



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Metodología para el diseño de microrredes aisladas usando métodos de optimización numérica

Semaria Ruiz Alvarez

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Departamento de Energía Eléctrica y Automática
Medellín, Colombia
2016

Metodología para el diseño de microrredes aisladas usando métodos de optimización numérica

Semaria Ruiz Alvarez

Tesis presentada como requisito para optar al título de:
Magister en Ingeniería - Automatización Industrial

Director:
Doctor en Ciencias Aplicadas, Jairo José Espinosa Oviedo

Línea de Investigación:
Matemáticas Avanzadas para el Control y Sistemas Dinámicos
Grupo de Investigación:
Grupo de Automática de la Universidad Nacional - GAUNAL

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Departamento de Energía Eléctrica y Automática
Medellín, Colombia
2016

Dedicatoria

Dedico esta tesis de manera especial a mi padre, madre, hermanos, a mi compañero sentimental y amigos; por todo su apoyo, esfuerzo y colaboración.

Del mismo modo que el alma se eleva sobre la ley de la lucha por la vida cuando adquiere conciencia de su humanidad, igualmente se eleva sobre la ley de la reencarnación cuando adquiere conciencia de su divinidad.

Édouard Schuré

Agradecimientos

Doy un agradecimiento especial al grupo de Automática de la Universidad Nacional GAUNAL - Línea en Matemáticas Avanzadas para el Control y Sistemas Dinámicos, y a su director Jairo José Espinosa Oviedo, quien ha contribuido enormemente en mi proceso formativo, tanto en su labor docente, a través de los cursos de posgrado que tomé con él, como en los aportes que realizó como director de la presente tesis.

Por otra parte agradezco a las siguientes instituciones:

- A Colciencias por su programa formativo Jóvenes Investigadores, convocatorias N.645 y N.693 de 2014, en los cuales participé.
- Al Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia - IDEAM , por suministrar los datos climatológicos horarios, del año 2015, del Municipio de Unguía.
- A la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME por suministrar los precios de la energía en el municipio de Unguía, y tabla la de costos del combustible Diesel.
- Al Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas IPSE por proveer los datos de demanda energética horaria en el municipio de Unguía para el año 2015.

Y, por ultimo agradezco a Alejandro Márquez Ruiz, Felipe Valencia Arroyave y Pablo Andrés Deossa Molina por su guía y aportes, los cuales me ayudaron en la construcción del problema de investigación y en la solución planteada en esta tesis.

Resumen

Actualmente, la mayoría de sistemas eléctricos aislados que incluyen fuentes basadas en combustibles fósiles, están siendo modificados por esquemas de generación híbridos que reducen el impacto ambiental, aprovechando los recientes avances en el área de las energías renovables. En esta tesis se propone una metodología para realizar el diseño de una microrred híbrida aislada, empleando métodos de optimización iterativos y considerando como caso de estudio el municipio de Unguía en el departamento de Chocó. El diseño busca minimizar el costo de operación de la red y las emisiones de CO₂, garantizando un nivel de confiabilidad en el suministro. El diseño de la microrred considera los siguientes elementos: generadores Diesel, un banco de baterías, paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, un sistema de almacenamiento por bombeo de agua y vehículos eléctricos. Para dar un enfoque realista se consideran variaciones horarias en la demanda eléctrica, la velocidad del viento, la temperatura ambiente y la radiación solar. Estos datos fueron reportados por entidades de medición del clima y prestadoras del servicio eléctrico en el lugar de estudio. Las variables de diseño son: el número de paneles fotovoltaicos, el número de aerogeneradores y el número de baterías para un tipo dado de cada elemento, el volumen del tanque de almacenamiento de agua, la potencia nominal de la bomba y de la turbina hidráulica. Además se calcula la potencia de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento, la demanda no suministrada y la potencia entregada por el generador Diesel en cada hora.

Se proponen dos enfoques para resolver el problema de optimización planteado: optimización basada en escenarios determinísticos y optimización basada en escenarios probabilísticos. Los resultados obtenidos con ambos métodos se comparan con los diseños calculados usando los siguientes métodos tradicionales: el software HOMER y una metodología heurística basada en algoritmos genéticos.

