



Universidad del
Rosario

Escuela de Ingeniería,
Ciencia y Tecnología

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE POLIGENERACIÓN PARA LA PRODUCCIÓN DE
ELECTRICIDAD, FRÍO, CALOR Y AGUA DESALINIZADA EN EL
DEPARTAMENTO DE LA GUAJIRA- COLOMBIA.**

MAESTRÍA EN ENERGÍAS RENOVABLES

**JOHAN CAMILO BORDA ARDILA
JUAN CARLOS RINCÓN MORALES
PEDRO PABLO ORTÍZ SALAZAR**

TÍTULO A OBTENER: MAGÍSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

**Dirección:
María Fernanda Gómez PhD
Anders Malmquist PhD**

**Universidad del Rosario
Escuela de Ingeniería, Ciencia y Tecnología
Maestría en energías renovables
2026**



AGRADECIMIENTOS

A mis padres, a mis hermanos y a mi novia por su apoyo incondicional, su amor y su fortaleza, que han sido la base y el impulso que nos acompañó en cada paso de este camino.

Juan Carlos

Dedico este trabajo de grado, en primer lugar, a Dios, por guiarme y darme la fortaleza necesaria para culminar este importante propósito.

A mi familia, especialmente a mi madre y a mi hermana, porque sin su apoyo incondicional para emprender este camino, este logro no habría sido posible.

A mi pareja, quien con su apoyo, comprensión y motivación constante me impulsó a seguir adelante y concluir esta meta tan significativa en mi vida.

A todos ellos, gracias por ser parte fundamental de este proyecto y por acompañarme en la construcción de este logro.

Johan Camilo

A mi esposa y mi hija, mi presente y mi futuro. Gracias por ser mi constante apoyo, mi inspiración y el motor que me impulsa a alcanzar mis metas. A mi querida madre, mi guía espiritual. Gracias por inculcarme la perseverancia y el amor que hoy me permiten cumplir este sueño. Siempre estarás conmigo, en cada logro, en cada paso.

Pedro Pablo

Y a nuestra directora de Tesis, María Fernanda, expresamos nuestra más profunda gratitud y reconocimiento.

Su guía incondicional, su visión crítica no solo enriquecieron sustancialmente la calidad de esta investigación, sino que también fueron fundamentales para el desarrollo de nuestras habilidades como estudiantes.

Agradecemos especialmente su disponibilidad, su paciencia y la confianza depositada en este proyecto, incluso en los momentos más desafiantes. Su compromiso y pasión por las energías renovables son una verdadera inspiración.

Así mismo Queremos expresar nuestro profundo agradecimiento al profesor Anders Malmquist por compartir generosamente su conocimiento y experiencia a lo largo del desarrollo de esta tesis. Su visión y compromiso con la promoción y el desarrollo de proyectos de energía renovable en diversas regiones del mundo han sido una fuente constante de inspiración para nuestro trabajo. Apreciamos especialmente su intención y motivación para impulsar iniciativas similares en otros contextos, lo que refuerza el impacto global de esta investigación fundamental para enriquecer esta propuesta y para fomentar una perspectiva amplia y comprometida con la sostenibilidad energética

Juan Carlos, Pedro Pablo y Johan Camilo



TABLA DE CONTENIDO

<i>Nomenclaturas</i>	13
<i>RESUMEN</i>	16
<i>ABSTRACT</i>	17
<i>CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN</i>	18
<i>CAPITULO 2. OBJETIVOS</i>	21
2.1. Objetivo general	21
2.2. Objetivos específicos	21
<i>CAPITULO 3. PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN</i>	22
3.1. Planteamiento del problema	22
3.2. Justificación	23
3.3. Limitaciones	24
3.4. Preguntas de investigación	25
<i>CAPITULO 4 MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE</i>	26
4.1. Fundamentos de poligeneración en Zonas No Interconectadas (ZNI)	26
4.1.1. Poligeneración en Zonas No Interconectadas (ZNI)	26
4.1.2. Configuración base en ZNI	26
4.2. Tecnologías de generación y almacenamiento	26
4.2.1. Energía solar fotovoltaica	26
4.2.2. Energía Eólica	27
4.2.3. Grupo electrógeno Diesel	27
4.2.4. Gestión de energía y almacenamiento electroquímico	27
4.2.5. BESS (Battery Energy Storage System)	27
4.3. Tecnologías de aprovechamiento térmico	27



4.3.1.	Producción de frío/calor en poligeneración	27
4.3.2.	Panel Fotovoltaico-Térmico (PVT-Híbrido)	28
4.3.3.	Colector solar parabólico y Fresnel	28
4.3.4.	Solar térmica	28
4.3.5.	Recuperación de calor del diésel (CHP)	28
4.3.6.	Caldera GLP/diésel	29
4.3.7.	Bomba de calor	29
4.4.	Producción de frío en sistemas de poligeneración	29
4.4.1.	Chiller por compresión eléctrica	29
4.4.2.	Absorción LiBr-H ₂ O	29
4.4.3.	Adsorción	29
4.5.	Desalinización de agua de mar para usos domésticos no potables	30
4.5.1.	Ósmosis Inversa (RO)	30
4.5.2.	Destilación de múltiple efecto (MED)	30
4.5.3.	Flash multietapa	30
4.5.4.	Electrodialisis (ED)	30
4.5.5.	Compresión mecánica de vapor (MVC)	30
CAPITULO 5 METODOLOGIA		32
5.1.	Introducción a la metodología	32
5.2.	Síntesis de la estructura metodológica	33
5.3.	Selección de emplazamiento	34
5.4.	Estimación de la demanda	35
5.5.	Selección de tecnologías	36
5.6.	Metodología para el dimensionamiento y la simulación	36
5.7.	Metodología para la evaluación económica	37
CAPITULO 6 SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO DEL PROYECTO		39



6.1.	Aplicación del análisis para la selección de emplazamiento	39
6.2.	Resultados de la priorización de alternativas	40
6.2.1.	Ponderación de criterios	40
6.2.2.	Evaluación de alternativas por criterio	41
6.3.	Discusión de robustez y consideraciones críticas	41
6.4.	Conclusiones y recomendaciones del capítulo	42
<i>CAPITULO 7. ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA</i>		43
7.1.	Enfoque general y propósito	43
7.2.	Estimación de la demanda por vector energético	43
7.2.1.	Estimación de la demanda de electricidad (kWh/día por institución)	43
7.2.2.	Estimación unitaria demanda calor (MJ/día por institución)	44
7.2.3.	Estimación unitaria de la demanda de frío (kWh_frí /día por institución)	45
7.2.4.	Estimación unitaria de agua desalinizada (L/día por institución)	47
7.2.5.	Resumen de consumos energéticos y de agua por institución	48
7.2.6.	Demanda total unitaria integrada	48
7.3.	Rangos de incertidumbre	49
7.4.	Previsión de crecimiento de la demanda	50
7.5.	Recomendaciones del capítulo	50
<i>CAPITULO 8. SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS</i>		52
8.1.	Introducción	52
8.2.	Resultados de la selección de tecnologías	52
8.2.1.	Resultados normalizados y comparación de alternativas	53
8.2.2.	Ranking de alternativas	54
8.3.	Configuración final del sistema	55
8.4.	Recomendaciones	56
<i>CAPITULO 9. DIMENSIONAMIENTO DEL PROYECTO</i>		57
9.1.	Dimensionamiento de subsistemas	57
9.1.1.	Campo Fotovoltaico	57
9.1.2.	Inversor	57
9.1.3.	Eólica Onshore	58



9.1.4. Diésel + CHP	59
9.1.5. Banco de baterías	59
9.2. Balance energético	59
9.3. Resultados en HOMER Pro	60
9.4. Análisis Técnico-Económico	66
9.5. Recomendaciones	66
<i>CAPITULO 10 ANÁLISIS FINANCIERO</i>	67
10.1. Evaluación Financiera	67
10.2. Parámetros financieros clave	67
10.3. Costo Neto Presente (NPC) y Costos de Inversión (CAPEX)	68
10.4. Desglose del LCOE y LCOW	68
10.5. Estimación de Indicadores de Rentabilidad (VPN y ROI)	69
10.5.1. Valor Presente Neto (VPN)	69
10.5.2. Retorno de la Inversión (ROI)	69
10.5.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)	69
10.5.4. Payback de la inversión	71
10.5.5. Análisis de sensibilidad	72
<i>CAPITULO 11. CONCLUSIONES E INVESTIGACIONES FUTURAS</i>	76
11.1. Direcciones futuras de investigación.	77
<i>12. REFERENCIAS</i>	78
<i>ANEXO A. SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO DEL PROYECTO</i>	85
A.1 Propósito del anexo	86
A.2 Descripción general de la metodología	86
A.3 Aplicación de la metodología	86
A.4. Observaciones finales del anexo	92
<i>ANEXO B. METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA</i>	93
B.1 Propósito del anexo	94
B.2 Enfoque general de estimación	94
B.3 Desarrollo de la estimación por vector	94
B.4 Síntesis de la demanda integrada	98



B.5 Consideraciones sobre incertidumbre y alcance	99
ANEXO C. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS	100
C.1 Enfoque general y fundamento de método	101
C.1.1. Alcance y reglas	101
C.1.2 Procedimiento de elicitación	102
C.2 Selección de criterios de evaluación	102
C.3 Pesos propuestos	103
C.4. Evaluación de alternativas y cálculo de puntajes	104
C.4.1. Conjunto de alternativas por categoría	104
C.4.2. Filtro de acoplamiento a la demanda	105
C.4.3. Parámetros de referencia y elementos de puntuación	107
C.4.4. Matriz de datos brutos y normalización	109
C.4.5. Resultados normalizados y selección final	112
ANEXO D. METODOLOGÍA PARA EL DIMENSIONAMIENTO Y SIMULACIÓN	115
D.1. Enfoque general del dimensionamiento	116
D.2. Supuestos y criterios de diseño	116
D.3. Perfil de carga y conversiones	117
D.3.1. Perfil de carga	117
D.3.2. Demanda eléctrica primaria	117
D.3.3. Carga diferible de desalinización	118
D.3.4. Demanda térmica para cocina (CHP)	118
D.4. Metodología de dimensionamiento de subsistemas	119
D.4.1. Campo Fotovoltaico	119
D.4.2. Inversor	119
D.4.3. Eólica Onshore	120
D.4.4. Diésel + CHP	120
D.4.5. Banco de baterías	121
D.5. Configuración del modelo en HOMER Pro	121
ANEXO E. DATOS DE ENTRADA EN HOMER PRO	122
E.1. Perfil horario de carga	123



E.2. Recursos del sitio	125
--------------------------------	------------

<i>ANEXO F. ASIGNACIÓN DE CAPEX Y OPEX EN HOMER PRO</i>	128
--	------------



INDICE DE FIGURAS

Fig. 1 Estructura Metodológica.....	33
Fig. 2 Ubicación de las alternativas de emplazamiento evaluadas en el departamento de La Guajira.....	39
Fig. 3 Diagrama de configuración final del sistema de poligeneración.....	56
Fig. 4 Diagrama del sistema de poligeneración	61
Fig. 5 Visión general de costos y flujo de caja	62
Fig. 6 . Resultados de optimización	62
Fig. 7 Desglose de costos por componente	63
Fig. 8 Producción y consumo eléctrico anual del sistema de poligeneración.....	64
Fig. 9 Indicadores de penetración renovable	65
Fig. 10 Emisiones anuales del sistema.....	66
Fig. 11 Curvas de sensibilidad representativas del LCOE frente a variables críticas del sistema	73
Fig. 12 Radar puntaje global para selección del sitio óptimo	92
Fig. 13 Priorización Lugar de Emplazamiento	92
Fig. 14 Carga eléctrica primaria del sistema.....	124
Fig. 15 Carga diferible	125
Fig. 16 Ubicación proyectada del sistema (HOMER PRO)	126
Fig. 17 GHI mensual (NASA POWER)	126
Fig. 18 Velocidad media del viento mensual (NASA POWER).	127
Fig. 19 Temperatura media diaria mensual (NASA POWER).	127
Fig. 20 Dimensionamiento y asignación de CAPEX y OPEX para el campo fotovoltaico.....	129
Fig. 21 Dimensionamiento y asignación de CAPEX y OPEX para el inversor off-grid.....	130
Fig. 22 Dimensionamiento y asignación de CAPEX y OPEX para la turbina 3.3 kW	130
Fig. 23 Dimensionamiento y asignación de CAPEX y OPEX para la turbina 4.2 kW	131
Fig. 24 Dimensionamiento y asignación de CAPEX y OPEX para el generador diésel	131
Fig. 25 Dimensionamiento y asignación de CAPEX y OPEX para el sistema de almacenamiento	132



INDICE DE TABLAS

Tabla I Síntesis de la estructura metodológica	33
Tabla II Caracterización comparativa de las alternativas de emplazamiento	40
Tabla III Matriz de comparación de criterios	40
Tabla IV Priorización final de alternativas de emplazamiento	41
Tabla V Estimación de la demanda eléctrica diaria para una escuela rural (NIGERIA).....	44
Tabla VI Estimación de la demanda térmica diaria por escuela rural tipo	45
Tabla VII Estimación de la demanda de frío por componente y demanda de frío útil adoptada..	46
Tabla VIII Indicadores de síntesis	46
Tabla IX Referencias y criterio adoptado para la dotación de agua desalinizada no potable.....	48
Tabla X Demanda total unitaria integrada	48
Tabla XI Rango de incertidumbre demanda de vectores	49
Tabla XII Previsión de crecimiento anual de la demanda	50
Tabla XIII Selección de criterios de evaluación	53
Tabla XIV Resultados normalizados y comparación de alternativas	53
Tabla XV Ranking de alternativas	54
Tabla XVI Balance energético.....	60
Tabla XVII Parámetros financieros clave.....	67
Tabla XVIII Costo neto presente (NPC) y Costos de inversión (CAPEX)	68
Tabla XIX Desglose del LCOE y LCOW.....	68
Tabla XX Costos generales estimados.....	70
Tabla XXI Métricas económicas	71
Tabla XXII Métricas económicas	74
Tabla XXIV Escala de SAATY	87
Tabla XXV Matriz de comparación de criterios	88
Tabla XXVI Proximidad al mar.....	89
Tabla XXVII Demanda doméstica.....	90
Tabla XXVIII Demanda turística / hospitalaria.....	90
Tabla XXIX Infraestructura.....	90
Tabla XXX Recurso energético solar – eólico	91
Tabla XXXI Déficit de cobertura de servicios	91
Tabla XXXII Comparación alternativas	91



Tabla XXXIII Referencia base para la estimación de la demanda eléctrica diaria (NIGERIA) ..	94
Tabla XXXIV Parámetros adoptados para la estimación de la demanda térmica	95
Tabla XXXV Cálculo de la demanda térmica diaria por escuela rural tipo	96
Tabla XXXVI Equipos y tiempos de uso considerados para la demanda de frío	96
Tabla XXXVII Guías y lineamientos utilizados para la estimación de agua desalinizada.....	97
Tabla XXXVIII Criterio adoptado para la demanda de agua desalinizada no potable.....	97
Tabla XXXIX Consolidación de la demanda total unitaria integrada	99
Tabla XL Selección de criterios de evaluación.....	102
Tabla XLI Indicadores de evaluación por vector energético	103
Tabla XLII Pesos por familia (TODAS LAS CATEGORÍAS).....	103
Tabla XLIII Alternativas tecnológicas para cada vector energético.....	104
Tabla XLIV Elegibilidad por ajuste a la demanda.....	105
Tabla XLV Parámetros de referencia y elementos de puntuación para las alternativas tecnológicas.....	108
Tabla XLVI Normalización vector electricidad	110
Tabla XLVII Normalización vector calor.....	110
Tabla XLVIII Normalización vector frío.....	111
Tabla XLIX Normalización vector agua desalinizada.....	112
Tabla L Resultados normalizados y selección final de tecnologías.....	113
Tabla LI Perfil de carga horaria	123



Nomenclaturas

AHP	Proceso Analítico Jerárquico (Analytic Hierarchy Process): Técnica multicriterio para estructurar y priorizar alternativas complejas a través de comparaciones por pares y asignación de pesos, utilizada para selección de emplazamientos y tecnologías.
BESS	Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (Battery Energy Storage System): Banco de baterías, típicamente de litio o plomo-ácido, que almacena energía eléctrica para equilibrar la generación renovable intermitente y garantizar suministro continuo.
CAPEX	Gastos de Capital (Capital Expenditure): Suma destinada a inversiones iniciales, adquisición e instalación de equipos y sistemas antes de comenzar operación.
CHP	Cogeneración o Producción Combinada de Calor y Electricidad (Combined Heat and Power): Uso concurrente de un generador para producir electricidad y aprovechar su calor residual en procesos térmicos, aumentando la eficiencia global.
CO ₂	Dióxido de Carbono (Carbon Dioxide): Gas contaminante producto de la combustión de combustibles fósiles, empleado como indicador para medir impacto ambiental en evaluaciones de emisiones.
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística: Institución responsable de brindar estadísticas oficiales de población, servicios y consumo energético en Colombia.
HOMER Pro	Software especializado para modelado, simulación y optimización de sistemas energéticos híbridos, incluyendo generación renovable, almacenamiento y respaldo, utilizado para dimensionar y evaluar la viabilidad técnica y económica.
HVAC	Sistemas de calefacción, ventilación y aire acondicionado (Heating, Ventilation, and Air Conditioning), fundamentales para la provisión de condiciones térmicas confortables mediante energía eléctrica o térmica.
KPI	Indicador Clave de Desempeño (Key Performance Indicator): Parámetro cuantitativo para evaluar el cumplimiento y desempeño eficaz de un sistema o proceso.
LCOW	Costo Nivelado del Agua (Levelized Cost of Water): Costo promedio total para producción de agua desalinizada, incluyendo inversión, operación, mantenimiento y energía, expresado en USD por metro cúbico (USD/m ³).
LCOE	Costo Nivelado de Energía (Levelized Cost of Energy): Indicador que refleja el costo promedio por kWh de energía generada durante la vida útil del sistema, considerando inversión, operación y combustible.



LCOH	Costo Nivelado de Calor (Levelized Cost of Heat): Costo promedio unitario asociado a la generación de energía térmica útil, usado para comparar tecnologías térmicas.
NPC	Costo Neto Presente (Net Present Cost): Valor presente de todos los costos estimados que un sistema requerirá durante su vida útil, incluyendo inversión, operación y mantenimiento.
ORC	Ciclo Orgánico de Rankine (Organic Rankine Cycle): Tecnología para la recuperación de calor residual y generación de energía eléctrica mediante ciclos termodinámicos con fluidos orgánicos.
PVT	Panel Fotovoltaico-Térmico Híbrido (Photovoltaic-Thermal Panel): Dispositivo que genera electricidad y simultáneamente captura calor útil, incrementando la eficiencia energética total del sistema fotovoltaico.
RE	Energías Renovables (Renewable Energy): Fuentes de energía no agotables como la solar, eólica, hidráulica y biomasa, especialmente relevantes para sistemas autónomos y sostenibles.
ROI	Retorno sobre la Inversión (Return on Investment): Métrica financiera que cuantifica la rentabilidad de una inversión como porcentaje sobre el capital invertido.
SEC	Consumo Específico de Energía (Specific Energy Consumption): Cantidad de energía consumida para producir una unidad de producto, e.g., kWh/m ³ en procesos de desalinización.
SWRO	Ósmosis Inversa de Agua de Mar (Seawater Reverse Osmosis): Tecnología para desalinización mediante membranas semipermeables y presión que elimina sales y contaminantes del agua marina.
TIR	Tasa Interna de Retorno (Internal Rate of Return): Tasa de descuento a la cual el Valor Presente Neto de un proyecto es cero, usada para medir su rentabilidad.
VPN	Valor Presente Neto (Net Present Value): Diferencia entre los ingresos y los costos presentes de un proyecto calculados con una tasa de descuento, indicador fundamental para decisiones de inversión.
ZNI	Zona No Interconectada: Área sin conexión a la red eléctrica nacional, donde los sistemas autónomos y soluciones híbridas renovables son la alternativa energética viable.
PV	Energía Fotovoltaica: Conversión directa de la radiación solar en electricidad mediante células solares.
MCDA	Análisis Multicriterio de Decisiones (Multi-Criteria Decision Analysis): Conjunto de técnicas para evaluar y priorizar alternativas con múltiples criterios cualitativos y cuantitativos.
COP	Coeficiente de Desempeño (Coefficient of Performance): Medida de eficiencia de sistemas térmicos y de refrigeración, expresando la relación entre energía útil producida y energía consumida.



WHR	Recuperación de Calor Residual (Waste Heat Recovery): Proceso de captura y uso del calor residual producido por motores o procesos industriales para aumentar la eficiencia energética del sistema.
LPG	Gas Licuado de Petróleo (Liquefied Petroleum Gas): Combustible fósil utilizado para generación térmica como respaldo o en calderas.
MVC	Destilación por Compresión Mecánica de Vapor (Mechanical Vapor Compression): Tecnología térmica para desalinización que utiliza vapor comprimido para evaporar y condensar agua con alto grado de eficiencia.
CHP	Motor de Cogeneración con recuperación térmica que aporta simultáneamente electricidad y calor útil, fundamental para sistemas de poligeneración eficientes en zonas aisladas.

RESUMEN

En Colombia, el acceso limitado y la baja calidad de los servicios energéticos y de agua representan un desafío crítico para comunidades en zonas no interconectadas, particularmente en el departamento de La Guajira. Esta región, con uno de los índices más bajos de cobertura en electricidad, agua potable y servicios básicos, presenta al mismo tiempo un elevado potencial en recursos renovables, especialmente solar y eólico. En este contexto, la presente tesis propone el diseño y evaluación de un sistema integral de poligeneración que permita la producción simultánea de electricidad, frío, calor y agua desalinizada, maximizando la eficiencia energética y reduciendo la dependencia de combustibles fósiles.

El objetivo principal del proyecto es diseñar un sistema de poligeneración adaptado a las condiciones específicas de La Guajira, capaz de atender de forma integrada las necesidades energéticas e hídricas de comunidades rurales, contribuyendo a mejorar la calidad de vida y fomentar la sostenibilidad ambiental y social. Para ello, se desarrolló una metodología combinada de identificación del emplazamiento óptimo, estimación detallada de demanda, selección tecnológica mediante análisis multicriterio, dimensionamiento de subsistemas y simulación energética usando HOMER Pro, seguida de un análisis técnico-económico.

Los resultados incluyen el dimensionamiento de un sistema con capacidad de generación eléctrica de 70 kW fotovoltaicos, 7,5 kW eólicos, un banco de baterías de 160 kWh y un respaldo diésel de 25 kW con recuperación de calor para atender simultáneamente demandas de frío (90 kWh frío/día) y agua desalinizada (1,5 m³/día). Esta configuración cubre eficientemente la demanda de hasta 32 instituciones educativas, beneficiando directamente a más de 1.700 personas. La fracción de energía renovable efectiva del sistema supera el 85%, logrando una reducción estimada superior al 60% en consumo de combustibles fósiles y emisiones de CO₂.

Desde el punto de vista económico, se alcanzó un Costo Neto Presente (NPC) de aproximadamente 427.000 USD y un Costo Nivelado de Energía (LCOE) competitivo de 0,235 USD/kWh, con un Retorno de Inversión (ROI) estimado del 114 % y recuperación del capital inicial en un plazo menor a un año. Estos indicadores evidencian la viabilidad técnica y financiera de la propuesta, ofreciendo un modelo replicable para otras zonas rurales del país con condiciones semejantes.

En conclusión, la tesis aporta una solución energéticamente integrada y sostenible, que contribuye a la transición hacia sistemas energéticos resilientes y equitativos, promoviendo el desarrollo socioeconómico y ambiental en regiones vulnerables como La Guajira.

Palabras clave: Poligeneración, desalinización, paneles solares híbridos, energía solar térmica, energía solar fotovoltaica.



ABSTRACT

In Colombia, limited access to reliable energy and water services poses a critical challenge for communities in off-grid areas, especially in the department of La Guajira. This region exhibits one of the lowest coverage rates for electricity, potable water, and basic services, while simultaneously holding substantial renewable energy potential, particularly solar and wind. This thesis proposes the design and evaluation of an integrated polygeneration system capable of simultaneously producing electricity, cooling, heating, and desalinated water, maximizing energy efficiency and reducing reliance on fossil fuels.

The primary objective is to design a polygeneration system tailored to the specific conditions of La Guajira that addresses the integrated energy and water needs of rural communities, thereby improving quality of life and fostering environmental and social sustainability. The methodology includes site selection, detailed demand estimation, multicriteria technology selection, subsystem sizing, and energy simulation using HOMER Pro, followed by a techno-economic analysis.

Results show a system sized with 70 kW photovoltaic capacity, 7.5 kW wind turbines, a 160 kWh battery bank, and a 25 kW diesel backup with heat recovery to meet cooling demands (90 kWh cooling/day) and desalinated water production (1.5 m³/day). This system efficiently serves up to 32 educational institutions, directly benefiting over 1,700 people. The renewable energy share exceeds 85%, achieving over 60% reduction in fossil fuel consumption and CO₂ emissions.

Economically, the system demonstrates a Net Present Cost (NPC) of approximately USD 427,000 and a competitive Levelized Cost of Energy (LCOE) of USD 0.235/kWh, with an estimated Return on Investment (ROI) of 114% and payback of 3.06 years. These indicators confirm the technical and financial feasibility and provide a replicable model for similar rural regions.

In conclusion, this work presents an integrated and sustainable energy solution contributing to resilient and equitable energy systems, promoting socioeconomic and environmental development in vulnerable regions like La Guajira.

Keywords: Polygeneration, desalination, hybrid solar panels, solar thermal energy, photovoltaic solar energy.

CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN

El departamento de La Guajira, ubicado en el noreste de Colombia, enfrenta desafíos significativos en el acceso a servicios básicos como electricidad, agua potable, calefacción y refrigeración. De acuerdo con información del DANE, en el Censo Nacional de Población y Vivienda de 2018, la cobertura de energía eléctrica en La Guajira alcanzaba el 60,7 %, mientras que la cobertura de acueducto era de 46,6 %, la de alcantarillado de 41,9 %, la de gas de 40,4 % y la de internet de 10,8 % [1]. Considerando un total aproximado de 239.534 viviendas en el departamento, estas cifras implican que cerca de 94.000 viviendas no contaban con acceso a energía eléctrica, más de 127.000 no tenían acueducto y alrededor de 142.000 no disponían de conexión a gas [1]. A esta situación se suma una alta dependencia de fuentes tradicionales de energía en el sector rural, donde el consumo energético se concentra principalmente en la leña, que representa cerca del 83 % del consumo total, seguida por el GLP con 10 % y la energía eléctrica con 5 %. Esta dependencia se relaciona principalmente con la cocción de alimentos, uso que concentra aproximadamente el 93,9 % del consumo energético rural, lo cual genera impactos sanitarios y ambientales asociados a procesos ineficientes de combustión [85]

En contraste, la región dispone de un alto potencial en recursos renovables, destacándose por sus condiciones favorables de radiación solar y disponibilidad eólica constante. Esta disparidad subraya la necesidad y la oportunidad para implementar soluciones energéticas innovadoras y sostenibles. Frente a este panorama, esta tesis propone el diseño, modelamiento y evaluación de un sistema de poligeneración que permita la producción simultánea y eficiente de electricidad, frío, calor y agua desalinizada, usando fuentes renovables y tecnología moderna, con el objetivo de satisfacer integralmente las demandas energéticas e hídricas de zonas no interconectadas.

Aunado a lo anterior, La Guajira ofrece condiciones óptimas para el aprovechamiento de las energías renovables, lo que facilita la implementación de esquemas integrados de suministro energético que cubran de manera simultánea servicios de electricidad, frío, calor y agua desalinizada. Los sistemas de poligeneración, que consiguen la producción simultánea de múltiples servicios energéticos a partir de una única fuente, se han identificado como una forma eficiente y sostenible para los entornos de alta radiación solar [2]. Lo mismo se señala en estudios recientes que proponen que la combinación de tecnologías solares híbridas con sistemas de desalinización y refrigeración representan una forma avanzada de obtener electricidad, calor, frío y agua [3].

El presente estudio propone una novedosa configuración del sistema de poligeneración para La Guajira para atender la diversidad de necesidades energéticas (electricidad, frío, calor y agua desalinizada), fomentar la resiliencia comunitaria y mitigar la dependencia de las fuentes no renovables. La metodología que se ha elaborado tiene en cuenta las fases siguientes: (1) identificación de zonas propicias a partir del recurso solar y criterios técnico-socioambientales; (2) dimensionamiento y modelado de la configuración del sistema; y en último lugar (3) un análisis de costos y de la producción energética. Dado que los sistemas de poligeneración basados en la energía solar y eólica pueden ofrecer una solución escalable y sostenible, adaptada a condiciones locales, no sólo tiene implicaciones para La Guajira, sino

que este trabajo también puede ser útil como modelo de aplicación a otros contextos con características similares [2].

El trabajo es relevante porque ofrece una solución técnica y económicamente viable para mejorar la cobertura y la calidad de servicios energéticos en poblaciones vulnerables. La propuesta maximiza la eficiencia energética a través de la integración termodinámica y eléctrica de tecnologías solares fotovoltaicas, eólicas, almacenamiento en baterías, motores diésel con recuperación de calor para cogeneración, sistemas de refrigeración por compresión y procesos de ósmosis inversa para desalinización. Además, contribuye a reducir en más del 60% el consumo de combustibles fósiles y las emisiones asociadas, fortaleciendo la resiliencia energética y la sostenibilidad ambiental local.

El objetivo de este trabajo es diseñar un sistema integral de poligeneración adaptado a las características particulares de La Guajira, capaz de atender de forma integrada las necesidades de electricidad, frío, calor y agua desalinizada para instituciones educativas rurales representativas. Los objetivos específicos contemplan la identificación del emplazamiento óptimo mediante análisis multicriterio, la estimación detallada de demandas energéticas e hídricas con enfoque bottom-up, la selección de tecnologías mediante un método de suma ponderada que integra criterios técnicos, económicos, ambientales y operativos, el dimensionamiento y simulación del sistema utilizando el software HOMER Pro para validar su desempeño, y la evaluación de la viabilidad financiera con indicadores como el costo neto presente y el costo nivelado de energía.

Desde el punto de vista económico, el diseño propuesto representa una inversión inicial aproximada de USD 162,500 con un costo neto presente (NPC) calculado en USD 427,000 para un horizonte de 25 años. El costo nivelado de energía (LCOE) estimado es de USD 0.235/kWh, posicionándose como una alternativa competitiva frente a sistemas convencionales basados en diésel. A esto se suma un retorno sobre la inversión (ROI) estimado en un 114%, con recuperación del capital en menos de un año, evidenciando la sostenibilidad financiera del esquema.

No obstante, es fundamental establecer el alcance y las limitaciones del estudio para clarificar expectativas. La investigación se desarrolla principalmente a partir de fuentes secundarias, sin levantamientos primarios de demanda o validación de campo, lo que implica que los resultados corresponden a una aproximación conceptual de diseño. Ante la ausencia de datos locales detallados sobre consumos reales de electricidad, frío, calor y agua en comunidades específicas, el estudio adopta una institución educativa rural como unidad representativa de análisis. Esta aproximación permite construir una demanda base a partir de valores de referencia, estudios técnicos y fuentes secundarias disponibles, sin que ello sustituya la necesidad de una validación posterior en campo. Por tanto, no se profundiza en análisis operacional, social o de efectos a largo plazo, dejando estos aspectos abiertos para futuras investigaciones y validaciones in situ.

Por último, el documento se estructura en capítulos ordenados para facilitar la comprensión del proceso integral. La Introducción contextualiza el problema, justifica el estudio y detalla objetivos, costos



y alcance. El siguiente capítulo profundiza en el análisis del problema socioeconómico y energético de La Guajira. Luego, se presenta un marco teórico que fundamenta conceptos de poligeneración y fuentes renovables. La metodología es explicada detalladamente, incluyendo técnicas de análisis multicriterio, estimación demográfica, selección tecnológica y simulación con HOMER Pro. Continúa con la selección del emplazamiento mediante métodos analíticos, la estimación de demanda energética e hídrica, y la elección de tecnologías por criterios integrados. Seguidamente, se dimensiona y simula el sistema propuesto para verificar su desempeño. Finalmente, se realiza una evaluación financiera y económica y se presentan conclusiones con recomendaciones. Los anexos complementan con información técnica detallada, cálculos y resultados apoyados en evidencias.



CAPITULO 2. OBJETIVOS

2.1.Objetivo general

Diseñar un sistema de poligeneración que permita atender de manera integrada distintas necesidades energéticas y de agua en La Guajira.

2.2.Objetivos específicos

- Identificar un área en el departamento de La Guajira, Colombia, adecuada para la implementación de un sistema de poligeneración, con base en la disponibilidad de recursos y en criterios técnicos y socioambientales definidos en la metodología del estudio.
- Desarrollar el dimensionamiento y modelado de las alternativas de configuración del sistema de poligeneración y selección de tecnología.
- Evaluar la viabilidad técnico-económica del sistema de poligeneración propuesto en condiciones de no interconexión, mediante el análisis energético, productivo y de costos.

CAPITULO 3. PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN

3.1.Planteamiento del problema

La Guajira presenta una combinación crítica de desafíos estructurales y oportunidades estratégicas en materia de desarrollo sostenible. Según el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), el departamento presenta coberturas de 60,7 % en energía eléctrica, 46,6 % en acueducto, 41,9 % en alcantarillado y 40,4 % en gas [1]. Considerando un total aproximado de 239.534 viviendas en el departamento, estos porcentajes implican que cerca de 94.000 viviendas no contaban con acceso a energía eléctrica, más de 127.000 no tenían acueducto, alrededor de 139.000 carecían de alcantarillado y cerca de 143.000 no disponían de conexión a gas [1]. Esta situación evidencia que el déficit de servicios públicos no solo es porcentual, sino también significativo en términos absolutos, lo que limita el bienestar de la población y restringe sus oportunidades de desarrollo socioeconómico, al dificultar el acceso a tecnología, educación, información y condiciones básicas de habitabilidad.

Por otro lado, según el Atlas de Radiación Solar de Colombia, La Guajira se considera una de las zonas en el país con más disponibilidad de recurso solar, con valores promedios multianuales entre 5.5 a 6.0 kWh/m², que en algunas temporadas pueden alcanzar valores hasta de 7.0 kWh/m² [4]. Esto convierte a La Guajira en una región clave para el desarrollo de los proyectos de energías renovables, dejando abierta la necesaria búsqueda de alternativas tecnológicas que permitan aprovechar el potencial solar para hacer frente a la demanda del departamento.

Asimismo, el Gobierno colombiano ha reconocido tanto la problemática de acceso como la abundancia del recurso solar en La Guajira, destacándolo como una alternativa para su solución: “tiene un potencial muy valioso en recursos solares y eólicos, y a la vez cuenta con poblaciones que no tienen satisfechas sus necesidades básicas. Se requieren, por lo tanto, esfuerzos de parte del Gobierno y de los promotores de proyectos renovables en el departamento para generar un impacto positivo en las comunidades, respetando la cultura, creencias e idiosincrasia” [5, p. 44].

En las actuales circunstancias, la poligeneración se presenta como una alternativa para cubrir de manera integral las necesidades de los servicios domiciliarios a partir de fuentes energéticas renovables y sistemas híbridos. La poligeneración se define como la producción simultánea de dos o más servicios energéticos o productos manufacturados, buscando maximizar el aprovechamiento del potencial termodinámico de los recursos consumidos [6]. En La Guajira existen antecedentes de implementación de soluciones de poligeneración desde hace más de diez años. Por ejemplo, en el año 2011 se reportó la construcción del primer parque de poligeneración del departamento, orientado a beneficiar a una población cercana a 6.000 habitantes mediante la integración de fuentes eólica, solar y térmica [7]. No obstante, dicha experiencia se enfocó principalmente en el suministro de energía eléctrica, sin desarrollar de manera explícita una integración simultánea de otros servicios como frío, calor útil y agua desalinizada, los cuales constituyen el alcance diferencial de la presente investigación.

En este contexto, la propuesta de un sistema de poligeneración para la obtención de electricidad, frío, calor y agua desalada aprovechando paneles híbridos constituye una solución más integral y abarcadora, que puede abordar toda la necesidad energética de la región y a la vez la necesidad de agua en esta [4].

