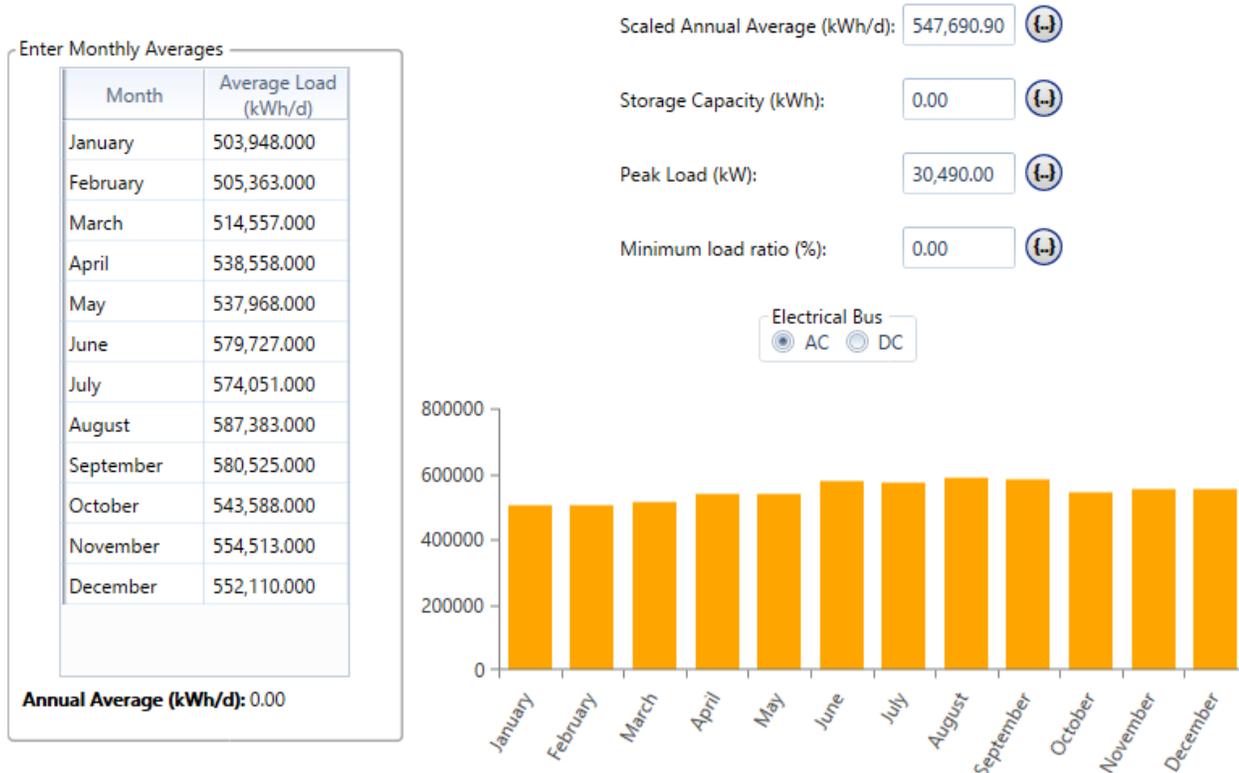


Figura 3.6: Valores de demanda de la isla de San Andrés para el año 2019 cargados en Homer Pro, en la opción de carga *Deferrable*

Los resultados obtenidos una vez fueron ingresados los datos del proyecto en el asistente de configuración (*Setup Assistant*) de HOMER Pro, para cada escenario propuesto son descritos detalladamente en el capítulo 5.

3.3. Modelamiento de diferentes escenarios en HOMER Pro

Diferentes escenarios de la micro-red fueron modelados en HOMER Pro, mediante la utilización del asistente de configuración (*Setup Assistant*), tal y como, se describe a continuación:

3.3.1 Micro-red sin Baterías y con la opción *Autosize Genset* para la generación diésel.

3.3.2 Micro-red con Baterías y con la opción *Autosize Genset* para la generación diésel.

3.3.3 Micro-red sin Baterías y con el modelamiento de cada unidad diésel.

3.3.4 Micro-red con Baterías y con el modelamiento de cada unidad diésel.

Con estos escenarios a evaluar se busca encontrar la mejor configuración de la micro-red, de tal forma que la demanda de energía eléctrica en la isla sea satisfecha.

■ Alertas de HOMER Pro:

Para algunos de los escenarios propuestos anteriormente, alertas por posibles problemas de estabilidad pueden ser emitidos por HOMER Pro. Esto puede ser debido a una alta penetración de recursos renovables y por no contar con un sistema de almacenamiento como respaldo. Por lo anterior, la siguiente advertencia será indicada para las configuraciones en las que sea presentado este problema:

”La capacidad de almacenamiento de la Carga diferible es cero. Este sistema tiene una alta penetración de renovables lo suficientemente alta como para causar problemas de estabilidad, por lo que, requiere un modelado más detallado. Agregar alguna forma de almacenamiento, tales como, volante de inercia o un banco de baterías, podría ayudar.”

Una alta penetración de recursos renovables en el sistema eléctrico puede traer consigo caída de voltajes, flickers, variabilidad en la generación, inestabilidad en la frecuencia y aumentos en las corrientes de corto circuito [52].

Debido a que los recursos renovables presentan variabilidad en sus disponibilidades a lo largo del año, la producción de energía eléctrica de los paneles solares y las turbinas eólicas es afectada. Para ilustrar lo anterior, fue construida la gráfica mostrada en la

figura 3.7, la cual representa el primer escenario mencionado en el numeral 3.2.1 del presente Capítulo, y en donde es identificada la producción de energía eléctrica a lo largo del año de cada recurso a incorporar, siendo el color amarillo la generación del arreglo solar fotovoltaico, el color verde la generación de las turbinas eólicas y el color Beige la generación diésel. En color anaranjado es posible apreciar la potencia demandada por la isla.

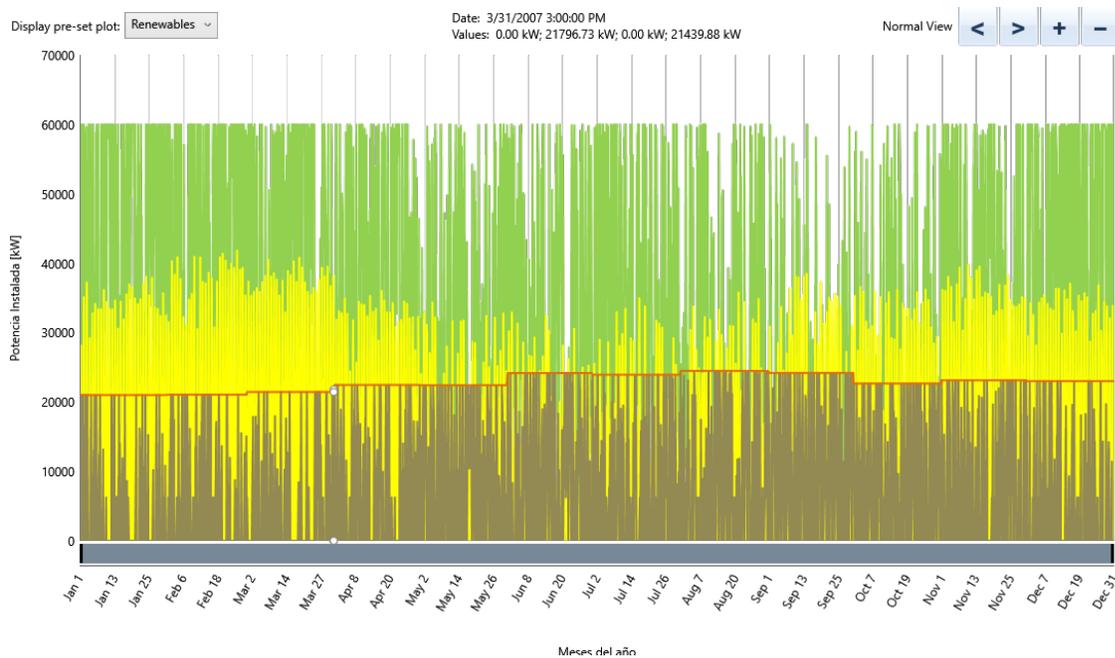


Figura 3.7: Ejemplo de Generación de la micro-red modelada a lo largo del año, construida en HOMER Pro

Por lo tanto, es posible apreciar la variabilidad de la disponibilidad de los recursos solar y eólicos afectan la producción de energía de la micro-red a lo largo del año.

3.3.1. Micro-red sin Baterías y con la opción *Autosize Genset* para la generación diésel

Una vez ingresados los datos que requiere el asistente de configuración (*Setup Assistant*), tal y como se describe en el capítulo 3.2, la micro-red en San Andrés será modelada sin incluir en ella baterías y para la generación diésel se utilizará el bloque de generación diésel que maneja por defecto el programa HOMER Pro (conocido como *autosize Genset*), y mediante el cual, de acuerdo con los datos de entrada, dimensiona su capacidad como un bloque de generación.

El diagrama uninodal que representa el caso indicado anteriormente se muestra en la siguiente figura **3.8**:

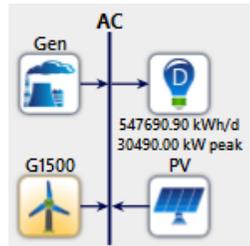


Figura **3.8**: Diagrama Uninodal de la Micro-red modelada, sin baterías y con la opción autosize para la generación diésel

Para la generación solar fotovoltaica, de acuerdo con lo mostrado en la figura **3.8**, la potencia entregada es potencia activa en AC, es decir, la entregada por los inversores. Por lo anterior, para propósitos del presente documento será asumida una relación DC/AC igual a 1. Es decir, la potencia nominal en DC del lado de los paneles solares fotovoltaicos es la misma que se requiere a la salida de los inversores solares en el lado AC.

3.3.2. Micro-red con Baterías y con la opción *Autosize Genset* para la generación diésel

Para este caso, una vez sean ingresados los datos de entrada que requiere el asistente de configuración (*Setup Assistant*), la micro-red en San Andrés será modelada incluyendo baterías y para la generación diésel será utilizado el bloque de generación diésel que maneja por defecto el programa HOMER Pro (conocido como autosize Genset), y mediante el cual de acuerdo con los datos de entrada dimensiona su capacidad como un bloque.

El diagrama uninodal que representa el caso indicado anteriormente se muestra en la siguiente figura **3.9**:

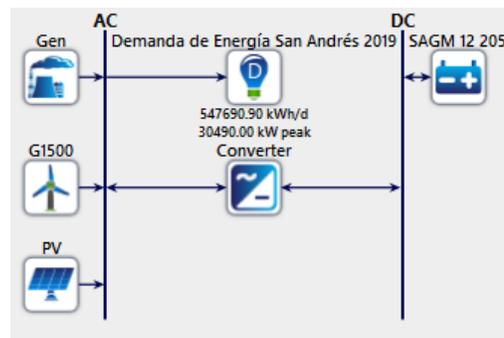


Figura 3.9: Diagrama Uninodal de la Micro-red modelada, con baterías y con la opción autosize para la generación diésel

Para la generación solar fotovoltaica, de acuerdo con lo mostrado en la figura 3.9, la potencia entregada es potencia activa en AC, es decir, la entregada por los inversores. Por lo anterior, para propósitos del presente documento será asumida una relación DC/AC igual a 1. Es decir, la potencia nominal en DC del lado de los paneles solares fotovoltaicos es la misma que se requiere a la salida de los inversores solares en el lado AC.

3.3.3. Micro-red sin Baterías y con el modelamiento de cada unidad diésel

Para este caso, una vez sean ingresados los datos de entrada que requiere el asistente de configuración (*Setup Assistant*), la micro-red en San Andrés será modelada sin incluir baterías y para la generación diésel, se modelará cada una de las 10 unidades diésel con las que cuenta el sistema eléctrico de la isla.

El diagrama uninodal que representa el caso indicado anteriormente se muestra en la siguiente figura 3.10

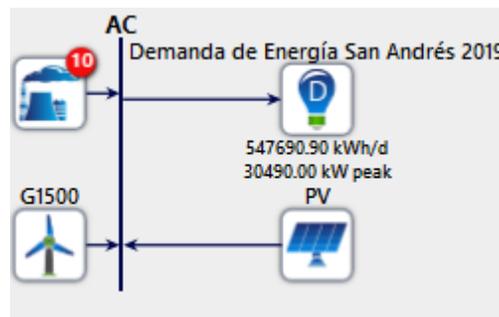


Figura 3.10: Diagrama Uninodal de la Micro-red modelada, sin baterías y con el dimensionamiento de cada unidad diésel

Para la generación solar fotovoltaica, de acuerdo con lo mostrado en la figura 3.10, la potencia entregada es potencia activa en AC, es decir, entregada por los inversores. Por lo anterior, para propósitos del presente documento será asumida una relación DC/AC igual a 1. Es decir, la potencia nominal en DC del lado de los paneles solares fotovoltaicos es la misma que se requiere a la salida de los inversores solares en el lado AC.

3.3.4. Micro-red con Baterías y con el modelamiento de cada unidad diésel

Para este caso, una vez sean ingresados los datos de entrada que requiere el asistente de configuración (*Setup Assistant*), la micro-red en San Andrés será modelada incluyendo baterías y para la generación diésel se modelará cada una de las 10 unidades diésel con las que cuenta el sistema eléctrico de la isla.

El diagrama uninodal que representa el caso indicado anteriormente se muestra en la siguiente figura 3.11

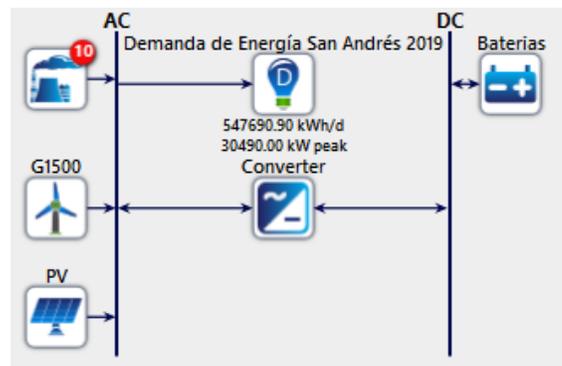


Figura 3.11: Diagrama Uninodal de la Micro-red modelada, con baterías y modelando cada unidad de generación diésel

Para la generación solar fotovoltaica, de acuerdo con lo mostrado en la figura 3.11, la potencia entregada es potencia activa en AC, es decir, entregada por los inversores. Por lo anterior, para propósitos del presente documento será asumida una relación DC/AC igual a 1. Es decir, la potencia nominal en DC del lado de los paneles solares fotovoltaicos es la misma que se requiere a la salida de los inversores solares en el lado AC.

3.4. Modelamiento del Sistema Eléctrico de la isla de San Andrés

A partir del diagrama de generación elaborado por el IPSE [30] que se muestra en la figura 3.12 y los informes del operador SOPESA [31], se construyó en ETAP un modelo para el diagrama unilineal del sistema eléctrico de la isla, con una ubicación tentativa de las fuentes variables y renovables, especificando en él, la potencia nominal de cada uno de los diez generadores eléctricos diésel que alimentan el sistema eléctrico y el nombre de cada una de los trece circuitos que atienden.

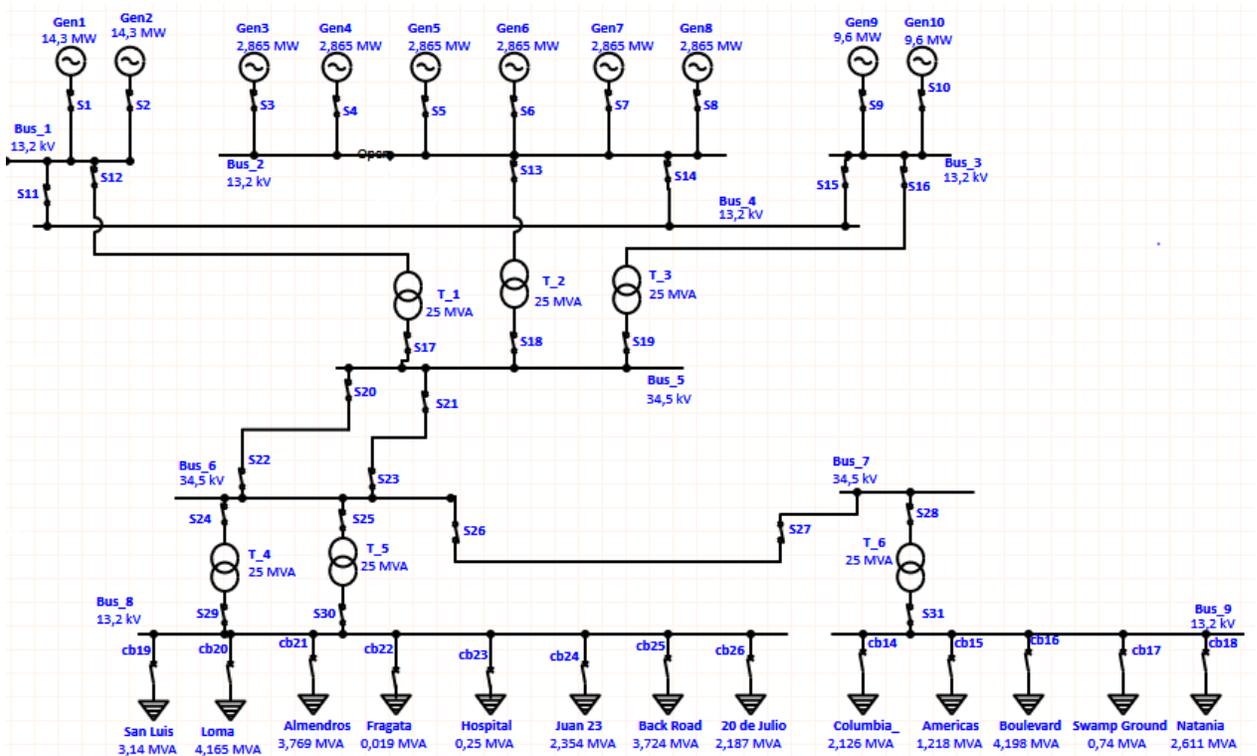


Figura 3.12: Diagrama unifilar general del sistema actual de generación de la isla de San Andrés, diagrama construido a partir de [30] y [31]

3.5. Evaluación Económica y de Factibilidad de la Micro-red en la isla de San Andrés

Para determinar la factibilidad de implementar en el sistema eléctrico de la isla de San Andrés, en Colombia, una micro-red compuesta principalmente por paneles solares fotovoltaicos y turbinas eólicas, fue realizado un análisis en el programa RetScreen.

- **Ubicación del Proyecto:** Al igual que en HOMER Pro, RetScreen requiere la ubicación del proyecto con el fin de determinar las condiciones climáticas, de radiación e información de los vientos en la zona, por medio de la base de datos de la NASA y otras fuentes de información que posee el programa. Por lo anterior, debe ser ingresada la ubicación del proyecto como primer paso.

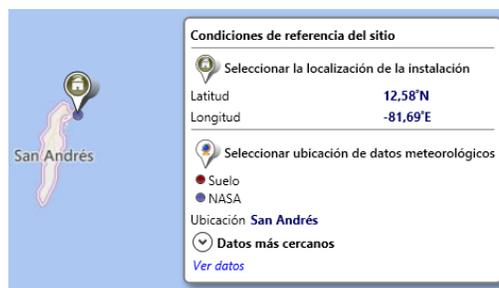


Figura 3.13: Ubicación del proyecto de Micro-red en RetScreen

De los datos climatológicos, de radiación y de vientos con los que cuenta el programa RetScreen, los datos de la velocidad del viento deben ser modificados, debido a que la información con la que cuenta el programa es para una altura de 10 metros y es requerida una altura de 50 metros.

	Unidad	Ubicación de datos meteorológicos	Localización de la instalación	Fuente
Latitud		12,6	12,6	
Longitud		-81,7	-81,7	
Zona climática		OA - Extremadamente caliente - Húmedo		Definido por el usuario
Elevación	m	0	6	NASA - NASA
Temperatura de diseño de la calefacción	°C	24,0		NASA
Temperatura de diseño del aire acondicionado	°C	28,4		NASA
Amplitud de la temperatura del suelo	°C	1,1		NASA

Mes	Temperatura del aire °C	Humedad relativa %	Precipitación mm	Radiación solar diaria - horizontal kWh/m ² /d	Presión atmosférica kPa	Velocidad del Viento m/s	Temperatura del suelo °C	Días-grado de calentamiento 18 °C	Días-grado de enfriamiento 10 °C
Enero	26,6	75,0%	33,65	5,35	101,3	11,0	27,3	0	513
Febrero	26,3	75,0%	11,67	6,12	101,3	11,0	27,0	0	455
Marzo	26,1	75,8%	10,62	6,90	101,2	10,0	27,1	0	500
Abril	26,4	78,0%	15,77	7,01	101,2	9,0	27,6	0	493
Mayo	26,7	82,8%	130,55	6,07	101,1	8,0	28,1	0	518
Junio	27,0	83,9%	192,53	5,37	101,1	8,0	28,3	0	510
Julio	27,0	82,5%	150,50	5,48	101,2	9,0	28,0	0	526
Agosto	26,9	83,5%	148,73	5,56	101,1	7,0	28,4	0	525
Setiembre	26,8	84,5%	159,26	5,39	101,1	5,0	28,8	0	503
Octubre	27,0	82,7%	248,92	4,94	101,1	6,0	28,9	0	526
Noviembre	27,2	79,0%	242,78	4,59	101,1	8,0	28,5	0	516
Diciembre	27,1	76,0%	101,82	4,74	101,2	10,0	27,8	0	529
Anual	26,8	79,9%	1.446,80	5,62	101,2	8,5	28,0	0	6.115
Fuente	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	Definido por el usuario	NASA	NASA	NASA

Medido a	m	50	0
----------	---	----	---

Figura 3.14: Interfaz de RetScreen para datos climatológicos, de radiación y de vientos de la isla de San Andrés

- **Energía:** En la pestaña *Energía* deben ser ingresados los recursos que conforman la micro-red. Para ello, deben ser utilizados los costos calculados y establecidos en el Capítulo 3.2.1 y la información de la hoja de datos de los equipos que se seleccionaron para el proyecto y que serán adjuntadas en la sección de Anexos del presente documento.

Adicional, en esta sección debe ser indicada la tarifa a la que van a ser vendidos los excedentes de energía que produzca la micro-red diseñada. En consecuencia, de acuerdo con la CREG 038 de 2018 [54], podrán ser reconocidos los excedentes que sean mayores a las importaciones de energía al precio de *Generación* que compone el costo unitario de energía. Para efectos del presente documento será asumido un valor correspondiente al 40% del costo unitario (según facturas de energía de la isla verificadas), es decir, 371,6 [COP/kWh] y utilizando la TRM promedio del año 2019, en dólares americanos corresponde a 0,1132 [USD/kWh].

- * **Paneles solares Fotovoltaicos:** Para la selección de los paneles solares fotovoltaicos deben ser ingresados los datos requeridos por el programa con relación al tipo y capacidad del panel solar fotovoltaico y su costo por kW instalado, junto con los siguientes campos:

- Pérdidas varias: Estas pérdidas consideran varios fenómenos que pueden ocurrir, tales como, suciedad en los paneles, pérdidas en los cables, entre otros. Fue seleccionado un valor típico del 10 %.
- Eficiencia del inversor: Fue seleccionado el valor promedio que manejan estos equipos: 97 %.
- Capacidad: Fue seleccionada de la misma capacidad que la de los paneles solares fotovoltaicos, tal y como, fue explicado en el Capítulo 3.3.
- Pérdidas varias: Se consideró 0 para el presente proyecto.

Fotovoltaico - Nivel 2

Evaluación de recursos

Modo de rastreo solar: Fijado

Inclinación: *

Azimut: *

Mostrar datos

Fotovoltaico

Tipo: mono-Si

Capacidad de generación eléctrica: kW 30,416

Fabricante: Jinko Solar

Modelo: mono-Si - JK470M-7RL3-V

Número de unidades: 64,715

Eficiencia: % 20,93%

Temperatura normal de operación de las celdas: °C 45

Coefficiente de temperatura: % / °C 0,4%

Área del colector solar: m² 145,323

Pérdidas varias: % 10%

Inversor

Eficiencia: % 97%

Capacidad: kW 30,416

Pérdidas varias: % 0%

Resumen

Factor de planta: % 18,6%

Costos iniciales: \$/kW 1,284

Costo de O y M (ahorros): \$/kW-año 18,30

\$ 39,054,144

\$ 556.613

Figura 3.15: Interfaz de RetScreen selección de paneles solares

* **Turbinas Eólicas:** Para la selección de las turbinas eólicas, al igual que en el caso anterior, deben ser diligenciados los campos requeridos tales como, tipo, capacidad y costo por kW instalado de las turbinas eólicas. Adicional, el programa solicita la siguiente información:

- Coeficiente de cizallamiento del viento: el cizallamiento del viento es una consecuencia directa de la rugosidad sobre la velocidad del viento, por lo que a alturas más cercanas al suelo la velocidad del viento toma valores bajos mientras que para valores mas altos, la velocidad del viento toma valores más grandes. Para propósitos del presente proyecto fue tomado un valor promedio

referencial del 10 %, teniendo en cuenta la geografía mayormente plana de la isla de San Andrés.

- Para los valores de Temperatura anual del aire y la presión atmosférica anual, fueron tenidos en cuenta los valores sugeridos por RetScreen de acuerdo con la ubicación espacial de la isla de San Andrés.
- Pérdidas del arreglo: Corresponden a las pérdidas debido a la interacción de varias turbinas, una seguida de la otra, por lo que teniendo en cuenta que son 30 unidades, fue seleccionado el valor típico más alto del 20 %, debido a las limitantes de espacio con las que cuenta la isla.
- Pérdidas de la superficie de Sustentación: Estas pérdidas consideran en promedio las pérdidas ocasionadas por suciedad de las palas u otros factores como insectos o acumulación de hielo. Fue seleccionado el valor promedio utilizado por el programa del 10 %.
- Pérdidas varias: estas pérdidas consideran las ocasionadas por frenar y arrancar la turbina, pérdidas por vientos fuertes y cortes por ráfagas de viento, pérdidas en la línea de transmisión. Fue seleccionado el valor promedio utilizado por el programa del 6 %.

Método de evaluación de los recursos		Velocidad del Viento
Velocidad del viento - anual	m/s	8.5
Medido a	m	50
Coefficiente de cizallamiento del viento		0.1
Temperatura del aire - anual	°C	26.8
Presión atmosférica - anual	kPa	101
Turbina - eólica		
Capacidad eléctrica por turbina	kW	1.500
Fabricante		Vestas
Modelo		VESTAS V52 - 65m
Número de turbinas		30
Capacidad de generación eléctrica	kW	45.000
Altura del eje	m	65
Diámetro de rotor por turbina	m	52
Área barrida por turbina	m ²	3.176.9
Datos de curva de energía		Estándar
Factor de forma		2
<input checked="" type="radio"/> Curvas de energía y potencia		
Pérdidas		
Pérdidas del arreglo	%	20%
Pérdidas de la superficie de sustentación	%	10%
Pérdidas varias	%	6%
Disponibilidad	%	100%
Resumen		
Factor de planta	%	32%
Costos iniciales	\$/kW	1.590
	\$	71.550.000
Costo de O y M (ahorros)	\$/kW-año	33
	\$	1.485.000

Figura 3.16: Interfaz de RetScreen para selección de turbinas eólicas

- **Análisis de Costos:** Con base en el valor ingresado en [USD/kW] para cada recurso a incorporar calculado en el Capítulo 3.2.1, RetScreen realiza una tabla resumen con el consolidado de costos de inversión de capital (CAPEX) y costos operativos (OPEX) con los que contaría el proyecto, tal y como es mostrado en la figura:

Costos iniciales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto
Costo inicial				\$ 110.604.144
Mostrar datos				
Sistema eléctrico de potencia				
Granja Solar Fotovoltaica			\$ 39.054.144	Actualizar el costo
Parque eólico			\$ 71.550.000	Actualizar el costo
Baterías	costo	87.460	\$ 712	\$ 62.271.520
Certificación RETIE de la instalación	costo	3	\$ 75.416	\$ 229.830
Costos iniciales totales				\$ 173.105.494
Costos anuales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto
Costo de O y M (ahorros)	proyecto			\$ 2.041.613
Mostrar datos				
Sistema eléctrico de potencia				
Granja Solar Fotovoltaica			\$ 556.613	Actualizar el costo
Parque eólico			\$ 1.485.000	Actualizar el costo
	costo			\$ -
Costos anuales totales				\$ 2.041.613

Figura 3.17: Interfaz de RetScreen para análisis de costos

Cualquier otro costo adicional que deba ser tenido en cuenta y/o ahorros que se puedan tener en el proyecto, deben ser ingresados en esta sección.

- **Análisis de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI):** Con base en los recursos renovables que vayan a ser incorporados en la micro-red diseñada, RetScreen determina y calcula el ahorro en emisiones de Gases Efecto Invernadero que se obtendría por la implementación de estos recursos en el sistema eléctrico de la isla de San Andrés, reduciendo la utilización de los combustibles fósiles y logrando satisfacer la demanda de energía eléctrica de los habitantes de la isla.