Con los métodos propuestos se obtienen diseño con mínimo costo.

Palabras clave: Almacenamiento por Bombeo de agua, Baterías, Energía Solar, Energía Eólica, Fuentes Renovables, Generación Diesel, Microrredes, Optimización Convexa, Optimización No Lineal, Algoritmos genéticos, Optimización Dinámica, Sistemas de Energía Híbridos, Vehículos Eléctricos.

Abstract

Currently, most of the isolated electrical systems which operate with fossil fuel sources are being modified by hybrid schemes that minimize environmental impact, taking advantage of recent advances in the renewable energies topic. This thesis proposes a methodology for the design of an isolated hybrid microgrid. Using iterative optimization methods and the Unguía community in Chocó department as study case, the design goal aims to minimize the cost of grid operation and CO₂ emissions, ensuring a level of supply reliability. The following elements are considered in the microgrid design: Diesel generators, a battery bank, solar panels, wind turbines, a hydro pumped storage system and electric vehicles. Hourly variations

are considered in the conditions of the problem such as: load demand, wind speed, environment temperature and solar radiation. These data were reported by entities that measure the climate and electric service suppliers at the study site. The resulted design establishes: the number of photovoltaic panels, the number of wind turbines and the number of batteries for a given type of each element, the volume of the water storage tank, the pump and the hydraulic turbine capacity. Moreover charge and discharge power of storage systems, the unmet load and the power delivered by the diesel generator are calculated at each time.

Two methods to solve the optimization problem are proposed: Optimization based on deterministic scenarios and optimization based on probabilistic scenarios. The results obtained with both methods are compared with the designs calculated using the following traditional methods: The HOMER software and a heuristic method based on genetic algorithms. With the proposed methods a design with minimal cost is obtained.

Keywords: Hydro-pumped storage, Batteries, Solar Energy, Wind Energy, Renewable sources, Diesel Generation, Microgrids, Convex Optimization, Non-linear Optimization, Genetic Algorithms, Dynamic Optimization, Hybrid Energy Systems, Electric Vehicles

Contenido

Agradecimientos	VII
Resumen	IX
Lista de símbolos	XIII
Lista de símbolos	XIII
Símbolos con letras latinas	XIII
Símbolos con letras griegas	XVII
Subíndices	XVII
Capítulo 1. Introducción	1
1. Aportes de la tesis	2
2. Objetivos	4
Capítulo 2. Estado del arte	5
Capítulo 3. Modelos matemáticos	9
1. Demanda eléctrica	9
2. Vehículos eléctricos	10
3. Datos climatológicos	13
4. Modelos de infraestructura	15
5. Consideraciones	16
6. Generador Diésel	16
7. Aerogeneradores	17
8. Paneles fotovoltaicos	17
9. Baterías	18
10. Sistema de almacenamiento por bombeo de agua	18
11. Vehículos eléctricos	19
Capítulo 4. Caso de Estudio	21
1. Demanda eléctrica	22
2. Demanda de vehículos eléctricos	24
3. Temperatura ambiente y velocidad de viento	26
4. Irradiancia solar	28
5. Elementos de la microrred	29
Capítulo 5. Metodología	35

1. Formulación del problema de optimización	37
2. Solución del problema de optimización determinístico	47
3. Solución del problema de optimización probabilístico	56
Capítulo 6. Comparación con otros métodos de diseño	67
1. Diseño con método heurístico basado en algoritmos genéticos	67
2. Diseño con software HOMER	71
3. Comparacion de los diseños	76
Capítulo 7. Conclusiones y recomendaciones	80
1. Conclusiones	80
2. Recomendaciones	83
Capítulo 8. Anexo 1	84
1. Simulación de la microrred	84
Bibliografía	88
Bibliografía	88