3.2. Justificación

La justificación del estudio que se presenta aquí radica en la necesidad de mejorar urgentemente la calidad de vida de la población de La Guajira, región que cuenta con bajos niveles de cobertura en servicios básicos energéticos, como por ejemplo la electricidad, el agua potable, la calefacción, etcétera. El escaso acceso a los mismos determina el bienestar y las posibilidades de mejoramiento y desarrollo socioeconómico de las comunidades, limita su acceso a la tecnología, a la educación y a la información. Dado que la falta de servicios energéticos seguros y accesibles normalmente se convierte en un obstáculo estructural para el desarrollo regional, esta situación perpetúa la vulnerabilidad de las comunidades sociales [1].

Asimismo, el uso predominante de combustibles fósiles y de leña, como principales fuentes de energía, genera un impacto ambiental y sanitario significativo. Su combustión libera emisiones de gases de efecto invernadero que contribuyen al cambio climático, así como otros contaminantes que afectan la salud respiratoria de las personas debido a la exposición a humos y material particulado. En este contexto se hace necesario encontrar soluciones limpias y sostenibles [2].

Desde una perspectiva económica, la puesta en marcha de un sistema de poligeneración en La Guajira representa una oportunidad para el desarrollo regional. Un sistema de este tipo puede generar empleo local, propiciar inversión en tecnología limpia, propiciar la industria local o reducir los costos del suministro de energía, agua, calor y frío, lo que redundaría en un impulso a la economía y en una mejora de las condiciones de vida de las personas [3].

Finalmente, la propuesta responde y se articula perfectamente con el interés del Gobierno de Colombia en materia de transición energética y ampliación de cobertura de servicios energéticos en regiones apartadas, en coherencia con programas como el Programa de Eficiencia Energética Caribe Energía Sostenible (PEECES [7].

En definitiva, la pertinencia del estudio encuentra su justificación por la posibilidad que plantea para generar un impacto social, económico y ambiental positivo en la región, con un uso eficiente de los recursos renovables considerados abundantes y por su posible apoyo para una política pública que tiende a mejorar la cobertura, calidad y prestación de servicios energéticos en el país [6].

3.3.Limitaciones

El presente estudio se desarrolló con un enfoque investigativo y aplicado al diseño conceptual de un sistema de poligeneración para la producción de electricidad, frío, calor y agua desalinizada en el departamento de La Guajira. En este sentido, una de las principales limitaciones de la investigación fue la disponibilidad restringida de información detallada y actualizada sobre las condiciones reales de demanda de agua, electricidad, frío y calor en las zonas aisladas consideradas.

En particular, no se contó con datos primarios suficientes sobre consumos típicos de electricidad, frío, calor y agua, ni con información censal completamente actualizada de las poblaciones potencialmente beneficiarias. Esta situación representa una limitación relevante para el dimensionamiento preciso del sistema, ya que, en contextos no interconectados, las condiciones reales de uso pueden diferir significativamente de los valores de referencia disponibles en fuentes secundarias, documentos oficiales o estudios previos.

Bajo estas condiciones, la alternativa metodológicamente más robusta habría sido la realización de trabajo de campo para levantar información directa en la región de estudio. Sin embargo, dicha actividad no fue incorporada dentro del alcance de la presente investigación. Esta decisión obedeció, en primer lugar, a las restricciones de tiempo propias del desarrollo del proyecto académico; en segundo lugar, a las limitaciones presupuestales asociadas a desplazamientos, hospedaje y actividades de levantamiento de información en sitio; y, en tercer lugar, a las condiciones de acceso al territorio, dado que varias de las zonas de interés se encuentran en áreas donde el ingreso requiere articulación previa con actores locales, conocimiento del contexto socioterritorial y gestión con las comunidades presentes en el área.

En consecuencia, el estudio se estructuró a partir de información secundaria, criterios de selección metodológica, supuestos técnicamente fundamentados y herramientas de evaluación comparativa y simulación, con el fin de construir una propuesta coherente y académicamente sustentada dentro de las condiciones reales de desarrollo del trabajo. Por tanto, los resultados obtenidos deben interpretarse como una aproximación de diseño conceptual y no como un dimensionamiento definitivo validado en campo.

Finalmente, esta limitación no reduce la validez del estudio del estudio, pero sí define claramente su alcance. La investigación constituye una base metodológica y técnica para futuras etapas de profundización, en las que sería deseable complementar el análisis con trabajo de campo, validación de demanda real y ajuste de parámetros de diseño conforme a condiciones locales específicas.



3.4.Preguntas de investigación

En coherencia con el problema planteado, la justificación del estudio, los objetivos definidos y las limitaciones previamente expuestas, se formulan las siguientes preguntas de investigación, las cuales orientan el desarrollo metodológico y el análisis de resultados del presente trabajo:

- ¿Qué emplazamiento del departamento de La Guajira presenta las condiciones más adecuadas para la implementación de un sistema de poligeneración, considerando la disponibilidad de recursos y criterios técnicos y socioambientales?
- ¿Qué configuración tecnológica resulta más apropiada para atender de manera integrada la demanda de electricidad, frío, calor y agua desalinizada en condiciones de no interconexión en el caso de estudio seleccionado?
- ¿Cuál es la viabilidad técnico-económica de un sistema de poligeneración propuesto para un caso de estudio en La Guajira bajo condiciones de no interconexión?

CAPITULO 4 MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

El presente marco teórico se estructura en cinco componentes: (i) fundamentos de poligeneración en Zonas No Interconectadas (ZNI), (ii) tecnologías de generación y almacenamiento, (iii) tecnologías de aprovechamiento térmico, (iv) producción de frío en sistemas de poligeneración y (v) tratamiento de desalinización de agua.

4.1. Fundamentos de poligeneración en Zonas No Interconectadas (ZNI)

4.1.1. Poligeneración en Zonas No Interconectadas (ZNI)

La poligeneración se refiere a la provisión integrada de electricidad, calor, frío y agua a partir de una o más fuentes, buscando maximizar la eficiencia energética, la flexibilidad operativa y la resiliencia frente a la variabilidad del recurso [8], [9]. En ZNI, los sistemas híbridos aislados (por ejemplo, FV–baterías–diésel, con posibles módulos térmicos) son particularmente adecuados por su modularidad, escalabilidad y menor dependencia de infraestructura compleja [10]. Estas configuraciones permiten priorizar fuentes renovables y usar la generación térmica solo como respaldo o para cogeneración cuando se requiere calor útil [11].

4.1.2. Configuración base en ZNI

En el rango de potencias comunitarias, la base tecnológica es la solar fotovoltaica por su costo nivelado decreciente, alta modularidad y rápida instalación. Para asegurar la continuidad del suministro en ZNI, se integran baterías y un grupo electrógeno diésel como fuente firme de respaldo, mitigando la intermitencia y reduciendo la energía no servida. Estudios muestran que configuraciones FV–baterías–diésel optimizan el Costo Neto Presente (NPC) y el Costo de Energía (COE) frente a sistemas fósiles puros, siempre que el dimensionamiento y el despacho estén correctamente definidos. En esquemas de poligeneración, el uso de un motor de cogeneración (CHP) puede aportar calor de baja-media temperatura (70–90 °C), que, si se aprovecha para servicios térmicos o producción de frío por absorción, mejora la eficiencia global [10].

4.2. Tecnologías de generación y almacenamiento

4.2.1. Energía solar fotovoltaica

La energía solar es una opción limpia que transforma la radiación solar en electricidad a través de paneles fotovoltaicos. A pesar de que se fomenta como una solución ecológica, su disponibilidad depende del clima y la hora en el día; además, su eficacia todavía restringe la producción a gran escala. No obstante, brinda beneficios como la producción sin residuos, la resistencia a diferentes condiciones y la capacidad de expansión; por lo tanto, se convierte en un instrumento valioso —aunque no suficiente por sí mismo— ante la crisis ambiental y energética [12].

4.2.2. Energía Eólica

La energía eólica surge como resultado de fenómenos naturales complejos, como la rotación de la Tierra, la distribución desigual del calor solar en la atmósfera y las irregularidades del terreno. Sin embargo, su aprovechamiento depende de factores que escapan al control humano: los vientos son impredecibles, fluctuando según la topografía, la presencia de cuerpos de agua y las condiciones climáticas. Esto evidencia que, aunque se promociona como una fuente limpia y renovable, su dependencia de fuerzas naturales inestables limita su confiabilidad y plantea desafíos significativos para integrarla de manera constante en la matriz energética [13].

4.2.3. Grupo electrógeno Diesel

Provee potencia firme, arranque y respaldo ante picos de demanda o períodos prolongados de baja disponibilidad de recursos renovables (nubosidad o ausencia de viento); su operación se optimiza coordinando carga mínima, reservas y despacho con Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS). En microrredes reales y estudios recientes, el consumo específico se sitúa típicamente entre 0.27–0.35 L/kWh, por lo que el costo del combustible domina los costos operativos (OPEX) en ausencia de esquemas híbridos con fuentes renovables y sistemas de almacenamiento [14].

4.2.4. Gestión de energía y almacenamiento electroquímico

Las baterías, principalmente de litio LFP, permiten desacoplar generación y demanda, suavizar rampas, reducir vertimientos y limitar el arranque del diésel a situaciones necesarias. Estrategias de control comunes son Load Following (el generador sigue la carga y la batería cubre picos) y Cycle Charging (el generador opera en bandas de mayor eficiencia cargando baterías), afectando el consumo de combustible, los ciclos de batería y el Costo Nivelado de la Energía (COE). En ZNI, identificar cargas diferibles resulta esencial para desplazar su operación hacia las horas de mayor recurso renovable [10].

4.2.5. BESS (Battery Energy Storage System)

El almacenamiento electroquímico (típicamente Li-ion) permite amortiguar la variabilidad, prestar servicios de calidad y reducir arranques del diésel en microrredes. Los costos plenamente instalados han caído de forma pronunciada en la última década, alcanzando valores del orden de 190 USD/kWh en 2024 a escala utility, lo que habilita configuraciones híbridas FV/eólica más firmes en ZNI [15].

4.3. Tecnologías de aprovechamiento térmico

4.3.1. Producción de frío/calor en poligeneración

Partiendo del concepto de COP (Coefficient of Performance), que mide cuánta energía térmica entrega un chiller por cada unidad de energía eléctrica consumida, se analizan las tecnologías disponibles para la producción de frío en microrredes. Esta puede lograrse mediante absorción (LiBr–H₂O) con COP = 0.65 – 0.75, alimentada por calor de baja-media temperatura (motor diésel o solar térmico), y mediante adsorción (sílice gel/agua) con COP = 0.5 – 0.65, que requiere temperaturas de activación menores, aunque con mayor volumen específico. La absorción es madura y apropiada para climas cálidos; la adsorción destaca por su operación libre de cristalización y tolerancia térmica. Para calor útil, los motores



CHP proporcionan agua caliente y, con intercambiadores adecuados, cubren demandas térmicas de baja-media temperatura de forma eficiente. Tecnologías complementarias como el ciclo orgánico de Rankine (ORC) permiten aprovechar calor residual o solar de media temperatura, especialmente en pequeñas escalas y puede ser aprovechado para servicios térmicos. La producción de frío se aborda en la sección 4.4

4.3.2. Panel Fotovoltaico-Térmico (PVT-Híbrido)

Los sistemas fotovoltaicos térmicos (PVT) combinan una capa fotovoltaica con un colector térmico (agua/aire) para extraer calor del panel, mejorar el rendimiento eléctrico en climas cálidos y, a la vez, entregar calor útil de baja temperatura. Este calor puede emplearse en aplicaciones como agua caliente sanitaria (ACS) o precalentamientos, lo que resalta su potencial de coproducción en esquemas de poligeneración. El desempeño de estos sistemas depende del diseño hidráulico y del acoplamiento a la demanda térmica, mientras que la investigación reciente destaca diversas configuraciones, materiales y rutas de optimización de balance térmico-. No obstante, su implementación enfrenta retos de costo y complejidad [16].

4.3.3. Colector solar parabólico y Fresnel

Los colectores solares parabólicos y Fresnel corresponden a configuraciones específicas de sistemas solares térmicos basados en concentración solar, empleadas para la producción de calor de media y alta temperatura. Estas tecnologías concentran la irradiancia normal directa (DNI, Direct Normal Irradiance) en un tubo receptor para producir energía térmica útil para generación de potencia mediante ciclos Rankine o para acoples térmicos, como procesos de desalinización.

El cilindro parabólico es la opción más comercial, mientras que Fresnel ofrece campos más simples a costa de una menor eficiencia óptica. Aunque el LCOE suele ser mayor que en tecnologías FV/eólicas, estas alternativas aportan inercia y almacenamiento térmico; su idoneidad depende de una DNI elevada y de la escala mínima alcanzable [15].

4.3.4. Solar térmica

Aporta calor útil mediante colectores planos, tubos de vacío o concentradores de temperatura media para procesos y servicios (lavandería, cocción, etc.). Es modular y presenta una operación y mantenimiento (O&M) relativamente simples. El informe Solar Heat Worldwide 2024 documenta su despliegue y rangos de costos/LCOH en múltiples aplicaciones, lo que respalda su pertinencia en zonas de alta irradiación como La Guajira [17].

4.3.5. Recuperación de calor del diésel (CHP)

Aprovecha el calor de escape y de chaqueta del grupo electrógeno para producir agua caliente o alimentar equipos térmicos, elevando la eficiencia global del sistema. Las revisiones recientes sobre waste heat recovery (WHR) en motores de combustión muestran potencial técnico significativo y distintos arreglos (intercambiadores, ORC, etc.); en ZNI, su valor depende del régimen de operación real de un grupo electrógeno [18].



4.3.6. Caldera GLP/diésel

Genera calor modulable para cubrir picos y contingencias, y su selección depende de la disponibilidad y logística del combustible. Existen metodologías normalizadas para estimar la eficiencia de calderas, con evidencia experimental que indica que el GLP puede alcanzar eficiencias ligeramente superiores al diésel en ciertos regímenes operativos, siempre que se mantengan adecuados controles de seguridad y ventilación [19].

4.3.7. Bomba de calor

La bomba de calor es una tecnología que permite transferir energía térmica desde una fuente de baja temperatura hacia un nivel de mayor temperatura mediante un ciclo termodinámico, utilizando un refrigerante que circula a través de etapas de evaporación, compresión, condensación y expansión. Este sistema puede operar tanto para calefacción como para refrigeración, dependiendo del sentido del ciclo, y destaca por su eficiencia en el aprovechamiento de energía térmica ambiental [21].

4.4. Producción de frío en sistemas de poligeneración

4.4.1. Chiller por compresión eléctrica

Emplea un ciclo de compresión de vapor (compresor, condensador, válvula de expansión y evaporador) y ofrece alta densidad de potencia con COP sensible a las condiciones de operación (temperaturas de entrada/salida, carga parcial y refrigerante). El desempeño y la verificación de catálogo se rigen por normas AHRI 550/590 y requisitos mínimos de eficiencia en ASHRAE 90.1, lo que facilita la comparación y la extrapolación a climas cálidos; revisiones recientes describen mejoras de ciclo y la migración a refrigerantes de menor impacto climático [20].

4.4.2. Absorción LiBr–H₂O

Aprovecha calor como energía motriz y utiliza la pareja agua–bromuro de litio, evitando compresores eléctricos a costa de un COP típico medio (entre 0,6 y 0,8) y de requisitos de agua de servicio adecuados; su pertinencia aumenta cuando existe fuente térmica continua. En el último tiempo se ha podido evidenciar la madurez de la tecnología y estrategias de conmutación simple/doble efecto con energía solar para mejorar la operación en climas cálidos [21].

4.4.3. Adsorción

Usa bajas temperaturas de impulsión térmica (60 – 90 °C) para alternar adsorción–desorción en lechos de material poroso; presenta COP menor que la absorción, pero tolera mejor el calor de baja calidad y puede integrarse con solar térmico o recuperación de calor. Revisiones y estudios recientes resaltan avances en materiales e integración solar, con COP en el rango 0.4 – 0.6 y demostraciones experimentales en condiciones reales; también hay resultados de frontera con nuevos adsorbentes que apuntan a COP más altos a temperaturas muy bajas [22]



4.5.Desalinización de agua de mar para usos domésticos no potables

En ZNI costeras con acceso a agua de mar, la ósmosis inversa (OI) domina en escalas pequeña y media por su bajo consumo energético con recuperación de energía isobárica (ERD) y su modularidad. La energía específica típica se sitúa entre 3 y 5 kWh/m³, dependiendo de TDS, recuperación y pretratamiento. En este proyecto, el agua desalinizada no es potable; se destina a usos domésticos no potables (limpieza, riego ligero, servicios). La protección de membranas requiere micro/ultrafiltración y dosificación antiincrustante; la salmuera debe gestionarse conforme a criterios ambientales, con opciones de dilución controlada o cristalización solar [23].

4.5.1. Ósmosis Inversa (RO)

Proceso presurizado con membranas que rechaza sales disueltas, hoy dominante por su eficiencia eléctrica y modularidad; el SEC típico comercial ronda en 3 kWh/m³ con bombas e ERD modernos, y recuperaciones de entre un 70% y un 80 % según calidad del agua y diseño. Revisiones recientes sintetizan avances en materiales, bombas y operación, así como implicaciones de salmuera y pretratamiento para controlar ensuciamiento [24].

4.5.2. Destilación de múltiple efecto (MED)

Tecnología térmica que reutiliza calor latente en una cascada de “efectos” para reducir el consumo energético por unidad de agua; frente a MSF, la energía de bombeo es menor y el desempeño térmico mejora al aumentar el número de efectos hasta un óptimo de diseño. Estudios del último lustro detallan integración solar y criterios para elegir número de efectos, subrayando la relación entre escala, temperatura de brine y consumo térmico específico [25].

4.5.3. Flash multietapa

Proceso térmico histórico para gran escala basado en evaporación “flash” sucesiva de salmuera calentada; es robusto, pero con alto requerimiento térmico frente a MED y RO, por lo que hoy se reserva para contextos con vapor/energía térmica barata y operaciones masivas. Revisiones y síntesis técnicas recientes reportan SEC térmico significativamente superior al de MED, además de mayores demandas eléctricas de bombeo [26].

4.5.4. Electrodialisis (ED)

Proceso electroquímico que migra iones a través de membranas catión/anión, muy eficiente en bajas salinidades; en aguas salobres puede exhibir menor consumo energético que RO y un LCOW competitivo al modular la recuperación y el escalado, aunque su aplicación a agua de mar no es la primera opción. La evidencia 2017–2025 compara ED y RO para salinidades intermedias y explora modos EDR (electrodialisis reversible) y operación flexible con renovables [27].

4.5.5. Compresión mecánica de vapor (MVC)

Proceso térmico–mecánico que evapora y comprime el vapor para condensarlo como destilado, adecuado para escalas pequeñas/medias y calidades exigentes del producto; su desempeño depende de la



eficiencia del compresor, el intercambio de calor y el vacío. En los últimos años se han destacado configuraciones de uno o varios efectos, rangos representativos de consumo específico y líneas claras para modelado, control y acoplamientos renovables [28].

CAPITULO 5 METODOLOGIA

5.1.Introducción a la metodología

La presente investigación se desarrolló como un estudio aplicado, no experimental, orientado al diseño conceptual y a la evaluación técnico-económica de un sistema de poligeneración para la producción de electricidad, frío, calor y agua desalinizada en el departamento de La Guajira, Colombia. Más que describir un fenómeno, el trabajo busca proponer una solución energéticamente viable para un contexto territorial con limitaciones de acceso a servicios básicos y alto potencial de aprovechamiento de recursos renovables. La metodología se formuló como un proceso de diseño ingenieril apoyado en herramientas de análisis multicriterio, estimación de demanda, selección tecnológica, simulación energética y evaluación económica.

Desde el punto de vista metodológico, el estudio adopta un enfoque mixto [29]. Según Johnson y Onwuegbuzie [30], la investigación mixta se define como el tipo de investigación en el que se recopilan, analizan e integran datos cuantitativos y cualitativos en un mismo estudio o serie de estudios, con el fin de responder preguntas de investigación de manera más completa. La adopción de este enfoque resulta pertinente para el desarrollo del proyecto, ya que permite integrar información cualitativa y cuantitativa a lo largo de las diferentes etapas del análisis. El componente cualitativo se incorpora en la definición de criterios, la interpretación del contexto territorial, la formulación de supuestos de diseño y la selección razonada de alternativas tecnológicas según las condiciones de operación en zonas no interconectadas. El componente cuantitativo se expresa en el uso de técnicas estructuradas como el Proceso Analítico Jerárquico (AHP) para la selección del emplazamiento, la estimación de la demanda mediante un enfoque bottom-up, la evaluación multicriterio por suma ponderada para la selección de tecnologías y la simulación energética mediante HOMER Pro, herramienta ampliamente utilizada para el análisis de microrredes y sistemas híbridos de generación. Este software permite modelar la interacción entre fuentes renovables, almacenamiento y generación de respaldo, evaluando su desempeño técnico y económico bajo diferentes configuraciones, lo que la hace adecuada para el análisis de sistemas en ZNI. Una descripción detallada de sus funcionalidades puede encontrarse en HOMER Energy[31].

La metodología se estructura como una secuencia lógica de etapas en la cual cada fase genera resultados que sirven de insumo para la siguiente. En primer lugar, se selecciona el emplazamiento más adecuado dentro de La Guajira. Posteriormente, se estima la demanda unitaria de electricidad, frío, calor y agua desalinizada. Con base en dicha demanda, se desarrolla una selección tecnológica mediante evaluación multicriterio. Luego, se realiza el dimensionamiento y la simulación del sistema propuesto. Finalmente, se evalúa su viabilidad técnico-económica. Esta secuencia busca garantizar coherencia entre los objetivos del estudio, las herramientas metodológicas empleadas y los resultados obtenidos.

Con el fin de facilitar la lectura del capítulo y mejorar la trazabilidad del proceso metodológico, en la siguiente sección se presenta una síntesis de la estructura general del estudio.

5.2. Síntesis de la estructura metodológica

Con el fin de facilitar la comprensión general del proceso de investigación, la estructura metodológica del estudio se presenta inicialmente mediante un diagrama de flujo que sintetiza de manera secuencial las etapas principales desarrolladas. Esta representación permite visualizar de forma global la lógica del estudio, desde la selección del emplazamiento hasta la evaluación económica del sistema propuesto, así como la relación progresiva entre cada etapa. Posteriormente, se incluye una tabla resumen que detalla la correspondencia entre los numerales metodológicos, la etapa desarrollada, el objetivo asociado, el método o herramienta empleada, las fuentes de información utilizadas y el resultado esperado en cada caso.



Fig. 1 Estructura Metodológica

La siguiente tabla resume la estructura metodológica general del estudio. Su propósito es mostrar de manera integrada cómo se relacionan las distintas etapas del análisis con los objetivos específicos, las herramientas metodológicas empleadas, los principales insumos y los resultados esperados. Esta tabla funciona como un mapa de lectura del capítulo y orienta al lector hacia el desarrollo detallado de cada etapa en las secciones posteriores.

Tabla I Síntesis de la estructura metodológica

Numeral	Etapas metodológica	Objetivo asociado	Método / herramienta	Instrumentos / fuentes	Resultado esperado
5.3	Selección de emplazamiento	Identificar el área más adecuada para implementar el sistema	Proceso Analítico Jerárquico (AHP)	Matrices de comparación por pares, escala de Saaty, criterios técnicos, territoriales y de demanda, anexos técnicos	Emplazamiento priorizado
5.4	Estimación de la demanda	Estimar la demanda de electricidad, frío, calor y agua desalinizada	Estimación de la demanda mediante enfoque bottom-up.	Datos unitarios de consumo, fuentes oficiales y técnicas, supuestos de diseño, tablas de demanda	Demanda unitaria integrada
5.5	Selección de tecnologías	Seleccionar las tecnologías más adecuadas para cada vector energético	Evaluación multicriterio mediante suma ponderada (WSM)	Matriz de criterios, ponderación, normalización, fichas técnicas y literatura especializada	Tecnologías seleccionadas y configuración base
5.6	Dimensionamiento y simulación	Dimensionar el sistema de poligeneración propuesto	Criterios de diseño y simulación con HOMER Pro	Perfil horario de carga, recurso energético, parámetros técnicos y económicos, supuestos operativos	Capacidades de los subsistemas y desempeño energético
5.7	Evaluación económica	Evaluar la viabilidad técnico-económica del sistema	Análisis técnico económico con HOMER Pro	CAPEX, OPEX, reemplazos, combustible, horizonte del proyecto e indicadores económicos	NPC, LCOE, LCOW y métricas complementarias

A partir de esta estructura, los capítulos siguientes presentan los resultados siguiendo el mismo orden metodológico aquí definido.



5.3. Selección de emplazamiento

El Proceso Analítico Jerárquico (AHP, por sus siglas en inglés) es una metodología multicriterio desarrollada por Saaty que permite estructurar problemas complejos de decisión en una jerarquía de niveles y priorizar alternativas a partir de comparaciones por pares entre criterios y opciones. Su principal utilidad radica en integrar variables cuantitativas y cualitativas dentro de un marco de análisis sistemático y trazable, lo que lo hace apropiado para procesos de selección en los que intervienen múltiples factores técnicos, territoriales y sociales [36]. El objetivo de esta etapa fue identificar el emplazamiento más adecuado en el departamento de La Guajira para la implementación del sistema de poligeneración. Se desarrolló mediante los siguientes pasos:

- **Fase 1. Definición del objetivo:** Se estableció como objetivo del análisis seleccionar la localización más adecuada para la implementación del sistema de poligeneración en La Guajira.
- **Fase 2. Selección de alternativas:** Se definieron como alternativas Cabo de la Vela, Manaure, Palomino y Riohacha, por representar contextos territoriales y logísticos diferenciados dentro del departamento.
- **Fase 3. Definición de criterios:** Se seleccionaron seis criterios de evaluación: proximidad al mar, demanda doméstica, demanda turística y hospitalaria, infraestructura, recurso energético solar-eólico y déficit de cobertura de servicios.
- **Fase 4. Construcción de la jerarquía:** El problema se organizó en tres niveles: objetivo, criterios y alternativas.
- **Fase 5. Comparación de criterios:** Se construyó una matriz de comparación por pares entre criterios utilizando la escala de Saaty, donde 1 indica igual importancia, 3 importancia moderada, 5 fuerte importancia, 7 muy fuerte importancia y 9 importancia extrema.
- **Fase 6. Obtención de ponderaciones:** A partir de la matriz de criterios se determinaron los pesos relativos de cada criterio dentro del proceso de decisión.
- **Fase 7. Comparación de alternativas:** Se construyeron matrices comparativas independientes para evaluar las alternativas frente a cada criterio. Las valoraciones se sustentaron en investigación técnica para cada localidad.
- **Fase 8. Síntesis final:** Se integraron las ponderaciones de los criterios y las prioridades de las alternativas para obtener un puntaje global por emplazamiento.

La aplicación de esta etapa metodológica condujo a la selección del sitio de referencia para el desarrollo de las etapas posteriores del estudio. El detalle de matrices, ponderaciones, consistencia y

resultados numéricos se presenta en el Anexo A. Selección de emplazamiento del proyecto.

5.4. Estimación de la demanda

Los métodos bottom-up corresponden a enfoques de estimación en los que la demanda agregada se construye a partir de información específica de las unidades de análisis, como consumos por equipo, características de uso, ocupación o perfiles de actividad. A diferencia de los enfoques top-down, que parten de variables agregadas o macroscópicas, los métodos bottom-up utilizan información más detallada y permiten representar con mayor precisión la contribución de cada uso final a la demanda total. Esta lógica ha sido descrita en la literatura para la estimación de curvas de carga y consumo energético en el sector residencial [33], [34]. El objetivo de esta etapa fue estimar la demanda de electricidad, frío, calor y agua desalinizada para el caso de estudio seleccionado, de manera que esta información sirviera como base para la selección de tecnologías, el dimensionamiento del sistema y la evaluación técnico-económica posterior.

La aplicación de la metodología se desarrolló mediante las siguientes fases:

- **Fase 1. Definición de la unidad de análisis:** Se definió una unidad representativa de análisis a partir de la cual construir la demanda integrada del sistema.
- **Fase 2. Identificación de los servicios requeridos:** Se determinaron los servicios energéticos e hídricos que debían ser cubiertos por el sistema: electricidad, frío, calor y agua desalinizada.
- **Fase 3. Recolección de información de referencia:** Se recopilaron consumos unitarios, frecuencias de uso, parámetros de diseño y fuentes secundarias de información técnica y oficial.
- **Fase 4. Definición de supuestos de diseño:** Se establecieron supuestos operativos y criterios de uso para cada vector analizado, coherentes con el alcance del estudio.
- **Fase 5. Cálculo de la demanda por vector:** Se estimó la demanda de electricidad, frío, calor y agua desalinizada a partir de consumos unitarios y condiciones de operación.
- **Fase 6. Integración de la demanda:** Se consolidaron los cuatro vectores en una demanda integrada del caso de estudio.

El desarrollo de esta etapa metodológica resultó en la estimación integrada de la demanda de electricidad, frío, calor y agua desalinizada para el caso de estudio, la cual constituye el insumo principal para las etapas de selección tecnológica, dimensionamiento y simulación del sistema.



5.5. Selección de tecnologías

La selección de tecnologías se desarrolló mediante un enfoque de toma de decisiones multicriterio implementado con el Weighted Sum Method (WSM) o método de suma ponderada. Este método permite comparar alternativas tecnológicas heterogéneas a partir de criterios normalizados y ponderados, obteniendo un puntaje global para cada opción [8], [35]. El objetivo de esta etapa fue seleccionar las tecnologías más adecuadas para integrar el sistema de poligeneración, considerando la demanda estimada en la etapa anterior, el contexto de operación en La Guajira y las restricciones propias de una aplicación en zonas no interconectadas. Esta etapa incluyó las siguientes fases:

- **Fase 1. Definición de alternativas tecnológicas:** Se identificaron las tecnologías posibles para cada vector energético del sistema.
- **Fase 2. Selección de criterios de evaluación:** Se establecieron criterios técnicos, económicos, ambientales y operativos para comparar las alternativas.
- **Fase 3. Asignación de ponderaciones:** Se definieron pesos relativos para cada criterio de evaluación de acuerdo con su importancia dentro del sistema propuesto.
- **Fase 4. Construcción de matrices de decisión:** Se organizaron las alternativas y criterios en matrices de comparación para cada vector energético.
- **Fase 5. Normalización y cálculo de puntajes:** Se normalizaron los indicadores y se aplicó el método de suma ponderada para obtener el desempeño global de cada alternativa.
- **Fase 6. Selección de configuración base:** Se priorizaron las alternativas y se definió la configuración tecnológica base del sistema.

Una vez surtidas estas fases se obtuvo una configuración tecnológica base para cada vector del sistema, la cual sirve como insumo para la fase de dimensionamiento y simulación.

5.6. Metodología para el dimensionamiento y la simulación

El dimensionamiento de sistemas híbridos de energía consiste en definir las capacidades de los componentes principales de la planta a partir de la demanda, los recursos disponibles y las restricciones operativas, de manera que se garantice el suministro con niveles adecuados de confiabilidad y desempeño. Para esta etapa se empleó HOMER Pro, una herramienta ampliamente utilizada para modelar, simular y optimizar sistemas energéticos híbridos. El objetivo de esta etapa fue traducir la demanda integrada y la configuración tecnológica seleccionada en capacidades concretas para los subsistemas del sistema de poligeneración, con el fin de verificar su desempeño y establecer una configuración de referencia técnicamente consistente para el caso de estudio.

La aplicación de esta etapa consideró las siguientes fases:

- **Fase 1. Definición de entradas del modelo:** Se definieron la demanda integrada, las tecnologías seleccionadas, los datos de recurso energético y los parámetros técnicos y económicos del sistema.
- **Fase 2. Construcción del perfil de carga:** Se estableció el comportamiento horario de la demanda y la relación entre cargas prioritarias y diferibles.
- **Fase 3. Definición de capacidades candidatas:** Se establecieron rangos de tamaño para los principales componentes del sistema.
- **Fase 4. Configuración del modelo en HOMER Pro:** Se incorporaron al software las variables del sistema, los recursos energéticos y las restricciones operativas.
- **Fase 5. Simulación de escenarios:** Se ejecutaron escenarios para comparar configuraciones y analizar el comportamiento del sistema bajo diferentes condiciones operativas.
- **Fase 6. Selección de la configuración de referencia:** Se seleccionó la configuración técnicamente más adecuada para el sistema de poligeneración.

Se obtuvo una configuración dimensionada del sistema de poligeneración, con capacidades definidas para cada subsistema y una estimación de su desempeño energético, la cual sirve como base para la evaluación económica posterior.

5.7. Metodología para la evaluación económica

La evaluación financiera del sistema de poligeneración considera diversos indicadores clave que permiten valorar su viabilidad económica a lo largo del horizonte de vida útil previsto (25 años). Entre estos indicadores se incluyen el Costo Neto Presente (NPC), que representa la suma presente de todos los costos asociados al proyecto, incluyendo inversión inicial, operación, mantenimiento, reemplazos y combustible durante toda la vida del sistema.

La evaluación económica del sistema de poligeneración se plantea como una etapa orientada a valorar la viabilidad técnico-económica de la configuración propuesta a lo largo del horizonte de análisis definido. Para ello, se consideran indicadores como el Costo Neto Presente (NPC), el Costo Nivelado de Electricidad (LCOE), el Costo Nivelado del Agua (LCOW), el Valor Presente Neto (VPN), el Retorno sobre la Inversión (ROI) y el periodo de recuperación de la inversión.

El NPC permite estimar el valor presente de los costos totales del sistema durante su vida útil, incluyendo inversión inicial, operación, mantenimiento, reemplazos, combustible y valor de salvamento.

El LCOE permite expresar el costo promedio de la electricidad producida o servida por el sistema, mientras que el LCOW estima el costo promedio asociado a la producción de agua desalinizada. De forma complementaria, el VPN, el ROI y el periodo de recuperación permiten analizar la conveniencia económica del proyecto desde la perspectiva de los beneficios o ahorros generados frente a los costos asumidos.

La aplicación de esta etapa se desarrolla a partir de los parámetros técnicos y económicos definidos para el sistema, incluyendo CAPEX, OPEX, costos de reemplazo, costos de combustible, vida útil de componentes, tasa de descuento, inflación y horizonte de evaluación. Estos datos son incorporados en HOMER Pro y complementados con cálculos financieros externos cuando resulta necesario. Los resultados de esta evaluación se presentan posteriormente en el Capítulo 10.

La aplicación de la metodología se desarrolló mediante las siguientes fases:

- **Fase 1. Definición de supuestos financieros:** Se establecieron horizonte del proyecto, tasa de descuento, inflación, precio del combustible y demás parámetros base del análisis.
- **Fase 2. Asignación de costos al sistema:** Se asignaron costos de inversión, operación, mantenimiento, reemplazo y salvamento a los componentes del sistema.
- **Fase 3. Configuración económica en HOMER Pro:** Se incorporaron los parámetros financieros y económicos al modelo de simulación.
- **Fase 4. Ejecución del análisis técnico-económico:** Se calcularon los indicadores económicos a partir de la simulación del sistema durante su horizonte de evaluación.
- **Fase 5. Interpretación de resultados:** Se analizaron los resultados en función del alcance conceptual del estudio y de la conveniencia relativa de la configuración propuesta.

Esta etapa metodológica condujo a la obtención de indicadores económicos que permitieron valorar la conveniencia de la configuración propuesta y complementar el análisis técnico desarrollado en las etapas anteriores.

CAPITULO 6 SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO DEL PROYECTO

6.1. Aplicación del análisis para la selección de emplazamiento

En esta etapa se aplicó el Proceso Analítico Jerárquico (AHP) [32], cuya metodología fue descrita en el numeral 5.3, con el fin de priorizar las alternativas de emplazamiento del sistema de poligeneración en el departamento de La Guajira. Este capítulo presenta los resultados obtenidos al aplicar dicha metodología. El desarrollo detallado de matrices, ponderaciones, cálculos de consistencia y comparaciones por pares se presenta en el Anexo A.

Las alternativas evaluadas fueron Cabo de la Vela, Manaure, Palomino y Riohacha, seleccionadas por representar contextos territoriales diferenciados dentro del departamento. Para su comparación se aplicaron seis criterios: proximidad al mar, demanda doméstica, demanda turística y hospitalaria, infraestructura, recurso energético solar-eólico y déficit de cobertura de servicios. Estos criterios fueron definidos en el capítulo metodológico y aplicados aquí para obtener una priorización estructurada de alternativas.



Fig. 2 Ubicación de las alternativas de emplazamiento evaluadas en el departamento de La Guajira

Con el fin de facilitar la lectura de los resultados, la siguiente tabla resume la caracterización general de las alternativas evaluadas.