Para determinar este ahorro en emisiones, fue necesario incluir el *Factor de Emisión de CO₂*, explicado detalladamente en el Numeral 2 del Capítulo 3.1.1, en el programa RetScreen. Para el año 2019, ese valor se situó en 164,38 g/kWh o 0,164 kg/kWh de CO₂ equivalente [37]. Por lo tanto, dicho factor debe ser ingresado en el programa como se muestra en al figura 3.18:

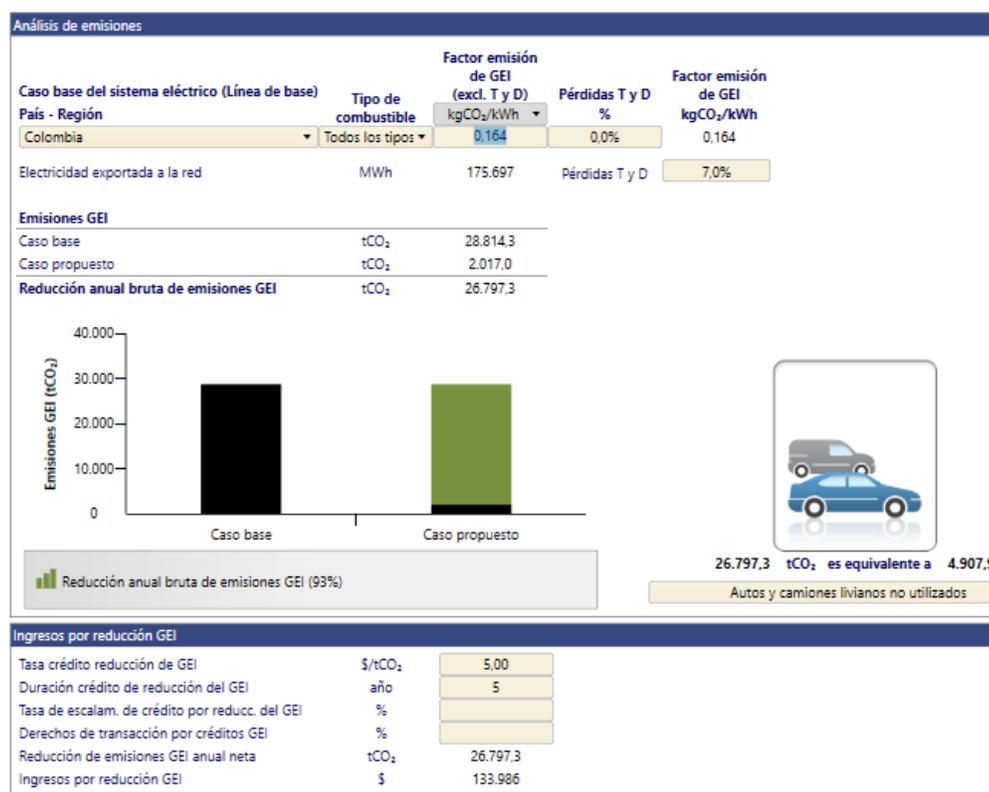


Figura 3.18: Interfaz de RetScreen para reducción de emisiones

Con el fin de monetizar ese ahorro en emisiones, se recurrió a la Declaración Conjunta de Intención (DCI) firmada el 30 de noviembre de 2015 [46] entre los Gobiernos de Colombia, Noruega, Alemania y Gran Bretaña con el fin contribuir a la reducción significativa de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) provenientes de la deforestación y degradación forestal en Colombia. En este acuerdo firmado, fue establecido inicialmente por periodo de cinco años, prorrogables por otros cinco años, si no se establecía lo contrario y en el cual, fue indicado un pago por reducción de emisiones de GEI verificadas. Este pago fue establecido inicialmente en USD 5 por Tonelada de CO₂ equivalente.

Con base en lo anterior, ese ingreso por reducción de GEI debe ser colocado en RetScreen por un periodo de cinco años.

- **Parámetros Financieros:** Los parámetros Financieros definidos para el proyecto y que requiere RetScreen como parámetros de entrada, son descritos a continuación:

- * Tasa de Inflación: La tasa de inflación en Colombia para el año 2019 fue del 3,8 %, según las cifras reportadas por el DANE.
- * Tasa de Descuento: Es la tasa que se aplica para determinar el valor presente de un pago futuro. Para efectos del presente proyecto un valor del 6 % fue definido.
- * Tiempo de vida del Proyecto: Fue establecido por 25 años.
- * Relación de la Deuda: Fue establecido en un 30 %.
- * Tasa de Interés de la deuda: Después de haber sido consultados varios Créditos verdes disponibles en el mercado colombiano, el crédito Bancoldex fue seleccionado [47]. Este préstamo lo realiza Bancolombia a 10 años para créditos de inversión y la tasa es 7,5 % + DTF, el cual de acuerdo con el Banco de la República [48], fue de 2,14 % a 90 días. Por lo tanto, la tasa del préstamo utilizada fue de 9,64 %.
- * Duración de la Deuda: De acuerdo con lo anterior, fue definido por 10 años.
- * Ingresos anuales: En este apartado RetScreen establece los ingresos que recibirá el proyecto por exportación de energía de acuerdo con la tarifa definida en la sección *Energía*.

Parámetros financieros		
General		
Tasa de inflación	%	3,8%
Tasa de descuento	%	6%
Tiempo de vida del proyecto	año	25
Finanza		
Incentivos y donaciones	\$	
Relación de deuda	%	30%
Deuda	\$	51931648,28
Capital	\$	121.173.846
Tasa de interés de la deuda	%	9,64%
Duración de deuda	año	10
Pagos de la deuda	\$/año	8.321.372
Análisis de impuesto a la renta <input type="checkbox"/>		
Ingresos anuales		
Ingresos por exportación de electricidad		
Electricidad exportada a la red	MWh	175.697
Tarifa de exportación de electricidad	\$/kWh	0,11
Ingresos por exportación de electricidad	\$	19.888.895
Tasa de escalamiento de exportación de electricidad	%	2%

Figura 3.19: Interfaz de RetScreen para parámetros financieros del Proyecto

Una vez sean ingresados los parámetros financieros, mostrados en la figura **3.19**, RetScreen calcula de flujo de caja del proyecto y arroja los siguientes indicadores financieros:

- **Tasa Interna de Retorno (TIR) antes de impuestos - Capital** : Es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Si la TIR es mayor a la tasa de descuento del VPN, indicará que el proyecto es aceptado puesto que se estima un rendimiento mayor al mínimo requerido.
- **Tasa Interna de Retorno (TIR) antes de impuestos - Activos** : Representa la ganancia generada a partir del capital invertido (activos) durante la vida del proyecto. Entre mayor sea su valor, más dinero está ganando la empresa con menos inversión.
- **Repago o Payback Period**: Es el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión.
- **Valor Presente Neto (VPN)**: Representa el valor presente de los ingresos menos el valor presente de los egresos, evaluados a una tasa de interés de oportunidad, tasa de descuento o la tasa de retorno requerida sobre la inversión. Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$VPN = Inversion\ inicial + \sum_{t=1}^n \frac{flujos\ de\ dinero\ en\ cada\ periodo}{1 + tasa\ de\ descuento} \quad (3.6)$$

donde n es el número de periodos. Su valor puede ser positivo, negativo o cero; si su valor es positivo indicará que la inversión del proyecto tendrá un incremento equivalente al monto obtenido en el VPN, si es negativo significa que la inversión del proyecto reducirá su valor en el monto obtenido en el VPN y si es cero, indicará que el proyecto no logró maximizar la inversión.

- **Relación Beneficio-Costo**: Toma los ingresos y egresos presentes netos del estado de resultados, con el fin de determinar cuales son los beneficios por cada peso invertido en el proyecto. Si su valor es mayor a 1, indica que los beneficios superan a sus costos, por lo tanto, el proyecto debe ser considerado.

3.5.1. Ley 1715 de 2014

Para determinar la factibilidad de implementar una micro-red en la isla de San Andrés, es importante tener en cuenta dentro de la evaluación financiera del proyecto, los beneficios que otorga la Ley 1715 de 2014, expedida por el Gobierno de Colombia. De

acuerdo con esta Ley, proyectos que involucren y fomenten la utilización de FNCER, podrán acceder principalmente a los siguientes beneficios fiscales [53]:

- * Reducción anual de la renta por valor equivalente al 50 % de la inversión, durante 5 años, sin superar el 50 % de la renta líquida por año.
- * Exclusión de IVA a equipos, elementos, maquinaria y servicios sean nacionales o importados que se destinen a la preinversión o inversión para la producción y utilización de energía a partir de FNCER.
- * Exención de aranceles para maquinaria, equipos, materiales e insumos no producidos nacionalmente destinados a preinversión e inversión de proyectos con FNCER.
- * La Depreciación acelerada de maquinaria, equipos y obras civiles necesarias para la preinversión, inversión y operación de la generación con FNCER. Este valor no debe ser mayor al 20 % anual.

Con base en lo anterior, de los beneficios tributarios a los que se podrían acceder por la implementación de este proyecto, únicamente va a ser utilizada y estimada la reducción anual de renta debido a que para los otros tres beneficios, no se cuenta con la suficiente información para poderlos estimar.

Capítulo 4

Casos de estudio

En este Capítulo se indican los casos de estudio a evaluar en HOMER Pro y se detalla y es explicada la información que fue consultada con relación a la capacidad del sistema eléctrico, la demanda de energía, las condiciones de vientos y de irradiación solar con la que cuenta la isla de San Andrés, en Colombia.

4.1. Casos de Estudio

La micro-red diseñada compuesta por paneles solares fotovoltaicos y turbinas eólicas, será evaluada en HOMER Pro incluyendo en ella: baterías y diferentes opciones para el modelamiento del grupo electrógeno. En la siguiente tabla **4.1** se resumen los diferentes escenarios a evaluar:

Tabla 4.1: Casos de Estudio en Homer Pro
Configuración de la Micro-red

1. Micro-red Sin baterías y con la opción Autosize Genset
2.1 Micro-red con baterías y con la opción Autosize Genset - Caso 1
2.2 Micro-red con baterías y con la opción Autosize Genset - Caso 2
3. Micro-red sin baterías y modelando las 10 unidades generación diésel
4. Micro-red con baterías y modelando las 10 unidades generación diésel

Los anteriores escenarios se evalúan con el fin de determinar la conveniencia o no de incluir baterías dentro de la micro-red propuesta.

4.2. Levantamiento de Información

En el 51 % del territorio Colombiano no tienen acceso a la energía eléctrica mediante la conexión al Sistema de Interconectado Nacional (SIN), por lo que, estas regiones son catalogadas como Zonas No Interconectadas (ZNI). Esas zonas están conformadas por 18 departamentos de los 32 en total que existen en Colombia, atendiendo a 209.204 usuarios, con 94 entes prestadores, según la información tomada del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE) para el año 2018 [30]. Esto equivale a un 93 % de cobertura de las Zonas No Interconectadas identificadas por este organismo [29].

Estos departamentos pertenecientes a la ZNI deben emitir informes mensuales de su generación y demanda de energía eléctrica, número de horas de prestación de servicio, comparación con el año inmediatamente anterior, entre otros indicadores, y enviar dichos informes al Centro Nacional de Monitoreo (CNM), el cual, es un área misional del IPSE que realiza actividades de seguimiento a la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas (ZNI).

El Departamento de San Andrés, Providencia y Santa Catalina al hacer parte de la ZNI debe emitir informes mensuales al CNM y con base en esta información, serán realizados los cálculos y dimensionamientos que se requieran. El informe de generación y demanda de energía eléctrica está separado por departamentos y es posible encontrar información tanto para la isla de Providencia y Santa Catalina como para la isla de San Andrés. Para efectos del presente documento, fue considerada únicamente la información perteneciente a la isla de San Andrés y dicha información es de libre acceso y puede ser conseguida en la siguiente dirección web:

Informes Mensuales de Telemetría: http://190.216.196.84/cnm/info_mes.php

A partir de la información obtenida del IPSE, fue elaborada y consolidada una tabla con la demanda de energía en la isla de San Andrés para todos los meses del año 2019, las cuales se encuentran en las tablas **7.1** y **7.2**, relacionadas en el Numeral I. de la sección Anexos del presente documento. Adicional, a partir de dichas tablas fue posible calcular el consumo total de energía demandada por la isla de San Andrés para el año 2019, el cual, es mostrado a continuación:

$$Demanda_{SanAndres} = 199.971.628 \text{ [kWh]}$$

Con la información obtenida y tabulada en las tablas **7.1** y **7.2**, fue calculado el valor promedio para cada mes del año 2019, y cuya información es requerida por el programa HOMER Pro. Teniendo en cuenta que el servicio en la isla de San Andrés fue prestado las 24 horas del día a lo largo de todo el año, según los reportes del IPSE [30], fue calculado el valor promedio de la potencia en [kW] demandada por la isla, para cada mes del año 2019. Los valores obtenidos son mostrados en las tablas **4.2** y **4.3**.

Tabla 4.2: Energía Promedio demandada, número de horas promedio de servicio y Potencia Instantánea promedio, desde enero a junio del año 2019, en la isla de San Andrés

Descripción	Unidades	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio
Energía Promedio demandada	[kWh]	503.948	505.363	514.557	538.558	537.968	579.727
Horas de servicio promedio	[h]	24	24	24	24	24	24
Potencia	[kW]	20.998	21.057	21.440	22.440	22.415	24.155

Tabla 4.3: Energía Promedio demandada, número de horas promedio de servicio y Potencia Instantánea promedio, desde julio a diciembre del año 2019, en la isla de San Andrés

Descripción	Unidades	julio	Agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Energía Promedio demandada	[kWh]	574.051	587.383	580.525	543.588	554.513	552.110
Horas de servicio promedio	[h]	24	24	24	24	24	24
Potencia	[kW]	23.919	24.474	24.189	22.649	23.105	23.005

De las tablas anteriores **4.2** y **4.3**, fue identificada que la potencia máxima promedio de las cargas de la isla fue de $P_{max\ promedio\ SanAndres} = 24.474 [kW]$. Sin embargo, para establecer el valor máximo de potencia demandada por la isla de San Andrés, fueron construidas las tablas **7.3** y **7.4** a partir de los reportes de potencia mensuales indicados en el IPSE para el año 2019 [30], y las cuales se encuentran relacionadas en el Numeral II, de la Sección Anexos del presente documento. De dichas tablas, fue determinado que el valor máximo de potencia demandada por la isla de San Andrés para el año 2019, el cual fue:

$$P_{max\ SanAndres} = 30.490 [kW]$$

Este valor será ingresado en el programa HOMER Pro, en el tipo de carga *Deferrable*, en la opción de carga pico del programa HOMER Pro.

Adicional a lo anterior, de los reportes del IPSE [30] fueron identificados el número y los nombres de los circuitos que componen el sistema eléctrico de la isla, con su respectivo

medidor, tal y como, es mostrado en la tabla 4.4:

Tabla 4.4: Nombres de los Circuitos de la isla de San Andrés

Número del Medidor	Nombre Circuito
4	Columbia
5	Ámericas
6	Boulevard
7	Swamp Ground
8	Natania
9	san luis
10	Loma
11	Almendros
12	Fragata
13	Hospital San Andrés
14	Juan 23
15	Back Road
16	20 de julio

Dichos circuitos están distribuidos de la siguiente manera de acuerdo con lo ilustrado en la figura 4.1 [30]:

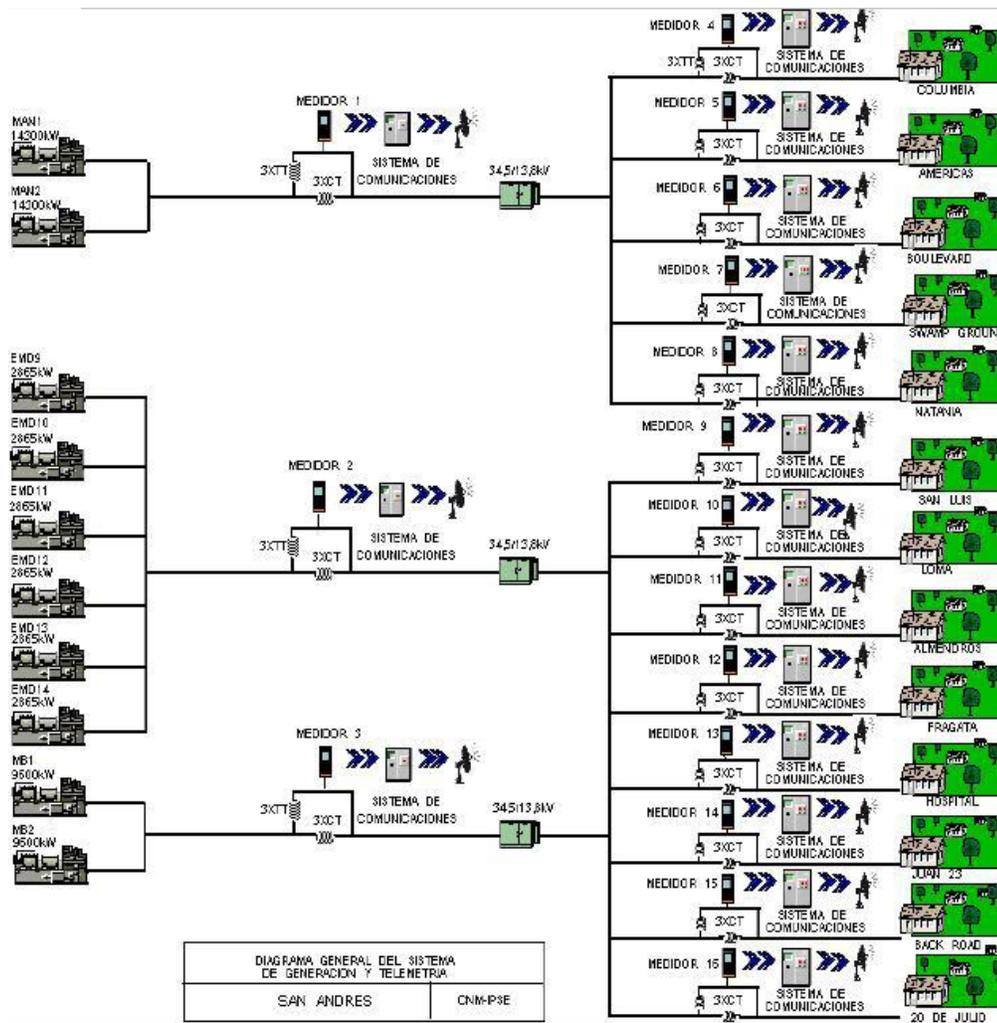


Figura 4.1: Diagrama unifilar general del sistema actual de generación de la isla de San Andrés, [30]

Para cada circuito mostrado en la figura 4.1, fue tabulado para cada mes del año 2019 su porcentaje de participación en la demanda total de energía en la isla y con base en dicha información, fue obtenido el valor promedio demandando por cada circuito para el año analizado. Esta información es mostrada en las tablas 4.5 y 4.6.

Tabla 4.5: Porcentaje de Participación de los circuitos en la demanda total de la isla de San Andrés, para los meses de enero a agosto del año 2019

Circuitos	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	Agosto
Columbia	6,86 %	6,82 %	6,86 %	6,86 %	6,96 %	7,15 %	7,09 %	7,04 %
Américas	4,02 %	4,11 %	3,99 %	4,10 %	4,01 %	4,01 %	3,94 %	3,97 %
Boulevard	14,22 %	13,95 %	14,24 %	13,70 %	13,96 %	13,64 %	13,66 %	13,52 %
Swamp Ground	2,72 %	2,70 %	2,63 %	2,65 %	2,59 %	2,43 %	2,44 %	2,36 %
Natania	8,50 %	8,44 %	8,36 %	8,53 %	8,62 %	8,55 %	8,56 %	8,62 %
San Luis	10,27 %	10,43 %	10,36 %	10,36 %	10,41 %	10,30 %	10,15 %	10,11 %
Loma	13,54 %	13,59 %	13,68 %	13,98 %	13,57 %	13,82 %	13,69 %	13,83 %
Almendros	12,15 %	12,20 %	12,21 %	12,25 %	12,33 %	12,49 %	12,60 %	12,48 %
Fragata	0,25 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
Hospital	0,80 %	0,86 %	0,84 %	0,84 %	0,85 %	0,81 %	0,80 %	0,82 %
Juan 23	7,64 %	7,72 %	7,70 %	7,60 %	7,70 %	7,59 %	7,65 %	7,62 %
Back Road	12,00 %	11,99 %	12,04 %	12,11 %	11,90 %	12,20 %	12,22 %	12,37 %
20 de Julio	7,02 %	7,19 %	7,07 %	7,01 %	7,10 %	7,02 %	7,19 %	7,25 %
Total	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

Tabla 4.6: Porcentaje de Participación de los circuitos en la demanda total de la isla de San Andrés, para los meses de septiembre a diciembre del año 2019

Circuitos	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	Promedio	Potencia [kW]
Columbia	7,09 %	6,93 %	6,98 %	7,02 %	6,97 %	2.126
Américas	3,98 %	4,01 %	3,95 %	3,83 %	3,99 %	1.218
Boulevard	13,92 %	13,39 %	13,31 %	13,70 %	13,77 %	4.198
Swamp Ground	2,22 %	2,16 %	2,12 %	2,11 %	2,43 %	740
Natania	8,71 %	8,75 %	8,67 %	8,46 %	8,56 %	2.611
San Luis	10,16 %	10,35 %	10,31 %	10,38 %	10,30 %	3.140
Loma	13,42 %	13,52 %	13,47 %	13,82 %	13,66 %	4.165
Almendros	12,27 %	12,36 %	12,54 %	12,45 %	12,36 %	3.769
Fragata	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,02 %	6
Hospital	0,82 %	0,84 %	0,80 %	0,77 %	0,82 %	250
Juan 23	7,71 %	7,89 %	7,91 %	7,90 %	7,72 %	2.354
Back Road	12,30 %	12,37 %	12,61 %	12,45 %	12,21 %	3.724
20 de Julio	7,38 %	7,43 %	7,32 %	7,09 %	7,17 %	2.187
Total	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	30.488

Como se puede apreciar en el diagrama unifilar 4.1, el sistema eléctrico de la isla cuenta

con una capacidad instalada de 66,94 [MW] para atender la demanda mostrada en las tablas 4.5 y 4.6; conformada por diez (10) grupos electrógenos que funcionan con diésel marino como combustible y una planta de generación de residuos sólidos; siendo las primeras dos (2) unidades (MAN1 y MAN2) marca MAN Diésel, las siguientes seis (6) unidades (EMD9, EMD10, EMD11, EMD12, EMD13 y EMD14) son marca EMD y los últimos dos (2) equipos (MB1 y MB2) son marca Mirrlees Blackstone. Adicional, el sistema eléctrico de la isla cuenta con una reserva 18,7 [MW] para efectos de mantenimientos o fallas que se presenten en alguna unidad y está conformada por ocho (8) unidades que funcionan con diésel marino como combustible. La capacidad de cada equipo y su estado, fueron consolidados en la siguiente tabla 4.7:

Tabla 4.7: Capacidad instalada en la isla de San Andrés, información tomada y elaborada de [30] y [32]

Item	Marca	Capacidad [kW]	Estado
1	MAN1	14300	En operación
2	MAN2	14300	En operación
3	EMD 9	2865	En operación
4	EMD 10	2865	En operación
5	EMD 11	2865	En operación
6	EMD 12	2865	En operación
7	EMD 13	2865	En operación
8	EMD 14	2865	En operación
9	MB1	9600	En operación
10	MB2	9600	En operación
11	PER	1950	En operación
12	EMD1	2200	en Reserva
13	EMD2	2200	en Reserva
14	EMD3	2200	en Reserva
15	EMD4	2500	en Reserva
16	EMD5	2500	en Reserva
17	EMD6	2500	en Reserva
18	EMD7	2100	en Reserva
19	EMD8	2500	en Reserva

La anterior tabla indica el número de equipos, marca y nombre de los equipos, capacidad en [kW] y su estado; si es operativo o se tiene como reserva.

4.3. Recurso Eólico disponible en la isla de San Andrés, Colombia

Para la selección de la turbina fue tomado como punto de partida el recurso eólico disponible en la isla, el cual, por su ubicación en el mar Caribe, cuenta con presencia de vientos del oeste entre los meses de diciembre y mayo, mientras que desde junio a octubre predomina un flujo de vientos del este. Durante los meses enero, febrero y el trimestre de junio a agosto, la velocidad de los vientos sobre superficie mantienen valores en promedio de 5,1 [m/s] a 6,1 [m/s], mientras que en septiembre y octubre la velocidad está alrededor de los 3,6 [m/s] [33]. En la figura 4.2 se puede ver el promedio de la velocidad del viento en San Andrés a una altura de 10 metros, a lo largo del año.

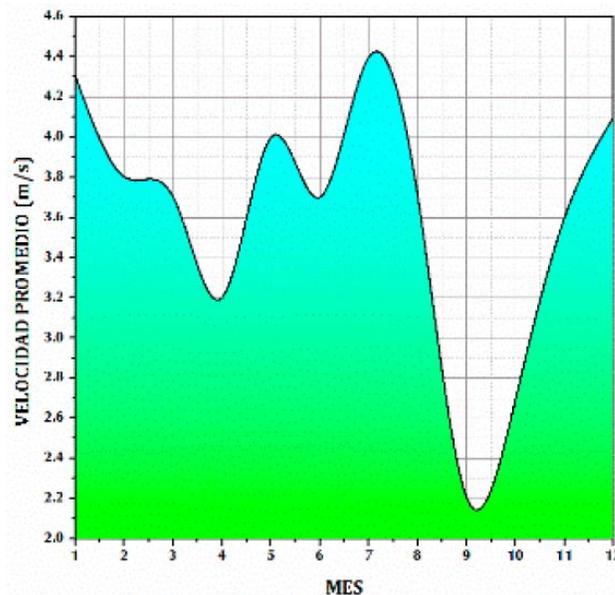


Figura 4.2: Velocidades promedio del viento en la isla de San Andrés a una altura de 10 metros, tomado del Atlas de Viento de Colombia - IDEAM [33]

Adicional, teniendo en cuenta que con la altura varían los valores de la velocidad del viento, fue extraída directamente del Atlas interactivo del IDEAM [34] la velocidad promedio del viento en la isla de San Andrés para una altura de 50 metros, la cual, es la altura aproximada que se espera tenga la góndola del generador eólico. Estos valores fueron tabulados y son mostrados en la tabla 4.8.

Tabla 4.8: Velocidad promedio en la isla de San Andrés a una altura de 50 metros, elaboración propia a partir de datos del IDEAM [34]

Meses	Velocidad Promedio [m/s]
Enero	11-12
Febrero	11-12
Marzo	10-11
Abril	9-10
Mayo	8-9
Junio	8-9
Julio	9-10
Agosto	7-8
Septiembre	5-6
Octubre	6-7
Noviembre	8-9
Diciembre	10-11

Con base en la información mostrada en la tabla 4.8, la turbina eólica va a ser seleccionada teniendo en cuenta que la velocidad promedio del viento en la isla de San Andrés es de 8,1 [m/s] a una altura de 50 metros.

4.4. Recurso solar disponible en la isla de San Andrés, Colombia

Para el sistema fotovoltaico fue tomado como punto de partida el recurso solar disponible en la isla a lo largo del año, el cual es mostrado en la figura 4.3 [35] y cuyo valor de irradiación promedio multianual es de 4.795 [Wh/m^2].

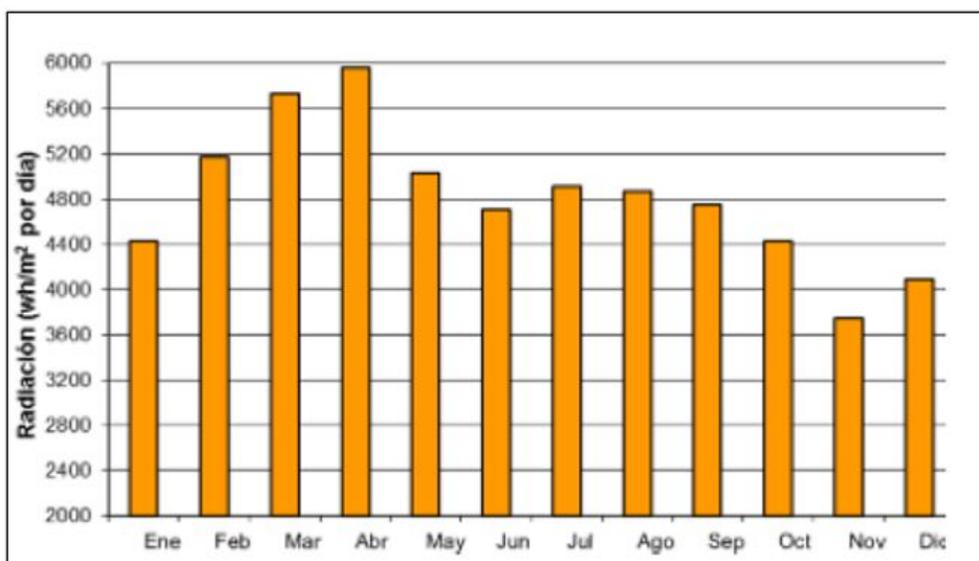


Figura 4.3: Radiación solar promedio en la isla de San Andrés, tomado de [35]

Adicional, las Horas de Brillo Solar (HBS) en la isla de San Andrés son mostrados en la siguiente tabla 4.9 y de la cual, fue evidenciado que los valores más bajos de irradiación, ocurren en los meses de octubre y noviembre.

Tabla 4.9: Horas de Brillo Solar en la Isla de San Andrés, tomado de [36]

meses	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Horas	8,2	8,6	9,2	9,3	7,6	6,1	6,6	7,2	6,4	6	6	6,9

Como elemento de comparación, fue tomado el departamento de la Guajira, el cual, es un departamento que por su ubicación geográfica posee un gran potencial de recurso solar y recurso eólico, con valores promedios de irradiación del orden de los 5.000 a 5.500 $[Wh/m^2]$ [35]. Con base en lo anterior, los valores mostrados en la figura 4.3 son aprovechables para la isla de San Andrés.