Lista de símbolos

Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término	Unidad SI
N_{pv}	Número de paneles fotovoltaicos	-
N_{wt}	Número de aerogeneradores	-
N_b	Número de baterías	-
$P_G(t)$	Potencia entregada por el generador Diesel	kW
P_G^M	Potencia nominal del generador Diesel	kW
$P_{Gi}(t)$	Potencia entregada por el generador Diesel sin tener en cuenta la eficiencia de generador	kW
$P_{ns}(t)$	Demanda no suministrada	kW
$P_c(t)$	Potencia demandada	kW
$P_g(t)$	Potencia generada por las fuentes renovables más el Diesel	kW
p_{ns}	Probabilidad de pérdida del suministro	-
P_b^M	Potencia máxima entregada o absorbida por la batería	kW
$P_{bc}(t)$	Potencia de carga del banco de baterías	kW
$P_{bd}(t)$	Potencia de descarga del banco de baterías	kW
$E_b(t)$	Energía almacenada en el banco de baterías	kW h
$E_b(0)$	Carga inicial de las baterías	kW h
E_b^M	Energía máxima en una batería	kW h
E_b^m	Energía mínima en una batería	kW h
$P_{v2c}(t)$	Potencia de carga de las baterías de los vehículos eléctricos de tipo 2	kW
$P_{v2d}(t)$	Potencia de descarga de las baterías de los vehículos eléctricos de tipo 2	kW
$P_{v1c}(t)$	Potencia de carga de las baterías de los vehículos eléctricos de tipo 1	kW
$E_v(t)$	Energía en las baterías de los vehículos eléctricos de tipo 2 en cada hora	kW h
P_v^M	Potencia máxima entregada o absorbida por la batería de los vehículos eléctricos	kW
$E_v(0)$	Carga inicial de la batería de los vehículos eléctricos de tipo 2	kW h
E_v^M	Energía máxima para la batería de un vehículo eléctrico	kW h

Símbolo	Término	Unidad SI
E_v^m	Energía mínima para la batería de un vehículo eléctrico	kW h
$d(t)$	Distancia diaria recorrida por un vehículo tipo 2	km
$n_v(t)$	Número de viajes diarios de un vehículo tipo 2	-
G_{vi}	Consumo energético de un vehículo eléctrico Twizy	kW h km ⁻¹
G_{v2}	Consumo energético diario de un vehículo tipo 2	kW h
h_{v2}	Horas diarias de servicio de los vehículos eléctricos de tipo 2	h
C_v	Precio de un vehículo eléctrico Renault Twizy	COP
$P_{ba}(t)$	Potencia bombeada	kW
$P_t(t)$	Potencia generada por la turbina hidráulica	kW
$q_{ba}(t)$	Caudal bombeado	m ³ s ⁻¹
$q_t(t)$	Caudal que ingresa a la turbina hidráulica	m ³ s ⁻¹
q^M	Caudal máximo que se puede transportar en el sistema de almacenamiento por bombeo de agua	m ³ s ⁻¹
g	Gravedad	N
h	Altura del tanque de sistema de almacenamiento por bombeo de agua	m
$E_{ba}(t)$	Energía potencial almacenada en el tanque de almacenamiento de agua	m ³
E_{ba}^M	Energía potencial máxima que puede almacenarse en el tanque de agua	m ³
E_{ba}^m	Energía potencial mínima que puede almacenarse en el tanque de agua	m ³
V	Volumen del tanque de sistema de almacenamiento por bombeo de agua	kW
P_{ba}^M	Potencia nominal de la bomba de agua	kW
P_t^M	Potencia nominal de la turbina hidráulica	kW
$P_{wt}(t)$	Potencia entregada por un aerogenerador del tipo dado	kW
$P_{pv}(t)$	Potencia entregada por un panel fotovoltaico del tipo dado	kW
$P_g(t)$	Potencia generada por las fuentes renovables más el Diesel	kW
P_{base}	Valor de demanda base	kW
C_T	Costo anual total del sistema	COP
E_T	Emisiones totales del sistema	kgCO
C_{cp}	Costo de inversión inicial anualizado	COP
C_{mt}	Costo de mantenimiento anualizado	COP
$C_{cd}(t)$	Precio del combustible Diesel	COP gal ⁻¹
$G_{cd}(t)$	Consumo de combustible Diesel	gal
C_l	Precio del lubricante para los generadores Diesel	COP gal ⁻¹
$G_l(t)$	Consumo del lubricante para los generadores Diesel	gal