Tabla II Caracterización comparativa de las alternativas de emplazamiento

Zona	Alternativa	Tipo de entorno	Demanda potencial	Oferta de recursos	Comentario síntesis
Alta Guajira	Cabo de la Vela	Rural costero extremo	Muy baja población, con turismo ecológico creciente	Muy alta irradiancia y viento constante	Alternativa adecuada para un esquema demostrativo con fuerte componente renovable
Media Guajira	Manaure	Semiurbano– industrial costero	Población media, actividad salinera y potencial turístico emergente	Muy buen recurso solar– eólico y acceso costero directo	Alternativa con equilibrio entre demanda, acceso y disponibilidad de recursos
Baja Guajira / Frontera con Magdalena	Palomino	Zona turística consolidada	Alta demanda turística, población estable y servicios presentes	Buen recurso solar, viento moderado y cercanía a fuentes hídricas	Alternativa con orientación turística y buena base de demanda
Capital / Nodo urbano	Riohacha	Urbana– administrativa	Alta población, hospitales, turismo y logística consolidada	Buen recurso solar y viento moderado	Alternativa con mayor consolidación urbana y de servicios

6.2.Resultados de la priorización de alternativas

6.2.1. Ponderación de criterios

La primera salida del análisis corresponde a la ponderación relativa de los criterios de evaluación. Los resultados muestran que los criterios con mayor peso fueron demanda doméstica y déficit de cobertura de servicios, seguidos por demanda turística y hospitalaria. En contraste, recurso energético solar–eólico, infraestructura y proximidad al mar tuvieron ponderaciones menores. Esto indica que la selección del emplazamiento privilegió no solo la disponibilidad de recursos energéticos, sino también la pertinencia territorial y el impacto social potencial del proyecto.

Tabla III Matriz de comparación de criterios

CRITERIOS	PONDERACIÓN
C1: Proximidad al mar	0,0930
C2: Demanda doméstica	0,2893
C3: Demanda turística/hospitalaria	0,2004
C4: Infraestructura	0,0987
C5: Recurso energético solar–eólico	0,0598
C6: Déficit de cobertura de servicios	0,2587

El detalle de la matriz de comparación de criterios, la matriz normalizada y la verificación de consistencia se presenta en el Anexo A, en la sección correspondiente a la matriz M0.

6.2.2. Evaluación de alternativas por criterio

Aplicando las ponderaciones obtenidas, se evaluaron las cuatro alternativas frente a cada uno de los seis criterios definidos. En términos generales, Cabo de la Vela presentó mejores condiciones relativas en cercanía al mar y recurso energético; Palomino destacó en demanda de servicios turísticos y hospitalarios; Riohacha obtuvo mejores resultados en infraestructura; y Manaure mostró un desempeño más equilibrado, con altos valores en demanda doméstica y déficit de cobertura de servicios, además de condiciones favorables de acceso costero y recurso renovable. Esta lectura es consistente con la información contenida en las matrices M1–M6. El detalle de las matrices comparativas por criterio (M1–M6) se presenta en el Anexo A, siguiendo el mismo orden metodológico definido en el numeral 5.3.

Priorización final del lugar de emplazamiento

La síntesis del análisis integró la ponderación de los criterios con el desempeño de cada alternativa en cada uno de ellos. Como resultado, se obtuvo la priorización global presentada en la siguiente tabla.

Tabla IV Priorización final de alternativas de emplazamiento

Alternativas	Puntaje global	Orden de priorización
Manaure	0,32	1
Palomino	0,29	2
Cabo de la Vela	0,20	3
Riohacha	0,19	4

Los resultados muestran que Manaure obtuvo el mayor puntaje global, por lo que se seleccionó como emplazamiento de referencia para el desarrollo posterior del sistema de poligeneración. Este resultado se explica por su desempeño equilibrado en variables de demanda, cobertura de servicios, acceso costero y disponibilidad de recursos renovables. Palomino ocupó el segundo lugar, impulsado principalmente por su fuerte demanda turística y hospitalaria. Cabo de la Vela, aunque sobresale por su recurso energético, fue penalizado por su menor demanda y sus limitaciones estructurales. Riohacha, por su parte, mostró mejores condiciones de infraestructura, pero menor prioridad relativa desde la perspectiva del impacto social del proyecto.

6.3. Discusión de robustez y consideraciones críticas

La selección de Manaure debe interpretarse como el resultado de una decisión multicriterio sistemática, pero no como una conclusión absoluta e inmutable. Como ocurre en este tipo de análisis, la priorización final depende de la ponderación asignada a los criterios y de los supuestos utilizados para valorar las alternativas.

Adicionalmente, la coherencia interna de la matriz de comparación de criterios fue verificada mediante el Índice de Consistencia (IC) y la Razón de Consistencia (CR), de acuerdo con la metodología AHP. Dado que la CR obtenida fue inferior a 0,10, se considera que los juicios de comparación por pares presentan un nivel aceptable de consistencia, lo que brinda mayor confiabilidad a las ponderaciones utilizadas en el análisis. En consecuencia, la selección de Manaure puede considerarse razonablemente robusta porque no se apoya en una única ventaja aislada, sino en una combinación equilibrada de factores:

alta demanda doméstica relativa, déficit importante de cobertura de servicios, disponibilidad de recurso renovable y cercanía al mar para el sistema de desalinización. Esta combinación lo posiciona mejor que alternativas que sobresalen en uno o dos criterios, pero presentan debilidades más marcadas en los demás.

No obstante, también es importante reconocer que la priorización obtenida está condicionada por la disponibilidad de información secundaria y por los supuestos y criterios de valoración adoptados para comparar las características de cada localidad, los cuales se documentan en el Anexo A.. En este sentido, la robustez del resultado debe interpretarse dentro del alcance conceptual del estudio y no como sustituto de una validación territorial definitiva. No se desarrolló un análisis de sensibilidad cuantitativo dentro del alcance del presente estudio; por tanto, la robustez se discute de forma cualitativa. En futuras etapas sería conveniente complementar esta selección con ejercicios de sensibilidad sobre las ponderaciones y con validación local de variables críticas en campo.

6.4. Conclusiones y recomendaciones del capítulo

La aplicación del AHP permitió priorizar de manera estructurada las alternativas de emplazamiento evaluadas en La Guajira y seleccionar un sitio de referencia para el desarrollo posterior del proyecto. Con base en los criterios aplicados y en la síntesis final del análisis, Manaure se identificó como la alternativa más adecuada para continuar con las etapas de estimación de demanda, selección tecnológica, dimensionamiento y evaluación económica.

Este resultado debe entenderse como una decisión técnica sustentada en criterios explícitos, ponderados de manera sistemática y aplicados bajo la lógica del análisis multicriterio. De esta forma, el capítulo cumple la función de establecer el contexto territorial base del resto de la investigación y de dar continuidad al orden metodológico definido en el Capítulo 5.

Como recomendación, se sugiere que las etapas posteriores mantengan explícitamente a Manaure como caso base de análisis y que, en una fase futura de profundización, esta selección sea complementada con validación local de variables como demanda real, accesibilidad operativa y condiciones de implementación. Asimismo, se recomienda conservar en el Anexo A el desarrollo detallado del análisis y referenciarlo explícitamente desde el cuerpo del texto para garantizar la trazabilidad de la decisión adoptada.

CAPITULO 7. ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA

7.1. Enfoque general y propósito

La estimación de la demanda del presente estudio se desarrolló para una escuela rural tipo en el municipio de Manaure, adoptada como unidad base de análisis. Esta elección permite construir una base de diseño coherente con el alcance conceptual del proyecto y con la disponibilidad de información secundaria para los cuatro vectores considerados: electricidad, calor, frío y agua desalinizada. En este sentido, la demanda estimada corresponde a una unidad representativa de diseño y no pretende extrapolarse al consumo agregado del municipio ni de todos los usuarios institucionales. Esta lógica también se refleja en la referencia de trabajo, donde el resumen del capítulo consolida consumos “por escuela” y luego presenta una “demanda total unitaria integrada”.

En coherencia con la metodología descrita en el numeral 5.4, el presente capítulo expone los resultados de la estimación de demanda para dicha escuela rural tipo, mientras que el desarrollo detallado de supuestos, tablas ampliadas, conversiones y memorias de cálculo se presenta en el Anexo B. Metodología para la estimación de la demanda.

7.2. Estimación de la demanda por vector energético

7.2.1. Estimación de la demanda de electricidad (kWh/día por institución)

En Colombia no existe un marco metodológico unificado para estimar la demanda energética en zonas rurales, debido a las diferencias regionales y a que normas como el RETIE y la NTC 2050 se enfocan en contextos urbanos o industriales. Ante la falta de datos locales detallados en Manaure, se adoptó como referencia el estudio de [36], en el que se evaluó la viabilidad de un sistema híbrido solar–eólico–diésel–batería en una escuela rural de Nigeria, contexto comparable al de la Alta Guajira por sus similitudes climáticas, baja densidad poblacional y dependencia de combustibles fósiles. Esta referencia se utilizó como base comparativa para construir una estimación razonable del consumo eléctrico del caso de estudio.

A partir de esta referencia, se adoptó una configuración de carga compatible con una escuela rural tipo en Manaure. Sin embargo, para mantener coherencia con el alcance del sistema propuesto, la carga asociada al refrigerador (1,8 kWh/día) no se incorporó dentro de la demanda eléctrica base, ya que fue analizada por separado en el vector de frío. En consecuencia, la demanda eléctrica adoptada para el caso de estudio corresponde a 11,76 kWh/día por institución, obtenida al descontar dicha carga del total reportado en la referencia de Nigeria (13,56 kWh/día).. El detalle de los equipos considerados, sus potencias, tiempos de uso y el ajuste del caso de referencia se presenta en el Anexo B.

Tabla V Estimación de la demanda eléctrica diaria para una escuela rural (NIGERIA)

Descripción de la carga	N.º en uso	Potencia [W]	Horas de operación [h/día]	Total [kWh/día]
Ventilador de techo	22	30	7	4,62
Iluminación	42	20	4	3,36
Televisor	2	80	8	1,28
Refrigerador	1	300	6	1,8
Impresora	1	250	2	0,5
Computadora de escritorio	2	200	5	2
Energía total consumida				13,56

Fuente: Elaboración propia con base en [37]

7.2.2. Estimación unitaria demanda calor (MJ/día por institución)

La demanda térmica considerada en este estudio se asocia a la preparación de alimentos en una escuela rural tipo con servicio de alimentación escolar, adoptada como caso base de análisis. Por tanto, esta carga no se plantea como una condición universal de todas las escuelas rurales de La Guajira, sino como un supuesto de diseño coherente con la existencia del Programa de Alimentación Escolar (PAE) en el departamento.

En el alcance conceptual del estudio, esta demanda térmica se utiliza como una carga de calor útil de referencia para evaluar el potencial de aprovechamiento del calor residual del grupo electrógeno diésel mediante un esquema de cogeneración o CHP. En consecuencia, el estudio no desarrolla el diseño detallado del sistema final de cocción ni de los elementos de transferencia, control o almacenamiento térmico. La estimación permite verificar si el calor recuperable del generador podría cubrir total o parcialmente una necesidad térmica asociada al servicio de alimentación escolar, manteniendo el diseño específico del equipo de uso final para una etapa posterior de ingeniería de detalle.

Para estimar esta demanda, se tomó como referencia un estudio desarrollado por [37] la información del World Food Programme (WFP) o Programa Mundial de Alimentos, en el que se reportan consumos de combustible y requerimientos energéticos asociados a la preparación de raciones alimentarias en contextos escolares vulnerables. En el presente trabajo, esta referencia no se adopta como equivalencia exacta para La Guajira, sino como una aproximación de diseño, útil para representar una carga térmica razonable en ausencia de mediciones locales detalladas. La validez contextual de esta fuente debe entenderse también a la luz de las limitaciones del estudio, dado que no se contó con levantamiento de información primaria en campo.

A partir de un consumo promedio de combustible por estudiante y del poder calorífico inferior adoptado, se estimó una demanda térmica diaria de 25,28 MJ/día por institución para la preparación de alimentos. Este valor se toma como demanda base de calor del caso de estudio.

Tabla VI Estimación de la demanda térmica diaria por escuela rural tipo

Estimación de la demanda térmica diaria por escuela rural tipo		
Parámetro	Valor	Unidad
Consumo de leña por estudiante	0,0337	kg/est/día
Poder calorífico inferior (PCI)	15	MJ/kg
Energía por estudiante	0,5055	MJ/est/día
Número de estudiantes	50	-
Demanda térmica total estimada	25,275	MJ/día
Demanda térmica adoptada para el proyecto	25,28	MJ/día

Fuente: Elaboración propia con base en [37] para el consumo de leña por estudiante; PCI de la leña estimado a partir de [85]

7.2.3. Estimación unitaria de la demanda de frío (kWh_fríó /día por institución)

En las escuelas rurales de Manaure, la falta de sistemas adecuados de refrigeración y climatización representa una limitación importante, especialmente bajo condiciones de alta temperatura. Para estimar esta demanda se consideraron estudios recientes en contextos comparables que reportan consumos de equipos de aire acondicionado tipo minisplit y refrigeración de alimentos en ambientes cálidos, incluyendo [38], [39], [40], [41]. Estas fuentes se emplearon como base para construir una carga de refrigeración representativa del caso de estudio.

En este numeral, la demanda de frío se expresa como energía térmica útil diaria en kWh_fríó/día. Esta unidad permite representar la cantidad de refrigeración requerida durante un día de operación y diferenciarla del consumo eléctrico de los equipos, expresado en kWh/día. No se utiliza como unidad principal la tonelada de refrigeración, ya que esta corresponde a una unidad de potencia térmica instantánea, útil para describir la capacidad nominal de equipos, pero no la demanda energética diaria adoptada para el dimensionamiento conceptual del sistema.

Con base en una escuela rural tipo con 50 estudiantes, se adoptó una configuración compuesta por un refrigerador comunitario para almacenamiento de alimentos y tres unidades de aire acondicionado tipo minisplit para espacios escolares. A partir de los consumos eléctricos de referencia y su conversión a energía de refrigeración útil, se estimó una demanda diaria de 89,8 kWh_fríó/día por institución. Este valor constituye la demanda base de frío para el diseño del sistema de poligeneración.

Como verificación de consistencia, se consideró una escuela rural tipo con un área climatizada estimada de aproximadamente 75 m², correspondiente a tres espacios prioritarios de uso académico o administrativo, cada uno asociado a un equipo minisplit. Esta estimación no representa el área total construida de la institución, sino únicamente los espacios en los que se asumiría el uso de climatización. Bajo las condiciones climáticas de Manaure, caracterizadas por temperaturas ambientales elevadas, se adoptó una temperatura media de referencia de 29 °C y un COP promedio equivalente de 2,77 para los equipos considerados. Con estos supuestos, la demanda eléctrica diaria estimada de 32,4 kWh/día equivale

a una demanda de frío útil de 89,8 kWh_frio/día, lo cual permite verificar que la estimación es coherente con una configuración de tres equipos minisplit de 12.000 BTU/h operando durante 8 horas diarias, más un refrigerador comunitario para conservación de alimentos.

Tabla VII Estimación de la demanda de frío por componente y demanda de frío útil adoptada

Estimación de la demanda de frío por componente y demanda de frío útil adoptada					
Componente	Cantidad	Potencia promedio [kW]	Horas de uso [h/día]	Consumo diario unitario [kWh/día]	Consumo total [kWh/día]
Aire acondicionado (minisplit 12.000 BTU/h)	3	1,3	8	10,4	31,2
Refrigerador comunitario (250 L, clase T)	1	0,05	24	1,2	1,2
Total demanda eléctrica asociada al frío					32,4

Tabla VIII Indicadores de síntesis

Indicador de síntesis	Valor	Unidad
Demanda eléctrica total asociada al frío	32,4	kWh/día
Demanda de frío útil adoptada para el proyecto	89,8	kWh_frio/día

Fuente: elaboración propia con base en [38], [39], [40], [40]

En este apartado se distinguen dos magnitudes complementarias. La primera corresponde a la demanda eléctrica asociada al funcionamiento de los equipos de refrigeración y climatización, estimada en 32,4 kWh/día. La segunda corresponde a la demanda de frío útil adoptada para el proyecto, expresada en kWh_frio/día. Esta última depende del desempeño energético de la tecnología seleccionada, representado mediante el coeficiente de desempeño o COP.

La conversión entre el consumo eléctrico de los equipos y la demanda de frío útil se realizó mediante la siguiente expresión:

$$Q_{frío} = E_{el,frío} \times COP$$

Donde:

- $Q_{frío}$: Corresponde a la demanda de frío útil entregada por el sistema, expresada en kWh_frio/día.
- $E_{el,frío}$: Corresponde a la demanda eléctrica diaria asociada al funcionamiento de los equipos de refrigeración y climatización, expresada en kWh/día.
- COP : corresponde al coeficiente de desempeño promedio de la tecnología de refrigeración considerada.

Para el caso de estudio, se adoptó un COP promedio equivalente de 2,77. Por tanto:



$$Q_{frío} = 32,4 \text{ kWh/día} \times 2,77$$

$$Q_{frío} = 89,8 \text{ kWh}_{frío}/\text{día}$$

En consecuencia, el valor de 89,8 kWh_frío/día debe interpretarse como una estimación dependiente de la tecnología seleccionada y de su desempeño energético. Si se emplean equipos con un COP diferente, el frío útil entregado o el consumo eléctrico requerido podrían variar. Esta aclaración permite diferenciar la demanda eléctrica asociada al funcionamiento de los equipos de la demanda térmica de refrigeración útil considerada para el dimensionamiento conceptual del sistema.

7.2.4. Estimación unitaria de agua desalinizada (L/día por institución)

En las escuelas rurales de Manaure, el déficit hídrico limita el acceso al agua para higiene y saneamiento, por lo que la producción de agua desalinizada se orienta en este estudio a usos no potables, mientras que el agua para beber se obtiene por medios alternos. Ante la falta de datos locales detallados, se adoptaron referencias internacionales y nacionales para definir una dotación base de agua no potable.

La Organización Mundial de la Salud (OMS) [42] establece orientaciones mínimas sobre acceso al agua para higiene en contextos cálidos y de limitada disponibilidad; The Sphere Handbook [43] presenta estándares humanitarios mínimos de abastecimiento de agua, saneamiento e higiene en contextos vulnerables; y UNICEF [44] formula lineamientos operativos para necesidades básicas de agua en entornos escolares y comunitarios. A nivel nacional, el Decreto 1575 de 2007 establece el sistema para la protección y control de la calidad del agua para consumo humano en Colombia [45], mientras que la Resolución 2115 de 2007 define características, instrumentos y frecuencias del control y vigilancia de dicha calidad [46]. Aunque estas dos últimas normas se orientan al agua para consumo humano, se toman en este estudio como referencia complementaria de contexto normativo para justificar la necesidad de criterios de abastecimiento y calidad en el entorno institucional.

Con base en estas referencias, se adoptó una dotación de 22 L/persona/día para usos no potables, incluyendo higiene, sanitarios y limpieza. Considerando una escuela rural tipo con 50 estudiantes y 5 personas de apoyo, la demanda unitaria adoptada para el proyecto corresponde a 1.500 L/día por institución. Este valor constituye la base de dimensionamiento del sistema de desalinización.

Tabla IX Referencias y criterio adoptado para la dotación de agua desalinizada no potable

Referencias y criterio adoptado para la dotación de agua desalinizada no potable		
Fuente / guía	Criterio o rango reportado	Uso en el estudio
World Health Organization [42]	15–20 L/persona/día para necesidades básicas de higiene	Referencia internacional de dotación mínima
The Sphere Handbook [43]	≥ 15 L/persona/día para usos esenciales de agua, saneamiento e higiene	Referencia humanitaria mínima de abastecimiento
UNICEF [44]	10–15 L/persona/día para higiene y saneamiento en contextos escolares/comunitarios	Referencia operativa complementaria
Decreto 1575 de 2007 [45]	Marco de protección y control de la calidad del agua para consumo humano	Referencia normativa nacional de contexto
Resolución 2115 de 2007 [46]	Criterios e instrumentos para control y vigilancia de la calidad del agua	Referencia normativa nacional de contexto
Criterio adoptado en el proyecto	22 L/persona/día	Dotación no potable para escuela rural tipo en Manaure

Fuente: elaboración propia con base en [42], [43], [44], [45], [46]

7.2.5. Resumen de consumos energéticos y de agua por institución

La caracterización unitaria de la demanda de electricidad, calor, frío y agua desalinizada para una escuela rural tipo en Manaure constituye la base técnica del sistema de poligeneración propuesto. Los resultados muestran que la climatización y la demanda térmica representan una parte importante del consumo total, mientras que la electricidad base y el agua complementan las necesidades operativas del caso de estudio.

7.2.6. Demanda total unitaria integrada

Para efectos de dimensionamiento, la demanda unitaria total diaria por escuela rural tipo en Manaure se resume en la siguiente tabla.

Tabla X Demanda total unitaria integrada

Vector energético	Magnitud estimada	Unidad	Observaciones
Energía eléctrica	11,76	kWh/día	Iluminación, ventilación y equipos menores
Energía térmica (calor útil)	25,28	MJ/día	Cocción de alimentos
Energía de refrigeración (frío útil)	89,8	kWh_frío/día	Climatización y conservación de alimentos
Agua desalinizada (no potable)	1.500	L/día	Higiene, sanitarios y limpieza

La demanda integrada estimada en este estudio debe interpretarse como una demanda base de diseño para una escuela rural tipo, construida a partir de fuentes secundarias, supuestos operativos y

parámetros de referencia adoptados para cada vector. En el caso del vector de frío, la magnitud reportada corresponde al frío útil requerido. La electricidad asociada a su producción se presenta en la sección y debe considerarse de manera complementaria en el dimensionamiento eléctrico del sistema.

7.3. Rangos de incertidumbre

El grado de incertidumbre asociado a la estimación de la demanda no se definió a partir de bandas estadísticas aplicadas directamente al resultado final, debido a que el estudio no contó con información primaria local ni con series históricas suficientes para desarrollar una cuantificación probabilística rigurosa. En su lugar, la incertidumbre se analiza a partir de la naturaleza y solidez de los parámetros de entrada utilizados en cada vector, así como del nivel de dependencia de fuentes secundarias y supuestos operativos adoptados en el caso base.

En el caso de la electricidad, la incertidumbre relativa puede considerarse menor, dado que la estimación se construyó a partir de equipos identificables y tiempos de uso definidos, lo que permite una trazabilidad más directa entre supuestos y resultado. Para el calor, la incertidumbre es intermedia, debido a que depende del consumo específico por estudiante y del supuesto de operación del servicio de alimentación escolar. En el vector de frío, la incertidumbre es mayor, ya que la estimación depende de manera más sensible de las horas efectivas de uso de los equipos de climatización y de las condiciones térmicas del entorno. Finalmente, en el caso del agua desalinizada, la incertidumbre se analiza a partir de la dispersión entre las dotaciones mínimas reportadas por las guías de referencia y el valor de diseño adoptado para el proyecto.

Bajo esta lógica, la siguiente tabla resume el tipo de incertidumbre identificado para cada vector y el criterio utilizado para su valoración.

Tabla XI Rango de incertidumbre demanda de vectores

Vector	Parámetro base	Fuente o criterio	Rango evaluado	Tipo de incertidumbre
Electricidad	Horas de uso/equipos	referencia base + ajuste del caso	variación operativa	moderada
Calor	kg biomasa/estudiante·día	literatura + supuesto de PAE	variación de ocupación y consumo específico	media
Frío	horas de minisplit	Referencias de climatización en clima cálido	6–10 h/día	alta
Agua	L/persona·día	WHO / Sphere / UNICEF / criterio adoptado	15–22 L/persona·día	media

7.4. Previsión de crecimiento de la demanda

Dado que el estudio no contó con información local que permitiera estimar una tasa empírica de crecimiento de la demanda para instituciones rurales de Manaure, se adoptaron escenarios prospectivos de crecimiento anual del 2 % y 3 % con fines de planeación. Estas tasas no representan una proyección demográfica verificada, sino un supuesto moderado y metodológicamente prudente para explorar cómo podría evolucionar la demanda una vez se disponga de servicios energéticos e hídricos más confiables, se amplíe la cobertura de uso o se intensifique la operación institucional. En consecuencia, los escenarios deben interpretarse como herramientas de diseño para evaluar la conveniencia de mantener criterios de modularidad y escalabilidad en el sistema propuesto.

$$D_t = D_0(1 + g)^t$$

- D_t : Demanda proyectada en el año t
- D_0 : Demanda base estimada en el presente estudio
- g : Tasa anual de crecimiento asumido
- t : Número de años transcurridos desde la implementación

Para estimar la evolución de la demanda en horizontes de mediano plazo se utilizó una expresión de crecimiento compuesto, en la cual D_t representa la demanda proyectada en el año t , D_0 corresponde a la demanda base adoptada en este estudio, g es la tasa anual de crecimiento asumida y t es el número de años transcurridos desde la implementación del sistema. Esta formulación permite representar de manera simple y consistente el efecto acumulado del crecimiento sobre cada vector de demanda.

Tabla XII Previsión de crecimiento anual de la demanda

Vector	Demanda base	Conservador 2% anual		Moderado 3% anual	
		Año 5	Año 10	Año 5	Año 10
Electricidad (kWh/día)	11,76	12,98	14,34	13,63	15,8
Calor (MJ/día)	25,28	27,91	30,82	29,31	33,97
Frío (kWh_frío/día)	89,8	99,15	109,47	104,1	120,68
Agua desalinizada (L/día)	1.500	1.656	1.829	1.739	2.016

Los resultados muestran que, incluso bajo un escenario conservador de crecimiento del 2 % anual, la demanda integrada podría aumentar alrededor de un 10,4 % en cinco años y un 21,9 % en diez años. Bajo un escenario moderado del 3 % anual, el incremento acumulado sería de aproximadamente 15,9 % a cinco años y 34,4 % a diez años. Aunque estos escenarios no constituyen una predicción exacta del comportamiento futuro de la demanda, sí permiten establecer una referencia cuantitativa útil para justificar que el sistema propuesto debe ser entendido bajo criterios de modularidad y escalabilidad.

7.5. Recomendaciones del capítulo

Como recomendación para futuras investigaciones, se sugiere complementar la estimación presentada con levantamiento de información primaria en instituciones rurales de La Guajira, incluyendo



número real de usuarios, perfiles horarios de uso, frecuencia de operación de equipos y necesidades efectivas de agua para higiene y saneamiento. Asimismo, sería pertinente desarrollar campañas de medición en diferentes épocas del año para capturar efectos estacionales sobre la demanda de refrigeración y de agua.

De igual manera, futuras investigaciones deberían evaluar la evolución de la demanda una vez se implementen servicios energéticos e hídricos más confiables, así como validar estrategias de expansión modular del sistema. Esto permitiría pasar de una demanda base de diseño a un modelo de planeación con mayor capacidad predictiva y de replicabilidad para otros contextos rurales del país.

CAPITULO 8. SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS

8.1.Introducción

El presente capítulo se enfoca en la identificación, análisis y evaluación de las alternativas tecnológicas viables para cada uno de los servicios energéticos considerados: generación de electricidad, suministro de calor, producción de frío y desalinización de agua [47], [48]. En este sentido, define la base tecnológica del sistema de poligeneración, constituyendo el puente entre la caracterización de la demanda (Capítulo 7) y el dimensionamiento energético del sistema.

En primera instancia, se presenta el marco de evaluación multicriterio aplicado a las alternativas tecnológicas previamente identificadas. Posteriormente, se exponen los resultados del modelo de selección, considerando sus características técnicas, operativas y su pertinencia para el caso de estudio. Posterior a ello, se presenta la aplicación del modelo de selección, a partir del cual se determinan las tecnologías más adecuadas para la integración del sistema de poligeneración. Finalmente, se establece la configuración tecnológica seleccionada, la cual servirá como base para el dimensionamiento y análisis energético del sistema. La selección de tecnologías se desarrolla con base en un análisis multicriterio a partir del método de sumas ponderadas definida en el numeral 5.5.

El detalle metodológico del proceso de selección, incluyendo la definición de criterios, asignación de ponderaciones y construcción de matrices de evaluación, se presenta en el Anexo C.

8.2.Resultados de la selección de tecnologías

Como resultado de la aplicación del modelo de evaluación multicriterio descrito en el Capítulo 5, se obtuvo un conjunto de puntajes globales para cada una de las alternativas tecnológicas consideradas, permitiendo establecer un ranking de desempeño para cada vector energético. Para cada vector energético se definieron indicadores específicos, normalizados en una escala de 0 a 1, y ponderados según su relevancia en contextos de Zonas No Interconectadas (ZNI). Ponderación prioriza la dimensión técnica (0,35), seguida de la económica (0,30), operativa (0,20) y ambiental (0,15–0,20).

Previamente a la evaluación, se aplicó un filtro de elegibilidad con el fin de descartar tecnologías no compatibles con la escala, condiciones operativas o requerimientos del caso de estudio, garantizando que únicamente alternativas técnicamente viables fueran incluidas en el proceso de selección.

Los criterios de evaluación se estructuraron en 4 familias, cada una de las cuales agrupan atributos relevantes para la comparación de alternativas, según se muestra en la Tabla XXXIX.

Tabla XIII Selección de criterios de evaluación

Familias	Criterios
Técnica	Desempeño energético, confiabilidad, adecuación al recurso y calidad del servicio.
Económica	Inversión, costos de operación y métrica nivelada del servicio
Ambiental	Intensidad de emisiones y presiones locales asociadas al servicio energético
Operativa	Exigencias de operación y mantenimiento, disponibilidad logística y compatibilidad con el sistema aislado

En esta sección se presentan los resultados consolidados del proceso de evaluación, priorizando la comparación entre alternativas y la identificación de aquellas con mejor desempeño en función de los criterios definidos.

8.2.1. Resultados normalizados y comparación de alternativas

A partir de la aplicación del modelo de selección, se obtuvieron los valores normalizados y ponderados para cada una de las alternativas tecnológicas consideradas en los distintos vectores energéticos.

La siguiente tabla presenta los resultados normalizados obtenidos para las alternativas evaluadas en cada vector energético, permitiendo una comparación directa entre tecnologías bajo un mismo marco de referencia.

Tabla XIV Resultados normalizados y comparación de alternativas

Vector	Alternativa	Técnica	Económica	Ambiental	Operativa	Score
Electricidad	FV fija	0,061	0,287	0,147	0,160	0,655
	Eólica onshore	0,262	0,297	0,150	0,140	0,850
	PVT (eléctrico)	0,061	0,285	0,147	0,150	0,643
Calor	Calor recuperado del diésel (CHP)	0,058	0,300	0,150	0,200	0,708
	Solar térmica	0,146	0,255	0,150	0,120	0,671
	PVT (térmico)	0,088	0,210	0,150	0,140	0,588
	Bomba de calor	0,175	0,150	0,093	0,160	0,578
	Caldera diésel	0,338	0,060	0,013	0,100	0,511
Frío	Compresión eléctrica	0,256	0,195	0,149	0,150	0,750
	Absorción	0,019	0,105	0,150	0,100	0,374
	Adsorción	0,006	0,135	0,150	0,100	0,391
Agua desalinizada	Ósmosis inversa	0,272	0,270	0,157	0,100	0,799
	MVC	0,104	0,113	0,060	0,075	0,352

Los resultados presentados en la anterior tabla evidencian el desempeño comparativo de las distintas alternativas tecnológicas evaluadas para cada vector energético, a partir de los valores normalizados y ponderados según los criterios definidos previamente.

En el caso del vector eléctrico, la alternativa de generación eólica onshore presenta el mayor valor de desempeño global, con un score de 0,850, superando a la fotovoltaica, la cual tiene un puntaje de 0,655, se apreció por su costo nivelado y su adecuada integración operativa, aunque tiene un factor de capacidad más bajo. En general, se aconseja la combinación de energía eólica, fotovoltaica y BESS [49].

Para el vector térmico, el calor recuperado del diésel obtiene el mayor puntaje (0,708), lo que refleja su ventaja en términos de aprovechamiento energético y coherencia operativa con la generación eléctrica basada en diésel. La inclusión del PVT térmico se realizó únicamente como alternativa de comparación dentro del análisis multicriterio. Sin embargo, debido a su mayor costo relativo y a que su aporte térmico es principalmente de baja temperatura, esta opción no resultó seleccionada para cubrir la demanda de calor asociada a cocción.

En el vector de frío, la tecnología de compresión eléctrica destaca claramente con un score de 0,750, superando ampliamente a las alternativas de absorción y adsorción. Este resultado está asociado principalmente a su mayor eficiencia térmica y mejor desempeño económico bajo las condiciones consideradas.

Finalmente, en el vector de agua desalinizada, la ósmosis inversa presenta el mejor desempeño global (0,799), consolidándose como la alternativa más adecuada frente a tecnologías como la destilación por compresión de vapor (MVC), que muestran menores valores en los criterios evaluados. De manera conjunta estos resultados permiten identificar de manera clara las alternativas con mejor desempeño relativo en cada vector energético, constituyendo la base para la construcción del ranking de tecnologías y la posterior definición de la configuración final del sistema.

8.2.2. Ranking de alternativas

Con base en los puntajes globales obtenidos, se estableció un ranking de alternativas para cada vector energético, permitiendo identificar las tecnologías con mejor desempeño relativo.

La siguiente tabla presenta las alternativas con mayor puntuación para cada vector energético, las cuales representan las opciones más adecuadas para la configuración del sistema.

Tabla XV Ranking de alternativas

Vector	Tecnología seleccionada	Score
Electricidad	FV fija	0,655
	Eólica onshore	0,850
Calor	Calor recuperado del diésel	0,708
Frío	Compresión eléctrica	0,750
Agua desalinizada	Ósmosis Inversa	0,799

El ranking obtenido permite establecer de manera clara la jerarquía de las alternativas tecnológicas evaluadas, sirviendo como base para la selección final de tecnologías que conformarán el sistema de poligeneración.

Estos resultados reflejan no solo el desempeño individual de cada tecnología, sino también su capacidad de integrarse de manera eficiente dentro de un sistema híbrido orientado a la satisfacción simultánea de múltiples demandas energéticas.

8.3. Configuración final del sistema

La configuración final del sistema de poligeneración (Figura 2) se establece a partir de la integración de las tecnologías seleccionadas, considerando su operación conjunta y la interacción entre los diferentes vectores energéticos.

En el vector eléctrico, el sistema se basa en la combinación de generación fotovoltaica y eólica, complementadas con almacenamiento mediante BESS y respaldo con generación diésel. La energía fotovoltaica cubre principalmente la demanda durante el día, aprovechando el alto recurso solar disponible, mientras que la generación eólica refuerza el suministro en horas nocturnas o de baja irradiancia. El sistema BESS permite gestionar la variabilidad de las fuentes renovables, y el diésel garantiza la continuidad del suministro.

El vector térmico se configura a partir del aprovechamiento del calor residual de la generación diésel, mejorando la eficiencia global del sistema. Por su parte, el sistema de refrigeración por compresión eléctrica y la planta de ósmosis inversa se alimentan del vector eléctrico, estableciendo una integración directa entre la generación energética y los servicios de frío y agua.

En conjunto, la configuración propuesta permite una operación coordinada de los vectores energéticos, en la que la complementariedad entre tecnologías y el uso de almacenamiento y respaldo aseguran eficiencia, confiabilidad y estabilidad del sistema.

Con el fin de representar de manera esquemática la integración de las tecnologías seleccionadas, se presenta el siguiente diagrama correspondiente a la configuración final del sistema de poligeneración.

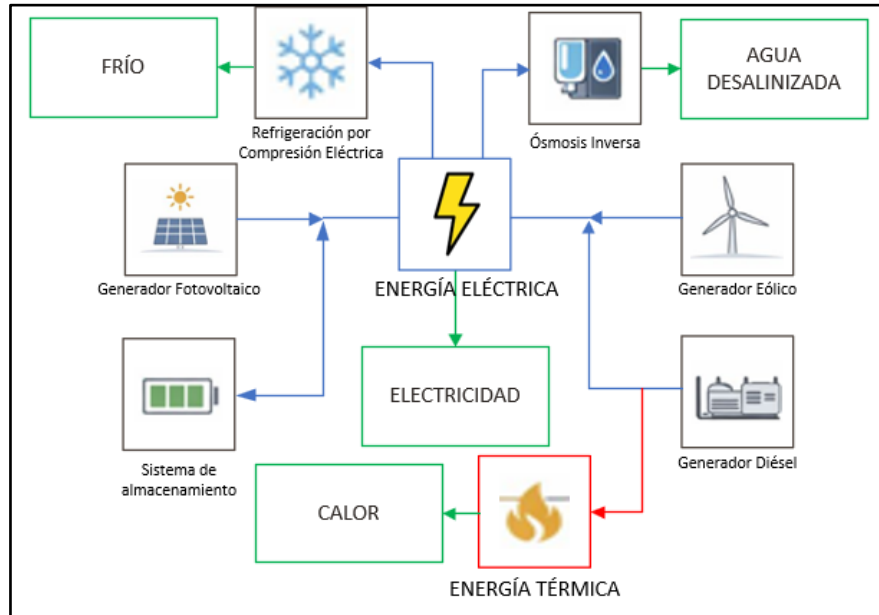


Fig. 3 Diagrama de configuración final del sistema de poligeneración

8.4.Recomendaciones

Con base en los resultados obtenidos en la selección de tecnologías y la configuración del sistema de poligeneración, se recomienda priorizar la implementación de esquemas híbridos que integren generación renovable, almacenamiento energético y respaldo convencional, con el fin de garantizar la confiabilidad y estabilidad del suministro en zonas no interconectadas.