Capítulo 5

Análisis de resultados

En este Capítulo se analizan los resultados obtenidos para cada uno de los modelos indicados en el Capítulo 3, con el fin de validar y confirmar cada uno de los objetivos específicos y generales establecidos para el presente trabajo de grado.

5.1. Selección de Equipos

Para cada escenario de micro-red propuesto en el Capítulo 3.3, fueron seleccionados los siguientes tipos de equipos:

1. **Generador Eólico:** Teniendo en cuenta la información mostrada en el Capítulo 4, en la cual se indicaba la disponibilidad del recurso eólico, los generadores eólicos de 1.500 [kW] fueron escogidos. A partir de las librerías de HOMER Pro, fue seleccionado el tipo de turbinas de referencia Generic 1,5MW con las especificaciones técnicas descritas en el numeral III. de la sección de Anexos. Comercialmente este equipo puede ser representado con un aerogenerador modelo V63/1500 de la marca *Vestas* de Dinamarca, del cual, se encontrará la hoja de datos en el numeral III. de la sección de Anexos.

Como es posible verificar en la hoja de datos de la turbina eólica seleccionada, la velocidad mínima que requiere la turbina para empezar a producir energía eléctrica es aproximadamente 4 m/s, por lo que, con el recurso disponible en la isla a lo largo del año, a una altura de 50 metros (ver tabla 4.8, del Capítulo 4), se cumplirá para todos los meses con lo mínimo requerido por el equipo para funcionar.

2. **Paneles Solares Fotovoltaicos:** Para el presente proyecto se seleccionaron los paneles solares fotovoltaicos Monocristalinos marca Jinko de 470 [Wp], modelo JKM470M-7RL3-V de acuerdo con las especificaciones técnicas y hoja de datos descritas en el numeral IV. de la sección de Anexos.

3. **Inversores:** Fueron seleccionados dos tipos de inversores; los inversores modelo SG110CX de 110 [kW] y los inversores modelo SG 80KTL de 80 [kW]. Ambos modelos son marca *Sungrow Power Supply* con las especificaciones técnicas y hoja de datos descritas en el numeral VI. de la sección de Anexos.
4. **Generadores Diésel:** Para modelar cada una de las 10 unidades diésel que tiene instaladas la isla de San Andrés, las librerías con las que cuenta HOMER Pro fueron consultadas. Las primeras 6 unidades diésel de 2.800 [kW] de capacidad, fueron seleccionadas de la sección *Generic Small Genset* ingresando su correspondiente capacidad y su costo fue determinado con base en los costos descritos en el capítulo 3.2.1. En la figura 7.8 del numeral VII. de la sección de Anexos del presente documento es mostrado el equipo seleccionado. Para las unidades de mayor tamaño; las dos unidades de 9.600 [kW] fueron seleccionadas de la sección *Generic Medium Genset* y dos unidades de 14.300 [kW] fueron seleccionadas de la sección *Generic Large Genset*, ingresando su correspondiente capacidad y su costo, al igual que en el caso anterior, fue determinado con base en los costos descritos en el capítulo 3.2.1. En las figuras 7.9 y 7.10 del numeral VII. de la sección de Anexos del presente documento, se muestran los equipos seleccionados.
5. **Baterías:** Para los escenarios de la micro-red en que incorpore baterías, fue seleccionado de las librerías de Homer Pro, el modelo SAGM 12 205, marca Trojan de 12 [V], de 205 [Ah], cuya hoja de datos se encuentra el numeral V. de la sección de Anexos.

5.2. Análisis de Resultados de los diferentes escenarios simulados en HOMER Pro

Los resultados obtenidos para cada modelo indicados en el Capítulo 3.3, son mostrados a continuación:

5.2.1. Micro-red sin Baterías y con la opción *Autosize Genset* para la generación diésel

Una vez ingresados en el asistente de configuración (*Setup Assistant*) de HOMER Pro los datos de la ubicación del proyecto, el consumo promedio por mes de la isla de San Andrés para el año 2019 y los costos por cada componente que conforma la micro-red, el programa arrojó los siguientes resultados:

Sensitivity		Architecture						Cost				
Diesel Fuel Price (\$/L)	Wind Scaled Average (m/s)					PV (kW)	G1500	Gen (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)
0.519	3.00					74,166		25,000	CC	\$713M	\$0.279	\$43.5M
0.519	6.81					43,609	42	25,000	CC	\$589M	\$0.231	\$29.0M
0.519	8.00					38,510	40	25,000	CC	\$521M	\$0.204	\$24.5M
1.04	3.00					79,872		25,000	CC	\$916M	\$0.358	\$58.8M
1.04	6.81					45,641	50	25,000	CC	\$692M	\$0.271	\$35.4M

Optimization Results															
Left Double Click on a particular system to see its detailed Simulation															
Architecture						Cost				System					
				PV (kW)	G1500	Gen (kW)	Gen	NPC (\$)	COE (\$)	Operating (\$/yr)	Initial cap (\$)	Ren Fr (%)	Total Fu (L/yr)	Hc	Producti (kWh)
				38,510	40	25,000	CC	\$521M	\$0.204	\$24.5M	\$207M	74.3	13,398,670	3,428	51,452,580
					53	25,000	CC	\$552M	\$0.216	\$28.5M	\$188M	69.8	15,686,446	3,862	60,473,088
				74,166		25,000	CC	\$713M	\$0.279	\$43.5M	\$157M	39.4	30,791,668	5,938	121,258,656
						25,000	CC	\$919M	\$0.360	\$67.1M	\$62.0M	0	50,400,836	8,760	199,971,392

Figura 5.1: Resultados de la Optimización realizada por HOMER Pro

Como se puede apreciar en la figura 5.1, HOMER Pro realizó varias simulaciones, en las cuales ejecutó un análisis de sensibilidad variando la velocidad del viento y el precio del combustible y estableciendo posibles configuraciones de los recursos a incorporar en la micro-red con el fin de cubrir la demadanda indicada.

Para realizar el análisis, una velocidad del viento de 8 [m/s] fue seleccionada debido a que es una velocidad promedio disponible en la isla, tal y como, se indicó en el Capítulo 4.3. El precio del combustible fue seleccionado en 0,519 [USD/L] tal y como se determinó en el capítulo 3.2.1. Estos dos valores fueron establecidos como casos bases y como se puede apreciar en la figura 5.1, existen diferentes configuraciones de la micro-red con las cuales se puede satisfacer la demanda de la isla y cuyas configuraciones están organizadas de menor a mayor de acuerdo con el Valor Presente Neto (VPN).

De todas las posibles configuraciones mostradas, la primera opción fue la escogida y analizada. En esta configuración la micro-red estaría conformada por los siguientes elementos:

- Paneles Solares fotovoltaicos con una capacidad instalada: 38.510 [kW]
- Cuarenta (40) Turbinas Eólicas de 1.500 [kW] cada una, es decir, una capacidad instalada de 60.000 [kW].
- Un bloque de generación (autosize Genset) diésel de 25.000 [kW].

Para la configuración descrita anteriormente, fue analizada la producción de energía que calcula HOMER Pro, tal y como se muestra en las siguientes tablas **5.1**, **5.2**, **5.3** y **5.4**:

Tabla 5.1: Tabla de Producción de energía arrojada por HOMER Pro

Producción	kWh/año	%
Generación sistema solar	77.141.842	20,7 %
Autosize Genset	51.452.667	13,8 %
Turbinas Eólicas 1,5MW	244.356.763	65,5 %
Total	372.951.272	100,0 %

Tabla 5.2: Consolidado de Consumos construido por Homer Pro

Consumo	kWh/año	%
AC Carga Primaria	-	0,0 %
DC Carga Secundaria	-	0,0 %
Deferrable Load	199.971.603	100,0 %
Total	199.971.603	100,0 %

Tabla 5.3: Cantidad de Energía atendida, no atendida y Almacenada

Cantidad	kWh/año	%
Exceso de electricidad	172.979.669	46,6 %
Carga Eléctrica no Atendida	-	0,0 %
Capacidad de Almacenamiento	-	0,0 %

Tabla 5.4: Penetración de Renovables

Cantidad	Valor	Unidades
Fracción de renovables	74,3	%
Máxima penetración de Renovables	482	%

Como es posible observar en las tablas **5.1**, **5.2**, **5.3** y **5.4**, para atender la demanda de la isla de San Andrés, las turbinas eólicas aportaron el 65,5 % de la energía eléctrica producida en el año, mientras que sistema solar fotovoltaico el 20,7 % y la generación diésel el 13,8 %, logrando una disminución en la utilización de los combustibles fósiles en la isla. Adicional, es posible evidenciar que la carga no atendida durante el año fue cero, mostrando una gran confiabilidad esta configuración

Para el bloque de generación diésel calculado por HOMER Pro, fue analizada la producción de energía eléctrica para dicho bloque, tal y como, se muestra a continuación:

Tabla 5.5: Producción de energía Modelo 1

Cantidad	Valor	Unidades
Producción eléctrica	51.452.667	kWh/año
Salida media eléctrica	15.010	kW
Salida eléctrica mínima	6.250	kW
Salida eléctrica máxima	24.474	kW

Tabla 5.6: Resultados de combustible

Cantidad	Valor	Unidades
Consumo de combustible	13.398.691	L
Consumo específico de combustible	0,260	L/kWh
Entrada de energía de combustible	131.843.115	kWh/año
Eficiencia eléctrica media	39	%

A partir de la figura 5.5, fue identificada la capacidad mínima de potencia de la generación diésel para este escenario de la micro-red, estableciendo un valor de 6.250 [kW]. Este valor es requerido para una de las restricciones de la función objetivo indicada en la ecuación 3.5, del Capítulo 3.1.1.

Adicional a lo anterior, fue identificado que al configurar la generación diésel mediante el *Autosize Genset*, este presentó una limitación en la capacidad, tal y como, se muestra en la siguiente figura:

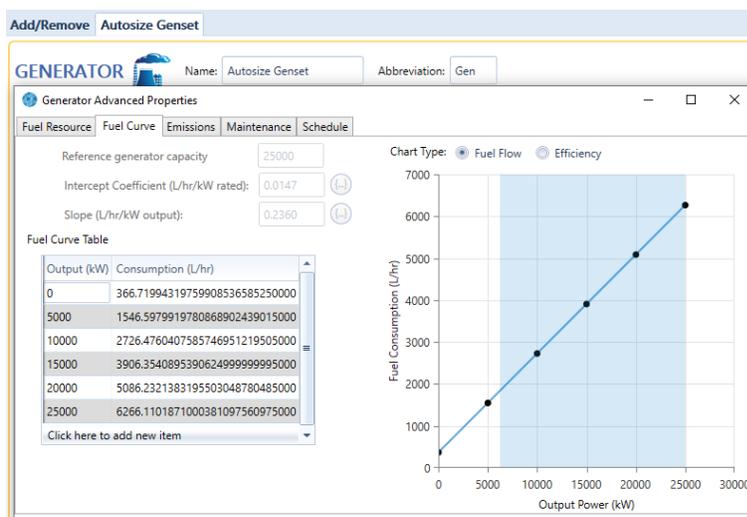


Figura 5.2: Limitación de Potencia en el Autosize Genset de HOMER Pro

Por lo tanto, la capacidad máxima de potencia del bloque de generación diésel que se tendría disponible serían 25.000 [kW], con lo cual, no sería cubierta la demanda máxima identificada para la isla de San Andrés, la cual fue establecida en 30.490 [kW] para el 2019, tal y como, fue mostrado en el Capítulo 4.

Esta configuración seleccionada presentó una advertencia por no incorporar en ella un sistema de almacenamiento y por lo tanto, pueden existir problemas de estabilidad en la micro-red diseñada, tal y como, se mencionó en el Capítulo 3.3, en su numeral 1. Adicional, fue construida en HOMER Pro la gráfica de producción de energía de la micro-red, a lo largo del año, como es posible apreciar en la figura 5.3. En esta gráfica es posible identificar la demanda de la isla en color naranja y los tres recursos a incorporar (color amarillo: paneles solares, color verde: turbinas eólicas y color beige: generación diésel).

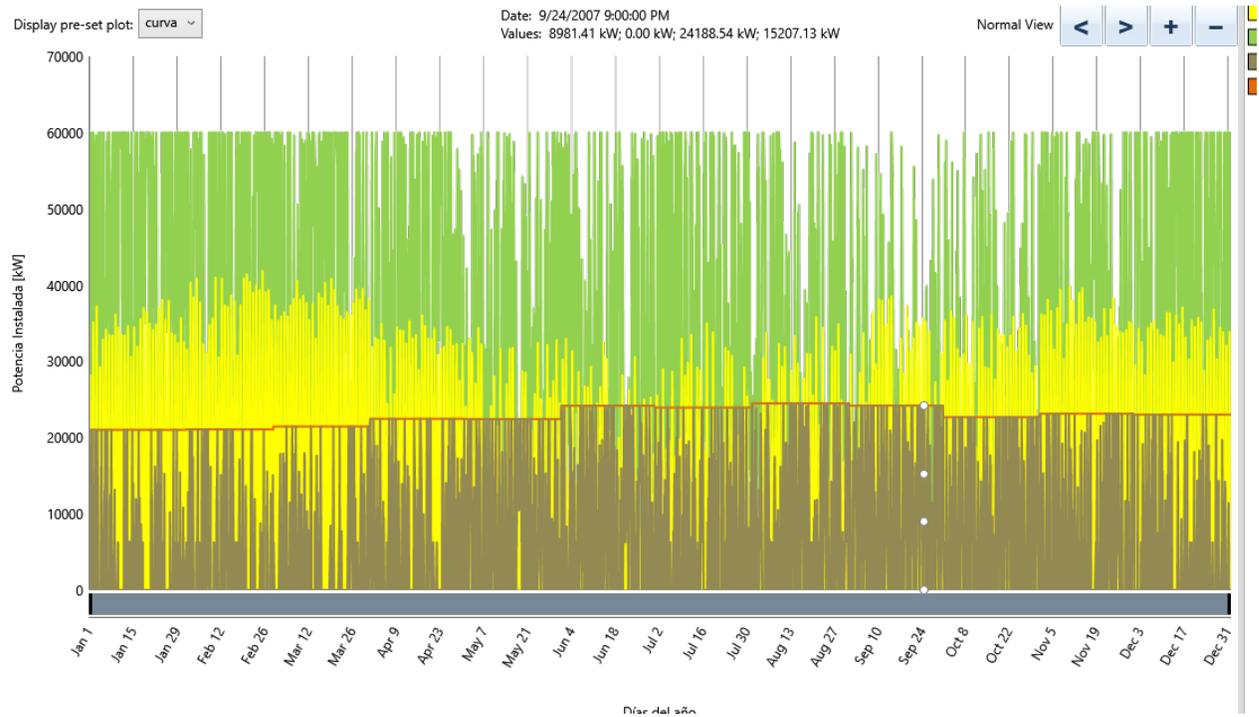


Figura 5.3: Potencia instalada para el primer escenario de Micro-red, construida en HOMER Pro

Por lo tanto, de acuerdo con la figura 5.3, para los meses de baja radiación solar o baja velocidad de los vientos, como por ejemplo, los meses de agosto y septiembre, recurriendo a lo identificado en el Capítulo 4 en la tabla 4.8 y en la figura 4.3, implicó una menor producción de energía por parte de los paneles solares y las turbinas eólicas, ocasionando que la generación diésel supliera esa energía que los recursos renovables no pudieron aportar.

Para observar el comportamiento descrito anteriormente, un análisis más detallado de la gráfica de la figura 5.3 fue realizado, como es posible apreciar en la figura 5.4:

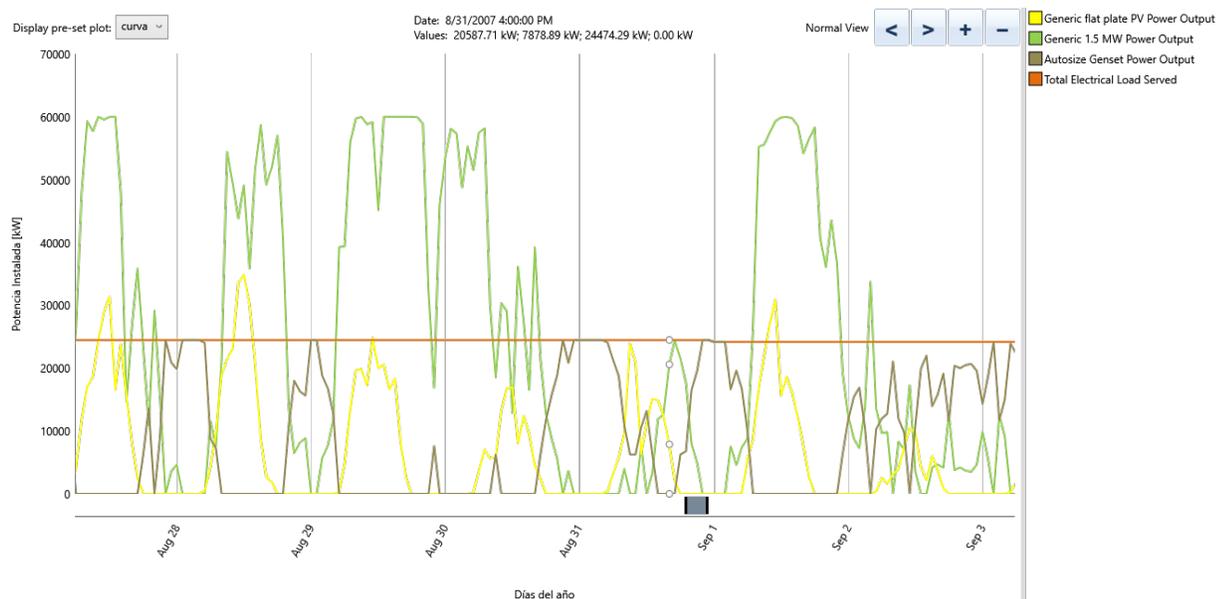


Figura 5.4: Potencia instalada para el primer escenario de Micro-red, construida en HOMER Pro

A partir de la anterior gráfica el día 01 de septiembre fue seleccionado debido a que en ese día la producción de los paneles solares y la turbinas eólicas fue cero y de esta forma, es posible observar el comportamiento deseado. En consecuencia, la energía faltante va a ser suministrada por el bloque de generación diésel.

- **Análisis de Emisiones de Gases Efecto Invernadero:** Para la configuración seleccionada, la emisión de gases de efecto invernadero fue analizada y los resultados arrojados por HOMER Pro se muestran en la tabla 5.7:

Tabla 5.7: Emisiones de gases para la configuración seleccionada en HOMER Pro

Cantidad	Valores	Unidades
Dióxido de Carbono	35.072.612	kg/año
Monóxido de Carbono	221.078	kg/año
Hidrocarburos No Quemados	9.647	kg/año
Material Particulado	1.340	kg/año
Dióxido de Azufre	85.885	kg/año
Oxido de Nitrógeno	207.680	kg/año

Esta información será comparada más adelante con la que arroje el programa RetScreen

con el fin de evaluar el impacto ambiental logrado en la isla con la implementación de la micro-red propuesta.

5.2.2. Micro-red con Baterías y con la opción *Autosize Genset* para la generación diésel

Para este escenario a diferencia del anterior, la baterías fueron incorporadas a la Micro-red. Por lo anterior, el modelo SAGM 12 205, marca Trojan de 12[V] y de 205[Ah] fue incorporado al sistema. Al igual que en el caso anterior, la optimización y el análisis de sensibilidad de la micro-red fueron realizados y sus resultados se muestran en la siguiente figura:

Diesel Fuel Price (\$/L)	Wind Scaled Average (m/s)				PV (kW)	G1500	Gen (kW)	SAGM 12 205	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COI (\$)
0.519	3.00				182,564			259,291	66,460	CC	\$518M	\$0.
0.519	6.81				75,890	38		167,052	39,078	CC	\$377M	\$0.
0.519	8.00				50,844	38		164,608	24,357	CC	\$320M	\$0.
1.04	3.00				182,564			259,291	66,460	CC	\$518M	\$0.
1.04	6.81				75,890	38		167,052	39,078	CC	\$377M	\$0.

Optimization Results															
Left Double Click on a particular system to see its detailed Simulation Results.															
Architecture								Cost				Sys			
					PV (kW)	G1500	Gen (kW)	SAGM 12	Converter (kW)	I	NPC (\$)	COE (\$)	Operating (\$/yr)	Initial capi (\$)	Ren Frac (%)
					50,844	38		164,608	24,357	CC	\$320M	\$0.132	\$8.38M	\$213M	100
						60		276,516	41,427	CC	\$368M	\$0.151	\$10.1M	\$238M	100
					48,750	36	25,000	139,459	29,897	LF	\$402M	\$0.157	\$11.0M	\$261M	93.9

Figura 5.5: Resultados de la optimización realizada por HOMER Pro

Para este modelo de micro-red diseñado, el mismo caso base del escenario anterior fue escogido, es decir, una velocidad del viento promedio de 8 [m/s] y un precio de combustible diésel de 0,519 [USD/L]. Con este caso base, fueron encontradas dos configuraciones para ser analizadas; la configuración de la primera línea y la configuración de la tercera línea. Dichos casos, serán analizados como se muestra a continuación:

Caso 1: Sin Generación Diésel: La micro-red estaría conformada por los siguientes recursos:

- Paneles Solares fotovoltaicos con una capacidad instalada: 50.844 [kW]
- Treinta y ocho (38) Turbinas Eólicas de 1.500 [kW] cada una, es decir, una capacidad instalada de 57.000 [kW].

- 164.608 unidades de Baterías solares de plomo ácido de 12 [V].

La producción de energía fue verificada, tal y como se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 5.8: Caso 1: Tabla de producción de energía arrojada por HOMER Pro

Producción	kWh/año	%
Generación sistema solar	85.175.940	26,8 %
Turbinas Eólicas 1,5MW	232.138.925	73,2 %
Total	317.314.865	100,0 %

Tabla 5.9: Caso 1: Consolidado de Consumos construido por HOMER Pro

Consumo	kWh/año	%
AC Carga Primaria	-	0,0 %
DC Carga Secundaria	-	0,0 %
Deferrable Load	189.833.270	100,0 %
Total	189.833.270	100,0 %

Tabla 5.10: Caso 1: Cantidad de Energía atendida, no atendida y Almacenada

Cantidad	kWh/año	%
Exceso de electricidad	115.075.115	36,3 %
Carga Eléctrica no Atendida	10.138.333	5,1 %
Capacidad de Almacenamiento	10.138.333	5,1 %

Como se puede apreciar en las tablas **5.8**, **5.9** y **5.10**, en este escenario al no existir generación diésel, toda la demanda de energía eléctrica es cubierta por los paneles solares, las baterías y las turbinas eólicas, logrando que la primera produzca el 26,8 % de la energía eléctrica requerida en el año, mientras que la segunda generó el 73,2 % restante. Para este escenario, la carga no atendida en el año, fue de 10.138.333 [kWh/año], por lo tanto, HOMER Pro arrojó una advertencia con respecto a esto.

Para este caso 1, las gráficas de producción de energía fueron construidas y se muestran en la siguiente figura **5.6**:

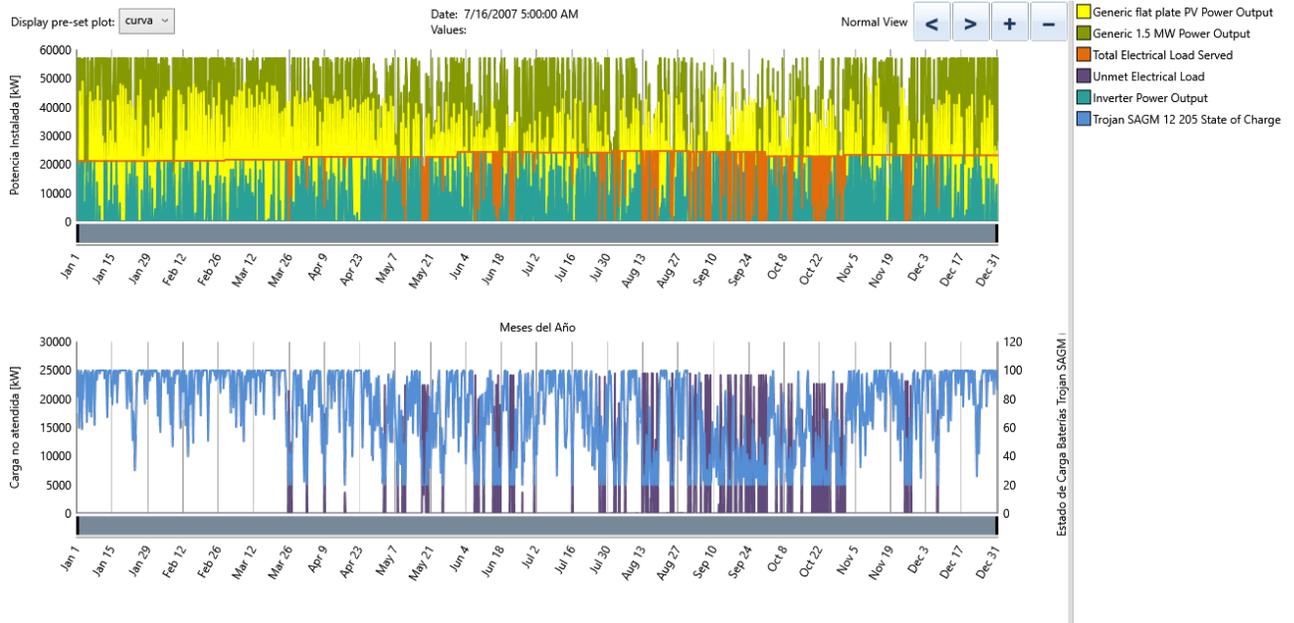


Figura 5.6: Gráfica de Producción de energía para el caso 1 de la micro-red, realizada en HOMER Pro

Como es posible apreciar en la anterior figura 5.6, la primera gráfica representa la producción de energía eléctrica, a lo largo del año, de cada recurso que conforma la micro-red (color verde: Turbinas eólicas, color amarillo: paneles solares, color aguamarina: inversor/controlador de baterías) y con la cual se atiende la demanda de la isla (color naranja). En la segunda gráfica, fue representada la carga de la isla no atendida a lo largo del año (color morado) y el estado de carga (SOC) de las baterías seleccionadas (color azul).

Con base en lo anterior, es posible apreciar que en los meses de agosto, septiembre y octubre están concentrados la mayoría de eventos en los que la carga no puede ser atendida y esto coincide con una baja disponibilidad del recurso solar y eólico, tal y como, se mostró en la tabla 4.8 y en la figura 4.3, del Capítulo 4. Por lo tanto, las baterías no alcanzan a subsanar esa baja de producción de los recursos renovables y por consiguiente, la carga no atendida en el año fue de 10.138.333 [kWh/año] como ya se mencionó previamente.

Para analizar lo descrito anteriormente, un análisis más detallado fue realizado y fue seleccionado el periodo de septiembre para observar el comportamiento, al detalle, de la producción de energía de la micro-red, como se puede apreciar en la siguiente figura 5.7:

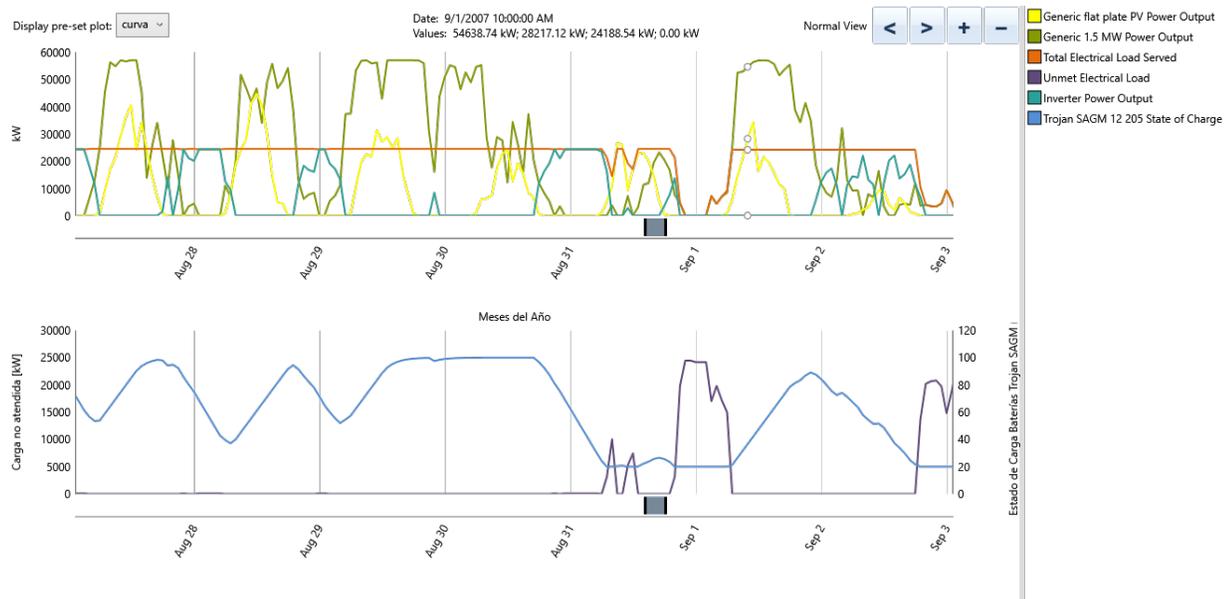


Figura 5.7: Gráfica detallada de Producción de energía para el caso 1 de la micro-red, realizada en HOMER Pro

Por lo anterior, para el día 01 de septiembre no fue atendida la demanda de la isla, ya que tal y como es posible apreciar, la producción de los paneles solares fue cero al igual que las turbinas eólicas y las baterías no se encontraban cargadas para poder suministrar esta energía faltante.