Símbolo	Término	Unidad SI
P_{pv}^M	Potencia nominal de un panel fotovoltaico de un tipo dado	kW
C_{pv}	Precio del conjunto panel fotovoltaico - inversor	COP
C_{mt}^{pv}	Costo de operación y mantenimiento anual del conjunto panel fotovoltaico - inversor	COP
C_{in}^{pv}	Precio del inversor de cada panel	COP
P_{wt}^M	Potencia nominal de un aerogenerador de un tipo dado	kW
C_{wt}	Precio del conjunto aerogenerador (incluyendo las obras civiles) - convertidor	COP
C_{mt}^{wt}	Costo de operación y mantenimiento anual para el conjunto aerogenerador - convertidor	COP
C_b	Precio del conjunto batería - inversor	COP
C_{mt}^b	Costo de operación y mantenimiento anual para el conjunto batería - inversor	COP
C_{bi}	Precio de una batería	COP
C_{co}^b	Precio del convertidor de cada batería	COP
C_{ba}	precio de la bomba de agua	COP kW ⁻¹
C_t	Precio de la turbina hidráulica	COP kW ⁻¹
C_V	Precio del tanque de almacenamiento de agua	COP m ⁻²
C_{mt}^{ba}	Costo de operación y mantenimiento anual para el sistema de almacenamiento por bombeo de agua	COP kW ⁻¹
C_{re}	Costo de la reposición de equipos	COP
C_{re}^b	Costo de la reposición de baterías	COP
C_{re-co}^b	Costo de la reposición de los convertidores de las baterías	COP
C_{re-in}^{pv}	Costo de reposición de los inversores de los paneles fotovoltaicos	COP
C_G	Costo anual asociado a la generación con Diesel	COP
C_{mt}^G	Costo anual asociado al mantenimiento de una unidad Diesel	COP
$v(t)$	Velocidad del viento	m s ⁻¹
v_R	Velocidad de viento nominal para un aerogenerador de un tipo dado	m s ⁻¹
v_C	Velocidad de viento de corte inferior para un aerogenerador de un tipo dado	m s ⁻¹
v_F	Velocidad de viento de corte superior para un aerogenerador de un tipo dado	m s ⁻¹
$G_T(t)$	Irradiancia solar incidente en el arreglo de paneles en cada hora	W m ⁻²
G_0	Irradiancia solar en condiciones estándar de operación	W m ⁻²
f_{pv}	Factor de reducción de la potencia del panel	-

Símbolo	Término	Unidad SI
T_a	Temperatura ambiente	°C
$T_M(t)$	Temperatura del panel fotovoltaico bajo las condiciones de operación	°C
T_{M0}	Temperatura del panel fotovoltaico en condiciones estándar	°C
T_N	Temperatura normal de operación de los paneles fotovoltaicos	°C
E_c^{pv}	Emisiones de CO2 producidas por la construcción de un panel fotovoltaico	kg CO2 kW ⁻¹
E_c^{wt}	Emisiones de CO2 producidas por la construcción de un aerogenerador	kg CO2 kW ⁻¹
E_c^b	Emisiones de CO2 producidas por la construcción de una batería	kg CO2 kW ⁻¹
E_c^{ba}	Emisiones de CO2 producidas por la construcción del sistema de almacenamiento por bombeo de agua	kg CO2 kW ⁻¹
E_c^G	Emisiones de CO2 producidas por la construcción de un generador Diesel	kg CO2 kW ⁻¹
E_{op}^G	Emisiones de CO2 producidas por la operación de un generador Diesel	kg CO2 l ⁻¹
C_G^M	Consumo máximo diario de combustible Diesel para las unidades de generación en conjunto	kWh
w_E	Factor de peso de las emisiones en la función de costo	-
f	Función de costo	COP
C_{Tr}	Costo del uso del terreno por parte de las fuentes renovables y los sistemas de almacenamiento	COP
ips	Índice de precio del suelo	COP m ⁻²
A_{wt}	Área ocupada por un aerogenerador del tipo dado	m ²
A_{pv}	Área ocupada por un panel fotovoltaico del tipo dado	m ²
A_b	Área ocupada por una batería del tipo dado	m ²
$v_m(t)$	Valor de la mediana semanal de los datos de viento	m s ⁻¹
$v_5(t)$	Valor del percentil 5 de los datos de viento semanales	m s ⁻¹
$v_{95}(t)$	Valor del percentil 95 de los datos de viento semanales	m s ⁻¹
$G_m(t)$	Valor de la mediana semanal de los datos de irradiancia	W m ⁻²
$G_5(t)$	Valor del percentil 5 de los datos de irradiancia semanales	W m ⁻²
$G_{95}(t)$	Valor del percentil 95 de los datos de irradiancia semanales	W m ⁻²
$T_{am}(t)$	Valor de la mediana semanal de los datos de temperatura ambiente	°C
$T_{a5}(t)$	Valor del percentil 5 de los datos de temperatura semanales	°C
$T_{a95}(t)$	Valor del percentil 95 de los datos de temperatura semanales	°C
$P_{cm}(t)$	Valor de la mediana semanal de los datos de demanda	kW
$P_{c5}(t)$	Valor del percentil 5 de los datos de demanda	kW
$P_{c95}(t)$	Valor del percentil 95 de los datos de demanda	kW