Finalmente, se recomienda evaluar la viabilidad económica y operativa de la configuración propuesta en escenarios reales.



CAPITULO 9. DIMENSIONAMIENTO DEL PROYECTO

9.1. Dimensionamiento de subsistemas

En este capítulo se realiza el dimensionamiento de los principales subsistemas que conforman el sistema de poligeneración, con base en la demanda energética previamente definida y las condiciones operativas del sistema. Este proceso permite establecer las capacidades requeridas de generación, almacenamiento y respaldo, considerando la integración de recursos renovables y convencionales.

Los valores obtenidos se derivan de la aplicación de los criterios y procedimientos de cálculo descritos en el Anexo D.

9.1.1. Campo Fotovoltaico

El dimensionamiento del campo fotovoltaico se orienta a cubrir la mayor proporción de la demanda eléctrica durante la ventana de generación solar, considerando el perfil horario de consumo del sistema. Bajo este criterio, la demanda eléctrica asociada a dicha franja horaria corresponde a 293,8 kWh/d. Adicionalmente, se incorpora la carga diferible de 3,3 kWh/d del proceso de desalinización (ver sección D.3.3.), optimizando así el aprovechamiento de la energía fotovoltaica [50]:

$$E_{FV} = 293,8kWh + 3,3kWh = \mathbf{297,1kWh/d}$$

Para dimensionar la capacidad fotovoltaica en Manaure se considera una irradiación efectiva conservadora de 5,5 h/día (horas pico solar) en la franja horaria considerada [51]. Además, se aplica un PR de 0,78 para ajustar la energía teórica y contemplar pérdidas por temperatura, suciedad, eficiencia del inversor, degradación de módulos y pérdidas en cableado.

Con estos datos, la potencia pico requerida se calcula de la siguiente manera [51]:

$$P_{FV} = \frac{297,1kWh/d}{5,5h/día * 0.78} = \mathbf{69,3kWp}$$

El resultado de 69,3kWp se redondea por arriba a 70 kWp para absorber variabilidad diaria, pérdidas adicionales estacionales y facilitar modularidad de los strings fotovoltaicos en campo [51].

9.1.2. Inversor

El sistema de conversión se dimensiona para garantizar la adecuada transformación de la energía generada por el campo fotovoltaico y su integración con la microrred [52].

Con una potencia pico instalada de 70 kWp en corriente continua (DC) y al aplicar una relación DC/AC de 1,18, valor adoptado como criterio típico de sobredimensionamiento moderado del campo fotovoltaico respecto al inversor para mejorar su utilización sin generar recortes significativos, se obtiene como resultado:



$$Potencia AC = \frac{70 kW}{1,18} = 59,32 kW \cong \mathbf{60 kW}$$

Se selecciona un equipo comercial de 60 kW AC, que admite recortes puntuales en condiciones excepcionales, pero prioriza la eficiencia anual, la buena utilización del inversor y la compatibilidad con la operación de la microrred [52].

9.1.3. Eólica Onshore

La generación eólica se incorpora como complemento a la generación fotovoltaica, con el objetivo de cubrir el remanente de la demanda eléctrica en períodos de baja o nula radiación solar. Como se define en la sección D.3.2 del Anexo D, la demanda eléctrica primaria total es 381,4 kWh/d, mientras que el campo fotovoltaico cubre 297,1 kWh/d en el período 08:00-16:00, de acuerdo a lo presentado en el Anexo E [4]:

$$E_{rem} = 381,4 kWh/d - 297,1 kWh/d = \mathbf{84,3 kWh/d}$$

Ahora bien, para el cálculo de la potencia instalada; en aerogeneradores pequeños en zonas costero-áridas de La Guajira, los CF típicos oscilan entre 0,40 y 0,50, adoptándose un valor de referencia de 0,45 para aplicaciones fuera de red [15], por lo que:

$$P_{eólica} = \frac{84,3 kWh/d}{0,45 * 24h} = 7,8 kW$$

Se selecciona una configuración comercial modular próxima, consistente en dos aerogeneradores de 4,2 kW y 3,3 kW, lo que da una potencia total instalada [15]:

$$P_{eólica, instalada} = 4,2 kW + 3,3 kW = \mathbf{7,5 kW}$$

La pequeña reducción frente a los 7,8 kW calculados es intencional, ya que permite trabajar con equipos comerciales disponibles, reduce las cargas mecánicas y los costos asociados a la torre, y deja margen operativo para que el generador diésel cubra los picos de demanda sin ser desplazado por completo. Esto último es clave para habilitar la recuperación de calor mediante por CHP, lo que permite satisfacer la demanda térmica diaria de manera eficiente [51].

En términos energéticos, la producción media aproximada esperada es:

$$E_{eólica} = 7,5 kW * 0,45 * 24 = \mathbf{81 kWh/d}$$

Resultando un valor coherente con el remanente 84,3 kWh/d, de modo que el sistema presenta un margen controlado (3,3 kWh/d) para que el grupo diésel opere eficientemente y cumpla su rol térmico [50] (Ver sección D.3.3.)



9.1.4. Diésel + CHP

El sistema diésel con recuperación de calor se incorpora como fuente de respaldo y como apoyo para el suministro de la demanda térmica (ver sección D.3.4).

Según la sección D.3.4., si se planifica una ventana de operación de 6 h, la potencia térmica media equivalente requerida es [4], [8], [55]:

$$P_{th} = \frac{138,9kWh_{th}}{6h} = 23,15kW$$

Ahora bien, con una holgura técnica del 10–15 % y atendiendo a la disponibilidad comercial, se adopta una potencia nominal de 25 kW. Así [53]

- A plena carga (25 kW): $t = \frac{138,9kWh_e}{25 kW} = 5,6 h/d$
- A 0.88 p.u. (22 kW): $t = \frac{138,9kWh_e}{22 kW} = 6,3 h/d$

Siguiendo estos resultados, una potencia de 25 kW representa una opción comercial adecuada que permite satisfacer el requerimiento térmico diario dentro de una ventana de operación razonable. Además, el remanente eléctrico de 3,3 kWh/d puede ser cubierto por el mismo generador diésel sin necesidad de horas adicionales de funcionamiento, dado que ya debe generar 138,9 kWh/d para habilitar la recuperación de calor destinada a la cocina.

9.1.5. Banco de baterías

La capacidad de almacenamiento se definió en 160 kWh tras un proceso de optimización en HOMER Pro, basado en la comparación de configuraciones candidatas y la selección de la alternativa con menor Costo Neto Presente (NPC), cumpliendo las restricciones operativas definidas para el sistema en ZNI.. Este tamaño equilibró costos, confiabilidad y desempeño técnico, facilitando la coordinación eléctrica–térmica con la cogeneración y cubriendo la demanda térmica diaria sin arranques innecesarios del diésel. Además, permitió reducir el consumo anual de combustible, operar el generador a cargas eficientes y mantener profundidades de descarga moderadas, prolongando la vida útil del banco de baterías y garantizando una solución costo-eficiente, confiable y estable [53].

9.2. Balance energético

El dimensionamiento final estableció las capacidades óptimas de cada componente del sistema de poligeneración, asegurando el suministro confiable de electricidad, calor, frío y agua desalinizada en condiciones de zona no interconectada, reflejando un equilibrio entre viabilidad técnica, estabilidad operativa y eficiencia económica, logrado a partir de las simulaciones y ajustes realizados en HOMER [10]. La capacidad para cada subsistema se muestra en la Tabla XVI.

Tabla XVI Balance energético

Subsistema	Capacidad
Campo fotovoltaico (DC)	70 kWp
Inversor FV (AC)	60 kW
Eólica (2 aerogeneradores)	7,5 kW (4,2 + 3,3)
Diésel + CHP	25 kW (HRR = 100 %)
Baterías (BESS)	160 kWh

En conjunto, estas capacidades garantizan la cobertura de una demanda total de 381,4 kWh/día, correspondiente a la demanda eléctrica primaria del sistema, la cual incluye tanto la demanda base como los requerimientos asociados a la producción de frío mediante compresión eléctrica, tal como se detalla en la sección D.3.2. del Anexo D. El campo fotovoltaico aporta la mayor parte de la energía diurna, la generación eólica refuerza durante la noche y el grupo diésel cumple doble función: cubrir el pequeño remanente eléctrico y proveer el calor útil mediante cogeneración. Las baterías estabilizan el sistema y reducen los arranques del generador. Cabe destacar que el sistema mantiene una fracción renovable superior al 85%. El perfil horario de carga y los resultados de simulación se anexan como evidencia técnica del balance energético alcanzado [54]. Las capacidades obtenidas mediante los cálculos determinísticos constituyen una primera aproximación de diseño, la cual es posteriormente validada y refinada mediante simulación horaria en HOMER Pro.

9.3.Resultados en HOMER Pro

De acuerdo con la sección D.5., la configuración final del sistema fue validada mediante simulación horaria en HOMER Pro, utilizando los insumos del diseño como el perfil de carga, los recursos solares y eólicos del sitio presentados en el Anexo E, además de las capacidades previamente definidas; el modelo aplicó criterios de prioridad renovable con ventana fotovoltaica de 08:00 a 16:00, operación fraccionada del generador diésel en bloques de atardecer y amanecer, y carga diferible para la ósmosis inversa [51].

El modelo de simulación replica las condiciones de operación del proyecto en Manaure y se desarrolló como una microrred autónoma en corriente alterna, compuesta por generación renovable, respaldo diésel con recuperación de calor y almacenamiento electroquímico. A continuación, en la Figura 3 se puede apreciar un diagrama del sistema de poligeneración generado por el software HOMER PRO [53]:

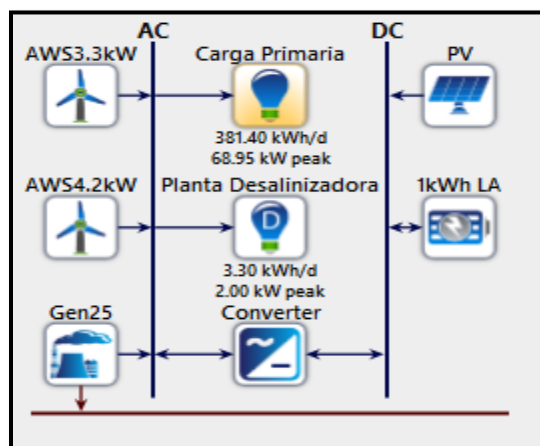


Fig. 4 Diagrama del sistema de poligeneración

Fuente: Elaboración propia mediante HOMER Pro – Licencia estudiantil.

La simulación se estructuró utilizando las capacidades definidas en el dimensionamiento: campo fotovoltaico de 70 kWp, inversor de 60 kW, generación eólica de 7,5 kW (distribuida en dos aerogeneradores), generador diésel de 25 kW con razón de recuperación térmica del 100 %, y banco de baterías de 160 kWh. Estas capacidades fueron ingresadas en el modelo junto con el perfil horario de carga, los recursos solares y eólicos mensuales, y las condiciones económicas adoptadas para el horizonte de evaluación de 25 años [14].

El perfil de carga horaria y los recursos del sitio se presentan en el Anexo E. El análisis financiero desarrollado para el proyecto de poligeneración en La Guajira demuestra que la propuesta genera un beneficio económico claro y favorable para la comunidad local. El análisis comparativo entre el escenario inicial de referencia, correspondiente a un sistema convencional basado principalmente en generación diésel, y la configuración propuesta evidencia una reducción significativa del Costo Neto del Proyecto, pasando de \$1,430,000 en el escenario base a \$427,144. Si bien la inversión inicial es mayor (\$162,500 frente a \$92,375), el gasto anual en operación y mantenimiento disminuye de manera significativa, de \$103,562 a \$20,471. Adicionalmente, se observa una notable disminución en el costo nivelado de energía, que pasa de \$0.789/kWh a solo \$0.235/kWh. La figura 4 muestra la evolución favorable del sistema, con un ritmo de ahorro muy superior al del sistema convencional durante los 25 años de vida útil previstos. Estos resultados no solo confirman la idoneidad de la tecnología seleccionada, sino que reflejan el compromiso del proyecto con soluciones económicas y sostenibles para las familias y empresas de La Guajira, contribuyendo de manera tangible a mejorar la calidad de vida y al desarrollo regional. La gráfica comparativa evidencia que el sistema FV–eólica–BESS con respaldo diésel tiene un flujo de caja más favorable frente al caso base diésel, con NPC y LCOE inferiores.

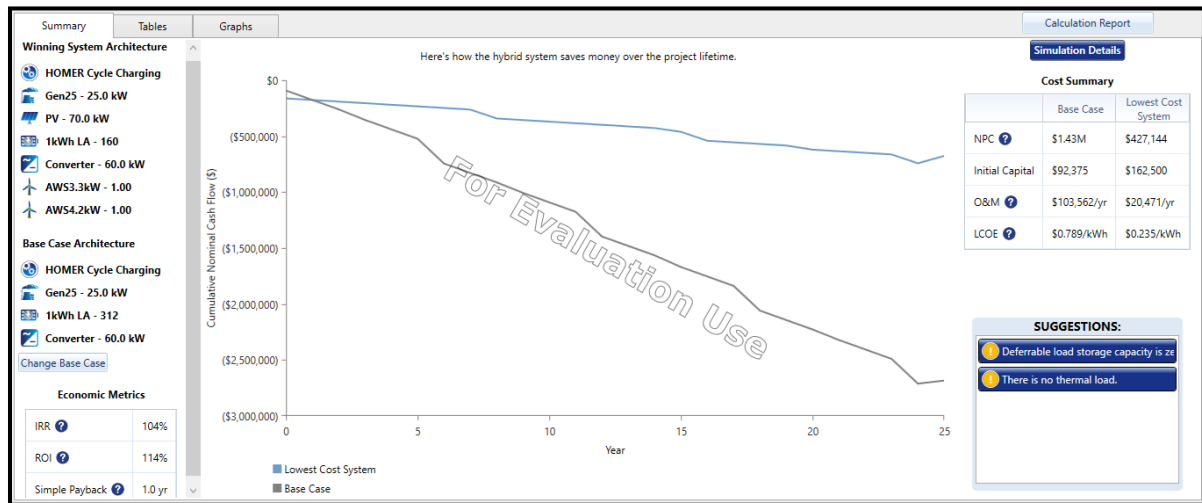


Fig. 5 Visión general de costos y flujo de caja

Fuente: Elaboración propia mediante HOMER Pro – Licencia estudiantil.

Aunque la inversión inicial del sistema híbrido es mayor debido a la incorporación de renovables y almacenamiento, los menores costos operativos y la reducción en el consumo de combustible compensan este desembolso, manteniendo una trayectoria económica más estable y menos expuesta a la volatilidad del diésel, incluso considerando picos de reinversión por reemplazos programados. Las simulaciones permiten comparar distintas configuraciones mediante variables como NPC, LCOE, consumo anual de combustible y fracción renovable, identificando la opción más eficiente técnica y económicamente. El sistema óptimo combina 70 kW fotovoltaicos, 7,5 kW eólicos, 25 kW de generación diésel, 160 kWh de almacenamiento y 60 kW de inversor, alcanzando un NPC de \$427,144 USD y un LCOE de \$0,235 USD/kWh, con más del 85 % de fracción renovable, equilibrando inversión inicial, costos operativos y estabilidad del suministro para cubrir la demanda total con alta dependencia de energías locales [55].

Summary

Tables

Graphs

Calculation Report

Compare Economics

Column Choices...

Export...

Export Details...

Optimization Results

Double click on a system to see its Simulation Details.

Categorized

Overall

Architecture										Cost				System			Project Econom	
	PV (kW)	AWS3.3kW	AWS4.2kW	Gen25 (kW)	1kWh LA (#)	Converter (kW)	Efficiency1	NPC (\$)	LCOE (\$/kWh)	Operating cost (\$/yr)	CAPEX (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	IRR (%)	Simple Pay (yr)			

Fig. 6 . Resultados de optimización

Fuente: Elaboración propia mediante HOMER Pro – Licencia estudiantil.

En la figura 6 se desagrega el costo total del sistema por tecnología y por tipo de gasto, permitiendo ver dónde se concentran las erogaciones del ciclo de vida. El capital inicial se reparte principalmente entre el campo FV y las baterías, mientras que la operación y el combustible se asocian casi en su totalidad al grupo diésel. En los reemplazos, el componente dominante vuelve a ser el almacenamiento, debido a su vida útil más corta. Aunque el inversor tiene menor peso, también contribuye al CAPEX y a las pérdidas. Así, el gráfico respalda la lógica del diseño: las tecnologías renovables, con alto CAPEX y bajo OPEX, reducen la dependencia del diésel, y el tamaño del BESS se justifica por los ahorros que aporta al optimizar el despacho y reducir el uso del generador. Por otra parte, el alto costo del combustible para el grupo electrógeno dispara el costo neto presente dentro del OPEX [55].

En el Anexo F, se presentan las asignaciones de CAPEX y OPEX para los distintos elementos que conforman el sistema de poligeneración.

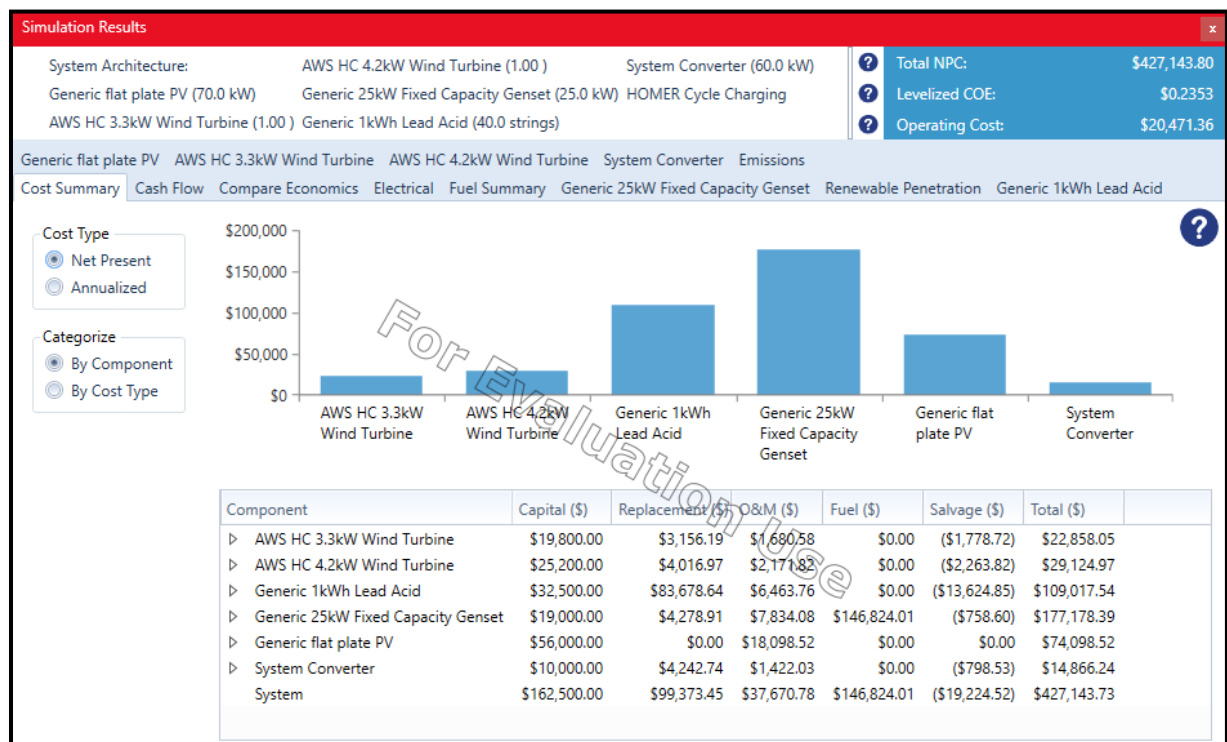


Fig. 7 Desglose de costos por componente

Fuente: Elaboración propia mediante HOMER Pro – Licencia estudiantil.

La simulación valida el cierre energético del sistema, mostrando que la combinación de fuentes renovables (fotovoltaica y eólica) con respaldo puntual de diésel cubre el 100% de la demanda eléctrica anual sin energía no servida, con una fracción renovable efectiva superior al 85%. Los excedentes solares se gestionan parcialmente mediante almacenamiento, asegurando un suministro estable durante todo el año, donde la solar domina el tramo diurno, la eólica cubre los valles de carga y el diésel actúa únicamente como respaldo y fuente de cogeneración térmica en la microrred ZNI [53].

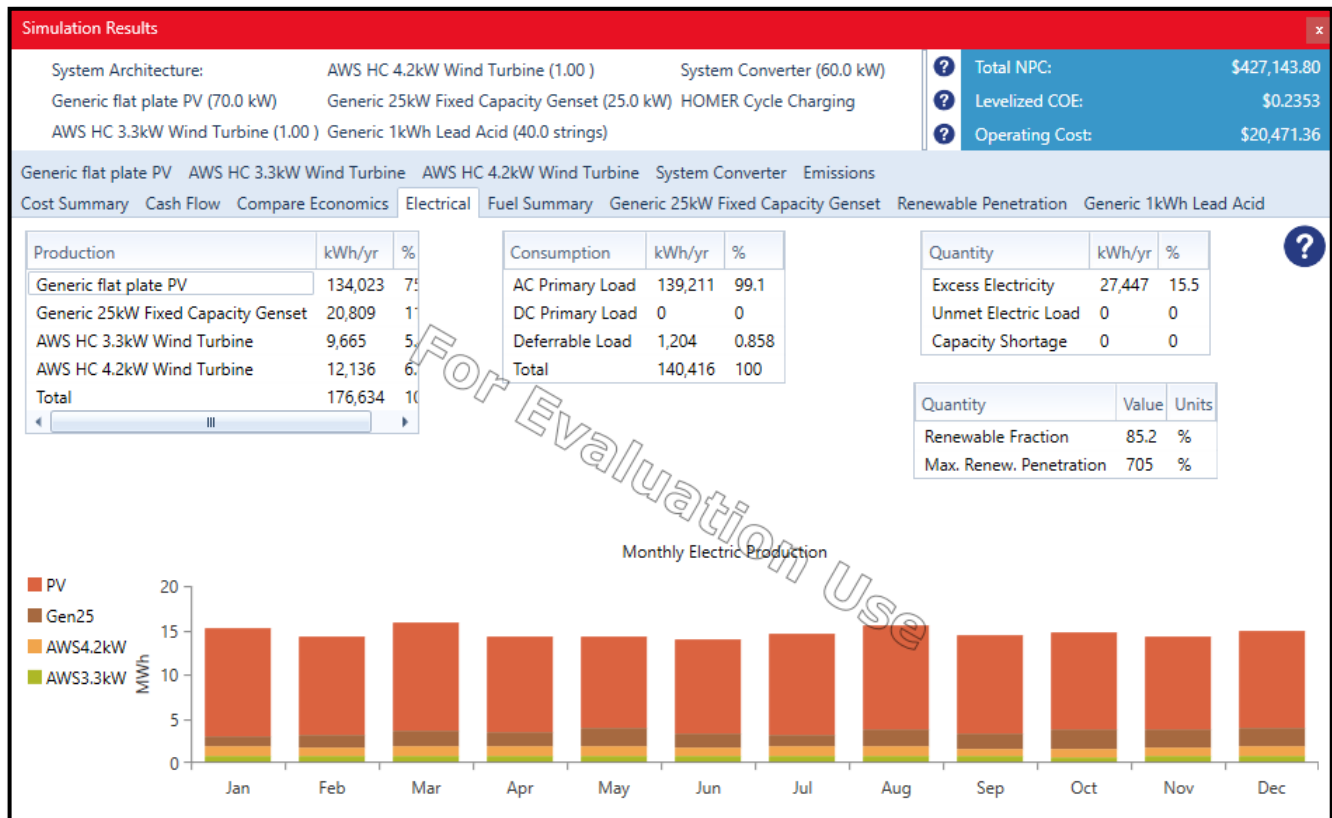


Fig. 8 Producción y consumo eléctrico anual del sistema de poligeneración

Fuente: Elaboración propia mediante HOMER Pro – Licencia estudiantil.

La simulación en HOMER Pro muestra que el sistema híbrido aprovecha ampliamente las fuentes renovables, con una capacidad instalada cercana al 75% y un aporte anual del 88 % de la generación total, resultando en una fracción renovable efectiva de aproximadamente 85%. Las curvas horarias evidencian predominio solar durante el día, moderado por el almacenamiento para evitar pérdidas y arranques innecesarios del diésel, confirmando que la microrred opera con prioridad renovable y que el respaldo térmico solo se activa en transiciones críticas entre día y noche [56].

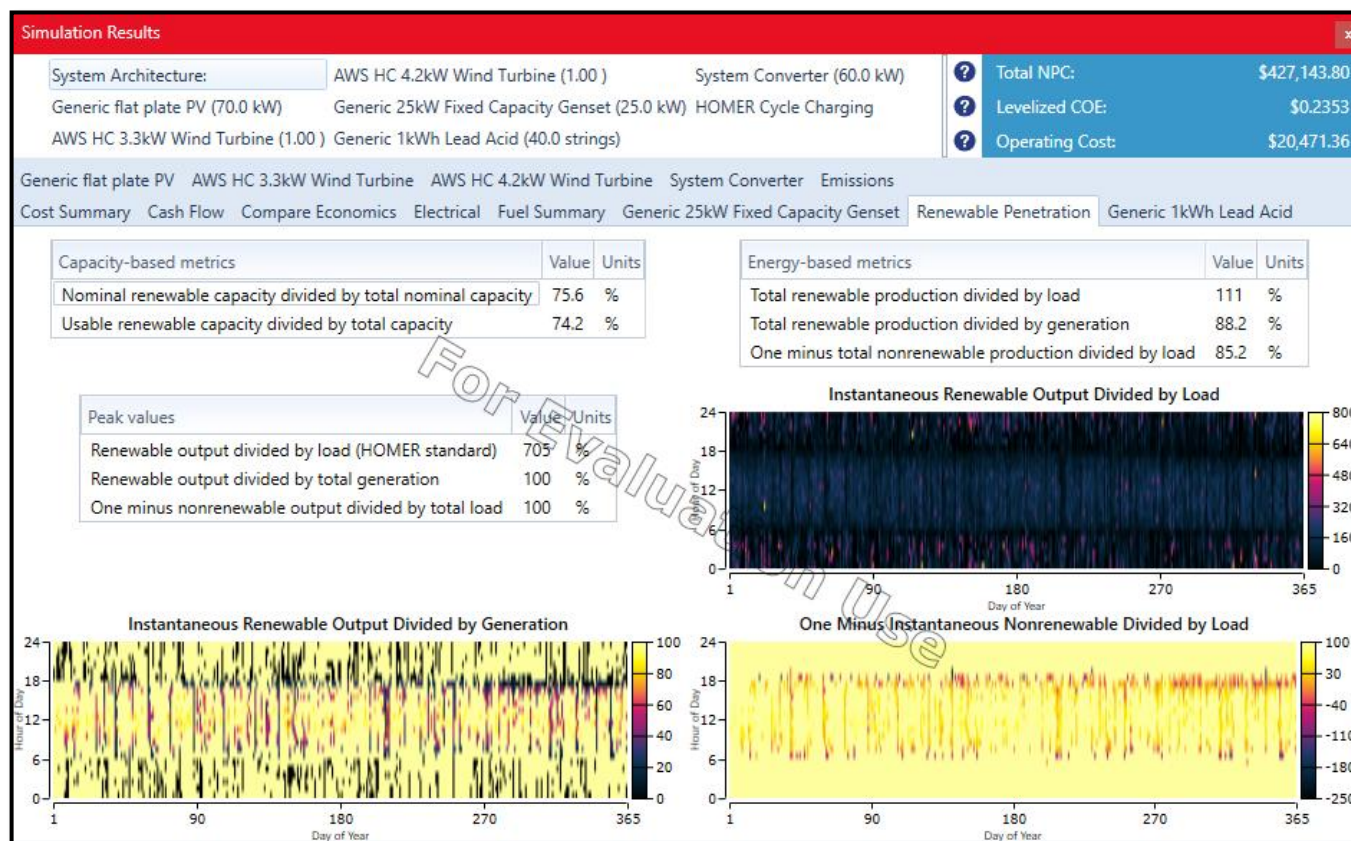


Fig. 9 Indicadores de penetración renovable

Fuente: Elaboración propia mediante HOMER Pro – Licencia estudiantil.

Y en última instancia, una de las gráficas generadas por el software HOMER corresponde a las emisiones anuales del sistema híbrido, donde se cuantifican los principales contaminantes asociados a la operación del generador diésel. La simulación estima aproximadamente 17,5 toneladas de CO₂ por año, además de pequeñas fracciones de CO, HC, SO₂ y material particulado. Estos valores se originan exclusivamente en las horas de funcionamiento del grupo electrógeno, dado que la generación fotovoltaica y eólica no produce emisiones locales [51].



Simulation Results			
System Architecture:	AWS HC 4.2kW Wind Turbine (1.00)	System Converter (60.0 kW)	?
Generic flat plate PV (70.0 kW)	Generic 25kW Fixed Capacity Genset (25.0 kW)	HOMER Cycle Charging	?
AWS HC 3.3kW Wind Turbine (1.00)	Generic 1kWh Lead Acid (40.0 strings)		?
			Total NPC: \$427,143.80
			Levelized COE: \$0.2353
			Operating Cost: \$20,471.36
Cost Summary	Cash Flow	Compare Economics	Electrical
Fuel Summary	Generic 25kW Fixed Capacity Genset	Renewable Penetration	Generic 1kWh Lead Acid
Generic flat plate PV	AWS HC 3.3kW Wind Turbine	AWS HC 4.2kW Wind Turbine	System Converter
Emissions			
Quantity	Value	Units	
Carbon Dioxide	17,490	kg/yr	
Carbon Monoxide	109	kg/yr	
Unburned Hydrocarbons	4.81	kg/yr	
Particulate Matter	0.655	kg/yr	
Sulfur Dioxide	42.8	kg/yr	
Nitrogen Oxides	103	kg/yr	

Fig. 10 Emisiones anuales del sistema

Fuente: Elaboración propia mediante HOMER Pro – Licencia estudiantil.

9.4. Análisis Técnico-Económico

La simulación validó técnica y económicamente el sistema de poligeneración diseñado para la zona no interconectada de Manaure, confirmando que la configuración fotovoltaica-eólica-diésel-BESS con recuperación de calor satisface eficientemente las demandas de electricidad, frío, calor y agua desalinizada. El campo fotovoltaico de 70 kW constituye la fuente principal, respaldado por 7,5 kW eólicos y un banco de baterías de 160 kWh que estabiliza la red y reduce arranques del generador diésel de 25 kW, operando en bloques al amanecer y atardecer para aportar firmeza eléctrica y cubrir la demanda térmica mediante CHP, logrando una fracción renovable del 85 % y energía no servida nula. Económicamente, se obtuvo un NPC de \$427,144 USD y un LCOE de \$0,235 USD/kWh, mientras que ambientalmente las emisiones de CO₂ se reducen en más del 60 %, demostrando competitividad y sostenibilidad. En conjunto, el sistema dimensionado y verificado mediante HOMER Pro evidencia viabilidad técnica, económica y ambiental, consolidándose como una alternativa replicable para comunidades aisladas de La Guajira y otras zonas no interconectadas del país [18].

9.5. Recomendaciones

Se recomienda, en futuras etapas del proyecto, profundizar en la validación del sistema mediante análisis más detallados del recurso energético y perfiles de demanda específicos del sitio, así como evaluar escenarios operativos adicionales que permitan optimizar la integración entre los distintos subsistemas. Además, se sugiere considerar la implementación progresiva del sistema en condiciones reales, con la finalidad de verificar su desempeño operativo, ajustar parámetros de control y analizar su escalabilidad en otros contextos de ZNI.

CAPITULO 10 ANÁLISIS FINANCIERO

10.1. Evaluación Financiera

El análisis financiero determina la viabilidad económica del sistema de poligeneración (eólica, solar FV, almacenamiento, OI y respaldo diésel) diseñado para Manaure, La Guajira, a lo largo de su vida útil. La evaluación se basó en la metodología descrita enfocada en la optimización de costos de sistemas energéticos híbridos, con los resultados del software HOMER Pro (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables). HOMER calcula el Costo Neto Presente, para determinar el VPN, e identificar la configuración de equipos con el mínimo LCOE que satisface la demanda [51]. En el mismo sentido, se basa en indicadores clave como el Costo Neto Presente (NPC), el Costo Nivelado de Energía (LCOE) y el Costo Nivelado del Agua (LCOW), que permiten valorar la viabilidad económica del proyecto a lo largo de un horizonte de 25 años. El NPC representa el valor presente de todos los costos, incluyendo inversión inicial, operación, mantenimiento, reemplazos y combustible. Por su parte, el LCOE expresa el costo promedio por kWh eléctrico producido, y el LCOW indica el costo promedio por metro cúbico de agua desalinizada producida.

10.2. Parámetros financieros clave

Los cálculos se realizan asumiendo los parámetros que se muestran en la Tabla XVII, tomados de la simulación de HOMER [53]. En relación a la Tasa de Descuento se escogió el 8% pues refleja el costo de oportunidad de retorno de capital nivel coherente con el costo ponderado de capital (WACC) de proyectos de energías renovables de pequeña escala en Colombia financiados parcialmente con recursos de regalías o el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE). Adicionalmente la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y el Departamento Nacional de Planeación (DNP) han utilizado históricamente tasas reales de entre el 8% y el 12% para la evaluación de proyectos de infraestructura energética en Colombia, con el extremo inferior aplicable a proyectos con financiamiento público no reembolsable:

Tabla XVII Parámetros financieros clave

Parámetro	Definición	Valor Asumido
Tasa de Descuento (r)	Tasa de interés real utilizada para el descuento.	8%
Tasa de Inflación	Tasa de inflación asumida para costos futuros.	2%
Horizonte del Proyecto (n)	Vida útil económica del sistema.	25 años
Tipo de Análisis		NPC

10.3. Costo Neto Presente (NPC) y Costos de Inversión (CAPEX)

El Costo Neto Presente (NPC) (Tabla 18) es el valor presente de todos los costos que el sistema incurrirá durante su vida útil, incluyendo inversión inicial (CAPEX), costos de operación y mantenimiento (OPEX), reemplazos y combustible. Este valor es el resultado clave del análisis de HOMER [15] El valor presente neto de los costos (NPC) son arrojados por el HOMER y son coherentes con el flujo de inversiones y costos para un horizonte de planeación de 25 años descontados al 8%.

Tabla XVIII Costo neto presente (NPC) y Costos de inversión (CAPEX)

Componente de Costo	Valor (USD)	Porcentaje (%)
Inversión Inicial (CAPEX)	162.500	36.40%
Costos Operativos (OPEX)	37.670,78	8.43%
Costos de Reemplazo	99.373,45	22.26%
Costo de Combustible	146.824	32.89%
Valor de Salvamento	-19.224,52	-
Costo Neto Presente (NPC)	427.143,71	100%

El CAPEX inicial es de USD 162.500. Los costos operativos y de reemplazo representan la mayor parte del NPC, lo que subraya la importancia de la vida útil de las baterías (BESS) y las membranas de ósmosis inversa. El cálculo se establece teniendo presente el valor de salvamento, el cual se calcula para que el sistema no sea "penalizado" en el análisis de costos si se tuvo que reemplazar un componente justo antes de que el proyecto terminara, conforme lo estableció la simulación por el software HOMER por lo que el valor total sería USD 446.368,23.

10.4. Desglose del LCOE y LCOW

El costo nivelado de electricidad es el resultado directo de dividir el NPC por la demanda total anual descontada [44].