Caso 2: Con Generación Diésel: La micro-red estaría conformada por los siguientes recursos:

- Paneles Solares fotovoltaicos con una capacidad instalada: 48.750 [kW]
- Treinta y seis (36) Turbinas Eólicas de 1.500 [kW] cada una, es decir, una capacidad instalada de 54.000 [kW].
- 139.459 unidades de Baterías solares de plomo ácido de 12 [V].
- Bloque de generación diésel (autosize Genset) de 25.000 [kW].

A diferencia del Caso 1 estudiado previamente, para esta configuración fue contemplado un bloque de generación diésel. Al igual que para el Caso 1, la producción de energía también fue verificada, tal y como se muestra en las siguientes tablas:

Tabla 5.11: Tabla de producción de energía arrojada por HOMER Pro

Producción	kWh/año	%
Generación sistema solar	81.680.346	26,0 %
Autosize Genset	12.224.110	3,9 %
Turbinas Eólicas 1,5MW	219.921.087	70,1 %
Total	313.825.543	100 %

Tabla 5.12: Consolidado de Consumos construido por HOMER Pro

Consumo	kWh/año	%
AC Carga Primaria	-	0,0 %
DC Carga Secundaria	-	0,0 %
Deferrable Load	199.971.603	100,0 %
Total	199.971.603	100,0 %

Tabla 5.13: Cantidad de Energía atendida, no atendida y Almacenada

Cantidad	kWh/año	%
Exceso de electricidad	101.565.660	32,4 %
Carga Eléctrica no Atendida	0	0,0 %
Capacidad de Almacenamiento	0	0,0 %

En consecuencia, en este escenario las turbinas eólicas produjeron el 70 % de la energía generada en el año, paneles solares fotovoltaicos que produjeron el 26 % y la generación diésel produjo el 3,9 % restante, de acuerdo con la tabla 5.11. Con base en lo anterior, a pesar de existir la incorporación de la generación diésel en este escenario de la micro-red, su participación en la producción de energía a lo largo del año fue mínima, con un 3,9 %, por consiguiente, el nivel de penetración de renovables bajo esta configuración sigue siendo alto.

Al igual que para el caso 1, las gráficas de producción de energía fueron construidas y pueden ser apreciadas en la siguiente figura 5.8:

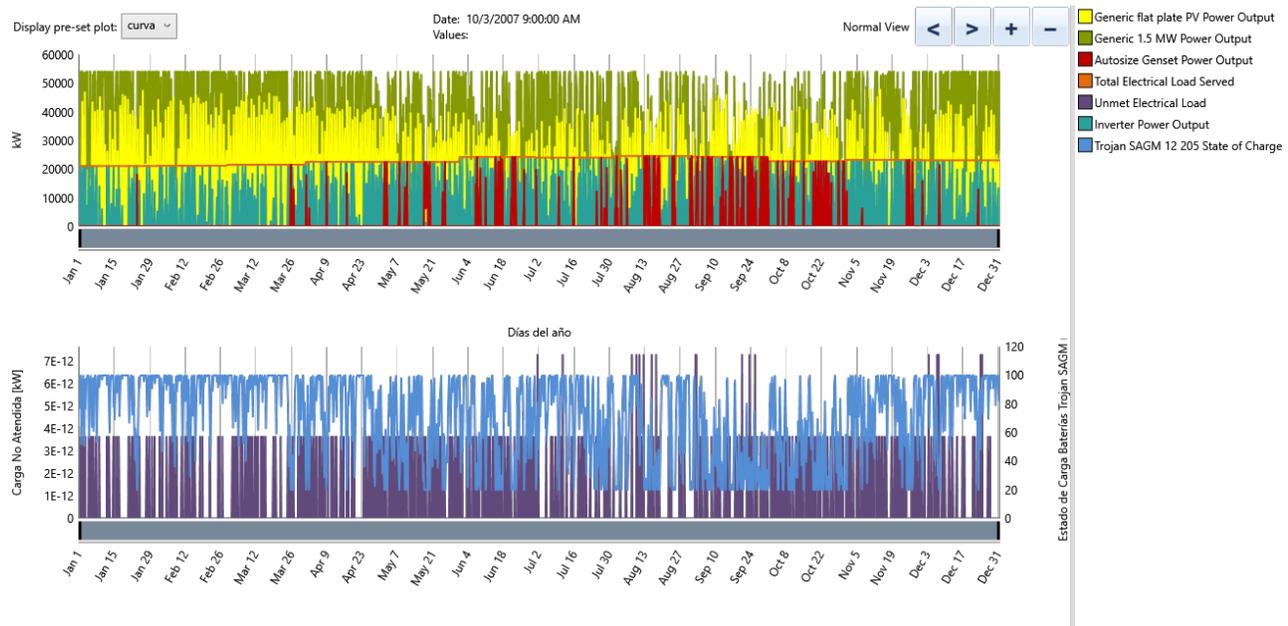


Figura 5.8: Gráfica de Producción de energía del caso 2 de la micro-red, realizada en HOMER Pro

Por lo anterior, es posible apreciar como al incorporar un bloque de generación diésel (color rojo), adicional a los recursos renovables y las baterías, son disminuidos los eventos de carga no atendida. En la gráfica inferior de la figura 5.8, es posible observar que los valores de potencia no atendida son valores muy pequeños cercanos a cero, por lo tanto, con este caso se tiene mayor estabilidad.

Lo anterior, puede ser corroborado realizando el mismo análisis del caso 1 para el día 01 de septiembre, en donde se había identificado que la micro-red no podía suplir la demanda de la isla en ese día. En la siguiente figura 5.9 es mostrado lo mencionado:

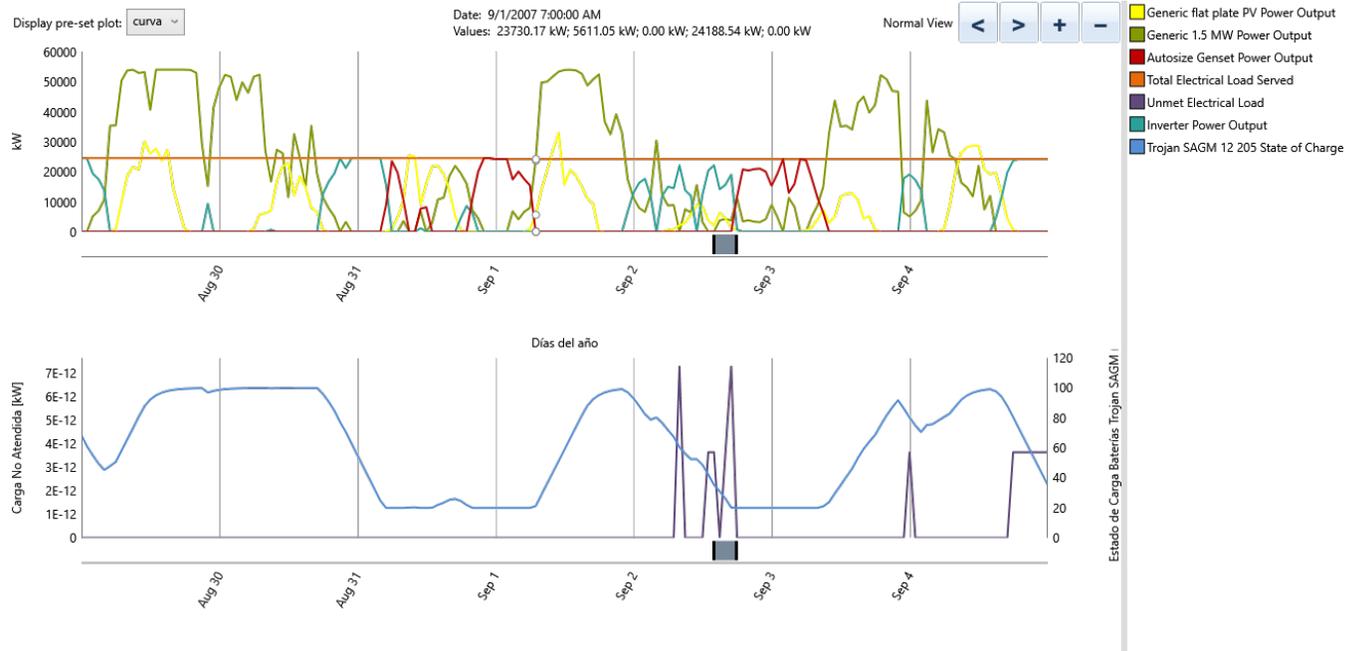


Figura 5.9: Gráfica detallada de Producción de energía del caso 2 de la micro-red, realizada en HOMER Pro

Por consiguiente, es posible observar que para el 01 de septiembre, al haber cero producción de energía eléctrica de los paneles solares y las turbinas eólicas y las baterías son incapaces de suplir esa demanda requerida, es la generación diésel la que aporta esa energía faltante.

- **Análisis de Emisiones de Gases Efecto Invernadero:** Para las configuraciones seleccionadas, la emisión de gases de efecto invernadero fueron analizadas para ambos casos.

Caso 1: Sin Generación Diésel: Los resultados calculados por HOMER Pro arrojaron que fue 0 para la producción de gases en el año. Esto es debido a que en esta configuración en la micro-red no se incorporó generación diésel, por lo tanto, no hubo afectación al medio ambiente por emisión de gases de efecto invernadero. Estos resultados se muestran en la Tabla 5.14:

Tabla 5.14: Emisiones de gases para la configuración seleccionada en HOMER Pro

CANTIDAD	Valores	Unidades
Dióxido de Carbono	0	kg/año
Monóxido de Carbono	0	kg/año
Hidrocarburos No Quemados	0	kg/año
Material Particulado	0	kg/año
Dióxido de Azufre	0	kg/año
Oxido de Nitrógeno	0	kg/año

Caso 2: Con Generación Diésel: Los resultados calculados por HOMER Pro arrojaron valores para cada tipo de gases debido a la incorporación de la generación diésel en la micro-red y los resultados se muestran en la tabla **5.15**:

Tabla 5.15: Emisiones de gases para la configuración seleccionada en HOMER Pro

CANTIDAD	Valores	Unidades
Dióxido de Carbono	7.565.279	kg/año
Monóxido de Carbono	47.687	kg/año
Hidrocarburos No Quemados	2.081	kg/año
Material Particulado	289	kg/año
Dióxido de Azufre	18.526	kg/año
Oxido de Nitrógeno	44.797	kg/año

La información anterior será comparada más adelante con la que arroje el programa RetScreen con el fin de evaluar el impacto ambiental logrado en la isla con la implementación de la micro-red propuesta.

5.2.3. Micro-red sin Baterías y con el modelamiento de cada unidad diésel

Para este escenario no fueron incorporadas baterías a la Micro-red y no fue utilizada la opción *Autosize Genset* para el bloque de generación diésel, sino que por el contrario cada unidad diésel, de las 10 unidades con las que cuenta la isla de San Andrés, se seleccionaron y fueron incorporadas al diseño de la micro-red. Para este modelo de micro-red, la optimización y el análisis de sensibilidad de la micro-red en HOMER Pro son mostrados en la siguiente figura:

Sensitivity		Architecture											
Diesel Fuel Price (\$/L)	Wind Scaled Average (m/s)	PV (kW)	G1500	G1-14300 (kW)	G2-14300 (kW)	G3-9600 (kW)	G4-9600 (kW)	G5-2800 (kW)	G6-2800 (kW)	G7-2800 (kW)	G8-2800 (kW)	G9-2800 (kW)	G10-2800 (kW)
0.519	6.81	34,231	33	14,300	14,300	9,600	9,600	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800
0.519	8.00	27,132	33	14,300	14,300	9,600	9,600	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800
1.04	6.81	36,798	44	14,300	14,300	9,600	9,600	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800
1.04	8.00	31,877	40	14,300	14,300	9,600	9,600	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800

Architecture												
PV (kW)	G150	G1-1430 (kW)	G2-1430 (kW)	G3-960 (kW)	G4-960 (kW)	G5-2800 (kW)	G6-2800 (kW)	G7-2800 (kW)	G8-2800 (kW)	G9-2800 (kW)	G10-2800 (kW)	
27,132	33	14,300	14,300	9,600	9,600	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	
	40	14,300	14,300	9,600	9,600	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	
65,609		14,300	14,300	9,600	9,600	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	
		14,300	14,300	9,600	9,600	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	

Figura 5.10: Resultados de la Optimización realizada por HOMER Pro

Al igual que en los otros 2 escenarios evaluados, el caso base de velocidad del viento de 8 [m/s] y precio del combustible de 0.519 [USD/L] fueron seleccionados. Con este caso base, la primera configuración fue evaluada y los resultados son mostrados a continuación:

Tabla 5.16: Tabla de producción de energía arrojada por HOMER Pro

Producción	kWh/año	%
Generación sistema solar	45.453.236	14,8 %
Turbinas Eólicas 1,5MW	201.594.329	65,7 %
G1-14300	17.754.416	5,8 %
G2-14300	0	0,0 %
G3-9600	17.047.340	5,6 %
G4-9600	7.884.883	2,6 %
G5-2800	8.243.996	2,7 %
G6-2800	5.356.419	1,7 %
G7-2800	2.625.520	0,9 %
G8-2800	658.805	0,2 %
G9-2800	0	0,0 %
G10-2800	0	0,0 %
Total	306.618.944	100,0 %

Tabla 5.17: Consolidado de Consumos construido por HOMER Pro

Consumo	kWh/año	%
AC Carga Primaria	0	0,0 %
DC Carga Secundaria	0	0,0 %
Deferrable Load	199.971.603	100,0 %
Total	199.971.603	100,0 %

Tabla 5.18: Cantidad de Energía atendida, no atendida y Almacenada

Cantidad	kWh/año	%
Exceso de electricidad	106.647.341	34,8 %
Carga Eléctrica no Atendida	0	0,0 %
Capacidad de Almacenamiento	0	0,0 %

Como se puede apreciar en la figura 5.10 y en la tabla 5.16, la micro-red estaría conformada por:

- Paneles Solares fotovoltaicos con una capacidad instalada: 27.132 [kW]
- Treinta y tres (33) Turbinas Eólicas de 1.500 [kW] cada una, es decir, una capacidad instalada de 49.500 [kW].
- Un (1) generador diésel de 14.300 [kW], dos (2) generadores diésel de 9.600 [kW] y cuatro (4) generadores diésel de 2.800 [kW].

Con base en lo anterior, la utilización de los generadores diésel fue reducida, ya que de 10 generadores que tenían disponibles para esta configuración, fueron utilizados siete. Adicional, de la energía producida en el año, los generadores eólicos produjeron el 65.7 % de la energía requerida, seguidos por los paneles solares con un 14,8 % y los restantes 19,5 % están repartidos en los 7 generadores diésel, siendo los que más aportan: un generador de 9.600 kW el cual aporta el 5,56 % de la energía generada, el otro generador de 9.600 kW el cual aporta 2,57 % y un generador de 2.800 kW el cual aporta el 2,69 %. Los restantes 4 generadores aportan menos del 2 % del total producido en el año.

Para este escenario a diferencia de los casos descritos en los dos capítulos anteriores 5.2.1 y 5.2.2, no se tiene límite de potencia para la generación diésel como si ocurrió por la utilización del *Autosize Genset*. Adicional, como es posible apreciar en la figura 5.10, HOMER Pro arrojó una alerta de estabilidad por la no incorporación de sistemas de almacenamiento

a la micro-red diseñada.

Al igual que en las dos configuraciones anteriores, la gráfica de la producción de energía de la micro-red a lo largo del año, fue construida y es mostrada en la siguiente figura 5.11:

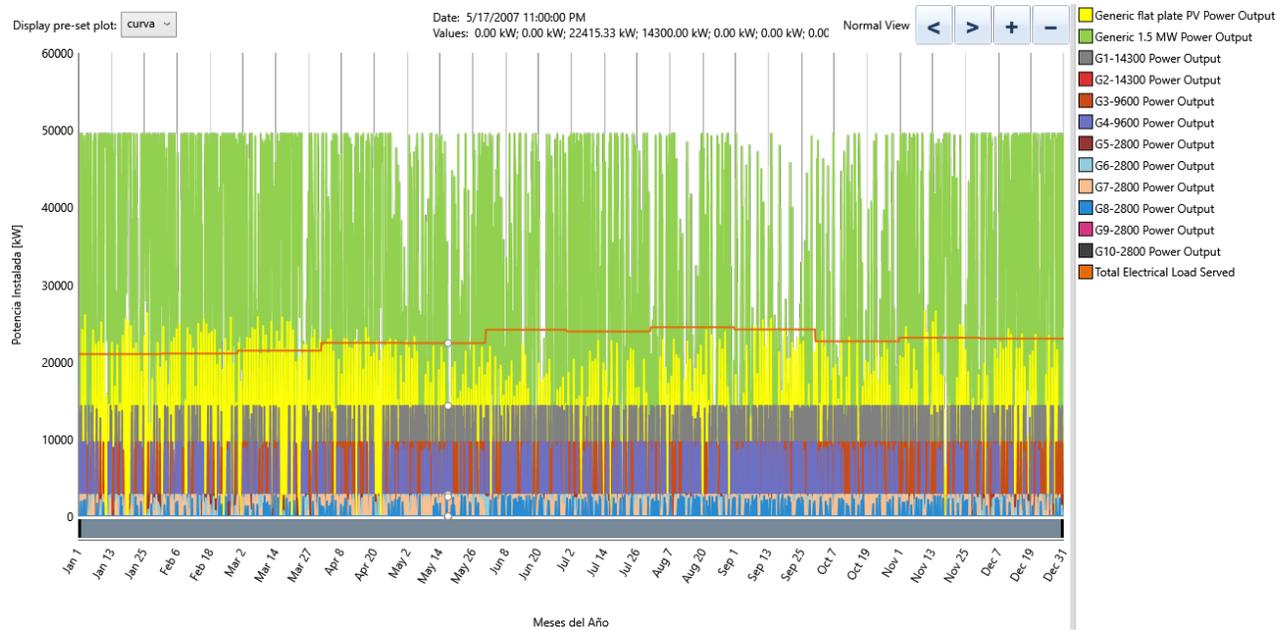


Figura 5.11: Gráfica de Producción de energía de la micro-red, realizada en HOMER Pro

Para este escenario, el color verde representa las turbinas eólicas, el color amarillo los paneles solares y los demás juegos de colores representan las 10 unidades diésel de la isla. Como es posible apreciar en la figura 5.11, no se evidencian eventos de carga no atendida y son corroborados los resultados obtenidos en la tabla 5.18, en la cual se indica que fue cero el valor de la carga no atendida. Con base en lo anterior, a pesar de que este escenario no contempla la incorporación de baterías a la micro-red, el sistema es capaz de abastecer la demanda a lo largo del año, por contar con suficientes unidades diésel para tal requerimiento.

De igual forma, al ser realizado un análisis detallado a la figura 5.11, es posible evidenciar que para el día 01 de septiembre, la generación de los paneles solares y las turbinas eólicas fue cero, de tal manera que, aproximadamente 5 unidades diésel suministraron esa energía faltante, tal y como, es posible apreciarlo en la figura 5.12:

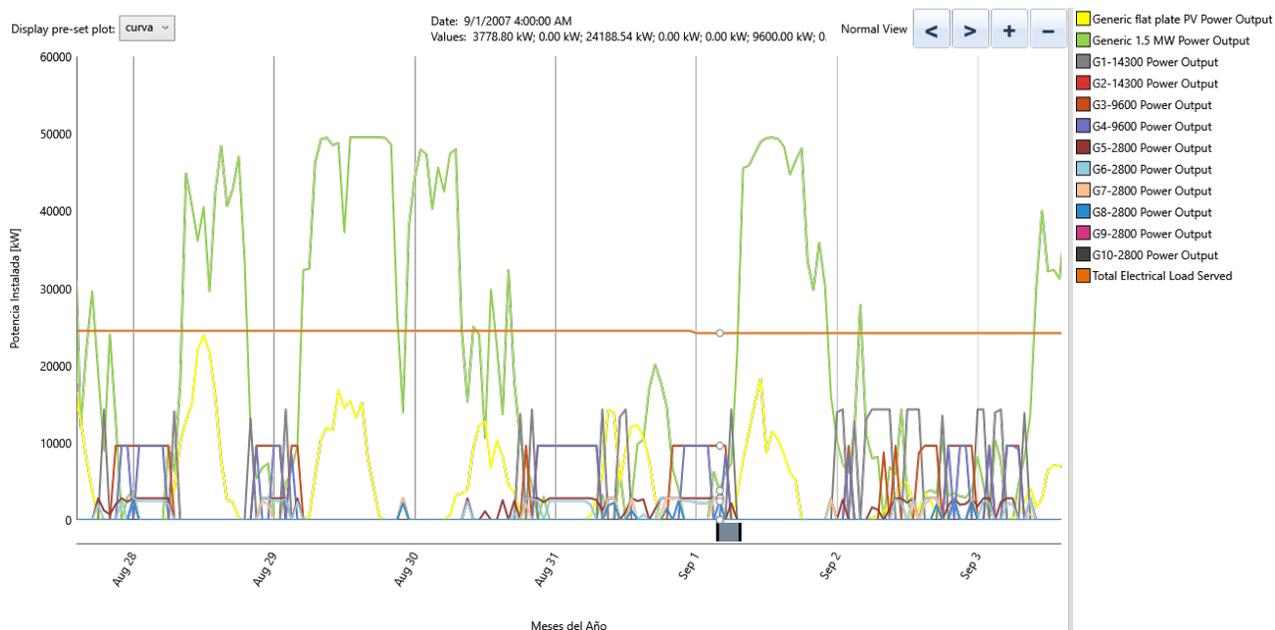


Figura 5.12: Gráfica de Producción de energía de la micro-red, realizada en HOMER Pro

- **Análisis de Emisiones de Gases Efecto Invernadero:** Para la configuración seleccionada, la emisión de gases de efecto invernadero fue analizada y los resultados arrojados por HOMER Pro se muestran en la tabla 5.19:

Tabla 5.19: Emisiones de gases para la configuración seleccionada en HOMER Pro

CANTIDAD	Valores	Unidades
Dióxido de Carbono	41.515.369	kg/año
Monóxido de Carbono	235.332	kg/año
Hidrocarburos No Quemados	11.408	kg/año
Material Particulado	1.622	kg/año
Dióxido de Azufre	101.561	kg/año
Oxido de Nitrógeno	35.522	kg/año

Esta información será comparada más adelante con la que arroje el programa RetScreen con el fin de evaluar el impacto ambiental logrado en la isla con la implementación de la micro-red propuesta.

5.2.4. Micro-red con Baterías y con el modelamiento de cada unidad diésel

Para este escenario a diferencia del anterior, las baterías fueron incorporadas a la Micro-red. Por lo anterior, el modelo SAGM 12 205, marca Trojan de 12V y de 205Ah fue escogido. La optimización y el análisis de sensibilidad de la micro-red en HOMER PRO tomó alrededor de 7 horas en compilar debido a la gran cantidad de recursos y los diferentes escenarios evaluados. Los resultados son mostrados en la siguiente figura:

The image shows two screenshots from the HOMER Pro software interface. The top screenshot displays the 'Sensitivity Cases' table, and the bottom screenshot displays the 'Optimization Results' table.

Sensitivity Cases Table:

Sensitivity		Architecture											
Diesel Fuel Price (\$/L)	Wind Scaled Average (m/s)	PV (kW)	G1500	G1-14300 (kW)	G2-14300 (kW)	G3-9600 (kW)	G4-9600 (kW)	G5-2800 (kW)	G6-2800 (kW)	G7-2800 (kW)	G8-2800 (kW)	G9-2800 (kW)	G10-2800 (kW)
0.519	6.81	49,517	31	14,300	14,300	9,600	9,600	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800
0.519	8.00	30,416	30	14,300	14,300	9,600	9,600	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800
1.04	6.81	60,548	36	14,300	14,300	9,600	9,600	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800
1.04	8.00	42,260	34	14,300	14,300	9,600	9,600	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800

Optimization Results Table:

Architecture													
PV (kW)	G1500	G1-1430 (kW)	G2-1430 (kW)	G3-9600 (kW)	G4-9600 (kW)	G5-2800 (kW)	G6-2800 (kW)	G7-2800 (kW)	G8-2800 (kW)	G9-2800 (kW)	G10-2800 (kW)	G11-2800 (kW)	G12-2800 (kW)
30,416	30	14,300	14,300	9,600	9,600	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800
41	41	14,300	14,300	9,600	9,600	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800
27,132	33	14,300	14,300	9,600	9,600	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800
40	40	14,300	14,300	9,600	9,600	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800
124,814	124,814	14,300	14,300	9,600	9,600	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800
65,609	65,609	14,300	14,300	9,600	9,600	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800

Figura 5.13: Resultados de la Optimización realizada por HOMER Pro

Al igual que en los otros 3 escenarios evaluados, el caso base de velocidad del viento de 8 [m/s] y de precio del combustible de 0.519 [USD/L] fueron seleccionados y el resultado de la producción de energía se muestra a continuación:

Tabla 5.20: Tabla de producción de energía arrojada por HOMER Pro

Producción	kWh/año	%
Generación sistema solar	50.955.450	19,3 %
Turbinas Eólicas 1,5MW	183.267.572	69,4 %
G1-14300	8.341.627	3,2 %
G2-14300	0	0,0 %
G3-9600	8.660.164	3,3 %
G4-9600	4.648.376	1,8 %
G5-2800	3.923.233	1,5 %
G6-2800	2.610.380	1,0 %
G7-2800	1.225.697	0,5 %
G8-2800	321.400	0,1 %
G9-2800	0	0,0 %
G10-2800	0	0,0 %
Total	263.953.899	100,0 %

Tabla 5.21: Consolidado de Consumos construido por HOMER Pro

Consumo	kWh/año	%
AC Carga Primaria	0	0,0 %
DC Carga Secundaria	0	0,0 %
Deferrable Load	199.971.603	100,0 %
Total	199.971.603	100,0 %

Tabla 5.22: Cantidad de Energía atendida, no atendida y Almacenada

Cantidad	kWh/año	%
Exceso de electricidad	54.474.067	20,6 %
Carga Eléctrica no Atendida	0	0,0 %
Capacidad de Almacenamiento	0	0,0 %

Como se puede apreciar en las figuras **5.13** y la tabla **5.20**, la micro-red estaría conformada por:

- Paneles Solares fotovoltaicos con una capacidad instalada: 30.416 [kW]
- Treinta (30) Turbinas Eólicas de 1.500 [kW] cada una, es decir, una capacidad instalada de 45.000 [kW].
- Ochenta y siete mil cuatrocientos sesenta (87.460) unidades de Baterías solares de plomo ácido de 12 [V], 205[Ah].

- Un (1) generador diésel de 14.300 [kW], dos (2) generadores diésel de 9.600 [kW] y cuatro (4) generadores diésel de 2.800 [kW].

Como se puede apreciar en la tabla 5.20 para esta configuración de la micro-red, las turbinas eólicas producen el 69,4% de la energía eléctrica en el año, los paneles solares fotovoltaicos producen el 19,3% y la restante 11,3% es asumido por 7 de las 10 unidades de generación diésel. De estas 7 unidades diésel, las que más aportan son una unidad de 14.300 [kW] con una participación del 3,16% y una unidad de 9.600 [kW] con una participación del 3,28%. Las 5 unidades restantes tienen una participación inferior al 2%, logrando que se disminuya la utilización de combustibles fósiles en la isla en cerca de un 80%.

Para esta configuración y tal y como se puede apreciar en la figura 5.13, HOMER Pro no arrojó advertencias de posibles problemas de estabilidad en la micro-red diseñada debido a que se incorporaron baterías en la misma.

De igual forma a las otras 3 configuraciones analizadas, la gráfica de producción de energía fue construida y es mostrada en la siguiente figura 5.14:

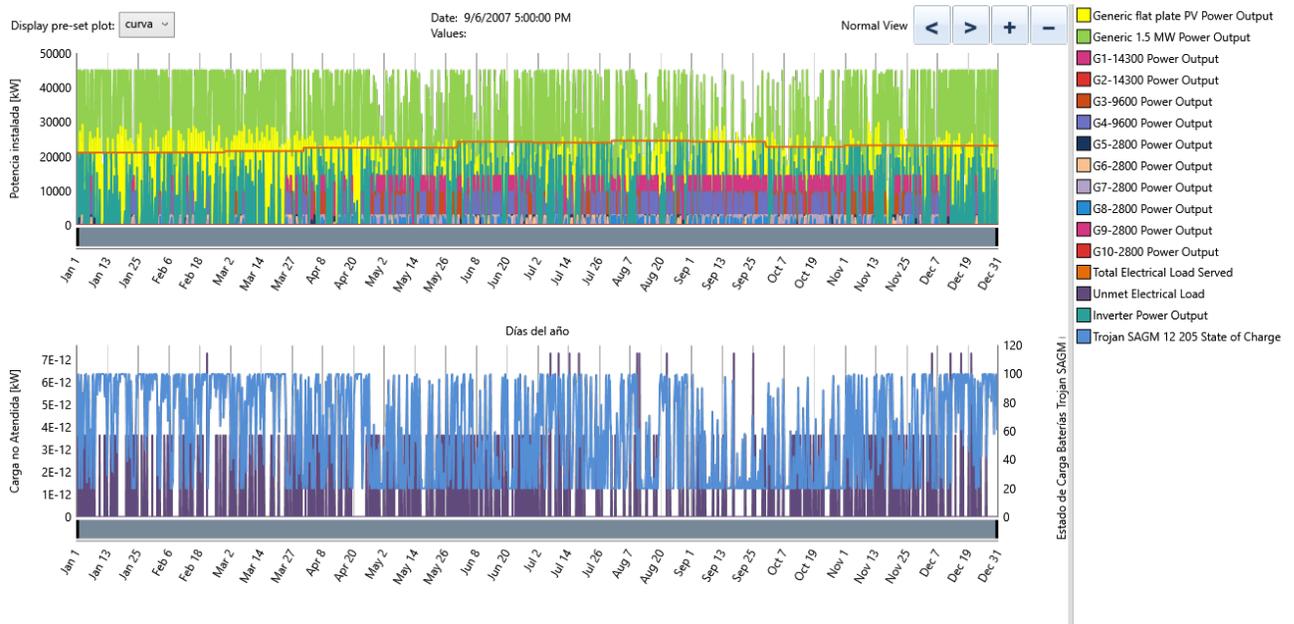


Figura 5.14: Gráfica de la producción de energía por la micro-red, realizada en HOMER Pro

En la gráfica superior de la figura 5.14, es posible observar en color verde la potencia de las turbinas eólicas, en color amarillo la potencia de los paneles solares, en aguamarina la potencia entregada por el inversor, y en la demás gama de colores, es posible observar la

potencia entregada por las 10 unidades diésel. En la gráfica inferior, es posible observar en color morado la carga no atendida y en color azul el estado de carga de las baterías seleccionadas.