Tabla XIX Desglose del LCOE y LCOW

Métrica	Valor (USD/Unidad)	Fórmula de Cálculo
Costo Nivelado de Electricidad (LCOE)	0.2353 USD/kWh	$LCOE = \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+r)^t} \text{Energía Servida NPC}$
Costo Nivelado del Agua (LCOW)	2.810 USD/m ³	LCOW (Costo por Agua)

En este sentido, el LCOE de \$0.2353 USD/kWh es la base de la competitividad. Este valor es comparable a las tarifas de energía más altas en las Zonas No Interconectadas de Colombia, pero ofrece una calidad de servicio y continuidad que el sistema actual no puede garantizar. El LCOW de \$2.810 USD/m³ establece el costo mínimo de producción de agua potable [51].



10.5. Estimación de Indicadores de Rentabilidad (VPN y ROI)

Dado que se trata de un proyecto en una ZNI de alto impacto social, el análisis se interpreta con base en la sustitución de costos y los ahorros generados [44].

10.5.1. Valor Presente Neto (VPN)

El VPN mide el valor presente de los beneficios netos (ahorros o ingresos) menos el Costo Neto Presente:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{\text{Ingresos o ahorros netos}_t}{(1+r)^t} - NPC$$

10.5.2. Retorno de la Inversión (ROI)

El ROI mide la eficiencia de la inversión inicial:

$$ROI(Total) = \frac{\text{Beneficio Neto Total} - \text{Inversión Inicial}}{\text{Inversión Inicial}} * 100\%$$

Dado que el ROI es una métrica de rentabilidad, su cálculo depende de la tasa de ingresos (o el valor monetario asignado a los beneficios sociales)[10].

10.5.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de descuento que iguala a cero el Valor Presente Neto (VPN) del flujo de caja del proyecto. En otras palabras, es la tasa de rentabilidad a la cual el valor presente de los flujos futuros equivale exactamente a la inversión inicial. Su expresión matemática es la siguiente:

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t}$$

Donde:

FC_t = flujo de caja en el período t (el año 0 corresponde a la inversión inicial, de signo negativo).

TIR = tasa interna de retorno (incógnita que se busca).

t = período de tiempo, expresado en años.

n = horizonte de evaluación del proyecto (último año del flujo).

A continuación, se presenta una estimación general de los costos asociados a la implementación del sistema de poligeneración:

Tabla XX Costos generales estimados

Métrica	Caso Base	Sistema de menor costo
Costo Presente Neto (NPC)	\$1,430,000	\$427,144
Inversión inicial	\$92,375	\$162,500
Operación y mantenimiento (O&M)	\$103,562/año	\$20,471/año
Costo nivelado de electricidad (LCOE)	\$0.789/kWh	\$0.235/kWh

Partiendo del cuadro anterior, el proyecto tiene un Costo Neto Presente de 427.143,71 USD para cubrir 25 años de operación, incluyendo energía y agua. La evaluación económica es el resultado de comparar el flujo de caja del Caso Base actual con el flujo de caja de la Alternativa presentada. El VPN y TIR se calcula a partir de la diferencia de flujos de caja entre el Caso Base y el Caso de la propuesta de inversión presentada en este proyecto. El VPN de la comparación entre el flujo de caja del Caso Base y la propuesta arrojada por HONER es de US\$ 1,1 M y la TIR es del 34%. Con base en los resultados de la simulación en HOMER Pro se identificó esta configuración como la solución de menor costo para la demanda establecida, confirmando de esta manera que no existe otra combinación de equipos que permita satisfacer la demanda de Manaure a un costo total inferior (*Ver Anexo D*). El sistema Homer realizó un proceso de optimización para escoger entre la combinación de tecnologías objeto de este estudio identificando aquella de costo más económico. En una zona de necesidad insatisfecha con un alto índice de pobreza energética, se analiza la viabilidad financiera a través de un análisis coste-beneficio que toma en cuenta los costos evitados por el Estado y la comunidad. Por su parte, el retorno sobre la inversión se valora en función del impacto social y del desarrollo regional. Como el retorno más importante del proyecto es social y ambiental, asegurando el acceso a servicios básicos de agua y energía, se aconseja financiar la inversión inicial de \$162.500 USD para el CAPEX con subsidios gubernamentales o fondos no reembolsables. El precio del combustible se fijó en \$1,7/L USD, considerando el promedio nacional proyectado por GlobalPetrolPrices (\$1,7/L USD) más un ajuste por sobre costos logísticos en zonas remotas, donde el diésel suele ser mucho más costoso [57].

En este escenario, el Valor Presente Neto será positivo si los ahorros acumulados —por la sustitución del diésel, la reducción en el costo del agua y el suministro confiable de energía— logran igualar o superar el Costo Neto Presente.

Tabla XXI Métricas económicas

Indicador	Valor	Unidad
Tasa Interna de Retorno (IRR)	34	%
Retorno sobre la Inversión (ROI)	114	%
Periodo de Recuperación Simple	3.06	Años

Las métricas económicas que se presentan aquí dan una idea clara del enorme provecho que el sistema de poligeneración podría traer a La Guajira. La Tasa Interna de Retorno (TIR) del, valor que se ubica en el extremo superior del rango reportado por la literatura para sistemas híbridos renovables que sustituyen generación diésel en zonas aisladas (16%–37%), donde el alto costo del combustible en ZNI eleva significativamente los ahorros operativos. Esta rentabilidad, muy superior a la de proyectos solares convencionales (12%–15%), se justifica por la magnitud del diésel evitado y el bajo OPEX de las fuentes renovables, manteniéndose a la vez dentro de parámetros realistas y defendibles frente a referentes internacionales comparables. Un Retorno sobre la Inversión (RSI) del 114% demuestra que el sistema propuesto es altamente eficiente y genera más valor que su costo. El proyecto recupera su inversión inicial en solo 1 año, lo que indica bajo riesgo y alta sostenibilidad tanto para la comunidad como para los financiadores. Estos números ponen de manifiesto lo fuerte que es el proyecto en términos económicos y dan seguridad para ponerlo en marcha en la región.

10.5.4. Payback de la inversión

El payback de la inversión mide en cuanto tiempo el flujo de caja acumulado se convierte en positivo una vez empieza a realizarse las primeras inversiones. El período de recuperación de la inversión se calcula mediante interpolación lineal, identificando el momento exacto en que el flujo de caja acumulado del proyecto pasa de negativo a positivo. La expresión empleada es la siguiente:

$$Payback = t + \frac{|FCAt|}{FCt + 1}$$

Como estamos frente aun caso de análisis de flujo de caja comparativo entre el Caso Base y la propuesta acá presentada, basta con identificar el momento exacto en el cual en que el flujo resultante de la diferencia de flujos de caja de los casos comparados se vuelve positivo. En este caso es de 3.06 años.

10.5.5. Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad se realizó con el propósito de evaluar la robustez técnica y económica del sistema de poligeneración propuesto frente a variaciones en los principales parámetros de entrada. Este tipo de análisis permite identificar las variables que tienen mayor influencia sobre indicadores clave como el costo nivelado de electricidad (LCOE) y el costo presente neto (NPC), así como estimar el comportamiento del sistema bajo condiciones de incertidumbre.

Se seleccionaron como variables críticas aquellas que, de acuerdo con la literatura especializada en sistemas energéticos híbridos y poligeneración en contextos aislados, presentan una mayor influencia sobre los indicadores de desempeño económico, particularmente el costo nivelado de electricidad (LCOE) y el costo presente neto (NPC). Diversos estudios coinciden en que los parámetros más determinantes en este tipo de sistemas son los costos de combustible, la disponibilidad del recurso renovable, la demanda energética y los costos de inversión inicial, debido a su impacto directo tanto en los costos operativos como en la capacidad de generación del sistema [58], [59].

En este sentido, y considerando las condiciones específicas de las Zonas No Interconectadas (ZNI) en Colombia, se definieron las siguientes variables como objeto de análisis:

- **Precio del diésel:** En sistemas híbridos con respaldo térmico, el costo del combustible representa uno de los principales componentes del costo operativo (OPEX). La literatura reporta que en microrredes aisladas el diésel puede representar más del 60% de los costos totales de operación, lo que lo convierte en la variable de mayor sensibilidad económica [58], [60].
- **Recurso solar (irradiancia):** La generación fotovoltaica depende directamente de la disponibilidad del recurso solar. Variaciones en la irradiancia afectan la producción energética anual y, por ende, la fracción renovable del sistema y su costo nivelado [59], [49].
- **Demanda energética:** La demanda define el dimensionamiento del sistema y el nivel de utilización de los activos energéticos. En sistemas rurales, la incertidumbre en la demanda puede generar sobredimensionamiento o subutilización, afectando directamente la eficiencia económica del sistema [60].
- **Inversión inicial (CAPEX):** Los costos de capital influyen significativamente en el NPC, especialmente en sistemas con alta penetración de tecnologías renovables. Sin embargo, su impacto relativo tiende a disminuir frente a los costos operativos en horizontes de largo plazo [59].

La selección de estas variables no solo responde a criterios teóricos, sino también a las condiciones reales del contexto colombiano. En las ZNI, factores como la dispersión geográfica, la limitada infraestructura y las dificultades logísticas generan una alta variabilidad en los costos de combustible y de inversión. En particular, el transporte de diésel hacia zonas remotas puede incrementar significativamente su precio respecto a centros urbanos, lo que incrementa su impacto en el análisis económico [61].

Adicionalmente, aunque regiones como La Guajira presentan uno de los mayores potenciales solares del país, la variabilidad climática interanual y los fenómenos atmosféricos locales introducen incertidumbre en la disponibilidad del recurso [4]. Por otro lado, la demanda energética en estas zonas es altamente dinámica, debido a procesos de electrificación progresiva, crecimiento poblacional y cambios en los patrones de consumo [61].

Así las cosas, el LCOE se estimó en USD 0.235/kWh y el LCOW en USD 2,810/m³ para agua no potable. La inversión inicial aproximada es de USD 162,500, con un NPC de USD 427,000. Además, el proyecto muestra un Retorno sobre la Inversión (ROI) estimado en 114% y un período de recuperación 3.06 años, señalando una potencial rentabilidad financiera

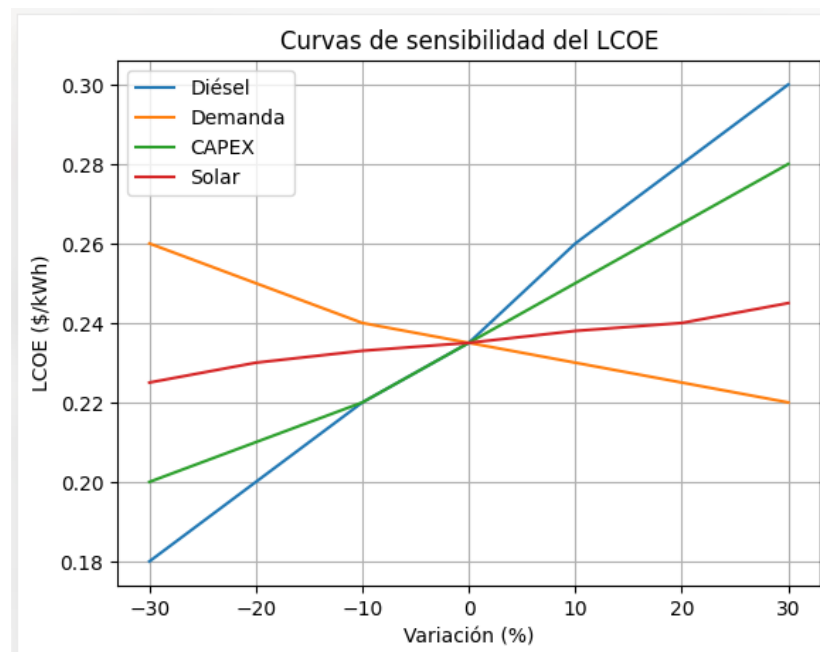


Fig. 11 Curvas de sensibilidad representativas del LCOE frente a variables críticas del sistema

El análisis de sensibilidad evidencia el comportamiento del costo nivelado de electricidad (LCOE) frente a variaciones en parámetros clave del sistema. Se observa que el LCOE presenta una alta sensibilidad frente al precio del diésel, reflejada en la mayor pendiente de su curva, lo que indica que incrementos en este parámetro generan aumentos significativos en el costo de generación. Este comportamiento es consistente con la alta participación de los costos de combustible en sistemas híbridos utilizados en Zonas No Interconectadas (ZNI). La alta sensibilidad al diésel está explicada considerando que, a pesar de que genera solo el 15% de la energía, es la fuente más costosa por kWh en el sistema. Su costo representa el 42% del LCOE total. Su precio en Zonas No Interconectadas es estructuralmente volátil. Un generador que opera pocas horas, pero cuyo uso es costoso, en un entorno donde su precio puede variar significativamente, es precisamente la variable que va a pesar más en los análisis de sensibilidad.

Por otro lado, la inversión inicial (CAPEX) presenta una sensibilidad moderada, afectando directamente los costos totales del sistema, aunque con menor impacto que los costos operativos en el largo plazo. En contraste, la demanda energética muestra una relación inversa con el LCOE, evidenciando que un mayor consumo permite distribuir los costos fijos y reducir el costo unitario de generación.

Finalmente, la variable asociada al recurso solar presenta la menor sensibilidad relativa, lo que indica que el sistema mantiene estabilidad frente a variaciones moderadas en la irradiancia, debido a la complementariedad entre las diferentes fuentes de energía del sistema de poligeneración.

Así mismo fue realizado un análisis de sensibilidad sobre el horizonte de planeación del proyecto, partiendo del Caso Base de 25 años, y simulando plazos de 10, 15 y 20 años, arrojando los siguientes resultados.

Tabla XXII Métricas económicas

Horizonte de Planeación	10 Años	15 Años	20 Años	25 Años
VPN (USD)	\$598.905	\$807.112	\$971.213	\$1.096.767

El análisis de sensibilidad sobre el horizonte de planeación muestra impactos significativos sobre el VPN. Esto se explica principalmente porque cada tecnología del sistema tiene una vida útil diferente. Los paneles solares duran exactamente 25 años sin necesidad de reemplazo, mientras que las turbinas eólicas deben reemplazarse al año 20, el inversor y el generador al año 15, y las baterías cada 8 años.

Es fundamental subrayar que este estudio conceptual no incluye todos los costos y actividades que serán necesarios en una implementación real, tales como costos asociados a permisos, licencias ambientales, consultas previas indígenas, obras civiles, capacitación, operación local, mantenimiento extendido, seguros y contingencias imprevistas. Estos factores pueden impactar significativamente la inversión total y costos operativos, por lo que su consideración será esencial en futuras fases de desarrollo y para la validación en campo. En ese sentido sostenibilidad del sistema de poligeneración diseñado para La Guajira se sustenta en tres pilares fundamentales: ambiental, social y económico, alineados con las condiciones y necesidades del área de estudio.

Perspectiva Ambiental: El sistema propuesto permite una reducción superior al 60% en el consumo de combustibles fósiles, principalmente diésel, lo cual disminuye la emisión anual de aproximadamente 17,5 toneladas de CO₂ [14]. La integración de energías renovables, como la solar fotovoltaica (70 kWp) y la eólica onshore (7,5 kW), combinadas con un sistema eficiente de recuperación de calor mediante cogeneración (CHP), maximiza la eficiencia energética, aumenta la fracción renovable por encima del 85% y previene la instalación de tecnologías de alto impacto ambiental. La elección de ósmosis inversa para la desalinización, dada su modularidad y eficiencia energética [23], [24], contribuye a un uso sostenible y responsable del recurso hídrico, minimizando riesgos ambientales.



Dimensión Social: El diseño atiende directamente a una escuela rural tipo en Manaure, con capacidad para cubrir la demanda energética y de agua no potable de hasta 32 instituciones educativas, beneficiando a más de 1,700 personas [37]. Esto favorece la equidad en el acceso a servicios energéticos y hídricos esenciales, mejorando la calidad de vida, salud y desarrollo educativo, cruciales en una región con bajos índices de cobertura energética y de agua potable [1]. El enfoque modular y escalable facilita la adaptación a futuras necesidades, promoviendo la inclusión social y la resiliencia comunitaria, conforme a políticas nacionales para zonas no interconectadas.

Visión Económica: La evaluación económica basada en HOMER Pro muestra un Costo Nivelado de Energía (LCOE) de 0,235 USD/kWh y un Costo Nivelado del Agua (LCOW) de 2.810 USD/m³, cifras competitivas frente a sistemas diésel convencionales [62]. Con un Valor Presente Neto (VPN) favorable y un Retorno sobre la Inversión (ROI) estimado en 114%, el proyecto refleja una alta rentabilidad y una recuperación del capital en 3.06 años, demostrando sostenibilidad financiera relevante para inversiones públicas y privadas. Los costos incluyen una inversión inicial aproximada de 162.500 USD, con ahorros significativos en consumo y operación que mejoran la estabilidad financiera a largo plazo [62].

Es importante resaltar que, aunque estos resultados son prometedores, el análisis se realizó con información secundaria, sin levantamientos de campo ni evaluación completa de costos operativos extendidos o posibles contingencias [18].

CAPITULO 11. CONCLUSIONES E INVESTIGACIONES FUTURAS

El dimensionamiento final del sistema de poligeneración se desarrolló considerando la demanda unitaria de una escuela rural tipo en Manaure y la capacidad efectiva de producción de cada subsistema. El balance entre oferta y consumo permitió establecer coberturas diferenciadas por vector: el sistema eléctrico, con 381,4 kWh/día, puede abastecer 32 instituciones educativas; el subsistema térmico (CHP), con 500 MJ/día, cubre las necesidades de 19 escuelas; mientras que los módulos de frío (90 kWh_frío/día) y de desalinización (1,5 m³/día) satisfacen la demanda de una escuela tipo. Este enfoque modular y escalable maximiza la cobertura dentro de los límites técnicos y económicos del proyecto, garantizando eficiencia energética, sostenibilidad operativa y viabilidad financiera, además de ofrecer un modelo replicable para comunidades rurales del Caribe colombiano con condiciones similares.

Los resultados de la simulación confirmaron que el campo fotovoltaico de 70 kW constituye la fuente principal del sistema, complementada por la generación eólica de 7,5 kW y el banco de baterías de 160 kWh, que garantiza estabilidad en la red y reduce los arranques del grupo diésel. Este último, de 25 kW, opera estratégicamente en bloques de amanecer y atardecer, aportando firmeza eléctrica y cubriendo simultáneamente la demanda térmica mediante recuperación de calor (CHP). La coordinación de los subsistemas alcanzó una fracción renovable del 85 %, sin energía no servida, evidenciando la solidez técnica del diseño propuesto.

En términos económicos, la simulación resultó en un costo presente neto (NPC) de \$427,144 USD y un costo nivelado de electricidad (LCOE) de \$0,235 USD/kWh, valores altamente competitivos frente a los esquemas diésel convencionales. Adicionalmente, considerando que el sistema integra procesos de producción de agua, se incorpora el indicador de costo nivelado del agua (LCOW), el cual permite evaluar la viabilidad económica del componente de abastecimiento hídrico dentro del esquema de poligeneración.

Estos resultados constituyen valores de referencia generados por el software HOMER Pro, basados en las condiciones de diseño y los supuestos técnicos del modelo al considerar múltiples vectores energéticos y de servicio.

La configuración obtenida se considera óptima desde el punto de vista técnico-económico, ya que HOMER la identificó como la solución de menor costo para la demanda establecida, garantizando simultáneamente el suministro de electricidad y agua a costos competitivos en comparación con soluciones convencionales independiente lo que lo convierte en una solución factible para mejorar las condiciones de vida en comunidades rurales de La Guajira. La configuración sugerida es un modelo que puede duplicarse en otras regiones del Caribe colombiano, que comparten similitudes socioeconómicas y tienen potencial renovable.

La metodología utilizada en este proyecto es replicable y aplicable no solo en el departamento de La Guajira, sino también en otros emplazamientos del país que presenten características similares dado que se basó en un proceso estructurado y sistemático que incluyó:



Identificación de zonas con potencial de recursos renovables y evaluación técnico-socio ambiental, estimación detallada de la demanda energética e hídrica, selección tecnológica mediante análisis multicriterio con criterios técnicos, económicos, ambientales y operativos, dimensionamiento y simulación energética con herramientas especializadas, evaluación técnico-económica integrada.

11.1. Direcciones futuras de investigación.

Se recomienda que futuras investigaciones complementen el diseño conceptual con levantamientos de información primaria en las zonas seleccionadas, lo que permitiría validar y ajustar las estimaciones de demanda energética e hídrica. Esta práctica fortalecerá la precisión del dimensionamiento y la viabilidad técnica del sistema, especialmente en contextos de zonas no interconectadas con alta variabilidad sociodemográfica. La evaluación representa una aproximación válida para la fase conceptual, pero no sustituye un estudio de factibilidad técnica y financiera detallado para implementación. Aunque los indicadores obtenidos son prometedores, es necesario continuar con análisis de sensibilidad más exhaustivos y evaluaciones integrales de costo para confirmar la viabilidad financiera global en escenarios operativos reales, asegurando que el modelo diseñado se pueda materializar con éxito en contextos específicos como el de La Guajira.

Se sugiere que trabajos posteriores realicen análisis de sensibilidad y evaluación de escenarios modulares que consideren cambios futuros en la demanda, evolución tecnológica y condiciones operativas variables. Además, se recomienda adaptar la metodología de selección de emplazamiento y tecnologías para facilitar la replicabilidad y escalabilidad del sistema de poligeneración en otras regiones con características similares, impulsando así la transición energética sustentable en contextos rurales y marginales.

Estos pasos pueden adaptarse a distintas regiones siempre que se consideren las particularidades locales en recursos, demanda, infraestructura y contexto social.

Por lo tanto, se recomienda que futuras investigaciones incluyan análisis de sensibilidad más exhaustivos y estudios de impacto social y ambiental específicos para validar el diseño en condiciones reales y efectuar ajustes que garanticen la sostenibilidad integral del sistema.

12. REFERENCIAS

- [1] DANE, “La información del DANE en la Toma de decisiones de los Departamentos La Guajira”, Departamento Administrativo Nacional de Estadística, 2020. Consultado: el 25 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/planes-desarrollo-territorial/050220-Info-Gobernacion-La-Guajira.pdf>
- [2] A. Kasaeian, E. Bellos, A. Shamaeizadeh, y C. Tzivanidis, “Solar-driven polygeneration systems: Recent progress and outlook”, *Applied Energy*, vol. 264, p. 114764, abr. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114764.
- [3] K. Mohammadi, S. Khanmohammadi, H. Khorasanizadeh, y K. Powell, “A comprehensive review of solar only and hybrid solar driven multigeneration systems: Classifications, benefits, design and prospective”, *Applied Energy*, vol. 268, p. 114940, jun. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114940.
- [4] Ministerio de minas y energía y Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), *Atlas de radiación solar de Colombia*. 2005. Consultado: el 25 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://repositoriobi.minenergia.gov.co/handle/123456789/2414>
- [5] Ministerio de minas y energía, “Transición energética: un legado para el presente y el futuro de colombia”, 2021. [En línea]. Disponible en: https://www.minenergia.gov.co/documents/5856/TRANSICION_ENERGETICA_COLOMBIA_BID-MINENERGIA-2403.pdf
- [6] L. Serra, J. Ramos, M. Lozano, y A. Ensinas, “Poligeneración: hacia una utilización sostenible de los recursos naturales”, en *Congreso Internacional sobre Desarrollo, Medio Ambiente y Recursos Naturales*, Cochabamba, Bolivia, 2007, pp. 1832–1839. Consultado: el 26 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.academia.edu/download/30967926/cc54_Articulo_Cochabamba_final.pdf
- [7] Redacción Portafolio, “Parque poligeneración da luz a La Guajira”, *Portafolio*, el 23 de marzo de 2011. Consultado: el 25 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.portafolio.co/economia/finanzas/parque-poligeneracion-da-luz-guajira-380954>
- [8] C. Wulf, L. S. Mesa Estrada, M. Haase, M. Tippe, H. Wigger, y U. Brand-Daniels, “MCDA for the sustainability assessment of energy technologies and systems: identifying challenges and opportunities”, *Energ Sustain Soc*, vol. 15, núm. 1, p. 45, oct. 2025, doi: 10.1186/s13705-025-00546-8.
- [9] B. Mainali y S. Silveira, “Using a sustainability index to assess energy technologies for rural electrification”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, pp. 1351–1365, ene. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.09.018.
- [10] S. S. Bohra, A. Anvari-Moghaddam, F. Blaabjerg, y B. Mohammadi-Ivatloo, “Multi-criteria planning of microgrids for rural electrification”, *jsegc*, vol. 1, núm. 2, pp. 120–134, jun. 2021, doi: 10.20517/jsegc.2021.06.
- [11] J. M. Rivero-Iglesias, J. Puente, I. Fernandez, y O. León, “A Novel Combined Hybrid Group Multi-Criteria Decision-Making Model for the Selection of Power Generation Technologies”, *Systems*, vol. 13, núm. 9, p. 742, sep. 2025, doi: 10.3390/systems13090742.



- [12] D. Barberá Santos, “Sistema generador fotovoltaico de alto rendimiento conectado a red”. Consultado: el 25 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://ereding.etsi.us.es/bibing/proyectos/abreproy/70271>
- [13] J. Moragues y A. Rapallini, “Energía eólica”, Instituto argentino de la energía “general mosconi”, 2003. [En línea]. Disponible en: <https://www.kimerius.com/app/download/5780377053/Energ%C3%ADa+e%C3%B3lica-.pdf>
- [14] D. Yamegueu, H. T. Nelson, y A. S. Boly, “Improving the performance of PV/diesel microgrids via integration of a battery energy storage system: the case of Bilgo village in Burkina Faso”, *Energy, Sustainability and Society*, vol. 14, núm. 1, p. 48, ago. 2024, doi: 10.1186/s13705-024-00480-1.
- [15] IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2024*. Abu Dabi: International Renewable Energy Agency, 2025. Consultado: el 26 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024>
- [16] A. Kumar Tiwari, K. Chatterjee, S. Agrawal, y G. Kumar Singh, “A comprehensive review of photovoltaic-thermal (PVT) technology: Performance evaluation and contemporary development”, *Energy Reports*, vol. 10, pp. 2655–2679, nov. 2023, doi: 10.1016/j.egyr.2023.09.043.
- [17] W. Weiss y M. Spörk-Dür, “Solar Heat Worldwide”, Institute for Sustainable Technologies, Gleisdorf, Austria, 2024. doi: 10.18777/ieashc-shww-2024-0001.
- [18] O. Farhat, J. Faraj, F. Hachem, C. Castelain, y M. Khaled, “A recent review on waste heat recovery methodologies and applications: Comprehensive review, critical analysis and potential recommendations”, *Cleaner Engineering and Technology*, vol. 6, p. 100387, feb. 2022, doi: 10.1016/j.clet.2021.100387.
- [19] C. D. Mojica-Cabeza, C. E. García-Sánchez, R. Silva-Rodríguez, y L. García-Sánchez, “A review of the different boiler efficiency calculation and modeling methodologies”, *Informador Técnico*, vol. 86, núm. 1, pp. 69–93, ene. 2022, doi: 10.23850/22565035.3697.
- [20] Whole Building Design Guide, “Unified Facilities Guide Specifications”, WBDG, UFGS-23 64 10, ene. 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.wbdg.org/FFC/DOD/UFGS/UFGS%2023%2064%2010.pdf>
- [21] M. Tawalbeh, T. Salameh, M. Albawab, A. Al-Othman, M. El Haj Assad, y A. H. Alami, “Parametric Study of a Single Effect Lithium Bromide-Water Absorption Chiller Powered by a Renewable Heat Source”, *J. sustain. dev. energy water environ. syst.*, vol. 8, núm. 3, pp. 464–475, sep. 2020, doi: 10.13044/j.sdewes.d7.0290.
- [22] P. Satheeshkumar y I. Selwynraj A, “Pathways to enhance the performance of adsorption cooling system: An overview”, *Results in Engineering*, vol. 23, p. 102855, sep. 2024, doi: 10.1016/j.rineng.2024.102855.
- [23] H. T. Do Thi, T. Pasztor, D. Fozer, F. Manenti, y A. J. Toth, “Comparison of Desalination Technologies Using Renewable Energy Sources with Life Cycle, PESTLE, and Multi-Criteria Decision Analyses”, *Water*, vol. 13, núm. 21, p. 3023, ene. 2021, doi: 10.3390/w13213023.
- [24] J. Orfi, R. Sherif, y M. AlFaleh, “Conventional and Emerging Desalination Technologies: Review and Comparative Study from a Sustainability Perspective”, *Water*, vol. 17, núm. 2, p. 279, ene. 2025, doi: 10.3390/w17020279.
- [25] H. Dhougha, C. Nihel, y K. Tahar, “Thermodynamic analysis and performance assessment of



- different feed configurations for solar multi-effect distillation plant”, *Applied Thermal Engineering*, vol. 248, p. 123171, jul. 2024, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2024.123171.
- [26] A. A. Tareemi y S. W. Sharshir, “A state-of-art overview of multi-stage flash desalination and water treatment: Principles, challenges, and heat recovery in hybrid systems”, *Solar Energy*, vol. 266, p. 112157, dic. 2023, doi: 10.1016/j.solener.2023.112157.
- [27] S. K. Patel, P. M. Biesheuvel, y M. Elimelech, “Energy Consumption of Brackish Water Desalination: Identifying the Sweet Spots for Electrodialysis and Reverse Osmosis”, *ACS EST Eng.*, vol. 1, núm. 5, pp. 851–864, may 2021, doi: 10.1021/acsestengg.0c00192.
- [28] O. Shamet y M. Antar, “Mechanical vapor compression desalination technology – A review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 187, p. 113757, nov. 2023, doi: 10.1016/j.rser.2023.113757.
- [29] M. Á. M. Romero, D. R. H. Tiza, J. P. M. Murillo, D. O. O. Cervantez, y G. I. Ordóñez, *Método mixto de investigación: Cuantitativo y cualitativo*. Instituto Universitario de Innovación Ciencia y Tecnología Inudi Perú, 2023. doi: 10.35622/inudi.b.105.
- [30] R. B. Johnson y A. J. Onwuegbuzie, “Mixed Methods Research: A Research Paradigm Whose Time Has Come”, *Educational Researcher*, vol. 33, núm. 7, pp. 14–26, oct. 2004, doi: 10.3102/0013189X033007014.
- [31] homer energy, “HOMER® Software – the trusted global standard in hybrid power system modeling”. Consultado: el 29 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://homerenergy.com/>
- [32] R. W. Saaty, “The analytic hierarchy process—what it is and how it is used”, *Mathematical Modelling*, vol. 9, núm. 3, pp. 161–176, ene. 1987, doi: 10.1016/0270-0255(87)90473-8.
- [33] J. Quirós Tortós *et al.*, “Metodología para la determinación de curvas de carga y consumo eléctrico residencial por uso”. Escuela de Ingeniería Eléctrica - Universidad de Costa Rica, San José, febrero de 2019. Consultado: el 26 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://hdl.handle.net/10669/90261>
- [34] A. E. Cabrera Tacuri, H. X. Cueva Camacho, R. E. Sempertegui Álvarez, J. L. Espinoza Abad, A. P. Guevara Toledo, y D. V. Ochoa Correa, “Modelación dinámica de la demanda y oferta de una micro-red eléctrica”, Universidad de Cuenca, Facultad de Ingeniería, 2014. Consultado: el 26 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://publicaciones.ucuenca.edu.ec/ojs/index.php/maskana/article/view/583>
- [35] O. Bozorg-Haddad, B. Zolghadr-Asli, y H. A. Loaiciga, *A handbook on multi-attribute decision-making methods*. en Wiley series in operations research and management science. Hoboken, NJ: Wiley, 2021.
- [36] S. Salisu, M. Mohd Wazir, M. Obalowu Olatunji, M. Mamunu, y J. Ahmed Touqeer, “Techno-Economic Feasibility Analysis of an Off-Grid Hybrid Energy System for Rural Electrification in Nigeria”, *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 9, núm. 1, pp. 261–270, mar. 2019.
- [37] Y. Khalifa *et al.*, “The role of electric cooking in providing sustainable school meals in low-income and lower-middle-income countries”, *The Lancet Planetary Health*, vol. 9, núm. 11, nov. 2025, doi: 10.1016/S2542-5196(25)00004-X.



- [38] L. Ortega-Díaz, J. Jaramillo-Ibarra, y G. Osma-Pinto, “Estimation of the air conditioning energy consumption of a classroom using machine learning in a tropical climate”, *Front. Big Data*, vol. 8, may 2025, doi: 10.3389/fdata.2025.1520574.
- [39] M. Balbis-Morejón, J. J. Cabello-Eras, F. J. Rey-Martínez, J. M. M. Fandiño, y J. M. Rey-Hernández, “Energy Performance of a University Building for Different Air Conditioning (AC) Technologies: A Case Study”, *Buildings*, vol. 14, núm. 6, p. 1746, jun. 2024, doi: 10.3390/buildings14061746.
- [40] A. F. Ramírez Sánchez, J. S. Solís-Chaves, A. del P. Rodríguez-Muñoz, L. A. Arias Barragán, D. X. Serna-Pérez, y O. F. Prías Caicedo, “Residential Refrigeration MEPS in Colombia: A Review and a Comparative Analysis”, *Energies*, vol. 15, núm. 17, p. 6483, ene. 2022, doi: 10.3390/en15176483.
- [41] J. Cárdenas-Rangel, J. Jaramillo-Ibarra, y G. Osma-Pinto, “Estimation of the impact of energy efficiency measures recommended by Colombian legislation on the performance of low- and middle-income housing buildings”, *Journal of Building Engineering*, vol. 52, p. 104402, jul. 2022, doi: 10.1016/j.jobbe.2022.104402.
- [42] World Health Organization, *Guidelines for Drinking-water Quality*, 4a ed. World Health Organization, 2017.
- [43] The Sphere Project, *Humanitarian charter and minimum standards in humanitarian response*. Practical Action Publishing, 2011. Consultado: el 26 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.jstor.org/stable/j.ctt1hj54z7>
- [44] UNICEF y World Health Organization, “Drinking-water, sanitation and hygiene in schools: Global baseline report 2018”, United Nations Children’s Fund, 2018. Consultado: el 26 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.who.int/publications/m/item/drinking-water-sanitation-and-hygiene-in-schools-global-baseline-report-2018>
- [45] Presidente de la República de Colombia, “Decreto 1575 de 2007. Por el cual se establece el Sistema para la Protección y Control de la Calidad del Agua para Consumo Humano”, *Diario Oficial 46623*, el 9 de mayo de 2007. Consultado: el 27 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=30007>
- [46] Ministerio de la Protección Social, “Resolución Conjunta 2115 de 2007. Por medio de la cual se señalan características, instrumentos básicos y frecuencias del sistema de control y vigilancia para la calidad del agua para consumo humano.”, *Diario Oficial 46679*, el 4 de julio de 2007. Consultado: el 27 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=30008>
- [47] I. Siksnyte-Butkiene, E. Kazimieras Zavadskas, y D. Streimikiene, “Multi-Criteria Decision-Making (MCDM) for the Assessment of Renewable Energy Technologies in a Household: A Review”, *Energies*, vol. 13, núm. 5, p. 1164, ene. 2020, doi: 10.3390/en13051164.
- [48] Md. Sahabuddin y I. Khan, “Multi-criteria decision analysis methods for energy sector’s sustainability assessment: Robustness analysis through criteria weight change”, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 47, p. 101380, oct. 2021, doi: 10.1016/j.seta.2021.101380.
- [49] G. Carvajal-Romo, M. Valderrama-Mendoza, D. Rodríguez-Urrego, y L. Rodríguez-Urrego, “Assessment of solar and wind energy potential in La Guajira, Colombia: Current status, and future



- prospects”, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 36, p. 100531, dic. 2019, doi: 10.1016/j.seta.2019.100531.
- [50] R. Thornto, Robert Miller, A. Robinson, y K. Gillespie, “Assessing the Actual Energy Efficiency of Building Scale Cooling Systems”, International Energy Agency IEA, 2008: 8DHC-08-04, jun. 2008. doi: 10.18777/ieashc-task68-2025-0005.
- [51] Global solar atlas, “La Guajira”, global solar atlas. Consultado: el 25 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://globalsolaratlas.info/map?c=11.777113,-72.446937,11&m=site&s=11.777113,-72.446937>
- [52] K. Kramer, “Status Quo of PVT Characterization”, IEA SHC Task 60, oct. 2020. doi: 10.18777/ieashc-task60-2020-0004.
- [53] ASHRAE, *Handbook: Hvac Systems and Equipment*. ASHRAE, 2020.
- [54] M. Berger *et al.*, “Critical time windows for renewable resource complementarity assessment”, *Energy*, vol. 198, p. 117308, may 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117308.
- [55] A. Carthan, “Guide to Off-Grid Solar System Costs (2026 Breakdown)”, This old house. Consultado: el 25 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.thisoldhouse.com/solar-alternative-energy/off-grid-solar-system-cost>
- [56] ESMAP, “Mini grids: the global context”, International Bank for Reconstruction and Development, The World Bank, Washington, 2023. Consultado: el 25 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/099122223180539643/pdf/P17515118ea44a020192941b81f7e8498e1.pdf>
- [57] Global Petrol Prices, “Colombia precios del diesel”, el 23 de marzo de 2026. Consultado: el 27 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://es.globalpetrolprices.com/Colombia/diesel_prices/
- [58] T. Lambert, P. Gilman, y P. Lilienthal, “Micropower System Modeling with Homer”, en *Integration of Alternative Sources of Energy*, John Wiley & Sons, Ltd, 2005, pp. 379–418. doi: 10.1002/0471755621.ch15.
- [59] IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2022*. Abu Dabi: International Renewable Energy Agency, 2023. Consultado: el 26 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>
- [60] S. Rehman, L. M. Al-Hadhrani, y Md. M. Alam, “Pumped hydro energy storage system: A technological review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 44, pp. 586–598, abr. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.12.040.
- [61] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), “Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura de Energía Eléctrica 2024-2028”, Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas (IPSE), abr. 2025. [En línea]. Disponible en: https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Energia%20Electrica/PIEC/2024-2028/PIEC_2024-2028_Vfinal.pdf
- [62] Patrick Jowett, “Global average solar LCOE stood at \$0.065/kWh in 2024, says IRENA”, Pv Magazine. Consultado: el 27 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.pv-magazine-australia.com/2025/07/28/global-average-solar-lcoe-stood-at-0-065-kwh-in-2024-says->



irena/

- [63] H. A. Arregocés, G. J. Bonivento, y R. Rojano, “Wind power potential over northern South America using ERA5-Land global reanalysis”, *Clean Energy*, vol. 8, núm. 2, pp. 104–112, abr. 2024, doi: 10.1093/ce/zkad096.
- [64] ESMAP, “Mini Grids for Half a Billion People”, International Bank for Reconstruction and Development, The World Bank, Washington, DC 20433, 2022. Consultado: el 25 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en:
https://www.esmap.org/mini_grids_for_half_a_billion_people_the_report
- [65] National Laboratory of the Rockies, “Concentrating Solar Power”. Consultado: el 27 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en:
<https://public.tableau.com/views/2023ParameterDetail/ParameterTechnologyDetail?:embed=y&:tooltbar=no&Technology=CSP&:embed=y&:showVizHome=n&:bootstrapWhenNotified=y&:apiID=handler1>
- [66] International Bank for Reconstruction and Development, “The Role of Desalination in an Increasingly Water-Scarce World”, World Bank, Washington, DC, mar. 2019. doi: 10.1596/31416.
- [67] S. Al-Amshawee, M. Y. B. M. Yunus, A. A. M. Azoddein, D. G. Hassell, I. H. Dakhil, y H. A. Hasan, “Electrodialysis desalination for water and wastewater: A review”, *Chemical Engineering Journal*, vol. 380, p. 122231, ene. 2020, doi: 10.1016/j.cej.2019.122231.
- [68] AHRI, “AHRI 550/590 (I-P) and 551/591 (SI): Performance Rating of Water-Chilling and Heat Pump Water-Heating Packages Using the Vapor Compression Cycle”. Air-Conditioning Heating, and Refrigeration Institut, 2026. Consultado: el 25 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en:
<https://www.ahrinet.org/search-standards/ahri-550590-i-p-and-551591-si-performance-rating-water-chilling-and-heat-pump-water-heating-packages>
- [69] M. Qasim, M. Badrelzaman, N. N. Darwish, N. A. Darwish, y N. Hilal, “Reverse osmosis desalination: A state-of-the-art review”, *Desalination*, vol. 459, pp. 59–104, jun. 2019, doi: 10.1016/j.desal.2019.02.008.
- [70] National Laboratory of the Rockies, “Utility-Scale PV”. Consultado: el 27 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en:
<https://public.tableau.com/views/2024CAPEX/Inclusions?:embed=y&:toolbar=no&Technology=UtilityPV,All&:embed=y&:showVizHome=n&:bootstrapWhenNotified=y&:apiID=handler2>
- [71] B. L. Smith, A. Sekar, H. Mirlet, G. Heath, y R. Margolis, “An Updated life Cycle Assessment of Utility-Scale Solar Photovoltaic Systems Installed in the United States”, National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-7A40-87372, 2024. [En línea]. Disponible en:
<https://docs.nrel.gov/docs/fy24osti/87372.pdf>
- [72] IPCC, “Energy”, en *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, vol. 2, 2006. Consultado: el 27 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html>
- [73] International Bank for Reconstrucción and Development, “Energy Storage for Mini Grids Status and Projections of Battery Deployment”, Thae Worl Bank, Washington, D.C, 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.esmap.org/sites/default/files/esmap-files/ESMAP%20RPT_Energy%20Storage%20for%20Mini%20Grids_WEB.pdf



- [74] L. Beurskens, N. van der Vee, y L. Emberge, “Solar District Heating: Measures to Reduce Costs”, International Energy Agency IEA, 2025 P11710, sep. 2025. doi: 10.18777/ieashc-task68-2025-0005.
- [75] Organisation for Economic Co-operation and Development y International Energy Agency, “The Future of Cooling Opportunities for energyefficient air conditionin”, OECD/IEA, may 2018. Consultado: el 27 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-cooling>
- [76] UNFCCC, “The Clean Development Mechanism”. Consultado: el 27 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-kyoto-protocol/mechanisms-under-the-kyoto-protocol/the-clean-development-mechanism>
- [77] M. W. Shahzad, M. Burhan, D. Ybyraiymkul, y K. C. Ng, “Desalination with Renewable Energy: A 24 Hours Operation Solution”, en *Water and Wastewater Treatment*, IntechOpen, 2019. doi: 10.5772/intechopen.84944.
- [78] International Energy Agency, “The Future of Heat Pumps”, IEA, nov. 2022. Consultado: el 27 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-heat-pumps>
- [79] J. Woolsey, “Combined Heat & Power Microgrids Resiliency And”, U.S Departament of Energy, may 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.calit2.uci.edu/wp-content/uploads/2022/05/05JWoolsey-CHP.pdf>
- [80] C. C. K. Liu, “The Development of a Renewable-Energy-Driven Reverse Osmosis System for Water Desalination and Aquaculture Production”, *Journal of Integrative Agriculture*, vol. 12, núm. 8, pp. 1357–1362, ago. 2013, doi: 10.1016/S2095-3119(13)60541-9.
- [81] V. Ramasamy, J. Zuboy, D. Feldman, M. Narayanaswami, M. Woodhouse, y R. Margolis, “Documenting 15 Years of Reductions in U.S. Solar Photovoltaic System Costs”, UUID:71c46130-407d-4afc-8b25-967, MainId:94317, MainAdminId:75913, ene. 2025. doi: 10.2172/2522804.
- [82] C. C. Moreira Chagas, M. Giannini Pereira, L. Pinguelli Rosa, N. Fidelis da Silva, M. A. Vasconcelos Freitas, y J. D. Hunt, “From Megawatts to Kilowatts: A Review of Small Wind Turbine Applications, Lessons From The US to Brazil”, *Sustainability*, vol. 12, núm. 7, p. 2760, ene. 2020, doi: 10.3390/su12072760.
- [83] BSLBATT Lithium, “What Is The Current Average Cost Of Energy Storage Systems In 2025 -”. Consultado: el 26 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://bslbatt.com/blogs/current-average-energy-storage-cost-2025/>
- [84] Tariqul, “Best Battery Storage Company In Oakland”. Consultado: el 26 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://batteryhubs.com/best-battery-storage-company-in-oakland/>
- [85] IPSE, Plan de energización rural sostenible para el departamento de la Guajira - Demanda energética en departamento de La Guajira - Diagnóstico energético y demanda energética en departamento de la Guajira, Rioacha, Guajira, 2016.



ANEXO A. SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO DEL PROYECTO

A.1 Propósito del anexo

Este anexo presenta el desarrollo detallado del análisis multicriterio utilizado para la selección del emplazamiento del sistema de poligeneración en el departamento de La Guajira. Su objetivo es documentar la aplicación paso a paso del Proceso Analítico Jerárquico (AHP) [32], así como las matrices de comparación, ponderaciones, verificaciones de consistencia y resultados consolidados que soportan el análisis presentado de forma resumida en el Capítulo 6.

A.2 Descripción general de la metodología

El Proceso Analítico Jerárquico (AHP) es una metodología multicriterio desarrollada por Saaty [32] que permite estructurar problemas complejos de decisión mediante una jerarquía de niveles y comparaciones por pares entre criterios y alternativas. Su principal utilidad consiste en asignar pesos relativos a los criterios de decisión y sintetizar la información obtenida para priorizar alternativas de forma sistemática. En este estudio, el AHP se aplicó para seleccionar el emplazamiento más adecuado para la implementación del sistema de poligeneración en La Guajira.

A.3 Aplicación de la metodología

Fase 1. Definición del objetivo del análisis: En primer lugar, se definió como objetivo principal del análisis la selección del emplazamiento más adecuado para implementar el sistema de poligeneración en el departamento de La Guajira.

Fase 2. Selección de alternativas de emplazamiento: Posteriormente, se definieron como alternativas de análisis las localidades de Cabo de la Vela, Manaure, Palomino y Riohacha, por presentar condiciones territoriales, logísticas, energéticas y de demanda diferenciadas dentro del departamento. La Tabla 2 indica las condiciones territoriales de cada alternativa.

Fase 3. Definición de criterios de evaluación: Se establecieron seis criterios de evaluación para comparar las alternativas: proximidad al mar, demanda doméstica, demanda turística y hospitalaria, infraestructura, recurso energético solar–eólico y déficit de cobertura de servicios.

Fase 4. Construcción de la jerarquía de decisión: Se organizó el análisis en tres niveles:

1. Objetivo de decisión,
2. Criterios de evaluación,
3. Alternativas de emplazamiento.

Fase 5. Comparación por pares entre criterios: Se construyó una matriz de comparación (Tabla XXIV) por pares entre criterios, utilizando la escala de Saaty (Tabla XXIII3) para expresar la importancia relativa de un criterio frente a otro.



Tabla XXIII Escala de SAATY

Escala de Saaty	Significado
1	Igual importancia
3	Importancia moderada
5	Fuerte importancia
7	Muy fuerte importancia
9	Importancia extrema

Tabla XXIV Matriz de comparación de criterios

CRITERIOS	C1: Proximidad al mar	C2: Demanda doméstica	C3: Demanda turística / hospitalaria	C4: Infraestructura	C5: Recurso energético solar-eólico	C6: Cobertura de servicios públicos	MATRIZ NORMALIZADA						PONDERACIÓN
C1: Proximidad al mar	1	1/3	1/3	1	3	1/5	0,08	0,10	0,06	0,09	0,19	0,05	0,0930
C2: Demanda doméstica	3	1	3	3	3	1	0,23	0,30	0,50	0,26	0,19	0,26	0,2893
C3: Demanda turística/hospitalaria	3	1/3	1	3	3	1	0,23	0,10	0,17	0,26	0,19	0,26	0,2004
C4: Infraestructura	1	1/3	1/3	1	3	1/3	0,08	0,10	0,06	0,09	0,19	0,09	0,0987
C5: Recurso energético solar-eólico	1/3	1/3	1/3	1/3	1	1/3	0,03	0,10	0,06	0,03	0,06	0,09	0,0598
C6: Déficit de cobertura de servicios	5	1	1	3	3	1	0,38	0,30	0,17	0,26	0,19	0,26	0,2587
Total	13,33	3,33	6,00	11,33	16,00	3,87							



Fase 6. Verificación de consistencia: Se verificó la coherencia interna de la matriz de criterios mediante el cálculo del índice de consistencia y la razón de consistencia.

Cálculo del índice de consistencia:

$n_{max} = \text{Matriz de comparación de criterios} \times \text{vector ponderación} = 6.48$

$n = \text{Número de criterios} = 6$

$\text{Índice de consistencia } IC = \frac{n_{max} - n}{n - 1} = \frac{6.48 - 4}{4 - 1} = 0,0966$

$\text{Consistencia aleatoria } RI = 1,98 \times \frac{n-2}{n} = 1,32$

$\text{Relación de consistencia } CR = \frac{IC}{RI} = \frac{0,966}{1,32} = 0,0732$

Fase 7. Comparación de alternativas para cada criterio: Con las ponderaciones ya definidas, se construyeron matrices comparativas independientes para evaluar las alternativas frente a cada criterio.

A.3.1 Comparación de alternativas para el criterio C1: Proximidad al mar

Tabla XXV Proximidad al mar

M1: PROXIMIDAD AL MAR									
ALTERNATIVAS	Cabo de la Vela	Manaure	Palomino	Rioacha	MATRIZ NORMALIZADA				PONDERACIÓN
Cabo de la Vela	1	5	3	1	0,39	0,54	0,32	0,19	0,36
Manaure	1/5	1	5	1/3	0,08	0,11	0,54	0,06	0,20
Palomino	1/3	1/5	1	3	0,13	0,02	0,11	0,56	0,21
Rioacha	1	3	1/3	1	0,39	0,33	0,04	0,19	0,24
Total	2,53	9,20	9,33	5,33					

A.3.2 Comparación de alternativas para el criterio C2: Demanda doméstica

Tabla XXVI Demanda doméstica

M2: DEMANDA DOMÉSTICA									
ALTERNATIVAS	Cabo de la Vela	Manaure	Palomino	Rioacha	MATRIZ NORMALIZADA				PONDERACIÓN
Cabo de la Vela	1	1/5	1/3	7	0,11	0,03	0,05	0,58	0,19
Manaure	5	1	5	1	0,55	0,14	0,75	0,08	0,38
Palomino	3	5	1	3	0,33	0,69	0,15	0,25	0,36
Rioacha	1/7	1	1/3	1	0,02	0,14	0,05	0,08	0,07
Total	9,14	7,20	6,67	12,00					

A.3.3 Comparación de alternativas para el criterio C3: Demanda turística y hospitalaria

Tabla XXVII Demanda turística / hospitalaria

M3: DEMANDA TURÍSTICA / HOSPITALARIA									
ALTERNATIVAS	Cabo de la Vela	Manaure	Palomino	Rioacha	MATRIZ NORMALIZADA				PONDERACIÓN
Cabo de la Vela	1	5	1/5	1/7	0,08	0,28	0,12	0,03	0,13
Manaure	1/5	1	1/5	1/7	0,02	0,06	0,12	0,03	0,05
Palomino	5	5	1	3	0,38	0,28	0,58	0,70	0,48
Rioacha	7	7	1/3	1	0,53	0,39	0,19	0,23	0,34
Total	13,20	18,00	1,73	4,29					

A.3.4 Comparación de alternativas para el criterio C4: Infraestructura

Tabla XXVIII Infraestructura

M4: INFRAESTRUCTURA									
ALTERNATIVAS	Cabo de la Vela	Manaure	Palomino	Rioacha	MATRIZ NORMALIZADA				PONDERACIÓN
Cabo de la Vela	1	1/5	1/3	1/7	0,06	0,03	0,05	0,09	0,06
Manaure	5	1	1	1/5	0,31	0,14	0,14	0,13	0,18
Palomino	3	1	1	1/5	0,19	0,14	0,14	0,13	0,15
Rioacha	7	5	5	1	0,44	0,69	0,68	0,65	0,62
Total	16,00	7,20	7,33	1,54					

A.3.5 Comparación de alternativas para el criterio C5: Recurso energético solar–eólico

Tabla XXIX Recurso energético solar – eólico

M5: RECURSO ENERGÉTICO SOLAR - EÓLICO									
ALTERNATIVAS	Cabo de la Vela	Manaure	Palomino	Rioacha	MATRIZ NORMALIZADA				PONDERACIÓN
Cabo de la Vela	1	5	9	7	0,69	0,79	0,50	0,46	0,61
Manaure	1/5	1	5	7	0,14	0,16	0,28	0,46	0,26
Palomino	1/9	1/5	1	1/3	0,08	0,03	0,06	0,02	0,05
Rioacha	1/7	1/7	3	1	0,10	0,02	0,17	0,07	0,09
Total	1,45	6,34	18,00	15,33					

A.3.6. Comparación de alternativas para el criterio C6: Déficit de cobertura de servicios

Tabla XXX Déficit de cobertura de servicios

M6: DÉFICIT DE COBERTURA DE SERVICIOS									
ALTERNATIVAS	Cabo de la Vela	Manaure	Palomino	Rioacha	MATRIZ NORMALIZADA				PONDERACIÓN
Cabo de la Vela	1	1/5	1/3	9	0,11	0,13	0,05	0,41	0,17
Manaure	5	1	5	7	0,55	0,65	0,77	0,32	0,57
Palomino	3	1/5	1	5	0,33	0,13	0,15	0,23	0,21
Rioacha	1/9	1/7	1/5	1	0,01	0,09	0,03	0,05	0,05
Total	9,11	1,54	6,53	22,00					

Paso 8. Síntesis final de resultados: Finalmente, se integraron las ponderaciones de los criterios y las prioridades relativas de las alternativas para obtener una priorización global del lugar de emplazamiento.

Tabla XXXI Comparación alternativas

M7: COMPARACIÓN ALTERNATIVAS							
ALTERNATIVAS	C1: Proximidad al mar	C2: Demanda doméstica	C3: Demanda turística/hospitalaria	C4: Infraestructura	C5: Recurso energético solar–eólico	C6: Cobertura de servicios públicos	PRIORIZACIÓN LUGAR DE EMPLAZAMIENTO
Cabo de la Vela	0,36	0,19	0,13	0,06	0,61	0,17	0,20
Manaure	0,20	0,38	0,05	0,18	0,26	0,57	0,32
Palomino	0,21	0,36	0,48	0,15	0,05	0,21	0,29
Rioacha	0,24	0,07	0,34	0,62	0,09	0,05	0,19
PONDERACIÓN	0,0930	0,2893	0,2004	0,0987	0,0598	0,2587	

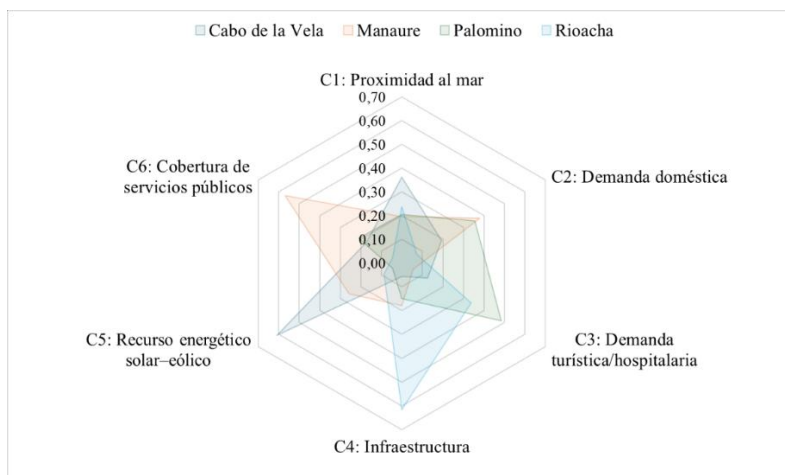


Fig. 12 Radar puntaje global para selección del sitio óptimo

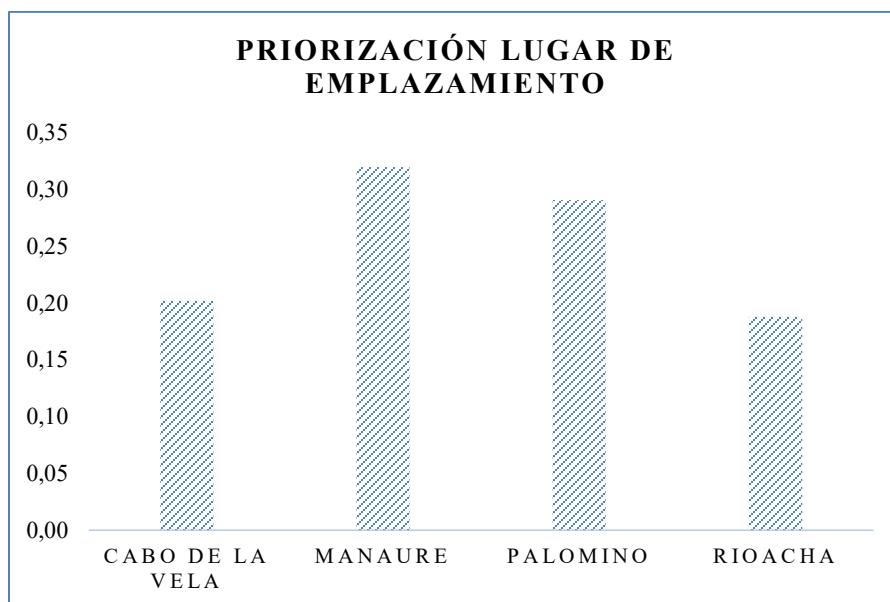


Fig. 13 Priorización Lugar de Emplazamiento

A.4. Observaciones finales del anexo

La información presentada en este anexo constituye el soporte técnico del análisis de selección de emplazamiento desarrollado en el Capítulo 6. Su organización sigue la misma secuencia lógica del numeral 5.3, con el fin de mantener coherencia entre la metodología, la aplicación y los resultados. De esta manera, el cuerpo principal del documento conserva únicamente la presentación sintetizada del análisis, mientras que el anexo documenta el detalle de matrices, ponderaciones y resultados intermedios.



ANEXO B. METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA

B.1 Propósito del anexo

Este anexo presenta el desarrollo detallado de la metodología empleada para la estimación de la demanda de electricidad, calor, frío y agua desalinizada del caso de estudio. Su objetivo es documentar los supuestos adoptados, las fuentes de referencia, las tablas de apoyo y las memorias de cálculo que sustentan los resultados presentados de forma resumida en el Capítulo 7.

B.2 Enfoque general de estimación

La estimación de la demanda se desarrolló mediante un enfoque bottom-up, en el que la demanda total se construye a partir de información específica de la unidad de análisis, como consumos por equipo, características de uso, número de usuarios y perfiles de actividad. Este enfoque se consideró adecuado para el presente estudio debido a la ausencia de información local detallada y a la necesidad de construir una aproximación de diseño a partir de fuentes secundarias y supuestos operativos.

La unidad de análisis adoptada fue una escuela rural tipo en Manaure, definida como base representativa para la estimación de los cuatro vectores del sistema: electricidad, calor, frío y agua desalinizada.

B.3 Desarrollo de la estimación por vector

B.3.1. Demanda de electricidad

La demanda eléctrica se estimó a partir de una configuración de equipos y usos diarios adoptada para una escuela rural tipo, utilizando como referencia principal el estudio de Salisu et al. [36], desarrollado para una escuela rural en Nigeria. Esta fuente se seleccionó por su similitud climática, territorial y operativa con el contexto de la Alta y Media Guajira.

Tabla XXXII Referencia base para la estimación de la demanda eléctrica diaria (NIGERIA)

Referencia base para la estimación de la demanda eléctrica diaria				
Componente	Cantidad	Potencia promedio [kW]	Consumo diario unitario [kWh/día]	Consumo total [kWh/día]
Ventilador	22	30	7	4,62
Bombillas	42	20	4	3,36
Television	2	80	8	1,28
Refrigerador	1	300	6	1,8
Impresora	1	250	2	0,5
Computador	2	200	5	2
Total demanda eléctrica base adoptada				13,56

Fuente: [36]

B.3.2. Demanda de calor

La demanda térmica se asoció a la preparación de alimentos en una escuela rural tipo con servicio de alimentación escolar. Para ello, se tomó como referencia información reportada por [37] el World Food Programme (WFP), empleándola como aproximación de diseño y no como equivalencia exacta para La Guajira.

Para la estimación se adoptó el consumo de leña por estudiante reportado por Khalifa et al. [37] en el contexto de cocción escolar. Por su parte, el poder calorífico inferior de la leña se estimó a partir de la equivalencia reportada por el [85], donde se indica un consumo mensual de leña de 305.141 GJ/mes, equivalente a 20.244 t/mes. A partir de esta relación se obtiene un valor aproximado de 15,07 MJ/kg, por lo que se adoptó un PCI de 15 MJ/kg para efectos del cálculo. Este valor se utiliza como parámetro de conversión entre masa de leña y energía térmica equivalente.

$$PCI_{leña} = \frac{305.141 \text{ GJ/mes}}{20.244 \text{ t/mes}}$$

$$PCI_{leña} = 15,07 \text{ GJ/t} \approx 15,07 \text{ MJ/kg}$$

$$PCI_{leña} = 15,07 \text{ MJ/kg}$$

Tabla XXXIII Parámetros adoptados para la estimación de la demanda térmica

Parámetros adoptados para la estimación de la demanda térmica			
Parámetro	Valor	Unidad	Fuente / criterio
Consumo de leña por estudiante	0,0337	kg/est/día	Referencia WFP / Khalifa et al.
Poder calorífico inferior de la leña	15	MJ/kg	Estimado a partir de la relación energía/masa reportada por [85]
Número de estudiantes	50	-	Escuela rural tipo
PAE activo	Sí	-	Supuesto de diseño del caso base

Fuente: elaboración propia con base en [37]

Tabla XXXIV Cálculo de la demanda térmica diaria por escuela rural tipo

Cálculo de la demanda térmica diaria por escuela rural tipo		
Etapas del cálculo	Expresión	Resultado
Energía por estudiante a partir de leña	$0,0337 \text{ kg/est/día} \times 15 \text{ MJ/kg}$	0,5055 MJ/est/día
Demanda térmica total por escuela	$0,5055 \text{ MJ/est/día} \times 50 \text{ estudiantes}$	25,275 MJ/día
Demanda térmica adoptada para el proyecto	Redondeo de diseño	25,28 MJ/día

Fuente: elaboración propia con base en [37]

B.3.3. Demanda de frío

La demanda de frío se estimó a partir de una escuela rural tipo equipada con un refrigerador comunitario y tres unidades de aire acondicionado tipo minisplit, utilizando referencias técnicas recientes en contextos de clima cálido.

Tabla XXXV Equipos y tiempos de uso considerados para la demanda de frío

Equipos y tiempos de uso considerados para la demanda de frío					
Componente	Cantidad	Potencia promedio [kW]	Horas de uso [h/día]	Consumo diario unitario [kWh/día]	Consumo total [kWh/día]
Aire acondicionado (minisplit 12.000 BTU/h)	3	1,3	8	10,4	31,2
Refrigerador comunitario (250 L, clase T)	1	0,05	24	1,2	1,2
Total					32,4

Fuente: elaboración propia con base en [38], [39], [40], [41]

B.3.4. Demanda de agua desalinizada

La demanda de agua desalinizada se estimó con base en referencias internacionales y nacionales sobre necesidades mínimas de agua para higiene, saneamiento y limpieza en contextos vulnerables, adoptando una dotación no potable de 22 L/persona/día para una escuela rural tipo con 55 usuarios diarios.

Tabla XXXVI Guías y lineamientos utilizados para la estimación de agua desalinizada

Guías y lineamientos utilizados para la estimación de agua desalinizada		
Fuente	Criterio reportado	Pertinencia para el estudio
WHO [42]	15–20 L/persona/día	Necesidades mínimas de higiene en clima cálido
The Sphere Handbook [43]	≥ 15 L/persona/día	Estándar humanitario mínimo de agua y saneamiento
UNICEF [44]	10–15 L/persona/día	Necesidades básicas en contextos escolares/comunitarios
Decreto 1575 de 2000 [45]	Control y protección de calidad del agua	Marco normativo nacional de contexto
Resolución 2115 de 2007 [46]	Instrumentos y frecuencias de control del agua	Marco normativo nacional de contexto

Fuente: elaboración propia con base en [42], [43], [44], [46]

Tabla XXXVII Criterio adoptado para la demanda de agua desalinizada no potable

Criterio adoptado para la demanda de agua desalinizada no potable		
Parámetro	Valor	Unidad
Estudiantes	50	personas
Personal docente/auxiliar	5	personas
Población total de diseño	55	personas
Dotación no potable adoptada	22	L/persona/día
Demanda teórica calculada	1210	L/día
Demanda unitaria adoptada para el proyecto	1500	L/día

Fuente: elaboración propia con base en [42], [43], [44], [46]



B.4 Síntesis de la demanda integrada

Los resultados parciales por vector se consolidaron en una demanda total unitaria integrada, la cual sirve como parámetro de entrada para las etapas de selección tecnológica, dimensionamiento y evaluación económica del sistema.

Para el caso de la energía de refrigeración, la demanda integrada se expresa como frío útil diario en kWh_frío/día. Este valor se obtuvo a partir de la demanda eléctrica asociada al funcionamiento de los equipos de refrigeración y climatización, aplicando un coeficiente de desempeño promedio equivalente de la tecnología considerada. La conversión se realizó mediante la siguiente expresión:

siguiente expresión:

$$Q_{frío} = E_{el.frío} \times COP$$

Donde:

- $Q_{frío}$: Corresponde a la demanda de frío útil entregada por el sistema, expresada en kWh_frío/día.
- $E_{el.frío}$: Corresponde a la demanda eléctrica diaria asociada al funcionamiento de los equipos de refrigeración y climatización, expresada en kWh/día.
- COP : corresponde al coeficiente de desempeño promedio de la tecnología de refrigeración considerada.

Para el caso de estudio, se adoptó un COP promedio equivalente de 2,77. Por tanto:

$$Q_{frío} = 32,4 \text{ kWh/día} \times 2,77$$

$$Q_{frío} = 89,8 \text{ kWh}_{frío}/\text{día}$$

Por tanto, el valor de 89,8 kWh_frío/día corresponde a la demanda de frío útil estimada para el proyecto, mientras que 32,4 kWh/día corresponde al consumo eléctrico asociado a los equipos considerados.

Tabla XXXVIII Consolidación de la demanda total unitaria integrada

Consolidación de la demanda total unitaria integrada			
Vector energético	Magnitud estimada	Unidad	Fuente / criterio principal
Energía eléctrica	11,76	kWh/día	Adaptación de Salisu et al. [36]
Energía térmica (calor útil)	25,28	MJ/día	Cálculo trazable con base en Khalifa et al. [37] y WFP
Energía de refrigeración (frío útil)	89,8	kWh_frío/día	Conversión de demanda eléctrica de frío con base en referencias comparables
Agua desalinizada (no potable)	1.500	L/día	Dotación adoptada con base en WHO [42], Sphere [43], UNICEF [44] y normas nacionales

B.5 Consideraciones sobre incertidumbre y alcance

La demanda estimada en este estudio corresponde a una demanda base de diseño, construida a partir de fuentes secundarias, supuestos operativos y criterios de referencia adoptados para cada vector. En consecuencia, los niveles de incertidumbre no son homogéneos entre componentes y deben interpretarse dentro del alcance conceptual del proyecto.

La demanda eléctrica presenta una incertidumbre moderada, mientras que las demandas de calor, frío y agua desalinizada dependen en mayor medida de supuestos de operación y de referencias externas, por lo que su incertidumbre es mayor. Adicionalmente, no se desarrolló una proyección cuantitativa de crecimiento a 5 o 10 años; sin embargo, se reconoce la posibilidad de incremento futuro de la demanda, lo que justifica la consideración de modularidad y escalabilidad en las etapas posteriores del diseño.



ANEXO C. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS

C.1 Enfoque general y fundamento de método

La selección tecnológica se aborda como un problema multicriterio que evalúa simultáneamente atributos técnicos, económicos y ambientales de las alternativas que permiten cubrir las funciones del sistema propuesto en ZNI: electricidad, calor, frío y desalinización de agua. Para garantizar transparencia y replicabilidad, se utiliza una matriz ponderada, reconocida por su simplicidad y aplicabilidad en decisiones energéticas [47].

- **Para criterios de beneficio:**

$$s_{ai} = \frac{x_{ai} - \min(x_i)}{\max(x_i) - \min(x_i)}$$

- **Para criterios de costo:**

$$s_{ai} = \frac{\max(x_i) - x_{ai}}{\max(x_i) - \min(x_i)}$$

Cuando el indicador es cualitativo, se emplea una rúbrica ordinal previamente definida y consensuada para asignar valores en $[0,1]$, manteniendo concordancia con el sentido del criterio.

Evaluación: Se construye la matriz $S = [s_{ai}]$ con las puntuaciones normalizadas de todas las alternativas frente a todos los criterios, registrando las hipótesis del cálculo.

Agregación y ranking: El desempeño global de cada alternativa se calcula por suma ponderada:

$$Score(a) = \sum_i w_i s_{ai}$$

Se emplea una matriz ponderada para jerarquizar las alternativas tecnológicas [47], [48].

C.1.1. Alcance y reglas

1. Se maneja un único nivel por familias (técnica, económica, ambiental, operativa). Cada familia tiene un indicador. El peso total de cada indicador es:

$$w_f \geq 0, \sum_f w_f = 1 ; \text{ con } Score = \sum_f w_f s_f \text{ y; con } s_f \text{ normalizado } 0-1$$

2. **Economía con indicadores:**

El indicador económico es el costo nivelado del servicio (LCOE/LCOH/LCOC/LCOW) según la categoría; CAPEX/OPEX son insumos del LCO*. Se establecen tres lineamientos clave: no preponderar la economía, garantizando que los indicadores financieros no opaquen el desempeño técnico ni operativo en zonas no interconectadas; mantener coherencia con los criterios de evaluación definidos; y asegurar la elegibilidad previa, excluyendo del ranking cualquier alternativa que no cumpla con los requisitos mínimos establecidos.



3. **Consistencia ZNI:** La ponderación considera la operación en ZNI: continuidad de servicio, mantenibilidad e integración BESS + diésel cuando aplique.
4. **Trazabilidad:** Toda decisión de pesos se registra en un acta breve con fecha y fundamento bibliográfico.

C.1.2 Procedimiento de elicitación

1. **Preparación:** Se comparte la decisión final de criterios e indicadores.
2. **Valoración individual:** Para cada categoría se asignan puntuaciones a las cuatro familias (técnica, económica, ambiental, operativa).
3. **Normalización a pesos:** Se convierten las puntuaciones a pesos por familia para que suman 1 en cada categoría:

$$w_f = \frac{\alpha_f}{\sum \alpha_f}, \text{ con } w_f \geq 0 \text{ y } \sum w_f = 1.$$
4. Se consolidan los pesos (promedio/mediana) y se aprueban los pesos finales.
5. Registro en la tabla 15.

C.2 Selección de criterios de evaluación

Los criterios se organizan en cuatro familias: técnica, económica, ambiental y operativa. Cada criterio se aplica mediante indicadores medibles, con unidad y sentido de optimización. Estos criterios se aplican a las funciones del sistema en ZNI: generación eléctrica, producción de calor, frío y agua desalinizada para usos domésticos no potables. La selección y la trazabilidad de indicadores siguen recomendaciones recientes en MCDA para energía, priorizando claridad, comparabilidad y auditabilidad de resultados [8], [11].

Tabla XXXIX Selección de criterios de evaluación

Familias	Criterios
Técnica	Desempeño energético, confiabilidad, adecuación al recurso y calidad del servicio.
Económica	Inversión, costos de operación y métrica nivelada del servicio
Ambiental	Intensidad de emisiones y presiones locales asociadas al servicio energético
Operativa	Exigencias de operación y mantenimiento, disponibilidad logística y compatibilidad con el sistema aislado

En el vector eléctrico, se consideran indicadores como el factor de capacidad, LCOE, emisiones específicas e integración con sistemas BESS-diésel [10], [56]. Para el calor, se evalúan eficiencia térmica, LCOH, emisiones específicas y compatibilidad con recuperación de calor [8], [11]. En frío, se incluyen el COP, LCOC, impacto del refrigerante y requerimientos de operación [8]. Para el agua desalinizada, se consideran la energía específica (SEC) y el costo nivelado (LCOW),

complementados con las emisiones por m^3 y el riesgo operativo asociado al pretratamiento y mantenimiento [23]. Este marco permite contrastar alternativas por su desempeño técnico, sin dejar de lado el aspecto económico y huella ambiental en el contexto ZNI de Manauere.

Los criterios se consolidan por vector (electricidad, calor, frío y agua) en la Tabla XL, con sus respectivos indicadores, unidades y sentido de optimización.