Como es posible apreciar en la gráfica inferior de la figura 5.14, la potencia no atendida es prácticamente cero, y en los días en los que las baterías no pudieron suplir la energía que debían entregar los recursos renovables, esta fue asumida por los generadores diésel.

De todo el año analizado, fue escogido al igual que en los demás escenarios estudiados un día en particular para ver el comportamiento de cada recurso de la micro-red. El día seleccionado fue el 01 de septiembre y el detalle de ese día es mostrado en la siguiente figura 5.15:

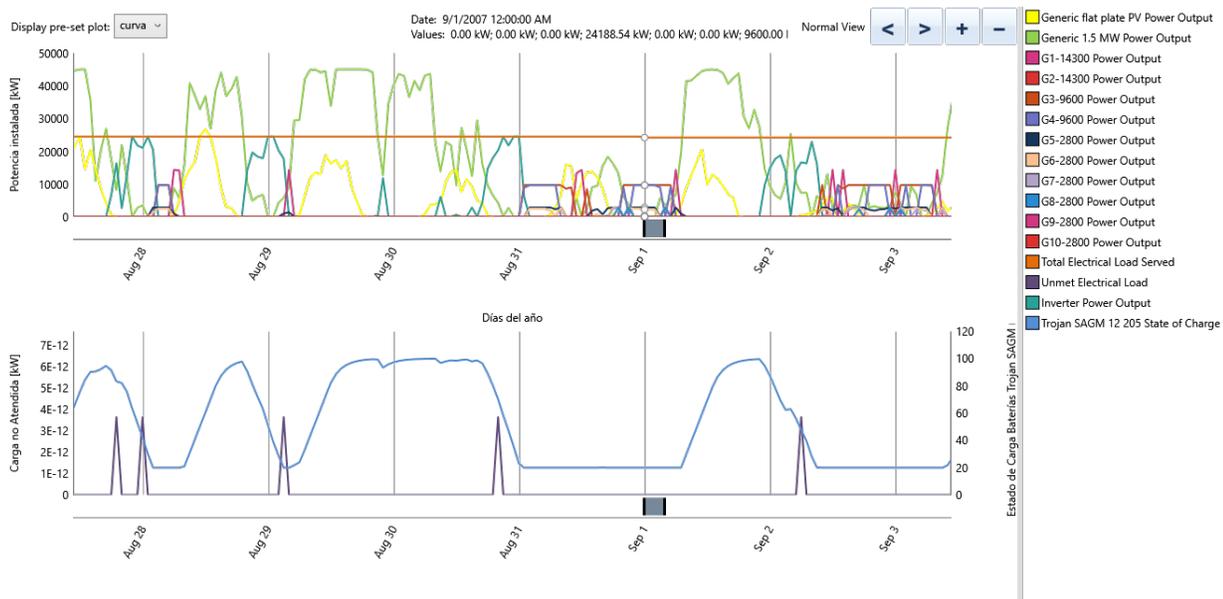


Figura 5.15: Gráfica detallada de la producción de energía de la micro-red, realizada en HOMER Pro

Para el día seleccionado es posible identificar que la producción de energía de los paneles solares y la turbina eólica es cero y las baterías se encuentran descargadas, por lo tanto, la demanda es atendida por 5 unidades diésel de las 10 disponibles. Con base en lo anterior, con esta configuración es posible atender la demanda de la isla en todo el año.

- **Análisis de Emisiones de Gases Efecto Invernadero:** Para la configuración seleccionada, la emisión de gases de efecto invernadero fue analizada y los resultados arrojados por HOMER Pro se muestran en la tabla 5.23:

Tabla 5.23: Emisiones de gases para la configuración seleccionada en HOMER Pro

CANTIDAD	Valores	Unidades
Dióxido de Carbono	20.690.060	kg/año
Monóxido de Carbono	116.869	kg/año
Hidrocarburos No Quemados	5.685	kg/año
Material Particulado	813	kg/año
Dióxido de Azufre	50.613	kg/año
Oxido de Nitrógeno	17.817	kg/año

Esta información será comparada más adelante con la que arroje el programa RetScreen con el fin de evaluar el impacto ambiental logrado en la isla con la implementación de la micro-red propuesta.

5.2.5. Consolidado y Análisis de Resultados eléctricos obtenidos en HOMER Pro

De acuerdo con las diferentes de configuraciones de la Micro-red diseñadas en el programa HOMER Pro, tal y como, fue indicado en los capítulos 5.2.1, 5.2.2, 5.2.3 y 5.2.4 y teniendo en cuenta los equipos seleccionados para conformar la micro-red como fue indicado en el Capítulo 5.1 del presente documento, fue elaborada una tabla con el consolidado de resultados obtenidos para cada configuración estudiada, con el fin de comparar todos los escenarios evaluados y establecer la mejor configuración para la micro-red a implementar en la isla de San Andrés. La capacidad y número de unidades de cada recurso que conforma la micro-red se muestran en la siguiente tabla **5.24**:

Tabla 5.24: Consolidado de las configuraciones de la Micro-red propuesta para la isla de San Andrés

Configuración Micro-red	Paneles Solares [unidades]	Potencia Solar [kW]	Turbinas Eólicas [Unidades]	Potencia Eólica [kW]	Baterías solares [Unidades]	Autosize Genset [kW]
1. Sin Baterías y Autosize Genset	81.936	38.510	40	60.000	0	25.000
2.1 Con Baterías y Autosize Genset - Caso 1	108.179	50.844	38	57.000	164.608	0
2.2 Con Baterías y Autosize Genset - Caso 2	103.723	48.750	36	54.000	139.459	25.000
3. Sin Baterías y 10 unidades Generación diésel	57.728	27.132	33	49.500	0	N/A
4. Con Baterías y 10 unidades Generación diésel	64.715	30.416	30	45.000	87.460	N/A

El consolidado de resultados de la producción de energía para cada generador diésel, en el caso en el que aplique, son mostrados en la siguiente tabla **5.25**:

Tabla 5.25: Consolidado de las configuraciones de la Micro-red propuesta para la isla de San Andrés

Configuración Micro-red	G1 14.300kW [kWh/año]	G2 14.300kW [kWh/año]	G3 9600kW [kWh/año]	G4 9600kW [kWh/año]	G5 2800kW [kWh/año]	G6 2800kW [kWh/año]	G7 2800kW [kWh/año]	G8 2800kW [kWh/año]	G9 2800kW [kWh/año]	G10 2800kW [kWh/año]
1. Sin Baterías y Autosize Genset	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
2.1 Con Baterías y Autosize Genset - Caso 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2 Con Baterías y Autosize Genset - Caso 2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
3. Sin Baterías y 10 unidades Generación diésel	17.754.416	0	17.047.340	7.884.883	8.243.996	5.356.419	2.625.520	658.805	0	0
4. Con Baterías y 10 unidades Generación diésel	8.341.627	0	8.660.164	4.648.376	3.923.233	2.610.380	1.225.697	321.400	0	0

Los valores de carga no atendida en los diferentes escenarios evaluados son mostrados a continuación en la siguiente tabla **5.26**:

Tabla 5.26: Consolidado de Carga No Atendida por cada Configuración de la Micro-red diseñada

Configuración Micro-red	Carga No Atendida [kWh/año]
1. Sin Baterías y Autosize Genset	0
2.1 Con Baterías y Autosize Genset - Caso 1	10.138.333
2.2 Con Baterías y Autosize Genset - Caso 2	0
3. Sin Baterías y 10 unidades Generación diésel	0
4. Con Baterías y 10 unidades Generación diésel	0

Adicional a los resultados mostrados anteriormente, un análisis económico fue llevado a cabo, utilizando los resultados económicos que arroja el programa HOMER Pro y los cuales se resumen en la siguiente tabla **5.27**:

Tabla 5.27: Resumen indicadores económicos calculados por HOMER Pro

Configuración Micro-red	Capital Inicial [USD]	VPN [USD]	LCOE [USD/kWh]	Costo Operativo [USD/año]
1. Sin Baterías y Autosize Genset	USD 206.846.228	USD 520.673.898	0,204	USD 24.549.710
2.1 Con Baterías y Autosize Genset - Caso 1	USD 212.602.514	USD 319.739.000	0,1318	USD 8.380.937
2.2 Con Baterías y Autosize Genset - Caso 2	USD 261.261.937	USD 402.098.600	0,1573	USD 11.017.190
3. Sin Baterías y 10 unidades Generación diésel	USD 273.750.615	USD 477.897.561	0,1869	USD 15.969.750
4. Con Baterías y 10 unidades Generación diésel	USD 304.418.825	USD 440.814.300	0,1724	USD 10.669.770

De los resultados obtenidos para los diferentes escenarios evaluados y mostrados en las tablas **5.24**, **5.25**, **5.26** y **5.27**, fue evidenciado que para las configuraciones 1 y 3, en las cuales no se incluyeron baterías y tuvieron una alta penetración de energías renovables en el sistema eléctrico, arrojaron alerta por posibles problemas de estabilidad en la micro-red diseñada, tal y como, fue mencionado en el Capítulo 3.3 que podía ocurrir.

Con base en lo anterior, los posibles mejores escenarios serían la configuración 2.1, 2.2 y 4 debido a que no presentaron alertas por problemas de estabilidad. Pero la configuración 2.1 tuvo una alta cantidad de energía no cubierta en el año, tal y como, fue mostrado en la tabla **5.26**, por lo tanto, esta configuración también fue descartada, mientras que las dos restantes no presentaron carga no atendida a lo largo del año.

La configuración 2.2 al incorporar un bloque de generación diésel mediante el *Autosize Genset* tendría la limitante de potencia como fue descrita en el capítulo 5.2.1. Para el caso 4, al dimensionar en la micro-red cada una de las 10 unidades diésel con las que cuenta el sistema eléctrico de la isla de San Andrés, es evidenciada la disminución en la utilización de cada generador por la incorporación al sistema de los paneles solares y las turbinas eólicas. De hecho, tres generadores no produjeron energía en todo el año, mostrando el ahorro en la utilización de combustibles fósiles.

Con respecto a los indicadores financieros mostrados en la tabla **5.27**, entre la configuración 2.2 y la configuración 4, esta última presentó el valor de VPN más alto y costos operativos más bajos, pero presentó una inversión inicial un 9,6 % más costosa que la configuración 2.2. Presentó el Levized Cost of Energy (LCOE) más alto que la configuración 2.2,

pero apenas con una diferencia del 9,6 %. Por consiguiente, y teniendo en cuenta que con la configuración 4 podría ser analizado al detalle la generación diésel a incorporar y ser observado su comportamiento en la micro-red diseñada, la configuración 4 sería la más óptima, además, por presentar un VPN más alto y costos operativos inferiores.

5.2.6. Consolidado y Análisis de Resultados de Emisión de Gases Efecto Invernadero obtenidos en HOMER PRO

De igual forma, para los parámetros de emisión de gases de efecto invernadero fue elaborada una tabla con el consolidado de los resultados obtenidos para cada una de las configuraciones de la micro-red diseñada, tal y como, es mostrado a continuación:

Tabla 5.28: Consolidado de emisión de gases para cada configuración de la micro-red propuesta para la isla de San Andrés

Configuración Micro-red	Dioxido de carbono [kg/año]	Monoxido de carbono [kg/año]	Hidrocarburos no Quemados [kg/año]	Material particulado [kg/año]	Dioxido de Azufre [kg/año]	Oxido de Nitrógeno [kg/año]
1. Sin Baterías y Autosize Genset	35.072.612	221.078	9.647	1.340	85.885	207.680
2.1 Con Baterías y Autosize Genset	0	0	0	0	0	0
2.2 Con Baterías y Autosize Genset	7.565.279	47.687	2.081	289	18.526	44.797
3. Sin Baterías y 10 unidades Generación diésel	41.515.369	235.332	11.408	1.622	101.561	35.522
4. Con Baterías y 10 unidades Generación diésel	20.690.060	116.869	5.685	813	50.613	17.817

Como se puede apreciar en la tabla **5.28**, el mejor escenario fue el de la configuración 2.1, en el cual, al no existir generación diésel no se presentaron emisiones de gases de efecto invernadero, pero como fue mencionado en el Capítulo 5.2.5, esta opción fue descartada.

El siguiente escenario más favorable fue la configuración 2.2, presentando los segundos valores más bajos por cada tipo de gas analizado, pero esta configuración presentó el problema de la limitante de 25.000 [kW] en la generación diésel al simularla como un bloque de generación, tal y como, fue explicado en el Capítulo 5.2.1.

La configuración 4 presentó el tercer resultado de emisión de gases GEI más bajo, no presentó alertas por estabilidad en el sistema y no cuenta con limitantes de potencia en la

generación diésel, por lo tanto, es la mejor configuración de las 5 analizadas.

5.3. Micro-red Seleccionada

Teniendo en cuenta los resultados consolidados y analizados en el Capítulo 5.2.5 y en el Capítulo 5.2.6, la micro-red a implementar en la isla de San Andrés estaría conformada por los siguientes recursos:

- Sesenta y cuatro mil setecientos quince (64.715) unidades de paneles solares fotovoltaicos, cada uno de 470 [Wp], con una capacidad total instalada de 30.416 [kW].
- Treinta (30) turbinas eólicas de 1.500 [kW] cada una, es decir, una capacidad instalada de 45.000 [kW].
- Ochenta y siete mil cuatrocientos sesenta (87.460) unidades de Baterías solares de plomo ácido de 12 [V], 205 [Ah].
- Un (1) generador diésel de 14.300 [kW], dos (2) generadores diésel de 9.600 [kW] y cuatro (4) generadores diésel de 2.800 [kW].

El diagrama uninodal de la micro-red diseñada es mostrado en la siguiente figura 5.16:

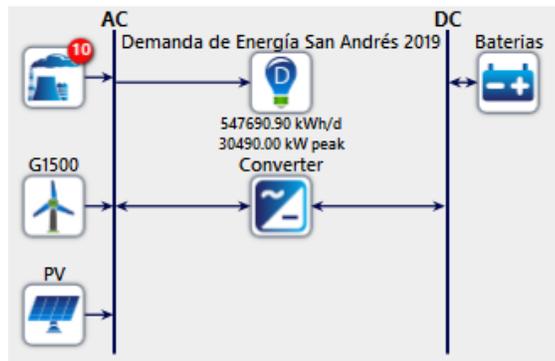


Figura 5.16: Diagrama Uninodal de la Micro-red modelada, con baterías y modelando cada unidad de generación diésel

A partir de los equipos seleccionados, fue estimado el número de inversores teniendo en cuenta lo indicado en el Capítulo 3.3, para cada caso evaluado. Para realizar lo anterior, fue utilizado el programa PVSOL Premium, a partir del cual, fue ingresada la capacidad del sistema fotovoltaico a implementar en la isla y con base en esa potencia pico, fueron seleccionados

los inversores. En estos inversores fueron realizadas las configuraciones que garantizarán que la tensión en la entrada de cada equipo fuera la suficiente para iniciar su operación y de igual forma, que la corriente mínima fuera la indicada para su funcionamiento, teniendo en cuenta los efectos que causan las altas temperaturas en los módulos solares fotovoltaicos.

Por lo anterior, los inversores marca Sungrow Power Supply Co. Ltd fueron seleccionados, en los siguientes modelos y cantidades:

- Doscientos once (211) inversores modelo SG110CX de 110 [kW].
- Un (1) inversor modelo SG 80KTL de 80 [kW].

Cada inversor, será conectado de acuerdo con la siguiente figura 5.17:

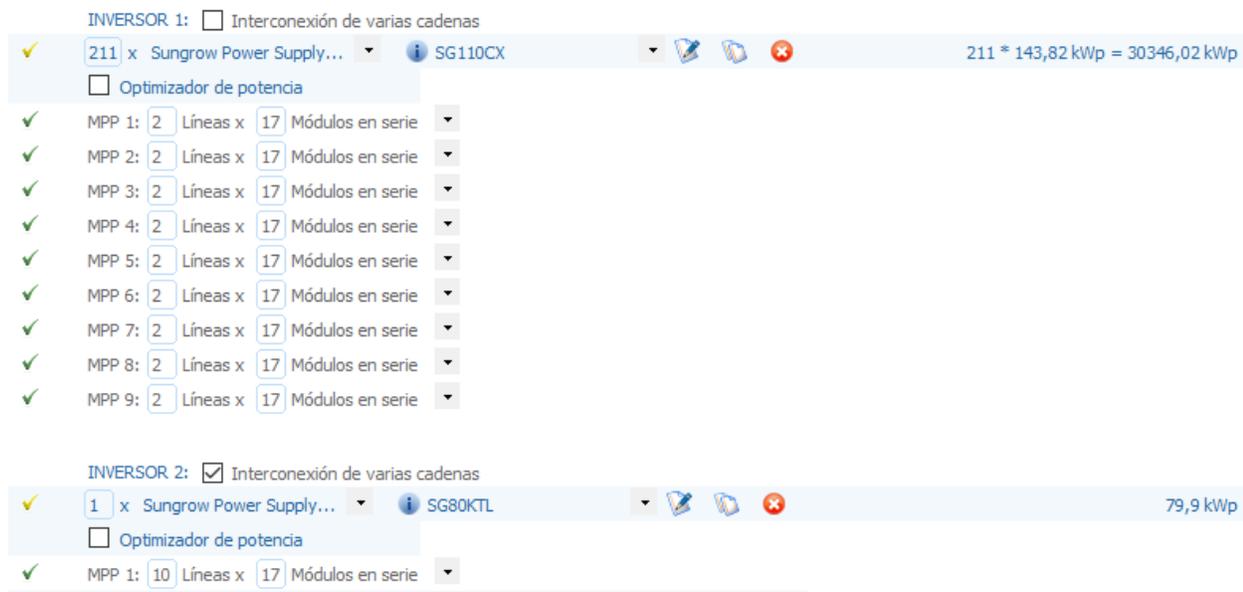


Figura 5.17: Interfaz de PVSOL Premium con el esquema de conexión de los inversores marca Sungrow Power Supply

5.4. Resultados de la optimización del sistema en GAMS

5.4.1. Reemplazo de Valores en el programa GAMS

Una vez establecido el modelo, tal y como fue descrito en el Capítulo 3.1, los valores fueron reemplazados en cada una de las ecuaciones descritas en dicho Capítulo, para lo cual fue

utilizado como caso base, el caso descrito en el capítulo 3.3.1 y cuyo resultado de simulación se encuentra explicado detalladamente en el Capítulo 5.2.1 del presente documento.

Los costos estimados de cada recurso a incorporar en la micro-red serán reemplazados por los valores indicados en el Capítulo 3.2.1. Para los valores de energía requeridos en la ecuación 3.1 y el valor de P_{de-min} de la ecuación 3.5, fueron revisados y tomados como referencia los datos arrojados por HOMER Pro. Por lo anterior, El valor de energía anual producido por cada recurso fue establecido.

De acuerdo con lo anterior, los valores de las ecuaciones 3.1, 3.4 y 3.5 quedarán de la siguiente forma:

Tabla 5.29: Valores de la función Objetivo

Índice[i]	Recurso	C_{CPi} [USD/kW]	C_{OMi} [USD/kW]	C_{CHi} [USD/kW]	P_{DGi} [kW]	C_{FU_i} [USD/kWh]	C_{EN_i} [USD/kWh]	E_{DG_i} [kWh]
1	Solar	1284	18,3	1284	39.321	0	0	77.141.842
2	Eólico	1590	33,0	1590	60.000	0	0	244.356.763
3	Diésel	2480	49,6	2480	66.940	0,139	0,0007879	51.452.667
4	Baterías	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Para los valores de la Restricción descrita en la ecuación 3.4, fue establecida una variable nombrada como *Delta de Potencia* (D_p), la cual realiza la resta entre la potencia del recurso i disponible y el potencia demandada por la isla. Si su valor es positivo, indica que existe un exceso de energía y si su valor es negativo, indica que existe déficit de energía en el sistema.

Para la ecuación 3.5 los valores mínimos y máximos del modelo fueron ingresados con base en los resultados obtenidos en el Capítulo 5.2.1. Para el caso del valor mínimo de la generación diésel, le correspondió un valor de 6.250 [kW] y para el caso de la potencia nominal del grupo diésel ($P_{de-rate}$) el correspondió la potencia total instalada en la isla de San Andrés para el año 2019.

$$\begin{cases} 0 \leq P_{wt} \leq 60.000[kW] \\ 0 \leq P_{pv} \leq 39.321[kW] \\ 6.250[kW] \leq P_{de} \leq 66.940[kW] \end{cases} \quad (5.1)$$

Una vez definidos los valores de cada variable de la función objetivo y sus respectivas restricciones, estos fueron cargados en el programa GAMS, tal y como, se muestra a continuación:

```

set
i recursos 1 Fotovoltaica 2 Eolica 3 Diesel /1,2,3/;

parameters
CCPS(i) Costos de Inversion inicial [USD-kW]
/1 1284
2 1590
3 2480/;

parameters
COM(i) Costo de operacion y Mcto [USD\kW]
/1 18.3
2 33
3 49.6/;

parameters
CCH(i) Costos de Reemplazo [USD\kW]
/1 1284
2 1590
3 2480/;

parameters
CFU(i) Costo de combustible [USD\kWh]
/1 0
2 0
3 0.139/;

```

Figura 5.18: Interfaz de GAMS para el ingreso de las variables de la función Objetivo

```

variables
Pg(i) Capacidad instalada por fuente i
Dp Delta de potencia
Z Costos totales
positive variable Pg,Dp
free variable Z
;

equations
FO
R1 Restriccion de Balance de energia
R2(i) Restriccion de salida de potencia MX
R3(i) Restriccion de salida de potencia MN;

FO..Z=e=sum((i),((CCPS(i)+COM(i)+CCH(i))*Pg(i))+((CFU(i)+CEN(i))*EDG(i)));
R1..Dp=e=sum(i),Pg(i)-Pd);
R2(i)..Pg(i)=l=MX(i);
R3(i)..Pg(i)=g=MN(i);

MODEL CODIGO/all/;
OPTION LP=CPLEX;
CODIGO.DICTFILE=4;
CODIGO.OPTFILE=1;
SOLVE CODIGO USING LP minimizing Z;
Display Pg.L,Dp.L;

```

Figura 5.19: Interfaz de GAMS para la implementación de la función Objetivo con sus respectivas restricciones

5.4.2. Resultados Obtenidos en GAMS

AL ser ejecutado el compilador del programa GAMS incluyendo cada uno de los valores descritos en la tabla 5.29 del Capítulo 5.4.1, para la función objetivo definida con sus respectivas restricciones, el resultado de la minimización de costos de dicha función, es mostrado a continuación:

$$C_{anual} = \text{USD } 287.671.850 \quad (5.2)$$

El valor mostrado anteriormente indica el costo de implementar la micro-red, incluyendo 64.715 paneles solares fotovoltaicos de 470 [Wp] y 30 turbinas de 1.500 [kW], en el sistema eléctrico de la isla de San Andrés, el cual, cuenta con 10 unidades diésel en operación. Este costo anual en dólares americanos incluye costos de inversión, costos de operación y mantenimiento, costos de reemplazo y los costos externos referentes a costos de combustible y costos ambientales por la generación diésel que se tiene en la isla.

Adicional a lo anterior, el valor de potencia de cada recurso a incorporar que arrojó el programa GAMS, fue resumido en la siguiente tabla **5.30**:

Tabla 5.30: Potencia de cada recurso a incorporar en la Micro-red calculado por GAMS

Recurso de la micro-red [i]	Potencia [kW]
Arreglo de paneles solares fotovoltaicos	39.321
Turbinas eólicas	45.899
Generación diésel	6.250

Los anteriores valores indican la capacidad que habría que instalar para cada recurso que conforma la micro-red diseñada y con los cuales se logra los costos anuales sean los mínimos.

5.4.3. Comparación de Resultados Obtenidos en GAMS con los de HOMER Pro

Los valores consolidados en la tabla **5.30**, fueron comparados con los resultados obtenidos mediante la optimización de HOMER Pro a partir del asistente de configuración (*Setup Assistant*) descritos en el Capítulo 5.2.1 y son mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 5.31: Comparación de los valores obtenidos en GAMS con los obtenidos en HOMER Pro

Recursos de la micro-red [i]	Potencia obtenida en GAMS [kW]	Potencia obtenida en HOMER Pro [kW]	Diferencia [%]
Arreglo de paneles solares fotovoltaicos	39.321	39.321	0 %
Turbinas eólicas	45.899	60.000	-24 %
Generación diésel	6.250	25.000	-75 %

Como se puede apreciar en la tabla **5.31**, al minimizar la función de costos establecida en la ecuación 3.1 en el Capítulo 3.1.1, GAMS estableció el máximo valor de potencia disponible para el arreglo de paneles solares, por ser la tecnología más económica de las 3 analizadas. Para la generación diésel, por ser la más costosa de los recursos, le fue establecido el valor más bajo disponible. Con relación a las turbinas eólicas, GAMS calculó el valor óptimo de las 60.000 [kW] que había disponibles con el fin de que minimizará los costos totales analizados, estableciendo un valor de 45.899 [kW]. Por lo tanto, mediante GAMS fueron corroborados los valores obtenidos en HOMER Pro y mediante GAMS fueron establecidos los valores de potencia de cada recurso que conforman la micro-red y con el cual, se atendería la demanda de la isla, minimizando los costos anuales en los que se incurrirían.

5.5. Resultados obtenidos en ETAP

De acuerdo con lo indicado en el Capítulo 3.4 y en los resultados obtenidos en el Capítulo 5.3, el nuevo diagrama unifilar del sistema eléctrico de la isla de San Andrés, es descrito a continuación:

5.5.1. Modelamiento de la Micro-red diseñada en ETAP

A partir del sistema eléctrico construido en la figura **3.12**, fue adicionado en él, la micro-red diseñada y seleccionada en el Capítulo 5.3 con el fin de disminuir la utilización de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica. El alcance del presente trabajo no contempla la ubicación óptima para instalar recursos renovables en una red de distribución, por lo tanto, se seleccionó por criterio de diseño el *Bus1* como el indicado para conectar en él la granja solar fotovoltaica y el *Bus5* para conectar el parque eólico.