Tabla XL Indicadores de evaluación por vector energético

Vector	Categoría	Indicador	Unidad	Sentido
Electricidad	Técnica	Factor de capacidad ajustado	%	Maximizar
	Económica	LCOE	USD/kWh	Minimizar
	Ambiental	Intensidad de emisiones	$kgCO_2e/kWh$	Minimizar
	Operativa	Integración BESS-Diésel	Índice (0-1)	Maximizar
Calor	Técnica	Eficiencia térmica	%	Maximizar
	Económica	LCOH	USD/kWh _{th}	Minimizar
	Ambiental	Emisiones térmicas	$kgCO_2e/kWh_{th}$	Minimizar
	Operativa	Integración con sistema	Índice (0-1)	Maximizar
Frío	Técnica	COP neto	-	Maximizar
	Económica	LCOC	USD/kWh _{frío}	Minimizar
	Ambiental	Índice de refrigerante	Índice (0-1)	Minimizar
	Operativa	Exigencia de O&M	Índice (0-1)	Minimizar
Agua desalinizada	Técnica	Energía específica (SEC)	kWh/m^3	Minimizar
	Económica	LCOW	USD/ m^3	Minimizar
	Ambiental	Emisiones por m^3	$kgCO_2e/m^3$	Minimizar
	Operativa	Riesgo operativo	Índice (0-1)	Minimizar

C.3 Pesos propuestos

Las ponderaciones se definieron con base en criterios reportados en la literatura sobre evaluación multicriterio en sistemas energéticos, ajustados al contexto de ZNI mediante juicio ingenieril.

Tabla XLI Pesos por familia (TODAS LAS CATEGORÍAS)

Vector	Técnica	Económica	Ambiental	Operativa
Electricidad	0,35	0,30	0,15	0,20
Calor	0,35	0,30	0,15	0,20
Frío	0,35	0,30	0,15	0,20
Agua desalinizada	0,30	0,30	0,20	0,20

La matriz anterior fija los pesos por familia (técnica, económica, ambiental y operativa) con un

indicador por familia. Los pesos son no negativos y suman 1,00 por vector energético; se aplican a las puntuaciones normalizadas para el cálculo del score global [42]. La ponderación adoptada responde a las condiciones operativas y de confiabilidad requeridas en ZNI, donde la continuidad del suministro y robustez técnica del sistema son factores prioritarios frente a criterios exclusivamente económicos o ambientales. Por ello, se asigna un mayor peso a la dimensión técnica (0,35), dado que esta refleja la capacidad de las tecnologías para garantizar un desempeño estable. La dimensión económica (0,30) se mantiene como un criterio relevante para asegurar la viabilidad del sistema, mientras que la dimensión operativa (0,20) incorpora aspectos asociados a la facilidad de implementación, mantenimiento y compatibilidad con esquemas híbridos. Finalmente, la dimensión ambiental (0,15–0,20) se considera de manera complementaria, reconociendo su importancia sin comprometer la funcionalidad y sostenibilidad operativa del sistema en contextos aislados [42].

C.4. Evaluación de alternativas y cálculo de puntajes

Esta sección define el conjunto de alternativas tecnológicas por categoría y describe el proceso de evaluación a partir de los indicadores y las ponderaciones establecidas, permitiendo construir la matriz de evaluación y el ranking. Previamente, se definen las tecnologías candidatas y se verifica su elegibilidad mínima conforme a la guía de lectura de indicadores [4].

C.4.1. Conjunto de alternativas por categoría

Se define el conjunto de alternativas tecnológicas consideradas para cada vector energético del sistema de poligeneración. Estas alternativas constituyen el universo inicial de evaluación y serán posteriormente analizadas mediante el modelo multicriterio. El sistema BESS y el grupo electrógeno diésel se mantienen como componentes transversales al sistema, por lo que no participan en el proceso de ranking, sino que se incorporan como elementos de respaldo y soporte operativo para garantizar la continuidad y calidad del suministro en ZNI [63].

Tabla XLII Alternativas tecnológicas para cada vector energético

Vector	Alternativa	Decisión	Observaciones
Electricidad	FV fijo (inclinación óptima)	Incluir	Alternativa base en La Guajira por alto recurso solar.
	Eólica onshore	Incluir	Complementaria al solar donde el viento es favorable.
	PVT (panel híbrido e–t)	Incluir	Coproduce electricidad y calor útil de baja temperatura.
	CSP (cilindro parabólico/Fresnel)	Incluir	Válida para integración térmica; su idoneidad por escala se evaluará más adelante.
	Generador diésel (respaldo)	Transversal	No compete; se dimensiona por confiabilidad en ZNI.



	BESS (baterías)	Transversal	No compite; habilita seguridad operativa del sistema.
Calor	Solar térmico (baja–media T)	Incluir	Coherente con el recurso solar y demandas de servicio.
	Recuperación de calor del diésel (WHR/CHP)	Incluir	Aprovecha calor de escape/chaqueta del grupo.
	Caldera GLP/diésel	Incluir	Opción despachable para picos o respaldo térmico.
	PVT (aporte térmico)	Incluir	La cara térmica aporta calor de baja T al balance.
Frío	Chiller por compresión eléctrica	Incluir	Solución robusta en clima cálido; COP neto como métrica clave.
	Absorción LiBr–H ₂ O	Incluir	Viable con fuente térmica continua (solar/CHP).
	Adsorción	Incluir	Alternativa térmica de baja T; se comparará su O&M.
Agua desalinizada	SWRO (ósmosis inversa de agua de mar)	Incluir	Tecnología modular y madura para ZNI.
	MVC (compresión mecánica de vapor)	Incluir	Alternativa termo-mecánica compacta.
	MED (múltiple efecto)	Incluir	Opción térmica clásica; idoneidad por escala se evaluará.
	MSF (flash multietapa)	Incluir	Requiere mayor escala.
	ED (electrodialisis, salobre)	Incluir	Aplica si hay fuentes salobres aprovechables; no es la primera opción para agua de mar.

C.4.2. Filtro de acoplamiento a la demanda

Antes de evaluar costos y desempeño, se verifica que cada alternativa tecnológica se ajuste a las magnitudes objetivo del proyecto y al contexto ZNI, evitando sobredimensionamientos o escalas inapropiadas. El sistema atenderá instituciones con consumos diarios unitarios de 11,76 kWh eléctricos, 25,28 MJ/día, 89,8 kWh de frío y 1.500 L de agua no potable, dentro de límites de ≤ 1 MW de potencia y ≤ 10.000 L/día de agua desalinizada [64].

Tabla XLIII Elegibilidad por ajuste a la demanda

Categoría	Alternativa	Alineación con magnitudes del proyecto	Dictamen	Observaciones
Electricidad	FV fijo	Escalable y modular para 360 kWh/d dentro de ≤ 1 MW.	Apta	Tecnología modular, buen acople con BESS/diésel para continuidad.
	Eólica onshore	Escalable a demanda diaria; potencia unitaria ajustable.	Apta	Complementa solar y opera con respaldo BESS/diésel.
	PVT (eléctrico + térmico)	Cobertura simultánea e–t en rangos bajos/medios.	Apta	Produce calor útil y reduce dependencia eléctrica para calor.



	Cilindro Parabólico Solar	Escala típica media–alta.	No apta	Plantas típicamente utility-scale; no se ajusta a cargas de una minired institucional.
Calor	Solar térmico (baja–media T)	Cubre $\approx 833 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{d}$ con campo modular.	Apta	Coletores planos para baja-media T.
	Recuperación de calor del diésel	Satisface parte del calor con recuperación.	Apta	Aporta calor cuando el grupo funciona por confiabilidad.
	Caldera GLP/diésel	Despachable para picos.	Apta	Útil como respaldo térmico en ZNI. Respuesta rápida.
	Bomba de calor	Viable si hay electricidad barata/renovable.	Apta	Multiplica calor útil ($\text{COP} > 1$) en clima cálido.
Frío	Compresión eléctrica	90 kWh/día con equipos estándar.	Apta	Alta eficiencia y disponibilidad en mercado local.
	Absorción	Requiere calor continuo disponible.	Apta	Encaja si hay WHR/solar térmico estable.
	Adsorción	Opera con baja Temperatura; menor COP.	Apta	Alternativa robusta si se prioriza baja temperatura motriz.
Agua desalinizada	SWRO	1.500 L/d escalable; óptima a pequeña–mediana escala.	Apta	SEC baja y modularidad; pretratamiento manejable.
	MVC	Escalable a pequeña–mediana escala.	Apta	Compacta; coste sensible a tarifa eléctrica.
	MED	Escala típica media–alta.	No apta	Tecnologías térmicas con mejor encaje a gran escala y demanda elevada de energía térmica; en pequeños caudales la SWRO resulta preferente por modularidad y SEC.
	MSF	Escala alta por definición.	No apta	Ineficiente/antieconómica a 1.500–10.000 L/d; se descarta por desajuste de escala.
	ED	Útil si la fuente fuese salobre.	No apta	La electrodialisis es más favorable para salinidades bajas (agua salobre); para agua de mar la opción madura es SWRO.

Fuente: elaboración propia con base en [65], [66], [67]

La clasificación de las alternativas se realiza en términos de “Apta” y “No apta”. Las tecnologías clasificadas como “Apta” cumplen con criterios de modularidad, escalabilidad y compatibilidad operativa con esquemas híbridos que incluyen almacenamiento energético y respaldo diésel. Por el contrario, las tecnologías “No aptas” presentan requerimientos de escala, recurso o condiciones operativas incompatibles con el contexto del proyecto.

Este proceso corresponde a una etapa de depuración previa y no constituye un ranking de desempeño, por lo que únicamente las alternativas clasificadas como “Apta” continúan al proceso de evaluación multicriterio [56].

C.4.3. Parámetros de referencia y elementos de puntuación

Siguiendo lo enunciado en la sección C.2 del presente Anexo, se emplean el conjunto de indicadores técnicos, económicos, ambientales y operativos, definidos de manera consistente para cada vector energético del sistema de poligeneración, con la intención de permitir caracterizar el desempeño de las tecnologías en términos de eficiencia, costo, impacto ambiental y viabilidad operativa en contextos de ZNI.

Con respecto al suministro de electricidad, se tienen en cuenta las tecnologías fotovoltaicas con estructuras fijas, eólicas costeras y los sistemas híbridos PVT en su parte eléctrica. El indicador económico más importante es el LCOE y el factor de capacidad muestra los niveles en que se utiliza el recurso local. Las emisiones se expresan en kg CO_{2e}/kWh. El sistema BESS y el grupo electrógeno diésel funcionan como recursos de respaldo para asegurar la estabilidad y calidad del suministro, sin que compitan con las fuentes renovables principales [15].

El LCOH en el vector térmico hace posible comparar tecnologías de naturalezas diferentes utilizando una única unidad de servicio. En el caso de las bombas de calor, la eficiencia o coeficiente de desempeño valida la adecuación de cada fuente para satisfacer los usos térmicos del proyecto. Las notas operativas resaltan características como la seguridad, el mantenimiento sencillo y el área necesaria, además de la conveniencia técnica de recuperar el calor del grupo diésel en funcionamiento [17].

Respecto a la producción de frío, el COP neto resume la eficiencia real, incluyendo consumos auxiliares. El LCOC depende del precio de la energía de impulso y del COP obtenido. Se declara el tipo de refrigerante por su impacto climático y requisitos de seguridad. Las notas de operación anticipan disponibilidad de calor o exigencias de mantenimiento [68].

Por último, en la generación de agua desalinizada orientada a usos domésticos no potables, el consumo específico de energía (SEC) alimenta el cálculo de LCOW y de emisiones. Dado a que en el alcance del proyecto se estipuló agua no potable para usos domésticos, no se requieren aplicar normativas de potabilización. La energía específica indica el gasto energético por metro cúbico producido. El costo del agua integra inversión, operación, reposiciones y energía. La tasa de recuperación y la calidad del producto confirman la pertinencia para usos domésticos no potables. El riesgo operativo sintetiza sensibilidad a ensuciamiento, robustez ante variaciones del agua de mar y criticidad de equipos clave [69].



Tabla XLIV Parámetros de referencia y elementos de puntuación para las alternativas tecnológicas

Vector	Alternativa	Indicadores Económicos	Desempeño técnico	Emisiones [kgCO ₂ e/kWh]	Integración O&M
Electricidad	FV fijo	0,044 USD/kWh [15]	FC= 18–25 % en zonas de alta GHI [70]	0,01–0,036 [71]	Alta integración con BESS y diésel en minirredes. [72]
	Eólica onshore	0,033 USD/kWh [15]	FC= 35–50 % en sitios favorables [71]	0,011–0,012 [70]	Alta integración con BESS y diésel. [72]
	PVT (eléctrico)	LCOE según FV del campo [15]	FC de FV fijo equivalente[70]	Similar a FV [71]	Media–Alta, requiere gestión térmica del campo.
	Diésel (respaldo)	0,30–0,60 USD/kWh [56]	—	0,7–0,9 [17]	Muy alta para firmeza y arranque negro.
Calor	Solar térmico (baja/media T)	0,02–0,06 USD/kWh en sistemas grandes [17]	η_{th} = 0,40–0,70 (según colector y T) [21]	0 kg CO ₂ /kWh [17]	Requiere área y limpieza; acumulación térmica mejora cobertura.
	Recuperación de calor del diésel	0,02–0,05 USD/kWh [72]	Fracción recuperable 0,60–0,80 del combustible [72]	0 (se imputa al servicio eléctrico)	Muy alta: intercambiadores + control; depende de horas del grupo
	Bomba de calor	0,05–0,10 USD/kWh [72]	COP estacional= 2,5–4,0 [72]	Según mix eléctrico ($\approx$ 0,01–0,9 kg CO ₂ /kWh) [72]	Excelente para 40–60 °C; requiere calidad de red [72]
	Caldera diésel /GLP	0,08–0,12 USD/kWh [72]	η_{th} = 0,85–0,92 [73]	0,30–0,33 kg CO ₂ /kWh (diésel) [74]	Despachable; mantenimiento sencillo
	PVT (aporte térmico)	0,03–0,07 USD/kWh [17]	η_{th} = 0,35–0,55 a baja T [73]	En uso	Sinergia: mejora la cara FV; integración hidráulica simple
Frío	Compresión eléctrica	0,08–0,20 USD/kWh_frío [75]	COP neto= 3–6 (según tipo y clima) [68]	—	Media; servicio y consumos auxiliares en ZNI
	Absorción	0,12–0,25 USD/kWh_frío [75]	COP= 0,6–0,8 [68]	Sin HFC (ciclo agua-sal)	Media; requiere agua de servicio y flujo térmico continuo
	Adsorción	0,12–0,25 USD/kWh_frío [75]	COP= 0,4–0,6 [68]	Sin HFC (hidrofluorocarbonos); usa agua como refrigerante	Baja–Media; baja T motriz, mayor masa



Agua desalinizada	Ósmosis Inversa	1,0–2,0 USD/m ³ [64] [66]	SEC= 3,0–4,5 kWh/m ³ [69]	0,1–2,7 [76]	Sensible a pretratamiento e incrustación [69]
	MVC	2,5–5,0 USD/m ³ [66]	SEC= 8–15 kWh/m ³ [77]	0,3–7,6 [76]	Compresor crítico pero robusta ante variaciones del agua [77]

C.4.4. Matriz de datos brutos y normalización

i. Regla de normalización a emplear

Para cada indicador i y alternativa α se usará una escala $[0,1]$.

Si el indicador es de beneficio, mayor=mejor.

$$S_{ai} = \frac{x_{ai} - \min(x_i)}{\max(x_i) - \min(x_i)}$$

Si el indicador es de costo o impacto, menor=mejor.

$$S_{ai} = \frac{\max(x_i) - x_{ai}}{\max(x_i) - \min(x_i)}$$

Por ejemplo, para el indicador LCOE en tecnología fotovoltaica fija, tiene fijados los anclajes de: min=0,03; máx=0,35 USD/kWh. Y se tiene un valor observado de 0,044 USD/kWh [15]

$$S = \frac{0,35 - 0,044}{0,35 - 0,03} = 0.95625$$

Donde s = puntuación normalizada en $[0,1]$ según la regla indicada. Los valores de referencia min. → máx. se determinan con base en datos recientes y, cuando corresponde, en rangos realistas del mercado. Cada fila declara sus fuentes explícitamente, lo que permite evitar duplicidades con los criterios.

ii. Electricidad (FV fija, eólica terrestre y parte eléctrica PVT)

En Electricidad, PVT no compite con FV: su porción eléctrica se compara en igualdad de condiciones con FV y eólica, y su beneficio térmico aparece en Calor [52].

Tabla XLV Normalización vector electricidad

Alternativa	Indicador	Valor	Unidad	Anclaje Min→Máx.	S
FV fijo	LCOE	0,044	USD/kWh	0,03→0,35	0.95625
	CF	22	%	15→55	0.175
	Emisiones	30	gCO ₂ e/kWh	10→900	0.978
	Integración BESS–diésel	0,80	—	0→1	0.8
Eólica onshore	LCOE	0,033	USD/kWh	0,03→0,35	0.991
	CF	45	%	15→55	0.75
	Emisiones	12	gCO ₂ e/kWh	10→900	0.998
	Integración BESS–diésel	0,70	—	0→1	0.7
PVT (eléctrico)	LCOE	0,046	USD/kWh	0,03→0,35	0.95
	CF	22	%	15→55	0.175
	Emisiones	30	gCO ₂ e/kWh	10→900	0.978
	Integración BESS–diésel	0,75	—	0→1	0.75

Fuente: elaboración propia con base en [15], [64], [70], [71]

iii. Calor útil (recuperación del diésel, caldera diésel, solar térmica de apoyo, bomba de calor y PVT térmica)

La bomba de calor ofrece alto COP en clima cálido si hay electricidad a buen costo y calidad; solar térmica fija un LCOH de referencia muy competitivo; la recuperación es especialmente valiosa si el grupo diésel ya opera por criterios de confiabilidad [17].

Tabla XLVI Normalización vector calor.

Alternativa	Indicador	Valor	Unidad	Anclaje Min→Máx.	S
Solar térmico	LCOH	0,035	USD/kWh _{th}	0,02→0,12	0.85
	Eficiencia	0,55	—	0,30→0,90	0.417
	Emisiones	0,00	kg CO ₂ /kWh _{th}	0,00→0,35	1
	Integración	0.6	—	0→1	0.6



Calor recuperado diésel	LCOH	0,020	USD/kWh _{th}	0,02→0,12	1
	Fracción recuperable	0,40	—	0,30→0,90	0.167
	Emisiones	0,00	kg CO ₂ /kWh _{th}	0,00→0,35	1
	Integración	1	—	0→1	1
Caldera diésel	LCOH	0.1	USD/kWh _{th}	0,02→0,12	0.2
	Eficiencia	0,88	—	0,30→0,90	0.967
	Emisiones	0,32	kg CO ₂ /kWh _{th}	0,00→0,35	0.086
	Integración	0.5	—	0→1	0.5
Bomba de calor	LCOH	0,070	USD/kWh _{th}	0,02→0,12	0.5
	COP _h	3,0	—	2,0→4,0	0.5
	Emisiones	0.133	kg CO ₂ /kWh _{th}	0,00→0,35	0.62
	Integración	0.8	—	0→1	0.8
PVT (térmico)	LCOH	0,050	USD/kWh _{th}	0,02→0,12	0.7
	Eficiencia	0,45	—	0,30→0,90	0.25
	Emisiones	0,00	kg CO ₂ /kWh _{th}	0,00→0,35	1
	Integración	0.7	—	0→1	0.7

Fuente: elaboración propia con base en [17], [72], [78]

iv. Frío (Compresión eléctrica, Absorción y Adsorción)

Para el LCOC valores integran energía y O&M de orden de magnitud, el cual es un rango típico en clima cálido [52]

Tabla XLVII Normalización vector frío

Alternativa	Indicador	Valor	Unidad	Anclaje Min→Máx.	S
Compresión eléctrica	COP	4,5	—	0,4→6,0	0.732
	LCOC	0,12	USD/kWh _{frío}	0,05→0,25	0.65
	Refrigerante	7	—	1→1500	0.996
	O&M	2	1–5	1→5	0.75
Absorción	COP	0,70	—	0,4→6,0	0.054
	LCOC	0,18	USD/kWh _{frío}	0,05→0,25	0.35



	Refrigerante	0-1 (agua)	—	1→1500	1
	O&M	3	1-5	1→5	0.5
Adsorción	COP	0,50	—	0,4→6,0	0.018
	LCOC	0,16	USD/kWh_frio	0,05→0,25	0.45
	Refrigerante	0-1 (agua)	—	1→1500	1
	O&M	3	1-5	1→5	0.5

Fuente: elaboración propia con base en [53], [68], [75]

v. Agua desalinizada (Ósmosis inversa y MVC)

Tabla XLVIII Normalización vector agua desalinizada

Alternativa	Indicador	Valor	Unidad	Anclaje Min→Máx.	S
SWRO	SEC	3,2	kWh/m ³	2,0→15,0	0.908
	LCOW	1,4	USD/m ³	1,0→5,0	0.9
	Emisiones	0,64	kg CO ₂ e/m ³	0,0→3,0	0.787
	Riesgo O&M	3 (medio)	1-5	1→5	0.5
MVC	SEC	10,5	kWh/m ³	2,0→15,0	0.346
	LCOW	3,5	USD/m ³	1,0→5,0	0.375
	Emisiones	2,10	kg CO ₂ e/m ³	0,0→3,0	0.3
	Riesgo O&M	3,5	1-5	1→5	0.375

Fuente: elaboración propia con base en [66], [69], [77]

C.4.5. Resultados normalizados y selección final

Se usan los valores de la matriz de datos brutos y la asignación de pesos. El resultado es un valor único por alternativa que permite ordenar y justificar la selección tecnológica. Las fuentes y anclajes de cada indicador se encuentran documentados anteriormente [64].

Para cada alternativa se emplean las cuatro categorías para cada uno de los cuatro vectores energéticos: desempeño técnico, indicadores económicos, emisiones e integración con BESS—diésel/O&M. Las puntuaciones normalizadas ‘s’ se calculan con los anclajes, siguiendo la regla ya

validada que dicta: Beneficio: mayor=mejor; Costo y/o impacto: menor=mejor [42].

Los valores fuera de rango se recortan al ancla más próxima. Las empleadas aquí provienen de las tablas normalizadas (tablas 19-22). Se aplican los pesos propuestos por categoría, siendo, para el vector electricidad: Técnico (0.35), económico (0.30), ambiental (0.15) y operativo (0.20). El valor de cada alternativa es la suma ponderada [69]:

$$Score = \sum w_f * s_f$$

La evaluación multicriterio de alternativas tecnológicas posibilitó la determinación, para cada vector energético del sistema de poligeneración, de cuál es la opción más apropiada al tener en cuenta el rendimiento técnico, la viabilidad económica, el impacto ambiental y la facilidad operativa.

Tabla XLIX Resultados normalizados y selección final de tecnologías

Vector	Alternativa	Téc. (S)	Eco. (S)	Amb. (S)	Op. (S)	Téc.	Eco.	Amb.	Op.	Score
Electricidad	FV fija	0.175	0.956	0.978	0.800	0.061	0.287	0.147	0.160	0.655
	Eólica onshore	0.750	0.991	0.998	0.700	0.262	0.297	0.150	0.140	0.850
	PVT (aporte eléctrico)	0.175	0.950	0.978	0.750	0.061	0.285	0.147	0.150	0.643
Calor	Calor recuperado del diésel	0.167	1.000	1.000	1.000	0.058	0.300	0.150	0.200	0.708
	Solar térmico	0.417	0.850	1.000	0.600	0.146	0.255	0.150	0.120	0.671
	PVT (aporte térmico)	0.250	0.700	1.000	0.700	0.088	0.210	0.150	0.140	0.588
	Bomba de calor	0.500	0.500	0.620	0.800	0.175	0.150	0.093	0.160	0.578
	Caldera diésel	0.967	0.200	0.086	0.500	0.338	0.060	0.013	0.100	0.511
Frío	Compresión eléctrica	0.732	0.650	0.996	0.750	0.256	0.195	0.149	0.150	0.750
	Absorción	0.054	0.350	1.000	0.500	0.019	0.105	0.150	0.100	0.374
	Adsorción	0.018	0.450	1.000	0.500	0.006	0.135	0.150	0.100	0.391
Agua desalinizada	Ósmosis Inversa	0.908	0.900	0.787	0.500	0.272	0.270	0.157	0.100	0.799
	MVC	0.346	0.375	0.300	0.375	0.104	0.113	0.060	0.075	0.352

Pesos aplicados (w):

- Electricidad, Calor, Frío: Técnica 0.35, Económica 0.30, Ambiental 0.15, Operativa 0.20.
- Agua: Técnica 0.30, Económica 0.30, Ambiental 0.20, Operativa 0.20.

En el ámbito eléctrico, la tecnología eólica onshore tuvo el rendimiento más alto, con una puntuación de 0,850. Esto se debió a su alta eficacia técnica, su competitividad en términos de costos y su pequeña huella ambiental, al funcionar continuamente en áreas no interconectadas mediante la integración con sistemas BESS y soporte diésel. La fotovoltaica fija, con un puntaje de 0,655, se apreció por su costo nivelado y su adecuada integración operativa, aunque tiene un factor de capacidad más bajo; en contraste, el sistema eléctrico PVT (0,643) mostró una conducta similar, pero con una contribución térmica adicional. En general, se aconseja la combinación de energía eólica, fotovoltaica y BESS [49].

El calor recuperado del diésel, con un puntaje de 0,708, es el que más destaca en la categoría de calor debido a su eficacia económica y al hecho de que no emite térmicamente nada más ni posee una integración operativa elevada. A continuación, la solar térmica (0,671), por su buena relación de costo y su rendimiento medioambiental, y el sistema PVT (0,588) junto con la bomba de calor (0,578), que tienen resultados próximos. El sistema PVT se distingue por su sinergia fotovoltaica y la bomba de calor por su integración y control. Se considera que la caldera diésel (0,511) es útil como respaldo, aunque penaliza por el impacto ambiental y los costos.

La compresión lidera en frío (0,750) por su alta eficiencia, bajo costo y refrigerantes con bajo GWP. La absorción (0,374) y la adsorción (0,391) tienen beneficios medioambientales, pero son más costosas y menos eficientes; son más adecuadas si existe calor residual. Se sugiere la compresión eléctrica como base. La absorción o adsorción son opciones que pueden implementarse si existe calor disponible y la disminución de los picos eléctricos es prioritaria.

La evaluación multicriterio indica que la ósmosis inversa lidera en desalinización con un score de 0,799 por su eficiencia y costo competitivo, mientras que MVC alcanza 0,352, siendo más simple y robusto, pero menos eficiente y más caro, por lo que se recomienda SWRO como base. En general, los resultados muestran que la combinación eólica onshore y fotovoltaica constituye la base eléctrica con BESS y diésel como respaldo; en calor predomina el aprovechamiento mediante CHP.



ANEXO D. METODOLOGÍA PARA EL DIMENSIONAMIENTO Y SIMULACIÓN



D.1. Enfoque general del dimensionamiento

El dimensionamiento del sistema de poligeneración tiene como objetivo dimensionar el sistema de poligeneración que abastecerá a una comunidad educativa en la zona no interconectada de Manaure, La Guajira. Basado en análisis previos mediante AHP y una matriz ponderada, se seleccionó una solución que combina generación eléctrica fotovoltaica y eólica, almacenamiento en baterías (BESS) y respaldo diésel. El sistema incorpora además el aprovechamiento de calor residual mediante esquemas de cogeneración (CHP) y la producción de agua desalinizada mediante ósmosis inversa, permitiendo la atención simultánea de demandas eléctricas, térmicas, de frío y de agua no potable. El dimensionamiento traduce las demandas de electricidad, calor, frío y agua desalinizada en capacidades concretas de generación y almacenamiento, optimizando la eficiencia global hasta un 80 % al aprovechar el calor residual para servicios térmicos [79]. La microrred híbrida propuesta asegura que la electricidad renovable cubra la mayor parte de la demanda, el calor recuperado del CHP se destine principalmente a cocción, y la planta de ósmosis inversa produzca agua no potable como carga diferible, garantizando fiabilidad, sostenibilidad y operación eficiente de todo el sistema.

D.2. Supuestos y criterios de diseño

El sistema se dimensiona para una microrred aislada en clima cálido semiárido, con el objetivo de abastecer una comunidad educativa en la zona no interconectada de Manaure, La Guajira, bajo un horizonte de operación de 25 años. Se considera disponibilidad de recurso solar y eólico como fuentes principales de generación.

La configuración tecnológica incluye generación fotovoltaica y eólica, almacenamiento en baterías y respaldo mediante generación diésel, con aprovechamiento de calor residual mediante cogeneración (CHP) para cubrir demandas térmicas asociadas a cocción y agua caliente [4], [8], [52]. La producción de frío se modela mediante compresión eléctrica, mientras que la desalinización de agua se representa como una carga diferible asociada a sistemas de ósmosis inversa [23].

El dimensionamiento parte de demandas de diseño adoptadas para el caso base del sistema, obtenidas a partir del escalamiento de las demandas unitarias por institución presentadas en el Capítulo 7 y detalladas metodológicamente en el Anexo B. Para el vector eléctrico, se considera una demanda directa de 360 kWh/día, asociada al consumo eléctrico base del conjunto de instituciones educativas consideradas. Este valor se deriva del escalamiento de la demanda eléctrica unitaria por escuela y representa un caso base agregado del orden de 31 a 32 instituciones, según el alcance energético adoptado para el sistema. A este consumo directo se adiciona la demanda eléctrica equivalente asociada a la producción de frío por compresión eléctrica, estimada en 21,4 kWh/día, obteniendo así una demanda eléctrica primaria total de 381,4 kWh/día. Para el vector térmico, se adopta una demanda diaria de 500 MJ/día asociada al servicio de cocción, correspondiente al escalamiento de la demanda térmica unitaria por institución, con un alcance aproximado de 19 instituciones educativas. Este valor equivale a 138,9 kWh térmicos/día. Adicionalmente, se consideran 90 kWh/día de frío útil y 1.500 L/día de agua desalinizada no potable, de acuerdo con los supuestos de demanda establecidos para el caso base.



D.3. Perfil de carga y conversiones

En esta sección se define el perfil de carga del sistema y se presentan las conversiones energéticas y ajustes de demanda requeridos para la integración de los distintos de servicios del sistema, permitiendo su representación en términos consistentes para el proceso de dimensionamiento.

D.3.1. Perfil de carga

El perfil de carga del sistema se construyó a partir de las demandas energéticas estimadas para la comunidad educativa, considerando la variación horaria del consumo y la diferenciación entre cargas prioritarias y diferibles, conforme a la metodología definida en el Capítulo 5.

Se adoptó un perfil horario representativo del funcionamiento escolar, caracterizado por una baja demanda en horas nocturnas, un incremento progresivo durante el inicio de la jornada, un periodo de máxima demanda durante las horas académicas (08:00-16:00), y una reducción gradual en horas de la tarde y noche. Este comportamiento permite reflejar de manera realista las condiciones de operación del sistema en el contexto de ZNI.

Este perfil constituye la base para la simulación en HOMER Pro, ya que define la interacción temporal entre la demanda energética y la disponibilidad de los recursos solares y eólicos, permitiendo evaluar el desempeño del sistema bajo condiciones operativas representativas. La información detallada del perfil de carga, incluyendo su desagregación horaria y mensual, se presenta en el Anexo E.

D.3.2. Demanda eléctrica primaria

La demanda eléctrica primaria del sistema se determina a partir del perfil de carga definido, considerando una demanda base diaria de 360 kWh/d asociada al consumo eléctrico de la comunidad educativa.

Adicionalmente, se incorpora la demanda correspondiente a la producción de frío mediante sistemas de compresión eléctrica. Con base en un estudio técnico sobre el consumo promedio en sistemas de enfriamiento para entornos similares al del presente proyecto, se reporta que las enfriadoras por compresión eléctrica modernas alcanzan eficiencias cercanas a un COP neto de 4.2 en operación real, lo cual representa un valor conservador dentro de un rango de referencia realista [50].

La producción de frío por compresión eléctrica se integra a la carga primaria mediante la siguiente fórmula:

$$E_{frío \rightarrow e} = \frac{Q_{frío}}{COP_{neto}} = \frac{90kWh_{th}/d}{4.2} = 21.4kWh_e/d$$

Partiendo de esta conversión, se procede a calcular la demanda eléctrica primaria total:

$$E_{e,prim} = 360kWh_e/d + 21.4kWh_e/d = 381.4kWh_e/d$$



Este valor representa la demanda eléctrica total que debe ser cubierta por el sistema de poligeneración, y constituye un insumo fundamental para el dimensionamiento de los subsistemas de generación y almacenamiento.

D.3.3. Carga diferible de desalinización

La demanda de agua desalinizada se estima en 1.500 L/día (1,5 m³/día), permitiendo calcular el consumo específico de energía (SEC). De acuerdo con estudios técnicos para sistemas de ósmosis inversa de pequeña escala, se reportan valores típicos de SEC en el rango de 1,5–3 kWh/m³ para producciones diarias similares y alimentadas con energía renovable [80]. Considerando eficiencia de equipos con recuperación básica, ensuciamiento de membranas y variaciones de salinidad, se adopta un valor conservador de 2,2 kWh/m³ como referencia para el proyecto, equilibrando realismo y costo operativo sin requerir tecnologías complejas ni mantenimiento especializado.

Con los datos anteriores ya definidos, puede calcularse directamente el consumo eléctrico diario asociado al proceso de desalinización:

$$E_{SWRO} = 1.5m^3/d * 2.2kWh/m^3 = \mathbf{3.3kWh_e/d}$$

Como se mencionó en el apartado de criterios de diseño, la producción de agua desalinizada mediante ósmosis inversa se incorpora como carga diferible, con el fin de desplazar su operación hacia horas con mayor disponibilidad solar, reduciendo así requerimientos de almacenamiento y uso de diésel[80].

D.3.4. Demanda térmica para cocina (CHP)

La demanda térmica diaria para cocina se considera de 500 MJ/día, valor adoptado para el caso base a partir del escalamiento de la demanda térmica unitaria por institución presentada en el Capítulo 7 y detallada en el Anexo B. Esta demanda se debe convertir a unidades térmicas comparables (kWh_{th}/día) para integrarla al balance energético del sistema. Para ello, se utiliza el factor de conversión estándar, donde 1 kWh equivale a 3.6 MJ. A partir de esta conversión, la demanda térmica equivalente se calcula como:

$$Q_{th,d} = \frac{500 MJ/d}{3.6MJ/kWh_{th}} = \mathbf{138.9kWh_{th}/d}$$

Esta carga térmica puede ser cubierta mediante recuperación de calor del grupo electrógeno diésel bajo un esquema de cogeneración (CHP), aprovechando el calor residual generado durante la producción eléctrica. En el modelo implementado en HOMER Pro, este aporte se dimensiona configurando la razón de recuperación térmica del generador, lo que permite evaluar su contribución efectiva al suministro de calor del sistema.

D.4. Metodología de dimensionamiento de subsistemas

El dimensionamiento de los subsistemas que conforman el sistema de poligeneración se realiza a partir de la demanda energética previamente caracterizada y del perfil de carga definido, siguiendo un enfoque basado en la adecuación entre la disponibilidad de recursos energéticos y las necesidades del sistema.

Para cada una de las tecnologías consideradas, se establece un procedimiento de cálculo que permite estimar su capacidad requerida, teniendo en cuenta criterios operativos, condiciones del recurso energético y estrategias de integración dentro del sistema. Este proceso se desarrolla de manera independiente para cada subsistema, garantizando su coherencia dentro del esquema global de generación.

D.4.1. Campo Fotovoltaico

El dimensionamiento del campo fotovoltaico se basa en el perfil horario definido para la instalación, priorizando la cobertura de la demanda eléctrica durante la ventana de 08:00 a 16:00, cuando coinciden máxima irradiación y mayor consumo. A partir del análisis del perfil de carga, se determina la demanda eléctrica asociada a dicha franja horaria, a la cual se incorpora la carga diferible correspondiente al sistema de desalinización, dado que su operación se programa en periodos de alta disponibilidad de energía solar. De esta manera, se obtiene la energía diaria objetivo a ser cubierta por el sistema fotovoltaico.

Para estimar la capacidad instalada del campo fotovoltaico, se considera la irradiación solar disponible en el sitio, expresada en términos de horas sol pico (HSP), junto con un factor de PR (Performance Ratio), que integra las pérdidas asociadas a condiciones reales de operación, tales como temperatura, suciedad, eficiencia del inversor, degradación de módulos y pérdidas en el sistema eléctrico [50].

La potencia pico requerida del sistema fotovoltaico se determina mediante la siguiente expresión:

$$P_{FV} = \frac{E_{FV}}{HPS * PR}$$

donde E_{FV} corresponde a la energía diaria a suplir por el sistema fotovoltaico, HSP representa las horas sol pico del sitio, y PR es el factor de desempeño global del sistema.