Para la implementación de la micro-red en el sistema eléctrico de la isla es necesario la construcción de una subestación elevadora, con el fin de aumentar el voltaje de los inversores de la granja solar al nivel de tensión que se tiene en el *Bus1*, el cual es 13,2 [kV]. De igual forma, se tiene que aumentar el voltaje del parque eólico al nivel de tensión del *Bus5*, el cual es de 34,5 [kV]. Para lograr lo anterior, son requeridos transformadores; uno 33 [MVA] para la granja solar y dos transformadores de 50 [MVA] para el parque eólico con el fin de primero, aumentar el nivel de tensión de 0,690 [kV] (voltaje generador por los aerogeneradores) a 13,2 [kV] en cada aerogenerador y finalmente, el segundo transformador para aumentar el nivel de tensión al 34,5 [kV] (nivel de tensión del *Bus5*). Con base en lo anterior, en la siguiente figura **5.20** es posible apreciar los recursos solar y eólico que se incorporarán en el sistema eléctrico de la isla de San Andrés:

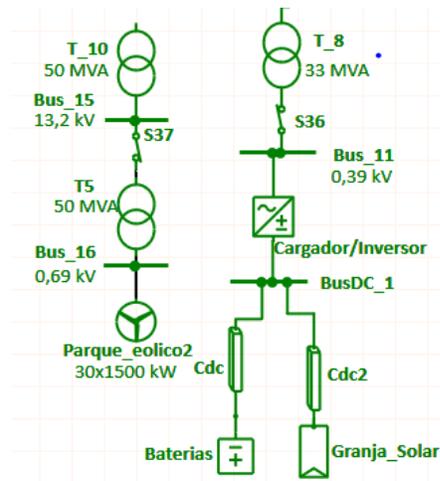


Figura 5.20: Diagrama unifilar esquemático de los recursos renovables a incorporar en el sistema eléctrico de la isla de San Andrés

Incorporando el anterior esquema al sistema eléctrico de la isla construido en el Capítulo 3.4, en la figura 3.12, se obtiene el siguiente diagrama unifilar:

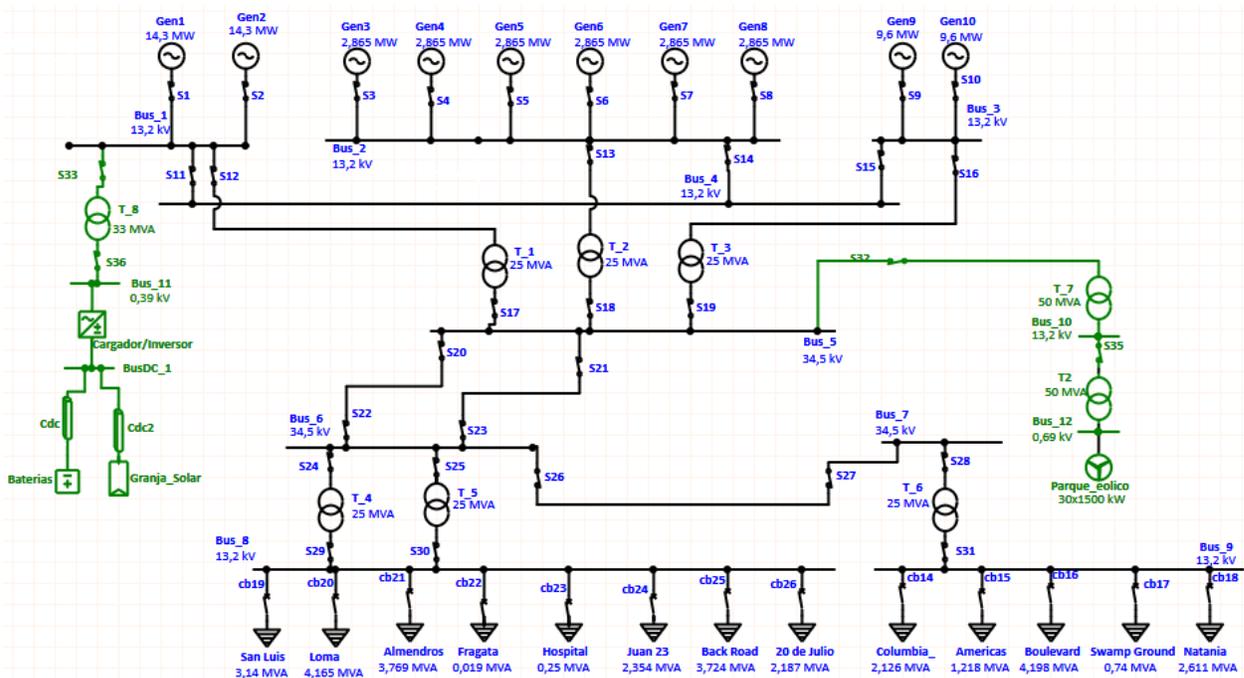


Figura 5.21: Diagrama unifilar de la micro-red a implementar en la isla de San Andrés, construido en ETAP

Como es posible apreciar en la figura 5.21, la granja solar fotovoltaica y el parque eólico,

van a ser conectados al *Bus1* y al *Bus5* respectivamente, y es posible apreciarlos de color verde, cada uno contando con su respectiva subestación elevadora que les permita conectarse a 13,2 [kV] y 45,5 [kV] respectivamente.

5.6. Análisis de resultados obtenidos en RetScreen

En el Capítulo 3.5 fueron explicadas las secciones con las que cuenta el programa RetScreen y los datos de entrada que requiere, por lo tanto, para poder realizar el estudio de factibilidad de la micro-red diseñada, fueron ingresados en cada sección los datos de los costos de referencia calculados en el Capítulo 3.2.1 y las capacidades y cantidades de equipos de acuerdo con el modelo de micro-red finalmente seleccionada en el Capítulo 5.3 con el fin de ser implementados en el sistema eléctrico de la isla de San Andrés.

De acuerdo con lo anterior, en la siguiente tabla fueron resumidos los costos de la micro-red:

Tabla 5.32: Resumen de costos de la Micro-red diseñada

Item	Descripción	Unidades	Cantidad	Costo	Valor total
1	Costo instalado paneles solares	[kW]	30.416	[USD/kW] 1.284	USD 39.054.144
2	Costo instalado Turbinas eólicas	[kW]	45.000	[USD/kW] 1.590	USD 71.550.000
3	Costo Baterías	Unidades	87.460	[USD] 712	USD 62.271.520
4	Operación & Mantenimiento Paneles solares	[kW]	30.416	[USD/kW] 18,3	USD 556.613
5	Operación & Mantenimiento Turbinas eólicas	[kW]	45.000	[USD/kW] 33,0	USD 1.485.000

Adicional a lo anterior, es incluido dentro de la tabla **5.32** el costo aproximado de la certificación de acuerdo con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) de la instalación eléctrica de la micro-red diseñada. Para este propósito, fue asumido un valor comercial de 10.000 [COP/kW], por consiguiente, convirtiendo ese valor con la TRM promedio de 2019 (3.281,39 [COP\$/USD]), es obtenido un valor equivalente a 3,05 [USD/kW].

El total de la inversión de capital (CAPEX) y los gastos operativos (OPEX) aproximados son mostrados a continuación:

Tabla 5.33: Costos aproximados CAPEX y OPEX de la micro-red diseñada

Descripción	Valor total [USD]
Inversión de Capital CAPEX	USD 172.875.664
Costos OPEX	USD 2.271.442

5.6.1. Beneficios de Ley 1715 de 2014 Aplicables

Con relación a los beneficios de la Ley 1715 de 2014 a los que puede acceder el titular del proyecto de acuerdo con lo descrito en el Capítulo 3.5.1, será estimado el beneficio de reducción anual de la renta, obteniendo un valor aproximado con la información con la que se cuenta para ser incorporado a RetScreen, de la siguiente manera:

$$\text{Valor descuento de renta} = \text{Inversion de capital} * 50\% \quad (5.3)$$

$$\text{Valor descuento de renta} = \text{USD } 86.437.832$$

Por lo anterior, el valor máximo a descontar en la declaración de renta del propietario del proyecto podrá ser el 50 % de la inversión realizada por los próximos 5 años, previa verificación y certificación del ministerio de ambiente. Adicional y teniendo lo indicado en la Ley 1715 de 2014, este descuento no podrá superar el 50 % de la renta líquida anual determinada para el contribuyente. Por consiguiente, para poder estimar lo indicado anteriormente el valor de la ecuación 5.4 debe ser multiplicado por el 50 % para no sobrepasar dicha limitante. Por lo tanto, el valor que se podría reducir en los próximos 5 años será:

$$\text{Valor descuento de renta} = \text{USD } 86.437.832 * 50\% \quad (5.4)$$

$$(5.5)$$

$$\text{Valor descuento de renta} = \text{USD } 8.643.783$$

Por lo tanto, el valor obtenido anteriormente será ingresado en la pestaña de *Finanzas* del programa RetScreen, en la tabla *Otros Ingresos*, ya que en esta sección se puede establecer por cuanto tiempo se aplica el valor indicado en él en el flujo de caja.

5.6.2. Viabilidad Financiera y Flujos de Caja

Una vez ingresados los datos requeridos por el programa RetScreen para cada una de las pestañas, tales como, ubicación del proyecto, recursos energéticos, análisis de costos, ahorro en emisiones de GEI y los parámetros financieros, y teniendo en cuenta la cantidad y la capacidad finalmente diseñada para la micro-red a implementar, tal y como, fue descrito en el Capítulo 5.3, los resultados obtenidos en términos de costos e ingresos, indicadores financieros y flujos de caja son mostrados a continuación:

Costos Ahorros Ingreso				Flujos de caja anuales		
Costos iniciales				Año	Antes-impuestos	Acumulado
Costo inicial	63.9%	\$	110.604.144	#	\$	\$
Baterías	36%	\$	62.271.520	0	-121.173.846	-121.173.846
Certificación RETIE de la instalación	0.13%	\$	229.830	1	18.964.268	-102.209.578
Costos iniciales totales	100%	\$	173.105.494	2	19.630.871	-82.578.707
Costos anuales/pagos de deuda				3	20.315.501	-62.263.205
Costo de O y M (ahorros)		\$	2.041.613	4	21.018.699	-41.244.507
Pagos de la deuda - 10 años		\$	8.321.372	5	21.741.019	-19.503.488
Costos anuales totales		\$	10.362.985	6	11.523.127	-7.980.361
Ahorros e ingresos anuales				7	11.874.052	3.893.691
-		\$	0	8	12.230.248	16.123.939
Ingresos por exportación de electricidad		\$	19.888.895	9	12.591.756	28.715.695
Ingresos por reducción GEI - 5 años		\$	133.986	10	12.958.611	41.674.306
Otros ingresos (costo) - 5 años		\$	8.655.275	11	21.652.223	63.326.528
Ingresos y ahorros anuales totales		\$	28.678.156	12	22.029.879	85.356.407
Viabilidad financiera				13	22.412.984	107.769.391
TIR antes de impuestos - capital	%		15.1%	14	22.801.566	130.570.957
TIR antes - impuestos - activos	%		10.1%	15	23.195.652	153.766.609
Pago simple de retorno del capital	año		6.5	16	23.595.265	177.361.874
Repago - capital	año		6.7	17	24.000.428	201.362.302
Valor Presente Neto (VPN)	\$		132.791.574	18	24.411.158	225.773.460
Ahorros anuales en ciclo de vida	\$/año		10.387.849	19	24.827.469	250.600.930
Relación Beneficio-Costo			2.1	20	25.249.375	275.850.304
Cobertura - servicio de deuda			2.4	21	25.676.882	301.527.186
Costo de reducción de GEI	\$/tCO ₂		-388	22	26.109.994	327.637.180
Cost. de produc. de energía.	\$/kWh		0,099	23	26.548.713	354.185.894
				24	26.993.034	381.178.928
				25	27.442.949	408.621.877

Figura 5.22: Viabilidad Financiera del Proyecto en RetScreen

Con base en la figura 5.22, los siguientes indicadores financieros fueron analizados:

1. El costo instalado de las turbinas eólicas y de los paneles solares fotovoltaicos correspondió al 64 % del costo CAPEX y el costo de las baterías correspondió al 36 %, siendo este último valor muy representativo del total de la inversión y por lo tanto, importante a la hora de considerar un proyecto con sistemas de almacenamiento.
2. Dentro de los ingresos y ahorros anuales indicados la figura 5.22, fueron consolidados los valores correspondientes a ingresos por exportación de energía, con base en la tarifa definida en la sección *Energía* de RetScreen, los ingresos por reducción de GEI establecidos en la sección *Emisión* y los ingresos obtenidos por descuento de renta a 5 años a los que tienen derecho el titular del proyecto de acuerdo con la Ley 1715 de 2014. Con base en lo anterior, estos ingresos ascienden a USD\$ 28.678.156; de los cuales los ingresos por reducción en reducción de GEI y descuento de renta son por solo 5 años y los ingresos por exportación de energía son por toda la vida útil del proyecto.
3. Los Flujos de caja anuales muestran que la inversión se recupera aproximadamente en el año 7 y al final de la vida útil del proyecto, el titular del proyecto tendrá un flujo de caja de más de 408 millones de dolares americanos.

4. **Tasa Interna de Retorno (TIR) antes de impuestos - Capital:** fue obtenido un valor de 15,1 %, indicando que es un proyecto que puede ser aceptado debido que su rendimiento es mucho mayor al mínimo esperado, el cual, fue del 6 % definido en la tasa de descuento.
5. **Tasa Interna de Retorno (TIR) antes de impuestos - Activos:** fue obtenido un valor de 10,1 %, indicando que el porcentaje de eficacia a la hora de convertir el dinero en ingresos netos es muy alto.
6. **Repago o Payback Period:** fue obtenido un valor de 6,7 años, lo cual es un periodo de tiempo muy corto teniendo en cuenta que la vida útil definida para el proyecto es de 25 años.
7. **Valor Presente Neto (VPN):** fue obtenido un valor positivo y del orden de los \$ 132.791.574, siendo un proyecto rentable por obtener un valor mayor a cero.
8. **Relación Beneficio-Costo:** fue obtenido un valor de 2,1. Al ser mayor a 1, indica que los beneficios obtenidos superan a los costos totales del proyecto.
9. **Costo de reducción de GEI:** Fue obtenido un valor de -388 [USD/tCO₂], mostrando las ventajas ambientales que son logradas al implementar proyectos con energías renovables.

Los valores mostrados anteriormente, confirman que el proyecto de implementar una micro-red en la isla de San Andrés, introduciendo energía solar y eólica en el sistema eléctrico de la isla, es viable y factible, debido que se obtendría una rentabilidad mayor a la mínima requerida, se espera recuperar la inversión del proyecto en 6,7 años, su TIR es atractiva siendo más elevada que el promedio mínimo que se maneja del 10 % y son más los beneficios económicos obtenidos que los costos incurridos.

Adicional a lo anterior, este proyecto podría mejorar los valores obtenidos en los indicadores financieros si son incluidos en él, los demás beneficios fiscales que aplicarían, tales como, deducción del IVA para paneles e inversores, exención de aranceles y la depreciación acelerada de los activos del proyecto, de acuerdo con lo descrito en el Capítulo 3.5.1.

5.6.3. Análisis de Sensibilidad de los resultados obtenidos

Los indicadores financieros obtenidos y analizados en Capítulo anterior, pueden ser mejorados sometiéndolos a un análisis de sensibilidad, con el fin de determinar posibles costos o

variables dentro del proyecto que puedan tener una influencia representativa en mejorar los resultados obtenidos. Los indicadores financieros sometidos a un mayor análisis fueron:

1. Tasa Interna de Retorno (TIR) antes de impuestos - Capital
2. Repago o Payback Period
3. Valor Presente Neto (VPN)

Estos indicadores fueron seleccionados debido a que son indicadores más importantes al momento de presentar un proyecto a un inversionista.

1. **Tasa Interna de Retorno (TIR) antes de impuestos - Capital:** Para el análisis de sensibilidad de este indicador financiero fueron seleccionados parámetros que pudieran ser modificados, tales como, costos iniciales debido a la reducción de costos de fabricación que es posible que ocurra en los próximos años para los paneles solares o las turbinas eólicas; la posibilidad de encontrar una relación de deuda diferente o la alternativa de encontrar una financiación de la deuda a un mayor o menor tiempo.

Los resultados del análisis de sensibilidad efectuado se muestran en la figura **5.23**. Fue definido como porcentaje aceptable un umbral del 18 %, indicando que solo serán tenidos en cuenta posibles escenarios en donde la TIR esté por encima de dicho valor y serán representados por el color blanco, los valores que no cumplan con esta condición serán resaltados en color naranja. Los incrementos/decrementos definidos para hacer el análisis son del 20 % para cada parámetro a verificar.

Los parámetros seleccionados para verificar su variación fueron para el primer caso: Costos iniciales versus Relación de la deuda y para el segundo caso, fueron revisados los parámetros: Costos iniciales versus duración de la deuda.

Costos iniciales		Relación de deuda						
\$	%	24%	26%	28%	30%	32%	34%	36%
138.484.395	-20,0%	-20,0%	-13,3%	-6,7%	0,0%	6,7%	13,3%	20,0%
147.139.670	-15,0%	19,9%	20,1%	20,3%	20,5%	20,7%	20,9%	21,1%
155.794.945	-10,0%	18,4%	18,5%	18,7%	18,9%	19,0%	19,2%	19,4%
164.450.220	-5,0%	17,1%	17,2%	17,3%	17,4%	17,6%	17,7%	17,9%
173.105.494	0,0%	15,9%	16,0%	16,1%	16,2%	16,3%	16,4%	16,5%
181.760.769	5,0%	14,8%	14,9%	15,0%	15,1%	15,2%	15,3%	15,3%
190.416.044	10,0%	13,8%	13,9%	14,0%	14,0%	14,1%	14,2%	14,3%
199.071.318	15,0%	13,0%	13,0%	13,1%	13,1%	13,2%	13,2%	13,3%
207.726.593	20,0%	12,2%	12,2%	12,2%	12,3%	12,3%	12,4%	12,4%
		11,4%	11,5%	11,5%	11,5%	11,5%	11,6%	11,6%

Costos iniciales		Duración de deuda						
\$	%	8	9	9	10	11	11	12
138.484.395	-20,0%	-20,0%	-13,3%	-6,7%	0,0%	6,7%	13,3%	20,0%
150.024.762	-13,3%	20,1%	20,3%	20,3%	20,5%	20,6%	20,6%	20,8%
161.565.128	-6,7%	18,1%	18,2%	18,2%	18,4%	18,5%	18,5%	18,6%
173.105.494	0,0%	16,4%	16,5%	16,5%	16,6%	16,7%	16,7%	16,8%
184.645.861	6,7%	14,9%	15,0%	15,0%	15,1%	15,1%	15,1%	15,2%
196.186.227	13,3%	13,6%	13,7%	13,7%	13,7%	13,8%	13,8%	13,9%
207.726.593	20,0%	12,5%	12,5%	12,5%	12,6%	12,6%	12,6%	12,6%
		11,5%	11,5%	11,5%	11,5%	11,5%	11,5%	11,6%

Figura 5.23: Interfaz de RetScreen con el análisis de sensibilidad efectuado sobre la TIR

Como se puede apreciar en la figura 5.23, si es posible disminuir los costos iniciales del proyecto en un 15 %, la TIR obtenida logra un incremento, pasando del 15,1 % al 18,9 % (incremento del 25 %). Esto es posible lograrlo, teniendo en cuenta el decremento en el costo de fabricación tanto para los paneles solares como para las turbinas eólicas, tal y como, fue posible apreciarlo en las gráficas 3.2 y 3.3 del Capítulo 3.2.1.

Con respecto al parámetro de Relación de la deuda, si se logra aumentar la relación de deuda a 36 %, el incremento en la TIR es de un 3 % adicional sobre lo ya obtenido en la reducción de costos.

Con relación a la segunda tabla mostrada en la figura 5.23, si se consigue una reducción de costos iniciales del proyecto de por lo menos el 13 %, es posible obtener un valor de TIR de hasta el 18,4 %. Con relación a la duración de la deuda, no fue un parámetro que impactará en el valor final de TIR obtenida.

2. **Repago o Payback Period:** Para el análisis de sensibilidad de este indicador financiero fueron seleccionados los parámetros: costos iniciales para ser comparados con la duración de la deuda y la tasa de crédito para reducción de GEI, los cuales van a ser variados en sus valores con el fin de observar el comportamiento del indicador financiero evaluado. El umbral seleccionado para este análisis fue mejorar el tiempo pasando del 6,7 años a 5 años (reducción del 25 %) y los incrementos/decrementos establecidos para cada variable fueron del 20 %.

The figure displays two screenshots from the RetScreen software interface, showing sensitivity analysis results for the Payback Period.

Top Screenshot: Tasa crédito reducción de GEI

Costos iniciales	4,00	4,33	4,67	5,00	5,33	5,67	6,00
\$	-20,0%	-13,3%	-6,7%	0,0%	6,7%	13,3%	20,0%
138.484.395	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
147.139.670	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
155.794.945	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
164.450.220	6,0	6,0	6,0	6,0	5,9	5,9	5,9
173.105.494	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
181.760.769	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
190.416.044	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2
199.071.318	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,0
207.726.593	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9

Bottom Screenshot: Duración de deuda

Costos iniciales	8	9	10	11	11	12	
\$	-20,0%	-13,3%	-6,7%	0,0%	6,7%	13,3%	20,0%
138.484.395	4,6	4,5	4,5	4,4	4,4	4,4	4,3
150.024.762	5,3	5,0	5,0	4,9	4,8	4,8	4,8
161.565.128	6,3	6,0	6,0	5,7	5,5	5,5	5,4
173.105.494	7,5	7,0	7,0	6,7	6,4	6,4	6,2
184.645.861	8,4	8,1	8,1	7,7	7,4	7,4	7,1
196.186.227	9,0	9,2	9,2	8,8	8,4	8,4	8,1
207.726.593	9,6	9,8	9,8	9,9	9,5	9,5	9,1

Figura 5.24: Interfaz de RetScreen con el análisis de sensibilidad efectuado sobre el Payback Period

Tal y como se puede apreciar en la figura 5.24, para el primer caso analizado, comparando costos iniciales versus la tasa de crédito de reducción de GEI, fue obtenido que, para reducciones de costos iniciales de mínimo el 15 %, el periodo de retorno puede ser mejorado, pasando de 6,7 años a 4,8 años (reducción del 28 %). Con relación a la tasa de crédito para reducción de GEI, que actualmente está de 5 [USD/tonCO₂] de acuerdo con la Declaración Conjunta de Intención (DCI) [46], firmada por Colombia, no es un parámetro que afecte el periodo de retorno, ya que si aumenta su valor a 6 [USD/tonCO₂] o disminuye a 4 [USD/tonCO₂], el periodo de retorno no es afectado.

Con relación al segundo caso de análisis llevado a cabo, fueron comparados los parámetros: Costos iniciales versus Duración de Deuda. Con respecto a estos parámetros, si se reducen los costos iniciales en un 20 % el periodo de retorno será mejorado pasando de 6,7 años a 4,4 años (reducción del 34 %). Con respecto a la duración de la deuda, no es un parámetro significativo para el indicador financiero, ya que cualquier incremento o decremento no afecta el valor de la TIR.

3. **Valor Presente Neto (VPN):** Para el análisis de sensibilidad de este indicador financiero fueron seleccionados los parámetros: costos iniciales para ser comparados con la tasa de crédito para reducción de GEI, la relación de la deuda y la tasa de interés de la deuda, los cuales van a ser variados con el fin de observar el comportamiento del indicador financiero evaluado. El umbral seleccionado para este análisis fue mejorar el

VPN obtenido, pasando de COP 132.791.574 a COP 150.000.000 (incremento del 13%) y con incrementos/decrementos del 20% para cada parámetro a evaluar.

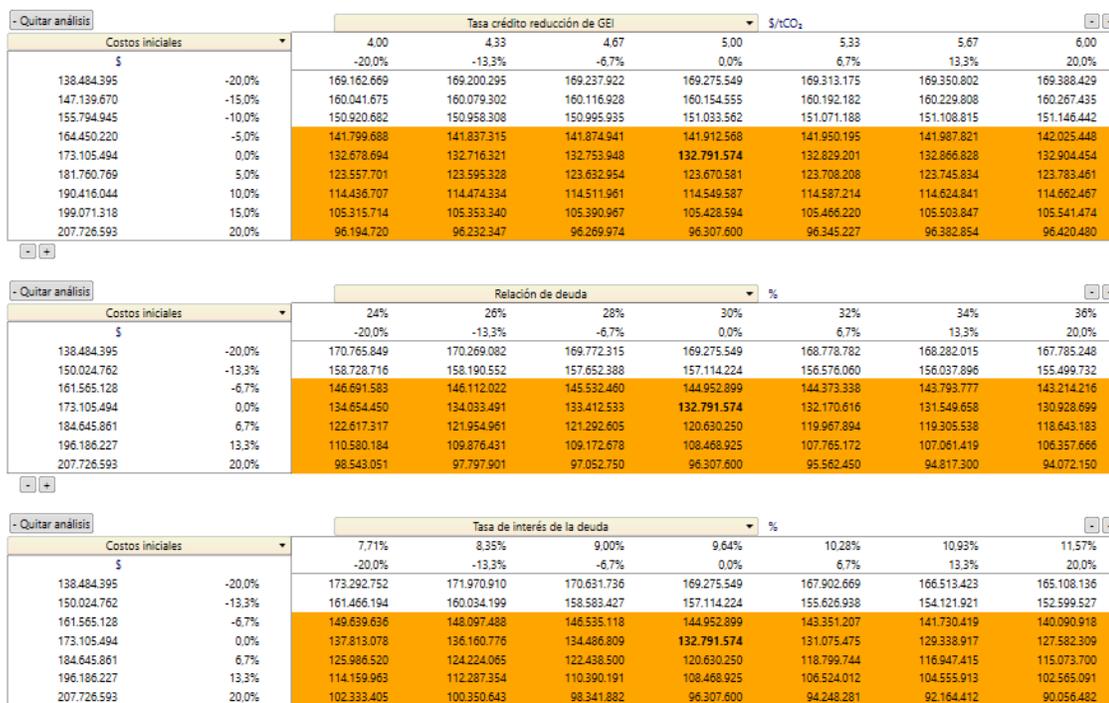


Figura 5.25: Interfaz de RetScreen con el análisis de sensibilidad efectuado sobre el VPN

Como se puede apreciar en la primera tabla de la figura 5.25, el primer caso evaluado fueron los costos iniciales versus la tasa de crédito de reducción de GEI. Para este caso, al lograr una reducción en los costos iniciales de mínimo el 10% se conseguirá un incremento del VPN en un 14%. De igual forma, si se incrementa la tasa de crédito que actualmente está 5 [USD/tonCO₂] a 6 [USD/tonCO₂], se conseguirá un incremento adicional del 0,1% en el valor obtenido del VPN.

Para el segundo caso evaluado y que puede ser apreciado en la parte media de la figura 5.25, fueron evaluados los costos iniciales versus la relación de la deuda. Para este caso, si se consigue una reducción en los costos iniciales de mínimo un 13%, será conseguido un incremento del VPN de un 18%. De igual forma, si se consigue un menor apalancamiento del proyecto pasando de un 30% a un 24%, se puede conseguir incrementar el VPN en un 1% adicional a lo ya conseguido por la reducción de costos.

Para el tercer y último caso evaluado y que se puede apreciar en la tercera tabla de la

figura 5.25, fueron comparados los costos iniciales versus la tasa de interés de la deuda. Para este caso evaluado, si se consigue reducir los costos iniciales del proyecto en mínimo un 13 %, el valor del VPN se incrementará en un 18 %. De igual forma, si es conseguido en el mercado un crédito verde una menor tasa que el 9,64 % establecido inicialmente, como por ejemplo un valor del 7,71 %, se conseguirá un incremento adicional a lo ya conseguido del 2,8 % en el VPN.

5.6.4. Análisis de Riesgo de los resultados obtenidos

Adicional a los anteriores análisis de sensibilidad realizados, fueron evaluados cuales parámetros tienen un gran impacto en uno de los indicadores financieros de gran importancia como lo es la Tasa Interna de Retorno (TIR) antes de impuestos - Capital. Por lo anterior, al realizar el análisis de riesgo de la TIR, fue establecido un rango de variación de más o menos del 25 % para cada parámetro a evaluar y de esta forma, observar su impacto sobre el valor de la TIR. En la siguiente figura 5.26, es mostrado el análisis realizado y los resultados obtenidos:

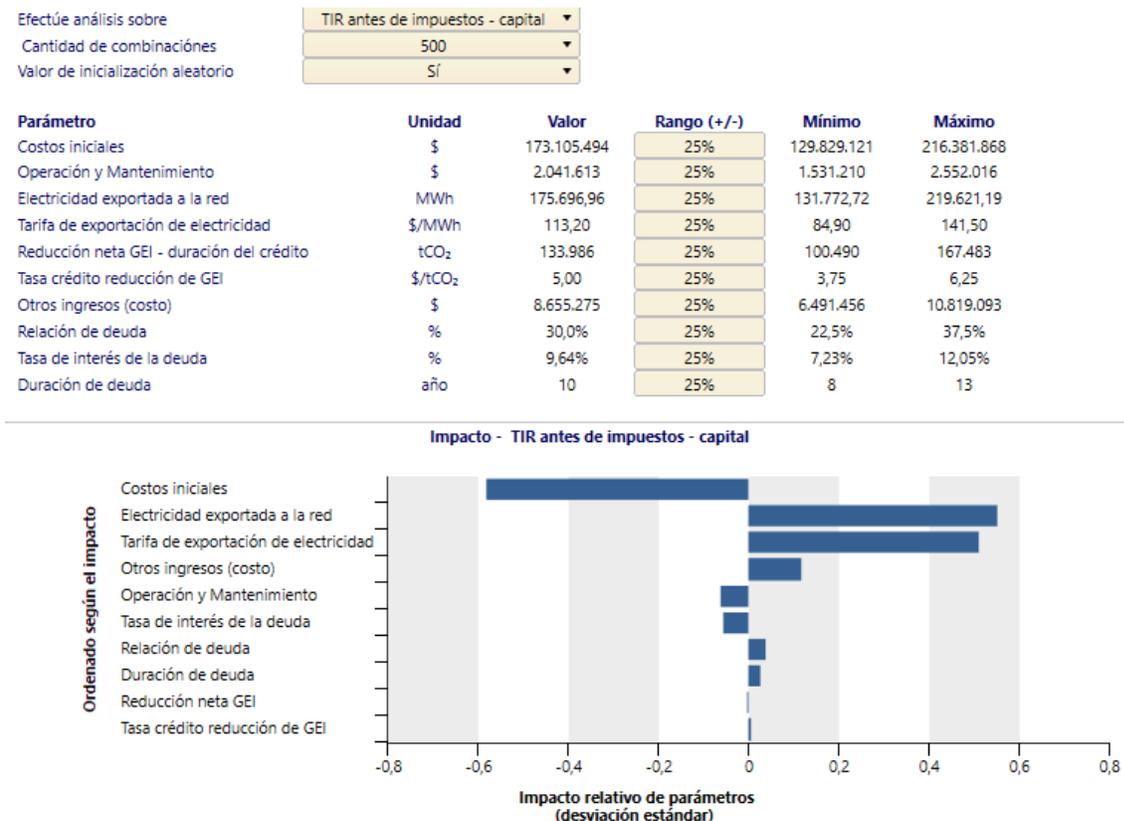


Figura 5.26: Interfaz de RetScreen con el análisis de riesgo efectuado sobre la TIR

De acuerdo con los resultados mostrados en la figura **5.26**, es posible observar que los parámetros que más impactan en el valor de la TIR son los costos iniciales, la tarifa de exportación de excedentes de energía y cantidad de excedentes de energía que se exportan a la red.

Con base en lo anterior, identificando los parámetros que más influyen en el valor de la TIR, es posible focalizar los esfuerzos para lograr ahorros en los costos iniciales CAPEX del proyecto e implementar equipos de mayor eficiencia o mayor capacidad, con el fin de aumentar la energía generada por los recursos renovables en la micro-red diseñada y de esta forma aumentar la cantidad de energía exportada a la red. El parámetro de la tarifa de exportación de excedentes no es posible modificarlo, ya que este está definido de acuerdo con la regulación de la CREG.

5.7. Consolidación y Análisis de los diferentes Resultados Ambientales Obtenidos

Teniendo en cuenta que a través de varios programas fue posible obtener datos aproximados de la reducción en emisiones de GEI que se tendría en la isla de San Andrés por la implementación de la micro-red diseñada, van a ser analizados los resultados obtenidos por cada programa y adicional, va a ser realizado el cálculo de dicha reducción a través de la utilización del Factor de Emisión de CO_2 .

5.7.1. Comparación de los resultados ambientales obtenidos en HOMER Pro

Con base en la micro-red definida para ser implementada en la isla de San Andrés (ver figura **5.16** del Capítulo 5.3), un análisis de emisiones de gases efecto invernadero fue efectuado, como se pudo apreciar en el Capítulo 5.2.4. En este Capítulo, en la tabla **5.23** es encontrada el consolidado de emisiones de gases GEI calculadas por HOMER Pro en kg/año.

Para poder determinar si existió disminución o no de emisión de gases GEI al ambiente y en que porcentaje, va a ser modificado el diagrama uninodal del circuito mostrado en la figura **5.16**, estableciendo únicamente los 10 generadores diésel en operación con los que cuenta la isla de San Andrés para estimar, de una manera muy aproximada, el volumen de emisiones que calcula HOMER Pro para este esquema. En consecuencia con lo anterior, el nuevo diagrama uninodal de la isla se puede apreciar en la figura **5.27**:

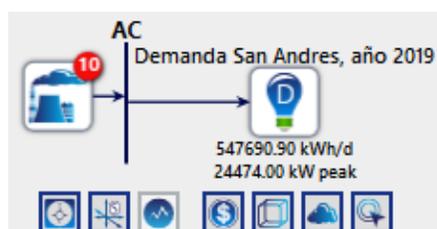


Figura 5.27: Esquema de generación actual en la isla de San Andrés implementado en HOMER Pro

Llevando a cabo la simulación nuevamente en HOMER Pro, fueron verificados los resultados obtenidos, los cuales se muestran en la tabla 5.34 y representan el total de emisiones a lo largo del año de gases efecto invernadero, si solo se contemplan equipos diésel para atender la demanda.

Tabla 5.34: Emisiones de gases con el esquema de generación actual en la isla de San Andrés calculado por HOMER Pro

CANTIDAD	Valores	Unidades
Dióxido de Carbono	134.487.914	kg/año
Monóxido de Carbono	257.334	kg/año
Hidrocarburos No Quemados	17.937	kg/año
Material Particulado	3.082	kg/año
Dióxido de Azufre	331.839	kg/año
Oxido de Nitrógeno	809.904	kg/año

Por lo anterior, tabulando y realizando una comparación entre el modelo actual de generación diésel con el modelo de implementar una micro-red incorporando energía solar fotovoltaica y turbinas eólicas al esquema eléctrico, es obtenido:

Tabla 5.35: Comparativo de emisiones de gases efecto invernadero, con la implementación de la micro-red

item	Valor sin la micro-red	Valor con la micro-red	Unidades	\% reducción
Dioxido de Carbono	134.487.914	20.690.060	kg/año	-85 %
Monóxido de Carbono	257.334	116.869	kg/año	-55 %
Hidrocarburos no quemados	17.937	5.685	kg/año	-68 %
Material particulado	3.082	813	kg/año	-74 %
Dioxido de sulfuro	331.839	50.613	kg/año	-85 %
Oxido nitroso	809.904	17.817	kg/año	-98 %

Como se puede observar en la tabla 5.35, la reducción de emisiones de gases obtenida al implementar la micro-red propuesta es en promedio del 77 %, lo que implica que al año se

dejarían de emitir 115.026.014 kg (115.026 Toneladas) de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a la atmósfera, beneficiando la calidad del aire de la isla.

5.7.2. Comparación por Factor de Emisión de CO_2

Con el fin de tener otro punto de análisis, fue utilizado el *Factor de Emisión de CO_2* , el cual fue desarrollado por el Ministerio de Minas y Energía, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y XM, con el fin de medir la huella de carbono asociada al consumo de energía eléctrica. Para el año 2019, ese valor se situó en 164,38 g/kWh [37]. Por lo anterior, los siguientes cálculos fueron efectuados:

Datos

- Consumo total de energía eléctrica en la Isla de San Andrés en 2019, atendida únicamente con equipos diésel: 199.971.628 [kWh].
- Energía producida únicamente por los equipos diésel, una vez entró a funcionar la micro-red, de acuerdo con los valores mostrados en la tabla 5.20: 29.730.877 [kWh]
- Factor de emisión 2019 (FE): 164,38 [g/kWh]

A partir de los datos anteriores, los siguientes cálculos fueron efectuados:

Total de emisiones de CO_2 Sin implementar la micro-red

$$Total\ de\ Emisiones\ CO_2 = FE * Generacion\ total$$

$$Total\ de\ Emisiones\ CO_2 = 164,38\ [g/kWh] * 199.971.628\ [kWh]$$

$$Total\ de\ Emisiones\ CO_2 = 32.871.336.211\ [g] = 32.871\ [Ton]$$

Total de emisiones de CO_2 implementando la micro-red

$$Total\ de\ Emisiones\ CO_2 = FE * Generacion\ total$$

$$Total\ de\ Emisiones\ CO_2 = 164,38\ [g/kWh] * 29.730.877\ [kWh]$$

$$Total\ de\ Emisiones\ CO_2 = 4.887.161.561\ [g] = 4.887\ [Ton]$$

Con base en los anteriores resultados, fue concluido que una vez llegue a entrar en funcionamiento la micro-red en la isla de San Andrés, con la inclusión del parque solar y el parque eólico, para atender la demanda de sus habitantes, la reducción de emisiones de CO_2 al ambiente, se reduciría en un 85 %, es decir, se dejarían de emitir 27.984 Ton de CO_2 a la atmósfera.

5.7.3. Comparación de los resultados ambientales obtenidos en RetScreen

RetScreen realiza un análisis de ahorro de emisiones de GEI y para lograr esto, como dato de entrada fue ingresado el Factor de Emisión de CO_2 para Colombia en el año 2019, el cual como ya se explicó previamente, equivale a 164,38 [g/kWh] o 0,164 [kg/kWh] de CO_2 . Con base en lo anterior, se obtuvieron los siguientes resultados:

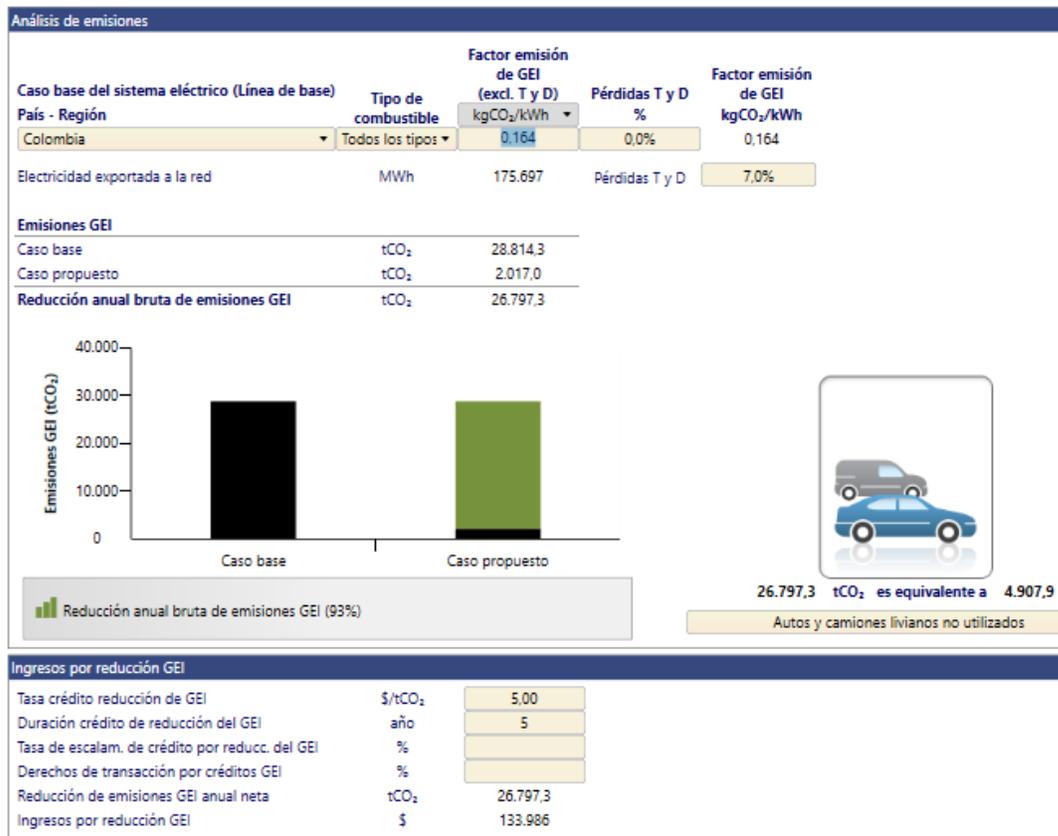


Figura 5.28: Ahorro en Emisiones de GEI calculado por RetScreen

Como se puede apreciar en la figura 5.28, el ahorro anual obtenido por la implementación de la micro-red diseñada en la isla de San Andrés, será de 26.797 [Ton CO_2], lo que equivale según lo calculado por el programa RetScreen, a la no utilización de 4.907 vehículos livianos y camiones y a obtener un ingreso por reducción de GEI de USD 133.986 debido al Declaración Conjunta de Intención (DCI) firmada por Colombia en el 2015 y en la cual fue establecida la tarifa por ahorro en USD 5 por Tonelada de CO_2 equivalente.

5.7.4. Consolidación de resultados de Ahorro de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI)

Una vez fueron analizados los ahorros en emisiones de GEI debido a la implementación de la micro-red diseñada en la isla de San Andrés, en la siguiente tabla 5.36 fueron consolidados los resultados obtenidos a través de las diferentes herramientas:

Tabla 5.36: Consolidado de Resultados de ahorro de GEI por la implementación de la micro-red

Fuente	Reducción de GEI [Ton CO_2]
HOMER Pro	113.798
Factor de Emisión de CO_2	27.984
RetScreen	26.797

Como se puede apreciar en la tabla anterior, los valores de RetScreen y a través del Factor de Emisión de CO_2 son cercanos, debido a que RetScreen utilizó el mismo factor de emisión para realizar sus cálculos, lo único que varió fueron los valores de producción de energía. Con respecto a los resultados de HOMER Pro, hay grandes diferencias con respecto a las otras dos fuentes, debido a que en ella, fueron contempladas las 10 unidades diésel funcionando y estos valores obtenidos fueron comparados con las emisiones que se tendrían por incorporar al sistema la micro-red diseñada. Con base en lo anterior, en HOMER Pro realiza un análisis más detallado ya que estima un tasa de consumo de combustible de las 10 máquinas incorporadas al esquema, permitiendo obtener datos más precisos, pero esto sería una correcta aproximación si fueran conocidos los rendimientos de las máquinas instaladas en la isla.

Para concluir, con la implementación de la micro-red en el sistema eléctrico de la isla de San Andrés, permitirá la disminución de emisiones a la atmósfera, en un volumen considerable, de toneladas de CO_2 , ocasionando una mejora en la calidad del aire para sus habitantes.

Capítulo 6

Conclusiones

En este Capítulo van a ser concluidos y resumidos los resultados obtenidos a través del desarrollo del presente trabajo de grado y de esta forma, poder confirmar el cumplimiento o no de los objetivos planteados inicialmente.

- Al modelar diferentes esquemas de la micro-red propuesta en el programa HOMER Pro, fue posible evidenciar, de acuerdo con la figura **5.2**, algunas limitantes que presenta el programa con relación a los bloques de generación diésel que dimensiona, ya que como se comprobó en el presente trabajo, la capacidad de dichos bloques de generación no es la suficiente para atender la demanda máxima de la isla cuando los recursos renovables no estén disponibles, lo que ocasionaría apagones en la instalación.
- Al implementar en GAMS una función objetivo que modelará los recursos renovables de la micro-red pretendida, fue posible comprobar los valores calculados por el Asistente de configuración (*Setup Assistant*) de HOMER Pro, de acuerdo con la tabla **5.31**, permitiendo indicar cuales son los valores de potencia activa de cada recurso a incorporar en la micro-red diseñada. Para efectos del presente proyecto, quedaron definidos de la siguiente manera:
 1. Sesenta y cuatro mil setecientos quince (64.715) unidades de paneles solares fotovoltaicos, cada uno de 470 [Wp], con una capacidad total instalada de 30.416 [kW].
 2. Doscientos once (211) inversores modelo SG110CX de 110 [kW] y (1) inversor modelo SG 80KTL de 80 [kW].
 3. Treinta (30) turbinas eólicas de 1.500 [kW] cada una, es decir, una capacidad instalada de 45.000 [kW].
 4. Ochenta y siete mil cuatrocientos sesenta (87.460) unidades de Baterías solares de plomo ácido de 12 [V], 205 [Ah].

5. Un (1) generador diésel de 14.300 [kW], dos (2) generadores diésel de 9.600 [kW] y cuatro (4) generadores diésel de 2.800 [kW].
- Las diferencias encontradas entre los resultados obtenidos en GAMS y HOMER Pro, son debidas a que en GAMS únicamente se evalúa la parte económica y se busca con la función objetivo minimizar el costo de cada recurso, mientras que en HOMER Pro se analizan diferentes factores como: factor económico, disponibilidad de recurso eólico y solar, producción de energía, costo nivelado de energía, valor presente neto, entre otros factores, y con base en ese análisis establece las capacidades de cada recurso.
 - A partir de la información consultada fue posible elaborar una representación aproximada del diagrama unifilar de la isla de San Andrés e incorporar en él, el parque solar fotovoltaico y el parque eólico, con sistema de almacenamiento en baterías, de acuerdo con lo dimensionado en HOMER Pro, tal y como, es posible apreciarlo en la figura 5.21.
 - Con base en los costos estimados y calculados para cada recurso a incorporar en la micro-red diseñada, fue posible realizar un estudio de viabilidad en el programa RetScreen, permitiendo comprobar que la implementación de este sistema en la isla de San Andrés, es viable y factible. A pesar de los altos costos iniciales en los que hay que incurrir, la inversión se recuperaría en 6,7 años de un total de 25 años de vida del proyecto, obteniendo un Tasa Interna de Retorno (TIR) del 15 %, lo cual, es un valor muy atractivo para inversionistas.
 - Con base en el estudio de viabilidad realizado en el programa RetScreen, fue posible comprobar que con la implementación de la micro-red diseñada en la isla de San Andrés, se dejarían de emitir al medio ambiente aproximadamente 26.797 Ton CO_2 , lo equivalente a 4.907 automóviles y camiones, consiguiendo una mejor calidad del aire para los habitantes de la isla y contribuyendo a la reducción de este tipo de gases a la atmosfera.
 - A partir del análisis de sensibilidad efectuado en el presente trabajo, fue posible identificar que los parámetros que más relevancia tienen en el mejoramiento de los indicadores financieros analizados, los cuales, fueron los costos iniciales, es decir, los costos por kilovatio instalado de paneles solares, turbinas eólicas y baterías. Por lo anterior, si es posible disminuir su valor en promedio en un 15 %, los indicadores financieros, como el VPN podrán aumentar en aproximadamente un 14 %, el periodo de repago podrá disminuir a 4,8 años y la TIR podrá aumentar hasta un valor del 18,9 %.

6.1. Conclusiones generales

- Fueron diseñadas diferentes configuraciones de micro-redes que permitieran atender la demanda de energía eléctrica de los habitantes de la isla de San Andrés y de las cuales, la que mejor desempeño demostró en las simulaciones realizadas, fue la que incorporó dentro de sus recursos, energía solar fotovoltaica, energía eólica y baterías para almacenamiento, logrando ahorrar combustible de los generadores diésel instalados en la isla.
- Fue estimado un modelo matemático que permitiera a partir de la minimización del costo de una función objetivo, indicar cual es el valor de potencia de cada recurso que conforma la micro-red, permitiendo comprobar los valores dimensionados en el programa HOMER Pro.
- Con la implementación de la micro-red al sistema eléctrico de la isla de San Andrés, en Colombia, fue posible estimar el volumen de reducción de emisiones de CO_2 al ambiente, lo que implicaría una mejora en la calidad del aire para sus habitantes y contribuyendo a la implementación de energías renovables en el esquema eléctrico del país.

6.2. Aportes

- Fue posible establecer un modelo matemático, mediante el cual, a partir de datos de entrada, tales como: costo por kilovatio de los diferentes recursos que conforman una micro-red, costos ambientales por emisiones de GEI al medio ambiente y los costos del combustible por los equipos a generación diésel, el modelo indica, verificando unas restricciones previamente establecidas, cual es el valor de potencia de cada recurso a incorporar en la micro-red logrando minimizar el costo de instalación.

6.3. Trabajos futuros

- A partir del diagrama unifilar construido con la información consultada es posible realizar una investigación y futuros trabajos, con relación a cual debe ser la correcta ubicación en un sistema de distribución de los recursos renovables que conforman una micro-red.
- A partir de los resultados iniciales obtenidos en el presente documento, es posible a partir de una discriminación más detallada de los costos por recurso a incorporar en la micro-red, estimar y calcular los demás beneficios de la ley 1715 de 2014 que pueden

ser aplicables a este tipo de proyectos, permitiendo mejorar los indicadores financieros calculados en RetScreen y por lo tanto, mejorando la viabilidad financiera del proyecto.

Referencias

- [1] H. Pörtner, D. Roberts, V. Masson-Delmotte, P. Zhai, M. Tignor, E. Poloczanska, K. Mintenbeck, M. Nicolai, A. Okem, J. Petzold, B. Rama y N. Weyer, «*Special Report on The Ocean and Cryosphere in a Changing Climate*,» Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2019.
- [2] M. C. Roa, «*La granja solar que lleva energía a 80 personas de una vereda*,» *El Tiempo*, p. 1, 18 Abril 2018. [En línea]. Disponible en línea: <https://acortar.link/t1McM>.
- [3] «*Entregan mejoras de proyecto de energía híbrida para 400 familias de la Alta Guajira*,» *Revista Semana*, p.1, 25 junio 2021. [En línea]. Disponible en línea: <https://acortar.link/2NfLn>
- [4] R. Palma-Behnke, D. Ortiz, L. Reyes, G. Jiménez-Estévez y N. Garrido, «*A Social SCADA Approach for a Renewable based Microgrid – The Huatacondo Project*,» Universidad de Chile, Chile, 2011. Disponible en línea: <https://acortar.link/Z6kBr>
- [5] A. López-González, B. Domenech, D. Gómez-Hernández¹ y L. Ferrer-Martí, «*Renewable microgrid projects for autonomous small-scale electrification in Andean countries*,» Center for Cooperation Development (CCD) de la Universidad Politécnica de Cataluña, Barcelona, España, 2017.
- [6] P. Asmus, A. Forni y L. Vogel, «*Microgrid Analysis and Case Studies Report - California, North America, and Global Case Studies*,» Navigant Consulting, Inc, San Francisco, Agosto, 2018.
- [7] L. Freris y D. Infield, *Renewable Energy in Power Systems*, Southern Gate, Chichester, West Sussex, Reino Unido: Wiley, A John Wiley & Sons, Ltd, Publication, 2008.
- [8] A. Schweer, J. Tzchoppe, A. Sorensen, G. Evans, J. Verbeeck, J. Lawlor, R. Criado, R. Frydrychowski, S. Motte, T. Szabo, W. Kling, A. Li y T. Petrella, «*Impact of Increasing Contribution of Dispersed Generation on the Power System*,» *CIGRE*, p. 50, 1999.

- [9] G. Sánchez, C. Fernando, «Diseño de una Microrred basada en Renovables para suministrar electricidad a un área de concesión de la empresa eléctrica regional centro sur», trabajo fin de Master, Tecnología Energética para Desarrollo Sostenible, Universidad Politécnica de Valencia, Valencia, Comunidad Valenciana, 2017.
- [10] Comisión de Regulación de Energía y Gas , *Resolución No. 030 de 2018 - por las que se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional*, Bogotá D.C.: Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Febrero, 2018.
- [11] C. Bordons, F. G.-. Torres y L. Valverde, «*Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable*,» *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial*, pp. 117-132, 2015.
- [12] IEEE - Power & Energy Society: Power System Dynamic Performance Committee and Task Force on Microgrid Stability Analysis and Modeling, *Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Modeling*, The Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), Inc., Abril, 2018.
- [13] J. Lee, Y. Kim, T. Kim, S. Moon, «Novel Droop Control of Battery Energy Storage Systems Based on Battery Degradation Cost in Islanded DC Microgrids», Korea Institute of Energy Technology Evaluation and Planning (KETEP), República de Korea. vol. 8, 26, junio, 2020, DOI: 10.1109/ACCESS.2020.3005158
- [14] Q. Fu, A. Hamidi, A. Nasiri, V. Bhavaraju, S. Krstic, P. Theisen, «The Role of Energy Storage in a Microgrid Concept», 26, febrero, 2014, DOI: 10.1109/MELE.2013.2294736.
- [15] W. Guacaneme, A. F. Rodríguez, L. M. Gómez, F. Santamaría y C. Trujillo, «*Desarrollo de un Prototipo de Micro-red Residencial a Baja Escala*,» *Tecnológicas*, pp. Vol 21 No. 43, 107-125, 2018.
- [16] S. Mei, R. Li, X. Xue, Q. Lu, X. Chen, Ahrens, R. Li y L. Chen., «*Paving the Way to Smart Micro Energy Grid: Concepts, Design Principles, and Engineering Practices*,» *Csee Journal Of Power And Energy Systems*, p. 10, 2017.
- [17] V. E. C. Parra, *Estimación de la Demanda Eléctrica y Potencial Energético de Recursos Renovables para el Diseño de Micro-redes en Comunidades Rurales*, Santiago de Chile, Chile: Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Agronómicas, 2016.
- [18] F. J. G. Sales, S. O. Grau y S. S. Chilet, «*Energía Solar Fotovoltaica - Una Apuesta de Futuro Sostenible*,» de *Modulos Fotovoltaicos - Unidad 2*, Valencia, España, Universidad Politécnica de Valencia, 2014, pp. 1-56.

- [19] R. Sharma y S. Goel, «Solar Photovoltaic System Design and Its Reliability,» *IEEE Power, Communication and Information Technology Conference (PCITC), Siksha 'O' Anusandhan University, Bhubaneswar, India.*, p. 5, 2015.
- [20] A. J. G. López, «Gestión de la Energía de una Red Inteligente,» *Universidad Carlos III de Madrid, Departamento de Ingeniería Eléctrica*, p. 115, 2012.
- [21] S. S. Chilet y F. J. G. Sales, «Título propio de especialista universitario en energía solar fotovoltaica,» de Energía Solar Fotovoltaica (On-line), Universidad Politécnica de Valencia, 2010.
- [22] R. I. Putri, S. Adhisuwignjo y M. Rifa'i, «Design of Simple Power Converter For Small Scale Wind Turbine System For Battery Charger,» *3rd International Conference on Information Technology, Information Systems and Electrical Engineering (ICITISEE), Yogyakarta, Indonesia*, pp. 169-173, 2018.
- [23] J. P. Castillo, C. D. Mafiolis, E. C. Escobar, A. G. Barrientos y R. V. Segura, «Design Construction and Implementation of a Low Cost Solar-Wind hybrid Energy System,» *IEEE Latin America Transaction*, pp. Vol. 13 No. 10, 6, 2015.
- [24] F. Blaabjerg y K. Ma, «Wind Energy Systems,» *Institute of Electrical and Electronics Engineers*, vol. 105, n^o 0018-9219 , p. 16, Marzo, 2017.
- [25] Corporación de Desarrollo Tecnológico , «Grupos Electrógenos - Conceptos y Aplicaciones,» *Corporación de Desarrollo Tecnológico*, p. 38, 2018.
- [26] J. Deign, «Microgrids With 50 Percent Solar Do Not Need Storage», *Greentech Media (GTM)*, 30, sept., 2015
- [27] J. A. Guacaneme, D. Velasco y C. L. Trujillo, «Revisión de las Características de Sistemas de Almacenamiento de Energía para Aplicaciones en Micro-redes,» *Información Tecnológica*, pp. 175-188, 2014.
- [28] P. Lilienthal, HOMER, Colorado, Estados Unidos: National Renewable Energy Laboratory - NREL.
- [29] Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas - IPSE, «Informe Mensual de la Prestación de Servicio de Energía Eléctrica en las localidades sin Sistemas de Telemetría de las Zonas No Interconectadas (ZNI)», diciembre 2019.

- [30] Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas - IPSE, «*Informes Mensuales de Operación*». [En línea]. Disponible: <http://190.216.196.84/cnm/>. [Último acceso: 15 Abril 2020].
- [31] R. H. Ortiz, O. A. Zabaleta, C. R. Vera y H. L. Garzón, «*Evaluación Integral de Prestadores - Sociedad Productora de Energía de San Andrés y Providencia SA ESP, Análisis año 2015*,» Superintendencia delegada para Energía y Gas Combustible, Dirección Técnica de Gestión de Energía, Bogotá D.C., 2016.
- [32] Sociedad Productora de Energía de San Andrés y Providencia S.A. ESP - sigla SOPESA SA ESP, «*Evaluación Integral de Prestadores Sociedad Productora de Energía de San Andrés y Providencia S.A. ESP*,» Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible, Dirección Técnica de Gestión de Energía, Bogotá, noviembre 2018.
- [33] J. F. R. Murcia, J. S. Cuenca y H. J. Z. Lesmes, Atlas de Viento de Colombia, Bogotá D.C.: Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM, 2017.
- [34] Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM, «*Atlas de Viento de Colombia*».16 abril 2020.[En Línea]. Disponible: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>.
- [35] Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM, «*Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia*».16 abril 2020.[En Línea]. Disponible: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>
- [36] Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM,«*Anexo: Promedios Mensuales de Brillo Solar para todas las estaciones del país (Horas de Sol al día)*». 16 abril 2020. [En Línea]. Disponible: http://atlas.ideam.gov.co/basefiles/6.Anexo_Promedios-mensuales-de-brillo-solar.pdf
- [37] X. González, «*En Colombia el factor de emisión de CO₂ por generación eléctrica es de 164,38 gramos por kWh*,» La República, p. 1, 19 febrero 2020.
- [38] J. Zhang y Y. Gan, «*Optimization of multi-objective micro-grid based on improved particle swarm optimization algorithm*,» AIP Conference Proceedings, n^o 978-0-7354-1654-3, pp. 040009-1–040009-8, 2018.
- [39] E. Crisostomi, M. Liu, M. Raugi y R. Shorten, [«*Plug-and-Play Distributed Algorithms for Optimized Power Generation in a Micro-grid*,»] IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, vol. 5, n^o 4, p. 10, 2014.

- [40] «*The International Renewable Energy Agency (IRENA)*,» [En línea]. Disponible: <https://www.irena.org>. [Último acceso: 06 Julio 2020].
- [41] Ecopetrol S.A, «*Diésel Marino Naves Ruta Internacional*,» [En línea]. Disponible: <https://acortar.link/WH2Uq> [Último acceso: julio 08 2020]
- [42] «*Departamento Administrativo Nacional de Estadística - DANE*», [En línea]. Disponible: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-del-productor-ipp/ipp-historicos>. [Último acceso: julio 09 2020]
- [43] «*Banco de la República*», [En línea]. Disponible:<https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/trm> [Último acceso: julio 10 2020]
- [44] The International Renewable Energy Agency (IRENA), «Renewable Power Generation Costs in 2019,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2020.
- [45] «Module 6.1 Simplified Financial Models,» de Sustainable Energy Handbook, European Union, 2016, p. 14.
- [46] Gobierno de la República de Colombia, El Gobierno del Reino de Noruega, el Gobierno de la República Federal de Alemania y el Gobierno del Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte., «Declaración Conjunta de Intención sobre Cooperación para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero provenientes de la deforestación, la degradación de los bosques (REDD +1) y promover el desarrollo sostenible en Colombia.,» 2015.
- [47] Grupo Bancolombia, «Grupo Bancolombia,» 2020. [En línea]. Disponible: <https://www.grupobancolombia.com/wps/portal/empresas/productos-servicios/creditos/fomento/bancoldex>. [Último acceso: 15 Noviembre 2020].
- [48] «*Banco de la República*», [En línea]. Disponible:<https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/tasas-captacion-semanales-y-mensuales> [Último acceso: 15 Noviembre 2020]
- [49] M. Molinos-Senante y D. González, «Evaluation of the economics of desalination by integrating greenhouse gas emission costs: An empirical application for Chile,» vol. 133, n^o ISSN 0960-1481, pp. 1327-1337, 2018.
- [50] Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD) (2019), «Taxing Energy Use 2019: Using Taxes for Climate Action», OECD Publishing, Paris, Disponible: <https://doi.org/10.1787/058ca239-en>

- [51] N. Rona, «Colombia: Impuesto Nacional al Carbono,» DNP Colombia, Mayo 2019.
- [52] R. R. Waqfi y M. Nour, «Impact of PV and Wind Penetration into a Distribution Network Using Etap,» IEEE, n^o 978-1-5090-5454-1, pp. 1-5, 2017.
- [53] Integración de las Energías Renovables No Convencionales al Sistema Energético Nacional. Ley No. 1715 de 2014. 13 de mayo de 2014 (Colombia).
- [54] Por la cual se regulan las actividades de autogeneración en las zonas no interconectadas y se dictan algunas disposiciones sobre la generación distribuida en las zonas no interconectadas. CREG 038 de 2018. 09 de abril de 2018 (Colombia).