D.4.2. Inversor

El inversor es esencial para convertir la corriente continua del campo fotovoltaico a alterna, sincronizar tensión y frecuencia con la microrred, controlar el factor de potencia y la calidad de energía, y coordinarse con el generador diésel y el sistema eólico, garantizando un acople estable y seguro. El dimensionamiento del inversor se realiza a partir de la potencia pico instalada del campo fotovoltaico en corriente continua, aplicando una relación DC/AC dentro de un rango típico para sistemas en climas cálidos [52]



La potencia nominal del inversor en corriente alterna se determina mediante la siguiente relación:

$$Potencia\ AC = \frac{P_{FV}}{Ratio}$$

D.4.3. Eólica Onshore

La generación eólica se dimensiona para cubrir el remanente de la demanda eléctrica primaria que no es atendida por el campo fotovoltaico en la ventana de generación solar. En este sentido, el aporte eólico se considera principalmente en periodos de baja o nula radiación, donde la disponibilidad del recurso solar es limitada, por lo que se aprovecha la ocurrencia de vientos vespertinos y nocturnos en la costa norte de La Guajira [52].

El remanente energético a ser cubierto por el sistema eólico se define como la diferencia entre la demanda eléctrica total y la energía suministrada por el sistema fotovoltaico, conforme a la siguiente expresión:

$$E_{rem} = E_{e,prim} - E_{FV}$$

Para dimensionar la potencia instalada, se utiliza el factor de capacidad (CF), que indica la fracción promedio de potencia efectiva respecto a la nominal. La potencia eólica requerida se obtiene por:

$$P_{eólica} = \frac{E_{rem}}{CF * 24h}$$

El valor del factor de capacidad se selecciona con base en condiciones representativas del recurso eólico en la zona de estudio, considerando características como la velocidad promedio del viento y su variabilidad temporal [15].

Por último, el dimensionamiento del sistema eólico se ajusta a configuraciones comerciales disponibles, adoptando una disposición modular de aerogeneradores que permita aproximarse a la potencia requerida.

D.4.4. Diésel + CHP

La potencia nominal del generador diésel se dimensiona para cubrir el remanente eléctrico fuera del horario solar (08:00–16:00) y habilitar la recuperación térmica diaria para cocina mediante cogeneración (CHP), aprovechando el calor residual del motor sin recurrir a fuentes adicionales [53]. Su despacho se programa en bloques al atardecer y madrugada, priorizando la generación fotovoltaica, asegurando estabilidad de la microrred y operación eficiente en su rango de carga óptimo (0,85–1,0 p.u.), mientras que la eólica y el BESS gestionan las variaciones nocturnas. El cálculo parte del requerimiento térmico diario, equivalente a igual energía eléctrica mínima generada por CHP, garantizando la demanda térmica sin desplazar la FV diurna.



Por lo anterior, la potencia eléctrica equivalente necesaria se calcula mediante la siguiente expresión:

$$P_{th} = \frac{Q_{th,d}}{T_{operación}}$$

Donde P_{th} representa la potencia térmica media equivalente requerida, $Q_{th,d}$ corresponde a la demanda térmica diaria equivalente para cocción y $T_{operación}$ corresponde a la ventana diaria de operación considerada para el sistema CHP.

Este enfoque permite vincular directamente la generación eléctrica del sistema diésel con la producción de energía térmica útil.

D.4.5. Banco de baterías

La capacidad del sistema de almacenamiento en baterías se definió mediante un proceso de optimización en HOMER Pro, orientado a identificar la configuración que mejor equilibra criterios económicos y operativos del sistema. En dicho proceso, se consideró el rol del BESS en el balance energético, su interacción con las fuentes renovables y su contribución a la reducción de la dependencia del generador diésel.

En adición a ello, la optimización evaluó la capacidad del sistema para reducir arranques del generador diésel, disminuir el consumo de combustible y operar bajo condiciones que favorezcan una mayor vida útil del banco de baterías.

D.5. Configuración del modelo en HOMER Pro

El sistema de poligeneración propuesto fue modelado y simulado mediante el software HOMER Pro, con el objetivo de evaluar su desempeño técnico y económico bajo diferentes configuraciones de generación y almacenamiento.

El modelo incluye los principales componentes del sistema, tales como el campo fotovoltaico, el sistema eólico, el generador diésel, el banco de baterías y la demanda eléctrica del sistema. Como datos de entrada, se consideraron los perfiles de demanda energética definidos para el caso de estudio, así como las condiciones de recurso solar y eólico representativas de la zona. Estos inputs se presentan en el Anexo E.

El proceso de simulación se configuró permitiendo la variación de las capacidades instaladas de los distintos subsistemas, con el fin de identificar la combinación óptima de tecnologías. Para ello, se estableció como criterio principal la minimización del costo total del sistema, sujeto al cumplimiento de la demanda energética.



ANEXO E. DATOS DE ENTRADA EN HOMER PRO

E.1. Perfil horario de carga

Este anexo muestra el perfil horario anual utilizado para el dimensionamiento y simulación del sistema, con una carga eléctrica primaria de 381,4 kWh/d (360 kWh/d de consumo directo y 21,4 kWh/d por conversión de frío), distribuida hora a hora durante todo el año; el patrón operativo mantiene demanda mínima entre 00:00–06:00, incremento hasta 08:00, máximo consumo de 08:00–16:00 y descenso gradual, y se adoptaron factores mensuales constantes como medida conservadora para garantizar capacidad suficiente ante condiciones climáticas adversas y evitar subdimensionamiento de generación y almacenamiento [25].

Tabla L Perfil de carga horaria

Carga eléctrica (kW)												
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
1:00	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
2:00	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
3:00	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
4:00	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
5:00	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
6:00	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3
7:00	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8
8:00	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3
9:00	33.9	33.9	33.9	33.9	33.9	33.9	33.9	33.9	33.9	33.9	33.9	33.9
10:00	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1
11:00	39.6	39.6	39.6	39.6	39.6	39.6	39.6	39.6	39.6	39.6	39.6	39.6
12:00	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1
13:00	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3
14:00	31.1	31.1	31.1	31.1	31.1	31.1	31.1	31.1	31.1	31.1	31.1	31.1
15:00	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3
16:00	21.2	21.2	21.2	21.2	21.2	21.2	21.2	21.2	21.2	21.2	21.2	21.2
17:00	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1
18:00	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5
19:00	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
20:00	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2
21:00	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
22:00	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
23:00	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1

La siguiente figura complementa el perfil descrito, mostrando la visualización generada en HOMER Pro a partir de los datos de entrada empleados para la carga primaria. En ella se aprecia el comportamiento diario, estacional y anual de la demanda eléctrica, validando el rango de 381.4 kWh/día [18].

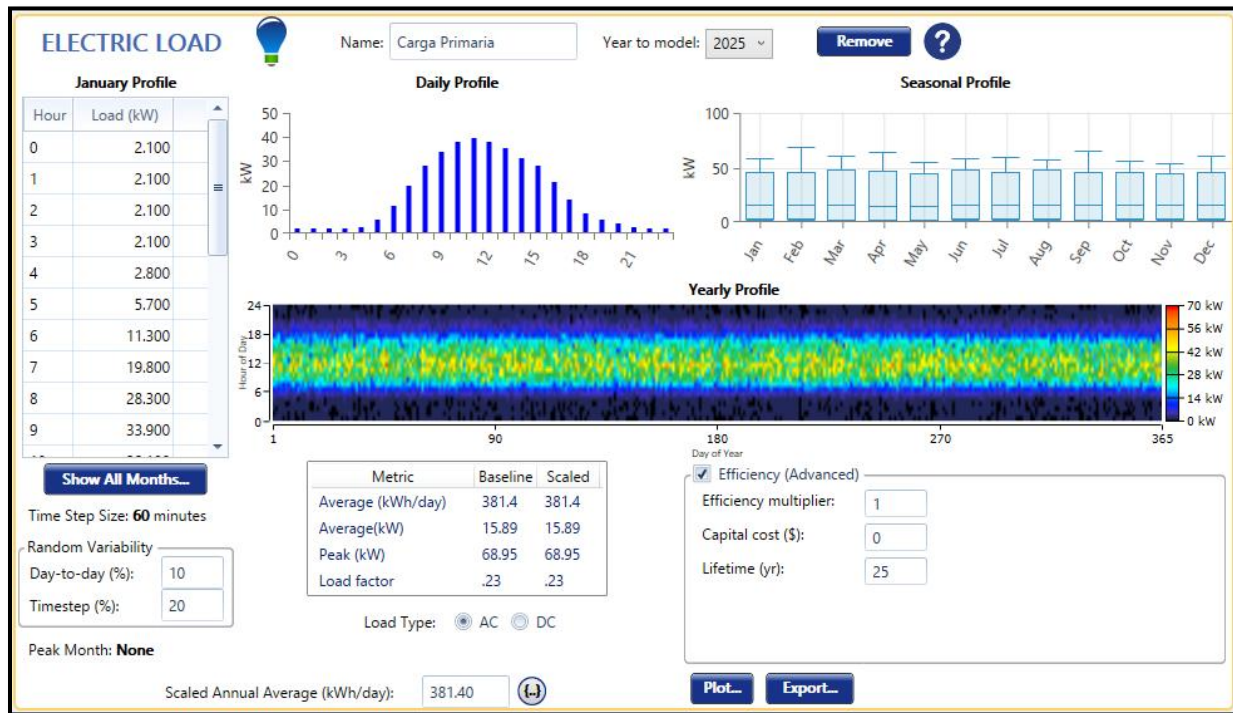


Fig. 14 Carga eléctrica primaria del sistema

Fuente: Elaboración propia mediante HOMER Pro – Licencia estudiantil.

De forma complementaria, la siguiente figura muestra la carga diferible correspondiente a la planta desalinizadora, modelada con un promedio constante de 3.3 kWh/día. Esta demanda representa el consumo energético requerido para la operación del sistema de ósmosis inversa, considerado flexible en el despacho al poder desplazarse temporalmente según la disponibilidad de recursos renovables [68].

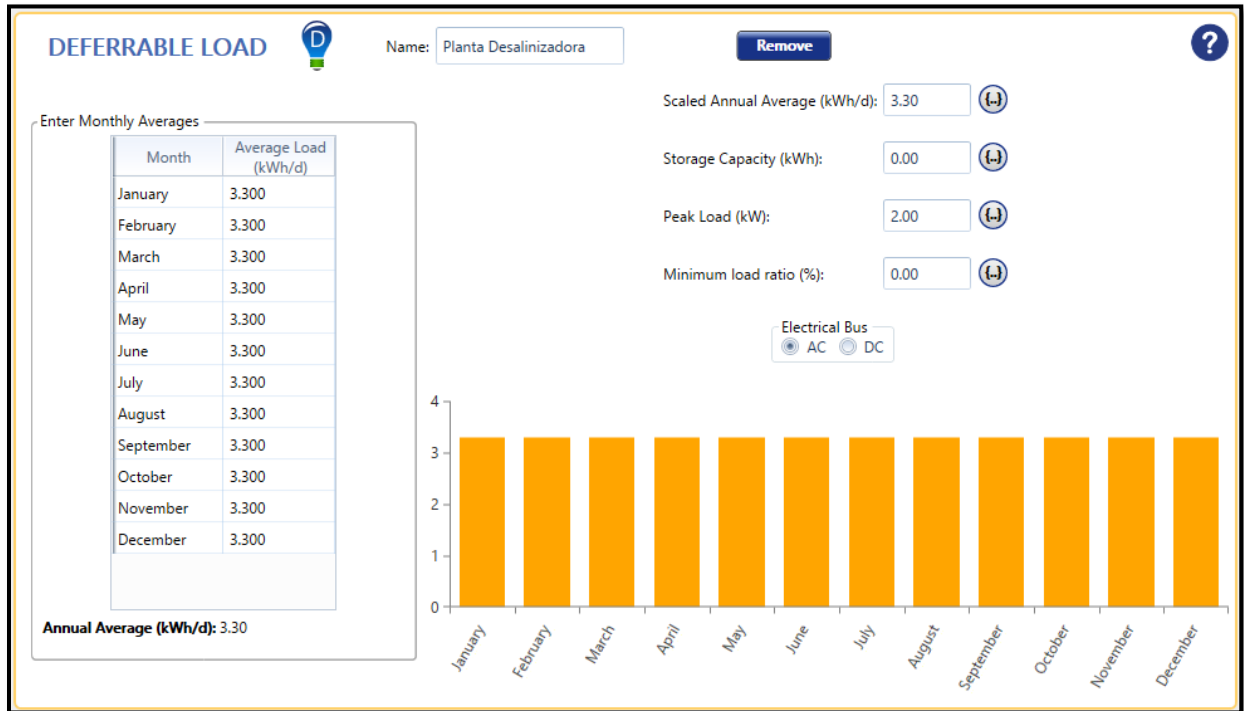


Fig. 15 Carga diferible

Fuente: Elaboración propia mediante HOMER Pro – Licencia estudiantil.

E.2. Recursos del sitio

El punto de referencia se estableció en Manaure, La Guajira, sobre la franja costera del Caribe colombiano. Esta localización se utilizó para extraer las series meteorológicas horarias de radiación global, velocidad del viento y temperatura del aire desde la base NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources (POWER), garantizando consistencia entre recursos del sitio y el dimensionamiento y simulación del sistema de poligeneración. Los valores aparecen como gráficas y tablas integradas en este anexo, una por cada variable, con doce puntos mensuales por serie. Cada figura señala unidad, periodo y coordenadas del sitio [43].



Fig. 16 Ubicación proyectada del sistema (HOMER PRO)

Fuente: Elaboración propia mediante HOMER Pro – Licencia estudiantil.

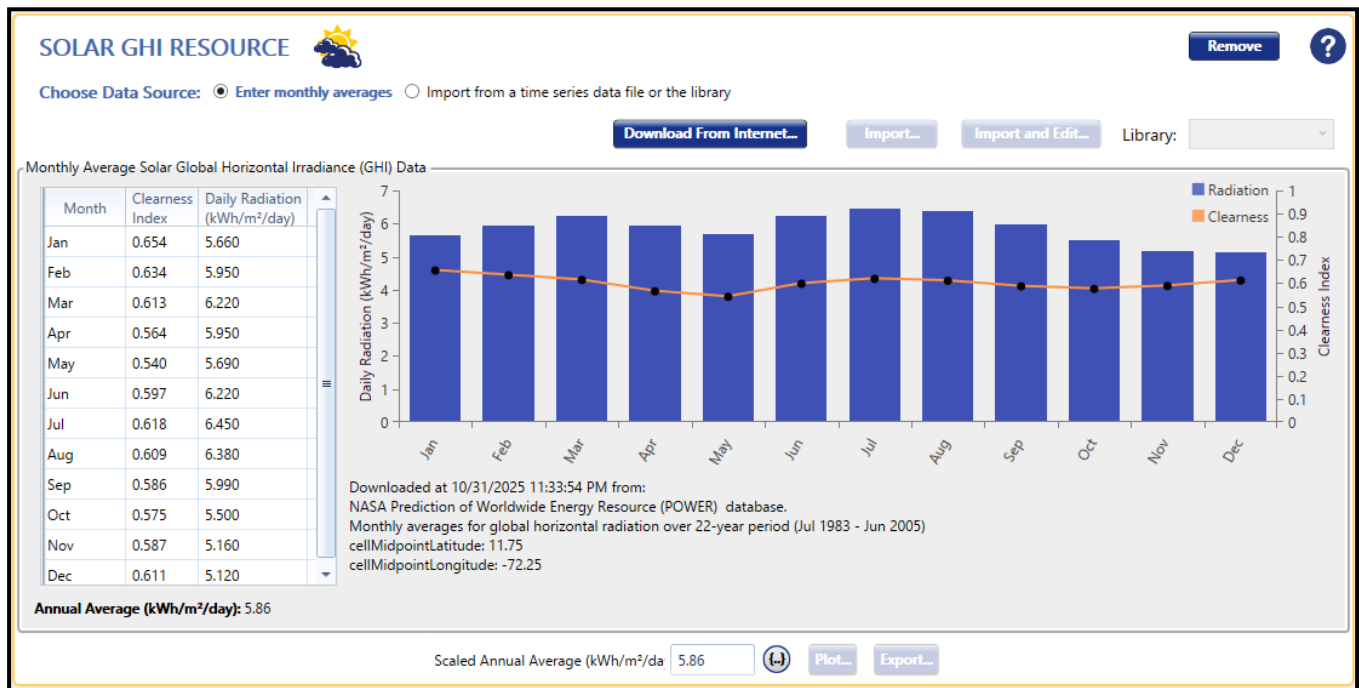


Fig. 17 GHI mensual (NASA POWER)

Fuente: Elaboración propia mediante HOMER Pro – Licencia estudiantil.

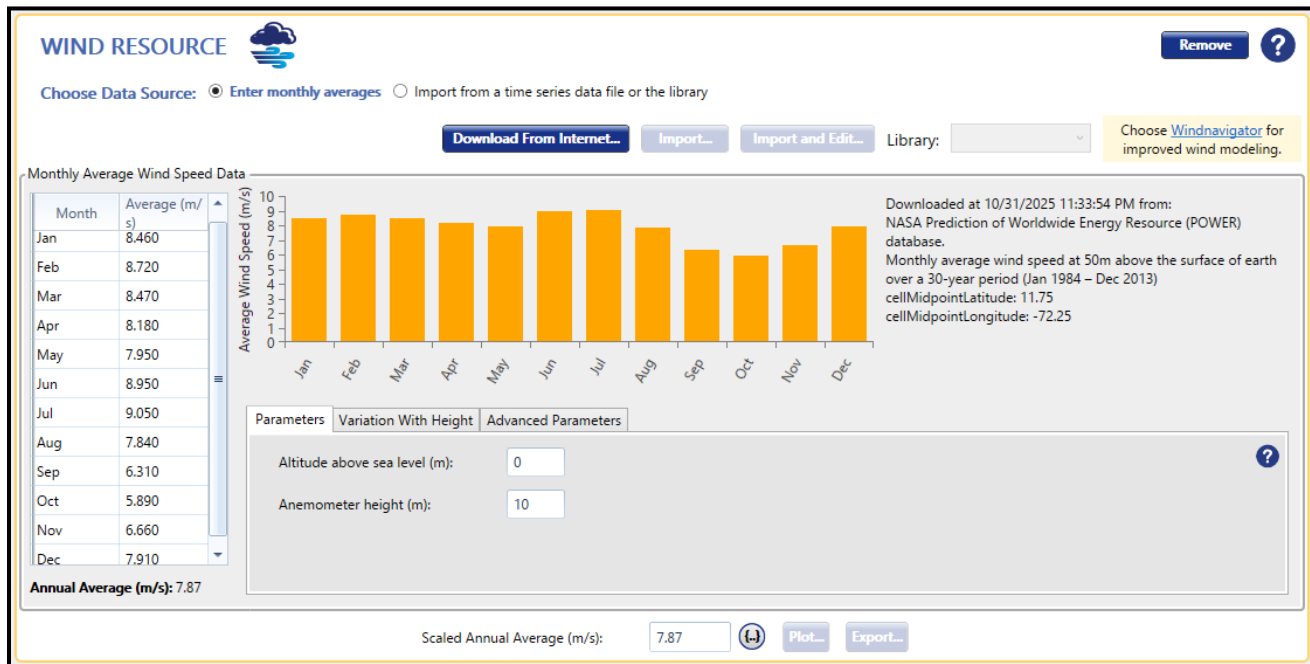


Fig. 18 Velocidad media del viento mensual (NASA POWER).

Fuente: Elaboración propia mediante HOMER Pro – Licencia estudiantil.

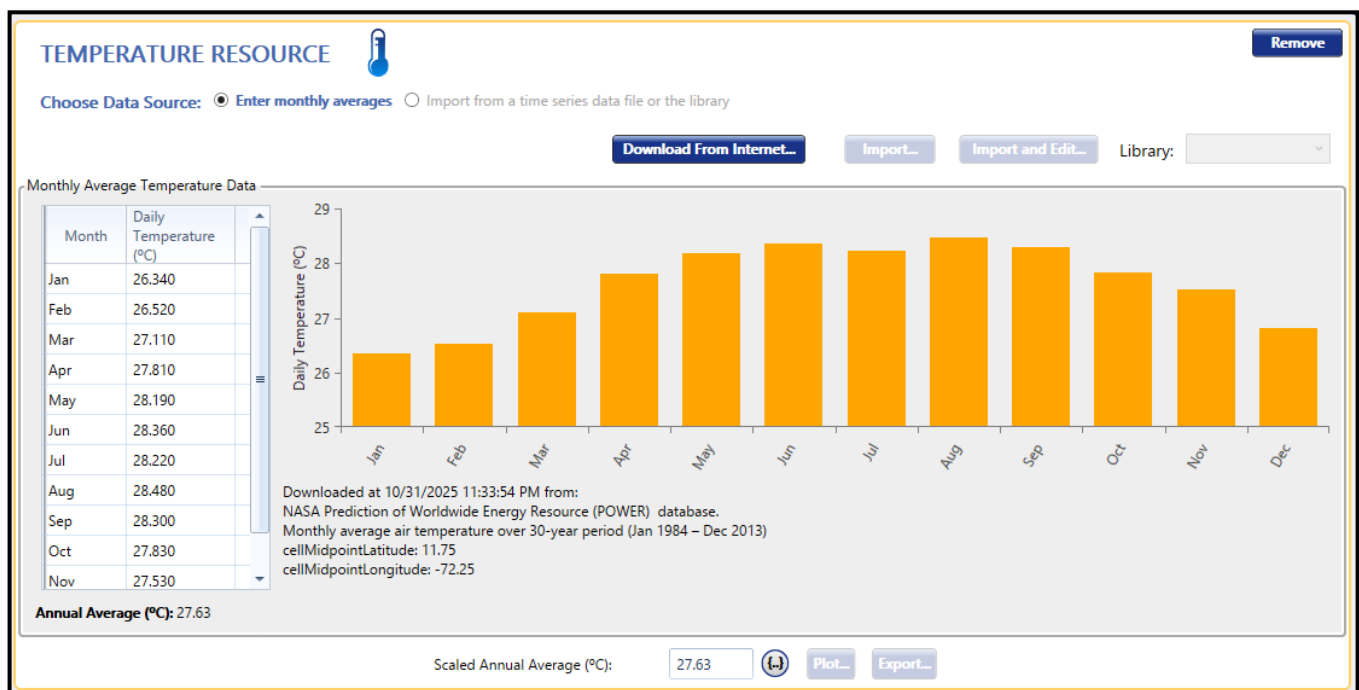


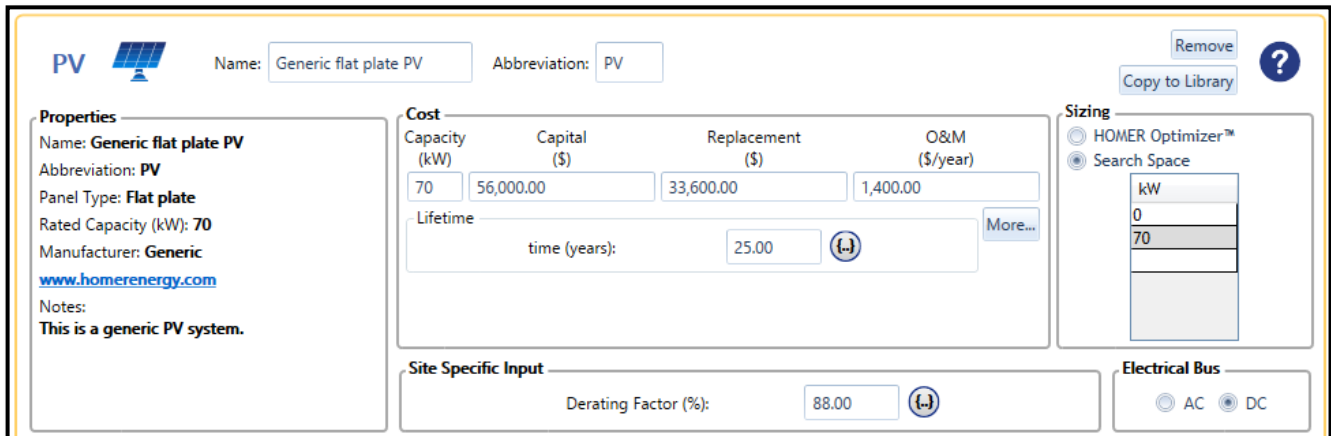
Fig. 19 Temperatura media diaria mensual (NASA POWER).

Fuente: Elaboración propia mediante HOMER Pro – Licencia estudiantil.



ANEXO F. ASIGNACIÓN DE CAPEX Y OPEX EN HOMER PRO

La siguiente figura presenta el modelado del campo fotovoltaico en HOMER PRO, con una capacidad nominal de 70 kWp, valor definido anteriormente. Los parámetros económicos asociados como el CAPEX = 56 000 USD, reemplazo = 33 600 USD, y O&M = 1 400 USD/año [15], fueron establecidos con base en los promedios internacionales de costos fotovoltaicos para 2025 reportados por [62], ajustados a condiciones de instalación sobre suelo en ZNI.



PV  Name: Generic flat plate PV Abbreviation: PV

Properties
 Name: **Generic flat plate PV**
 Abbreviation: **PV**
 Panel Type: **Flat plate**
 Rated Capacity (kW): **70**
 Manufacturer: **Generic**
www.homerenergy.com
 Notes:
 This is a generic PV system.

Cost

Capacity (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
70	56,000.00	33,600.00	1,400.00

Lifetime time (years): 25.00   More...

Site Specific Input
 Derating Factor (%): 88.00  

Sizing
☐ HOMER Optimizer™
☒ Search Space
 kW
 0
 70
 Electrical Bus: ☐ AC ☒ DC

Fig. 20 Dimensionamiento y asignación de CAPEX y OPEX para el campo fotovoltaico

Fuente: Elaboración propia mediante HOMER Pro – Licencia estudiantil.

Una vez definida la capacidad fotovoltaica, se asigna la capacidad del inversor off-grid, la cual, según cálculos previos, corresponde a 60 kW. A continuación, con base en fuentes actualizadas, se estima el precio promedio histórico anual para 2025 del CAPEX y OPEX asociados a dicha capacidad de inversor. Los costos considerados en HOMER incluyen un capital inicial y reemplazo de USD \$10 000 cada uno, más un O&M anual de USD \$110 [81]



CONVERTER

System Converter

Remove

Copy to Library

Complete Catalog

Properties

Name: **System Converter**

Abbreviation: **Converter**

www.homerenergy.com

Notes:
This is a generic system converter.

Costs

Capacity (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
60	\$10,000.00	\$10,000.00	\$110.00

Click here to add new item

Multiplier: [] [] []

Capacity Optimization

☐ HOMER Optimizer™

☒ Search Space

Size (kW)

60

Generic
homerenergy.com

HOMER Energy

Inverter Input

Lifetime (years): 15.00 []

Efficiency (%): 95.00 []

☒ Parallel with AC Generator?

Rectifier Input

Relative Capacity (%): 100.00 []

Efficiency (%): 95.00 []

Fig. 21 Dimensionamiento y asignación de CAPEX y OPEX para el inversor off-grid

Fuente: Elaboración propia mediante HOMER Pro – Licencia estudiantil.

Para el sistema eólico, se modelaron dos aerogeneradores comerciales (3,3 kW y 4,2 kW) con costos de capital de 19.800 USD y 25.200 USD, respectivamente, y reemplazos al 50 % del CAPEX. Estos valores se sitúan dentro del rango reportado para eólica a pequeña escala para los años 2024–2025, cuyo costo instalado promedio reciente para proyectos nuevos es \$6000 USD/kW (P. N. PNNL 2025), según el seguimiento de mercado de eólica distribuida en EE. UU.; los costos de O&M anuales se fijaron en 130 USD/año (3,3 kW) y 168 USD/año (4,2 kW), equivalentes a 40 USD/kW*año para cada turbina [82].

WIND TURBINE

Name: AWS HC 3.3kW Wind Turb

Abbreviation: AWS3.3

Remove

Copy To Library

Properties

Name: **AWS HC 3.3kW Wind Turbine**

Abbreviation: **AWS3.3kW**

Rated Capacity (kW): 3.3

Manufacturer: **AWS**

Costs

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
1	\$19,800.00	\$9,900.00	\$130.00

Click here to add new item

Multiplier: [] [] []

Quantity Optimization

☐ HOMER Optimizer™

☒ Search Space

Quantity

0

1

Site Specific Input

Lifetime (years): 20.00 []

Hub Height (m): 12.00 []

☐ Consider ambient temperature effects?

Electrical Bus

☒ AC ☐ DC

Fig. 22 Dimensionamiento y asignación de CAPEX y OPEX para la turbina 3.3 kW

Fuente: Elaboración propia mediante HOMER Pro – Licencia estudiantil.



WIND TURBINE

Name: AWS HC 4.2kW Wind Turb Abbreviation: AWS4.2

Remove Copy To Library

Properties

Name: AWS HC 4.2kW Wind Turbine

Abbreviation: AWS4.2kW

Rated Capacity (kW): 4.2

Manufacturer: AWS

Costs

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
1	\$25,200.00	\$12,600.00	\$168.00

Click here to add new item

Multiplier: [] [] []

Site Specific Input

Lifetime (years): 20.00 [] Hub Height (m): 12.00 []

☐ Consider ambient temperature effects?

Quantity Optimization

☒ HOMER Optimizer™

☒ Search Space

Quantity

0

1

Electrical Bus

☒ AC ☐ DC

Fig. 23 Dimensionamiento y asignación de CAPEX y OPEX para la turbina 4.2 kW

Fuente: Elaboración propia mediante HOMER Pro – Licencia estudiantil.

El generador diésel se dimensionó con una potencia nominal de 25 kW para cubrir la carga residual del sistema híbrido y la demanda térmica del CHP, considerando un costo de inversión inicial de \$19 000 USD, reemplazo de \$10 000 USD y operación y mantenimiento de \$0,5 USD/h, con un precio de combustible de \$1,7 USD/L, ajustado por logística en zonas no interconectadas. Estos valores se encuentran dentro de los rangos internacionales reportados para generadores diésel de pequeña escala (20–30 kW), con costos de \$700–900 USD/kW, y reflejan el promedio de mantenimiento preventivo y recambio de insumos en contextos aislados, garantizando viabilidad técnica y económica del equipo [15].

GENERATOR

Name: Generic 25kW Fixed Capac Abbreviation: Gen25

Remove Copy To Library

Properties

Name: Generic 25kW Fixed Capacity Genset

Capacity: 25 kW

Fuel: Diesel

Fuel curve intercept: 0.825 L/hr

Fuel curve slope: 0.273 L/hr/kW

Emissions

CO (g/L fuel): 16.34

Unburned HC (g/L fuel): 0.72

Particulates (g/L fuel): 0.098

Fuel Sulfur to PM (%): 2.2

NOx (g/L fuel): 15.359

Generator Cost

Initial Capital (\$): 19,000.00

Replacement (\$): 10,000.00

O&M (\$/op. hour): 0.500

Fuel Price (\$/L): 1.7

Optimization

☒ Simulate systems with and without this generator

☐ Include in all systems

Electrical Bus

☒ AC ☐ DC

Site Specific

Minimum Load Ratio (%): 30.00 [] CHP Heat Recovery Ratio (%): 100.00 [] Lifetime (Hours): 18,000.00 []

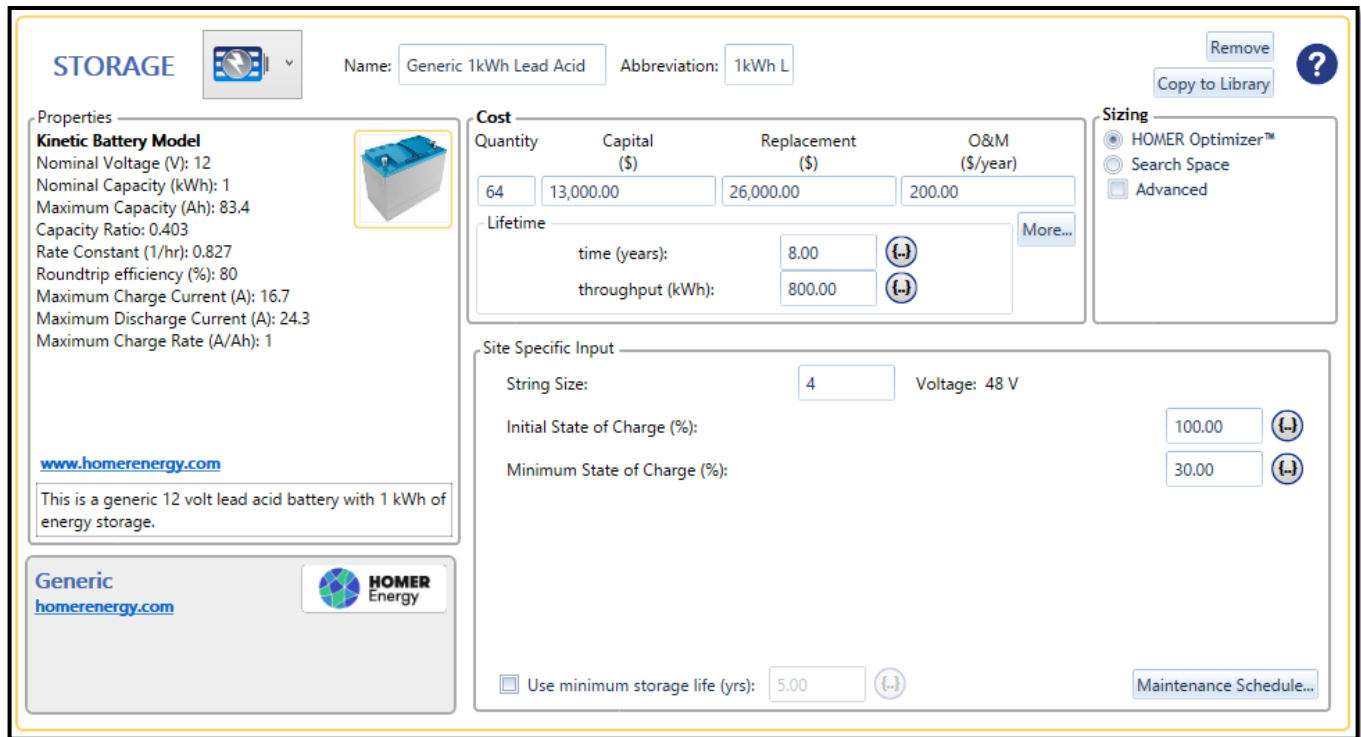
Minimum Runtime (Minutes): 0.00 [] ☐ Initial Hours 0.00

Fig. 24 Dimensionamiento y asignación de CAPEX y OPEX para el generador diésel

Fuente: Elaboración propia mediante HOMER Pro – Licencia estudiantil.

El sistema de almacenamiento se modeló con tecnología de plomo-ácido, ampliamente utilizada en zonas no interconectadas por su fiabilidad, madurez tecnológica y bajo costo inicial. Se adoptó un valor promedio de 200 USD/kWh, correspondiente a un capital total cercano a 13 000 USD, dentro del rango de 180–220 USD/kWh reportado por organismos internacionales [55], [83].

El costo de reemplazo se estimó en 26 000 USD, equivalente a tres sustituciones durante la vida útil del proyecto, y el O&M anual en 200 USD/año, lo que representa el 1–2 % del CAPEX, acorde con los valores de referencia para sistemas aislados en climas cálidos [84].



STORAGE

Name: Generic 1kWh Lead Acid Abbreviation: 1kWh L

Properties

Kinetic Battery Model

Nominal Voltage (V): 12
 Nominal Capacity (kWh): 1
 Maximum Capacity (Ah): 83.4
 Capacity Ratio: 0.403
 Rate Constant (1/hr): 0.827
 Roundtrip efficiency (%): 80
 Maximum Charge Current (A): 16.7
 Maximum Discharge Current (A): 24.3
 Maximum Charge Rate (A/Ah): 1

www.homerenergy.com

This is a generic 12 volt lead acid battery with 1 kWh of energy storage.

Cost

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
64	13,000.00	26,000.00	200.00

Lifetime

time (years): 8.00

throughput (kWh): 800.00

Sizing

☒ HOMER Optimizer™
☐ Search Space
☐ Advanced

Site Specific Input

String Size: 4 Voltage: 48 V

Initial State of Charge (%): 100.00

Minimum State of Charge (%): 30.00

☐ Use minimum storage life (yrs): 5.00

Maintenance Schedule...

Fig. 25 Dimensionamiento y asignación de CAPEX y OPEX para el sistema de almacenamiento

Fuente: Elaboración propia mediante HOMER Pro – Licencia estudiantil.

Finalmente, se establecieron criterios de aceptación que orientaron la simulación: fracción renovable superior al 85 %, energía no servida nula, cobertura térmica diaria completa y operación del grupo diésel dentro de su rango eficiente de carga [84].