Capítulo 7

Anexos

I. Consumo de energía para el año 2019 en la isla de San Andrés, Colombia

En las siguientes tablas **7.1** y **7.2** fueron tabulados los consumos por día y por mes, para el año 2019, en la isla de San Andrés, Colombia.

Tabla 7.1: Consumo de Energía Eléctrica en la Isla de San Andrés, entre los meses de enero a junio de 2019, en kWh

día	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio
1	477.653	512.760	515.918	528.131	503.486	570.999
2	488.841	504.610	507.589	540.829	552.747	549.860
3	540.423	474.864	456.323	528.722	553.997	553.184
4	543.011	512.018	515.999	531.301	545.441	596.966
5	535.127	505.282	517.016	525.899	519.415	603.315
6	492.688	500.528	503.816	520.426	569.465	592.628
7	485.665	509.095	515.021	494.501	569.525	581.139
8	524.985	500.186	520.440	544.568	554.071	576.868
9	512.163	498.075	495.391	531.165	563.323	550.037
10	510.700	465.832	485.317	544.502	572.595	598.962
11	503.304	514.311	533.303	545.232	566.610	576.540
12	494.856	513.076	522.291	550.832	541.021	549.962
13	465.679	522.366	512.609	539.757	579.804	571.652
14	502.353	526.221	516.723	510.924	591.580	590.613
15	512.379	521.694	536.415	563.719	596.332	584.087
16	510.412	514.301	518.270	561.095	593.236	557.156
17	510.605	494.689	479.062	548.465	595.027	610.211
18	496.448	545.305	526.076	521.636	567.458	606.265
19	499.112	516.662	528.205	500.988	541.617	612.197
20	461.924	488.761	531.796	539.605	512.206	614.498
21	509.468	511.325	534.198	519.734	491.226	612.764
22	509.729	511.748	515.209	554.625	486.317	597.944
23	513.330	507.160	504.629	546.176	513.324	568.957
24	514.260	475.605	496.075	541.465	478.371	558.865
25	522.167	508.852	501.008	543.823	478.721	573.207
26	498.732	503.315	545.905	551.188	440.675	550.082
27	468.630	489.020	547.103	557.943	450.711	574.700
28	505.837	502.501	547.228	534.342	503.967	583.149
29	502.415		506.284	564.723	543.774	572.411
30	507.755		515.441	570.425	534.720	552.588
31	501.746		500.617		566.240	
Total [kWh]	15.622.397	14.150.162	15.951.277	16.156.741	16.677.002	17.391.806

Tabla 7.2: Consumo de Energía Eléctrica en la Isla de San Andrés, entre los meses de julio a diciembre de 2019, en kWh

día	julio	Agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
1	549.988	599.112	566.399	552.114	554.072	528.645
2	581.144	604.803	610.298	537.132	553.255	556.689
3	582.932	592.440	611.719	569.642	520.343	562.172
4	580.244	568.572	607.668	586.253	513.210	548.538
5	571.017	612.664	572.833	578.515	542.934	561.873
6	555.515	604.762	543.671	547.518	550.619	554.869
7	550.919	555.103	574.590	574.576	576.293	548.935
8	586.846	603.038	560.532	599.705	589.290	516.903
9	593.541	610.605	621.840	602.774	568.997	564.201
10	576.846	604.849	624.728	565.148	532.990	568.499
11	570.582	572.869	627.826	524.214	539.552	547.103
12	577.676	608.425	627.712	509.395	567.368	563.105
13	567.204	622.042	590.598	475.121	574.296	547.677
14	536.222	607.755	523.140	467.281	574.041	546.161
15	565.720	544.521	515.862	523.847	575.332	525.039
16	551.227	531.991	541.832	563.767	549.706	581.686
17	587.033	549.214	585.572	565.438	499.753	572.311
18	583.866	525.972	607.005	554.171	540.545	565.745
19	588.102	495.718	589.836	541.031	544.691	573.522
20	548.346	583.045	573.504	531.354	531.321	575.054
21	560.843	606.011	564.753	547.520	548.260	542.792
22	601.551	600.941	544.521	544.356	552.899	524.085
23	592.499	601.209	593.266	533.854	547.856	559.821
24	589.146	587.560	587.341	541.740	523.930	516.609
25	602.255	574.797	605.035	546.372	560.336	470.144
26	578.010	619.308	590.924	507.140	574.749	553.268
27	565.762	612.007	596.463	478.588	606.246	561.212
28	544.294	597.850	575.645	556.512	612.499	560.038
29	586.456	608.155	513.427	572.358	567.305	555.193
30	580.414	602.113	567.213	533.860	542.710	595.483
31	589.396	601.421		519.930		568.026
Total [kWh]	17.795.596	18.208.872	17.415.753	16.851.226	16.635.398	17.115.398

II. Potencia activa demandada para el año 2019 en la isla de San Andrés, Colombia

En las siguientes tablas **7.3** y **7.4** fue tabulada la potencia activa demandada por día y por mes, para el año 2019, por los habitantes de la isla de San Andrés, Colombia.

Tabla 7.3: Potencia demandada por la isla de San Andrés, para los meses de enero a junio del año 2019, en kW

Día	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio
1	22.000	26.000	24.000	26.000	27.000	29.000
2	25.500	24.500	23.000	27.000	26.000	25.100
3	26.476	22.500	24.000	25.000	26.000	26.000
4	26.000	26.000	26.000	27.000	26.000	28.000
5	24.000	24.000	25.500	26.000	24.800	28.500
6	26.000	26.000	26.200	25.000	28.500	28.600
7	23.000	26.000	27.000	24.000	27.500	27.500
8	26.000	26.000	27.100	25.000	27.400	24.000
9	25.000	24.000	24.000	26.500	26.500	26.000
10	25.000	22.500	24.000	27.000	28.500	29.000
11	25.000	26.000	27.500	26.500	27.000	27.000
12	24.000	26.000	26.000	27.100	25.000	26.000
13	22.000	26.500	26.000	25.000	29.000	28.000
14	25.000	26.500	26.200	25.000	29.200	27.000
15	25.500	27.000	27.500	27.500	29.311	26.500
16	25.000	23.000	25.000	28.000	29.200	26.000
17	25.500	24.000	22.000	27.000	29.300	29.000
18	26.000	27.452	26.000	24.900	26.500	29.800
19	24.000	26.000	27.000	24.000	25.500	30.212
20	22.500	23.000	26.000	26.000	26.000	28.900
21	25.500	26.000	26.200	27.000	26.000	29.000
22	26.000	25.500	25.500	27.500	25.000	27.500
23	24.000	25.000	25.000	27.500	25.000	26.500
24	26.000	24.900	23.500	26.500	22.500	27.000
25	26.000	26.000	24.000	26.500	22.500	28.000
26	24.000	25.500	27.600	27.500	22.000	27.000
27	22.500	24.000	27.500	26.000	22.400	27.500
28	26.000	26.000	27.715	26.500	26.000	28.000
29	26.000		25.100	28.100	27.500	27.000
30	24.000		25.000	28.319	27.000	25.500
31	26.000		24.000		29.000	

Tabla 7.4: Potencia demandada por la isla de San Andrés, para los meses de julio a diciembre del año 2019, en kW

Días	julio	Agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
1	28.000	29.000	30.000	26.000	26.500	27.000
2	27.500	28.000	29.000	27.500	26.000	26.800
3	27.500	27.500	30.000	28.000	25.000	27.500
4	27.400	27.000	29.900	29.000	24.000	28.000
5	27.400	29.000	28.000	28.000	27.000	27.000
6	27.000	28.500	27.000	25.500	26.000	27.000
7	26.000	26.500	27.500	29.000	27.500	26.500
8	29.000	29.000	29.000	28.000	27.500	24.900
9	27.000	28.000	30.200	29.460	27.000	27.000
10	27.500	27.800	30.490	27.500	25.500	27.400
11	27.500	27.000	30.100	25.000	25.800	27.000
12	28.000	30.000	30.000	25.500	27.800	27.500
13	27.000	30.100	29.900	27.500	27.500	27.400
14	24.900	29.000	25.000	27.500	27.500	27.000
15	27.500	27.000	27.000	28.000	27.400	25.000
16	27.500	26.000	27.000	27.500	26.000	28.674
17	29.000	26.500	30.000	28.500	25.000	27.500
18	28.000	25.000	30.300	27.500	27.000	27.400
19	28.500	23.000	29.000	26.000	27.500	27.500
20	26.000	29.000	27.500	25.000	27.000	27.000
21	27.000	29.900	27.200	26.000	27.000	25.200
22	28.000	28.000	26.000	27.000	27.200	24.900
23	28.000	28.000	29.500	27.000	27.000	27.000
24	28.000	28.000	29.000	28.000	24.900	24.900
25	29.000	27.000	30.100	27.000	27.500	22.000
26	29.516	30.244	29.000	24.000	27.800	27.000
27	27.000	28.500	27.000	22.500	29.000	27.000
28	26.000	28.500	27.000	27.000	29.672	27.500
29	28.000	30.000	26.000	27.500	29.000	26.000
30	27.800	28.000	28.000	27.000	27.000	28.000
31	29.000	28.000		25.500		27.000

III. Especificaciones Técnicas del Aerogenerador

Las especificaciones técnicas del aerogenerador seleccionado en HOMER Pro son indicadas a continuación:

- Referencia: Generic 1,5MW
- Abreviación: G1500
- Marca: Generic
- Potencia de salida: 1.500 kW
- Altura de la Góndola: 60 m

La curva y la tabla con las potencias de salida de acuerdo con la velocidad del viento, se muestran en la figura 7.1:

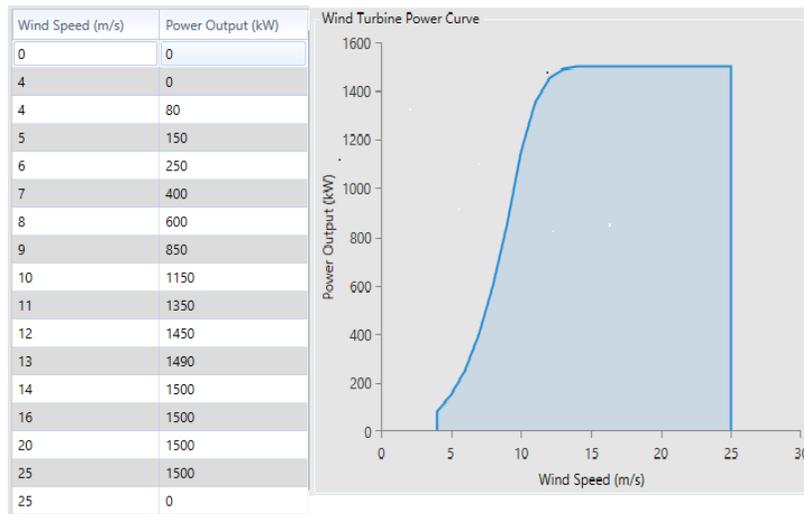


Figura 7.1: Características de la Potencia de salida [kW] para la turbina G1500 de acuerdo con la velocidad del viento [m/s]

El anterior aerogenerador seleccionado en HOMER Pro puede ser representado por un aerogenerador tripala de potencia 1.500 kW y una altura de góndola de 60 m, modelo V63/1500 de la marca Vestas de Dinamarca, de acuerdo con la hoja de datos mostrada a continuación:

V63/1500 (Vestas)

Main data	Rotor	Tower	Weights
Rated power: 1500 kW Rotor diameter: 63.6 m Old model Offshore model: no Commissioning: 1995	Number of blades: 3 Type: Pitch Swept area: 3176.9 m ² Power density: 2.12 m ² /kW Maximum speed: 22.9 rd/min	Minimum hub height: 60 m Maximum hub height: 60 m	Nacelle: 52.2 t Rotor + hub: 78 t Tower: 29.7 t Total: 157.9 t
	Gearbox	Wind speeds	
	Gearbox: yes Stages: 3 Gear ratio: 72	Cut-in wind speed: 4 m/s Rated wind speed: 16 m/s Cut-off wind speed: 25 m/s	
		Generator	
		Type: ASYNC Number: 1 Maximum speed: 1650 rd/min Voltage: 690 V	

Figura 7.2: Hoja de datos de la turbina eólica modelo V63/1500 de la marca Vestas de Dinamarca

IV. Especificaciones Técnicas de los Paneles Solares

Las especificaciones técnicas de los paneles solares seleccionados son el modelo JKM470M-7RL3-V de la marca Jinko Solar Co de China y cuyas características son indicadas a continuación:

- Modelo Número: JKM470M-7RL3-V
- Marca: Jinko Solar Co, Ltd
- Tecnología: Monocristalino
- Potencia del módulo (P_{PMP}): 470 W_p
- Voltaje en el máximo punto de operación (V_{PMP}): 43,28 [V]
- Corriente en el máximo punto de operación (I_{PMP}): 10,86 [A]
- Voltaje de Circuito Abierto (V_{OC}): 52,14 [V]
- Corriente de Corto Circuito (I_{SC}): 11,68 [A]
- Coeficiente de temperatura de V_{OC} (β): -0,28 [%/°C]
- Coeficiente de temperatura de I_{SC} (α): 0,048 [%/°C]

- Coeficiente de temperatura de P_{max} (γ): -0,35 [%/°C]
- Lado corto: 1,029 m y lado largo: 2,182 m
- Número de celdas: 156

Los anteriores datos, son extraídos de la siguiente hoja de datos:

SPECIFICATIONS										
Module Type	JKM450M-7RL3		JKM455M-7RL3		JKM460M-7RL3		JKM465M-7RL3		JKM470M-7RL3	
	JKM450M-7RL3-V		JKM455M-7RL3-V		JKM460M-7RL3-V		JKM465M-7RL3-V		JKM470M-7RL3-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	450Wp	335Wp	455Wp	339Wp	460Wp	342Wp	465Wp	346Wp	470Wp	350Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	42.86V	39.20V	42.97V	39.32V	43.08V	39.43V	43.18V	39.58V	43.28V	39.69V
Maximum Power Current (Imp)	10.50A	8.54A	10.59A	8.61A	10.68A	8.68A	10.77A	8.74A	10.86A	8.81A
Open-circuit Voltage (Voc)	51.50V	48.61V	51.60V	48.70V	51.70V	48.80V	51.92V	49.01V	52.14V	49.21V
Short-circuit Current (Isc)	11.32A	9.14A	11.41A	9.22A	11.50A	9.29A	11.59A	9.36A	11.68A	9.43A
Module Efficiency STC (%)	20.04%		20.26%		20.49%		20.71%		20.93%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

* STC:  Irradiance 1000W/m²  Cell Temperature 25°C  AM=1.5
 NOCT:  Irradiance 800W/m²  Ambient Temperature 20°C  AM=1.5  Wind Speed 1m/s

Figura 7.3: Hoja de Datos del Panel solar modelo JKM470M-7RL3-V de la marca China Jinko Solar Co

V. Especificaciones Técnicas de Baterías Solares

Las especificaciones técnicas de las baterías solares seleccionadas se muestran a continuación:

12 VOLT

PHYSICAL SPECIFICATIONS

MODEL NAME	TERMINAL TYPE ^b	DIMENSIONS ^a INCHES (mm)			WEIGHT ^f LBS. (kg)	HANDLES	INSTALLATION ORIENTATION
		LENGTH	WIDTH	HEIGHT ^c			
SAGM 12 205	M8/LT	14.97 (380)	6.94 (176)	14.07 (357)	131 (59)	Braided Rope	Horizontal and Vertical

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

VOLTAGE	CAPACITY ^a AMP-HOURS (Ah)					ENERGY (kWh)	INTERNAL RESISTANCE (mΩ)	SHORT CIRCUIT CURRENT (amps)
	10-Hr	20-Hr	48-Hr	72-Hr	100-Hr			
12						20-Hr	4.5	2790
	174	205	210	213	216	2.46		

CHARGING INSTRUCTIONS

CHARGER VOLTAGE SETTINGS (AT 77°F/25°C)				
SYSTEM VOLTAGE	12V	24V	36V	48V
Maximum Charge Current (A)	20% of C ₂₀			
Absorption Voltage (2.40 V/cell)	14.40	28.80	43.20	57.60
Float Voltage (2.25 V/cell)	13.50	27.00	40.50	54.00
Do not install or charge batteries in a sealed or non-ventilated compartment. Constant under or overcharging will damage the battery and shorten its life as with any battery.				

CHARGING TEMPERATURE COMPENSATION

ADD	SUBTRACT
0.005 volt per cell for every 1°C below 25°C 0.0028 volt per cell for every 1°F below 77°F	0.005 volt per cell for every 1°C above 25°C 0.0028 volt per cell for every 1°F above 77°F

OPERATIONAL DATA

OPERATING TEMPERATURE	SELF DISCHARGE
-4°F to 122°F (-20°C to +50°C). At temperatures below 32°F (0°C) maintain a state of charge greater than 60%.	Less than 3% per month depending on storage temperature conditions.

Figura 7.4: Hoja de datos de las baterías marca Trojan modelo SAGM 12 205

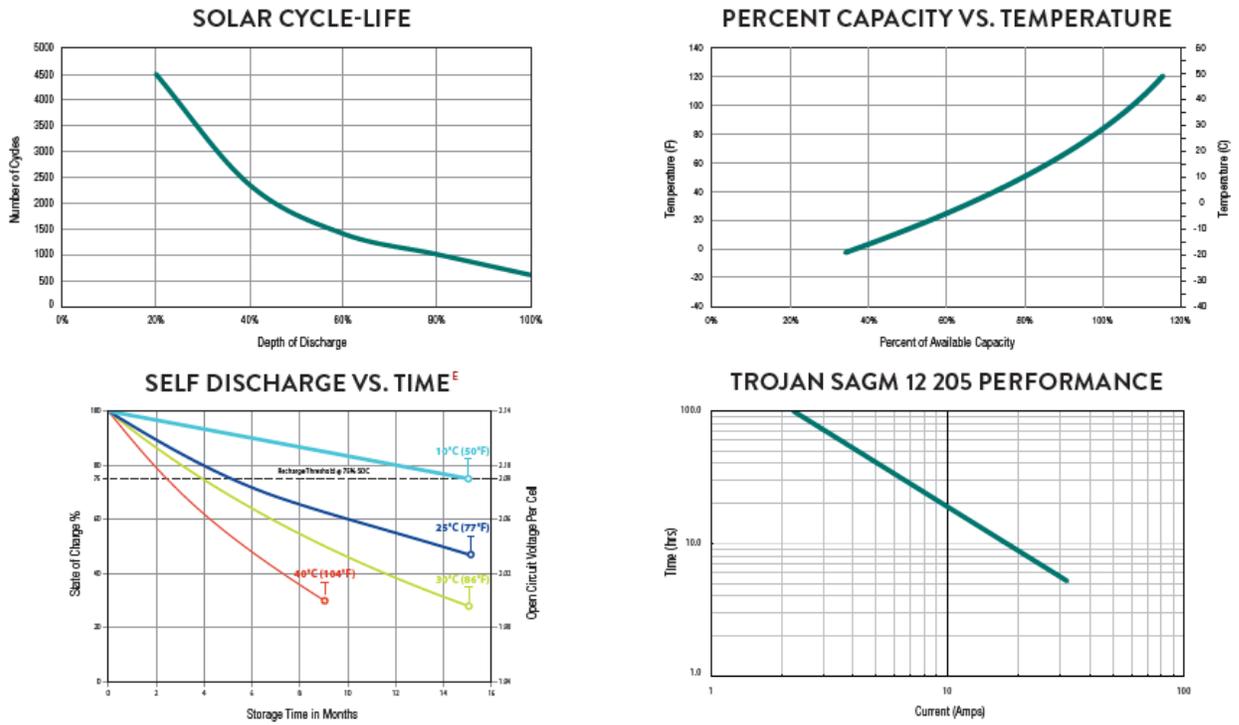


Figura 7.5: Hoja de datos de las baterías marca Trojan modelo SAGM 12 205

VI. Especificaciones Técnicas de los Inversores

Las especificaciones técnicas de los inversores seleccionados son marca Sungrow Power Supply Co. Ltd, modelo SG110CX de 110 [kW] y el otro inversor es modelo SG 80KTL de 80 [kW], cuyas hojas de datos son mostradas a continuación:

Type designation	SG110CX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1100 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	200 V / 250 V
Nominal PV input voltage	585 V
MPP voltage range	200 – 1000 V
MPP voltage range for nominal power	550V – 850 V
No. of independent MPP inputs	9
Max. number of PV strings per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 9
Max. current for input connector	30 A
Max. DC short-circuit current	40 A * 9
Output (AC)	
AC output power	110 kVA @ 45 °C / 100 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	158.8 A
Nominal AC voltage	3 / N / PE, 400 V
AC voltage range	320 – 460 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I _n
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	98.7 %
Euro. efficiency	98.5 %

Figura 7.6: Hojas de datos de los inversores marca Sungrow Power Supply Co. Ltd modelo SG110CX de 110 [kW]

SUNGROW

String Inverter

Grid Type	230V/400Vac
Input Side Data	
Max. PV input voltage	1000V
Startup voltage	620V
MPP voltage range	570~950V
MPP voltage range for nominal power	570~850V
No. of MPPTs	1
Max. number of PV strings per MPPT	18
Max. PV input current	144A
Max. current for input connector	12A
Output Side Data	
Nominal AC output power	80000W
Max AC output power (PF=1)	80000W
Max. AC output apparent power	80000VA
Max. AC output current	116A
Nominal AC voltage	3P+PE, 230/400Vac
AC voltage range	310~480Vac
Nominal grid frequency	50Hz/60Hz
Grid frequency range	45~55Hz/55~65Hz
THD	<3% (Nominal power)
DC current injection	<0.5 %In
Power factor	>0.99@default value at nominal power, (adj. 0.8overexcited ~0.8underexcited)
Protection	

Figura 7.7: Hojas de datos de los inversores marca Sungrow Power Supply Co. Ltd modelo modelo SG 80KTL de 80 [kW]

VII. Selección en Homer de los diferentes tamaños de generadores:

En lugar de utilizar la opción Autosize Genset con la que calcula por defecto el programa HOMER Pro el bloque de generación diésel, fueron seleccionadas una a una, las 10 unidades diésel con las que cuenta la isla de San Andrés. Por lo anterior, en las siguientes imágenes es posible apreciar la selección de los generadores a utilizar en HOMER Pro de acuerdo con su tamaño:

Add/Remove G1-14300 G2-14300 G3-9600 G4-9600 **G5-2800** G6-2800 G7-2800 G8-2800 G9-2800 G10-2800

GENERATOR  Name: G5-2800 Abbreviation: G5-280

Properties

Name: G5-2800
 Abbreviation: G5-2800
 Manufacturer: Generic
www.homerenergy.com
 Notes:

Costs

Capacity (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/op. hr)
2800	\$6,944,000.00	\$6,944,000.00	\$0.020

Click here to add new item

Multiplier:

Sizing

Size (kW)
2800

Site Specific Input

Minimum Load Ratio (%): 25.00 Lifetime (Hours): 15,000.00
 Minimum Runtime (Minutes): 0.00 Diesel Fuel Price (\$/L): 0.519

Figura 7.8: Selección de generadores de 2.800 kW en HOMER Pro

Add/Remove G1-14300 G2-14300 **G3-9600** G4-9600 G5-2800 G6-2800 G7-2800 G8-2800 G9-2800 G10-2800

GENERATOR  Name: G3-9600 Abbreviation: G3-960

Properties

Name: G3-9600
 Abbreviation: G3-9600
 Manufacturer: Generic
www.homerenergy.com
 Notes:

Costs

Capacity (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/op. hr)
9600	\$23,808,000.00	\$23,808,000.00	\$0.010

Click here to add new item

Multiplier:

Sizing

Size (kW)
9600

Site Specific Input

Minimum Load Ratio (%): 25.00 Lifetime (Hours): 15,000.00
 Minimum Runtime (Minutes): 0.00 Diesel Fuel Price (\$/L): 0.519

Figura 7.9: Selección de generadores de 9.600 kW en HOMER Pro

Add/Remove **G1-14300** G2-14300 G3-9600 G4-9600 G5-2800 G6-2800 G7-2800 G8-2800 G9-2800 G10-2800

GENERATOR  Name: G1-14300 Abbreviation: G1-143

Properties

Name: G1-14300
 Abbreviation: G1-14300
 Manufacturer: Generic
www.homerenergy.com
 Notes:

Costs

Capacity (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/op. hr)
14300	\$35,464,000.00	\$35,464,000.00	\$0.010

Click here to add new item

Multiplier:

Sizing

Size (kW)
14300

Site Specific Input

Minimum Load Ratio (%): 25.00 Lifetime (Hours): 15,000.00
 Minimum Runtime (Minutes): 0.00 Diesel Fuel Price (\$/L): 0.519

Figura 7.10: Selección de generadores de 14.300 kW en HOMER Pro

VIII. Área abarcada por los paneles solares fotovoltaicos:

El número total de paneles requeridos para el parque solar serían 64.715 unidades y el área total abarcada por el parque solar, sería:

$$A_{\text{parque solar}} = 64.715 * (1,029 [m])(2,182 [m])$$

$$A_{\text{parque solar}} = 145.303 [m^2]$$

Es decir, que el área que se requeriría para instalar el parque solar sería de 0.145 km^2 es decir 14,53 Hectáreas aproximadamente. Si se tiene en cuenta que la isla tiene una extensión de tierra de aproximadamente 27 km^2 , el área requerida es apenas un 0,5% del área total.

La granja solar podría ser ubicada en la parte sur de la isla, cerca al sitio turístico conocido como *El Hoyo Soplador*. Fueron seleccionadas dos posibles ubicaciones para la instalación de la granja solar, como se puede apreciar en la figura 7.11:



Figura 7.11: Ubicaciones tentativas de la granja solar en la isla de San Andrés

La granja solar tendrá un área de aproximadamente 145.303 m^2 , por lo tanto, como se puede apreciar en las figuras 7.12 y 7.15, puede ser ubicada en una de las dos siguientes áreas:



Figura 7.12: Ubicación tentativa 1 de la granja solar en la isla de San Andrés, elaboración propia



Figura 7.13: Ubicación tentativa 2 de la granja solar en la isla de San Andrés, elaboración propia

La vista previa de los paneles solares fotovoltaicos ubicados en la opción 2 es mostrado a continuación en la siguiente figura:

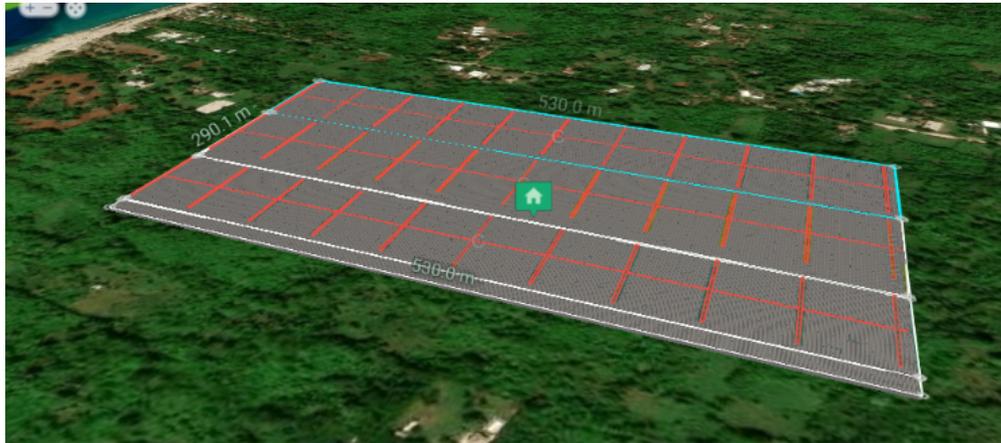


Figura 7.14: Ubicación de los paneles solares fotovoltaicos en el predio 2 de la isla de San Andrés, elaboración propia en el programa Aurora Solar.

Debido al gran tamaño del predio asignado a la granja solar fotovoltaica, en la siguiente figura es mostrada una vista ampliada de la instalación, en la que es posible apreciar las vías de acceso que se contemplaron para actividades como mantenimientos e inspección visual y supervisión de los paneles solares.

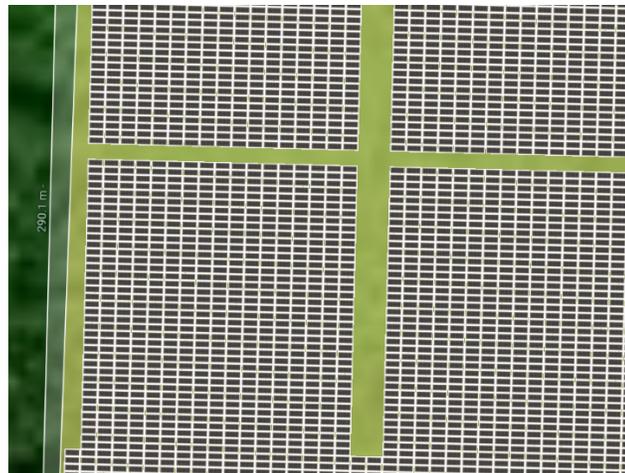


Figura 7.15: Vista ampliada de la granja solar fotovoltaica en la isla de San Andrés, incluyendo rutas de acceso y pasajes para inspección. Elaboración propia en el programa Aurora Solar.