Símbolos con letras griegas

Símbolo	Término	Unidad SI
η_{pv}	Eficiencia de un panel fotovoltaico de un tipo dado	-
η_{bc}	Eficiencia de carga de una batería de un tipo dado	-
η_{bd}	Eficiencia de descarga de una batería de un tipo dado	-
η_{ba}	Eficiencia de una bomba de un tipo dado	-
η_t	Eficiencia de una turbina hidráulica de un tipo dado	-
η_G	Eficiencia del generador Diesel	-
μ_{Pm}	Coefficiente de variación de la temperatura del panel fotovoltaico en la condición de extracción de máxima potencia	$^{\circ}\text{C}^{-1}$
γ_{sd}	Coefficiente de descarga propia de la batería	-
γ_{ba}	Coefficiente pérdidas por evaporación del agua en el tanque de almacenamiento	-
γ_v	Coefficiente de descarga propia de la batería de los vehículos eléctricos de tipo 2	-
ρ	Densidad del agua	kg m^{-3}
β	Ángulo de inclinación de los paneles fotovoltaicos	$^{\circ}$
ϕ	Ángulo azimut de los paneles fotovoltaicos	$^{\circ}$

Subíndices

Subíndice	Término
G	Generador Diesel
b	Batería
wt	Aerogenerador
pv	Panel fotovoltaico
bc	Proceso de carga de la batería
bd	Proceso de descarga de la batería
ba	Relacionado a la bomba perteneciente al sistema de almacenamiento por bombeo de agua
t	Relacionado a la turbina hidráulica perteneciente al sistema de almacenamiento por bombeo de agua
$v2$	Relacionado a los vehículos eléctricos de tipo 2
$v1$	Relacionado a los vehículos eléctricos de tipo 1

Capítulo 1

Introducción

El uso de la energía eléctrica juega un papel muy importante en el desarrollo socio-económico de la población [1], por ello existe una creciente demanda energética tanto en zonas urbanas como rurales alrededor del mundo, la cual se debe satisfacer a través del incremento de la capacidad de generación. Sin embargo, algunas zonas rurales no cuentan con suministro energético, así que se requiere extender la red de potencia hasta estos lugares o cuando esta opción es inviable, se realiza la implementación de sistemas de generación locales compuestos típicamente por generadores térmicos a base de combustibles fósiles. Para el año 2014, aproximadamente el 61 % de la energía generada en el mundo provenía de la quema de combustibles fósiles (gas natural y petróleo) [2]. Sin embargo, estos combustibles son la principal causa de contaminación ambiental, la cual está generando un cambio climático a nivel mundial, además de consumir recursos naturales limitados que algún momento serán insuficientes para cubrir la demanda energética. Por lo tanto se ha convertido en una prioridad, utilizar energías renovables en la generación de energía eléctrica [3,4].

Teniendo en cuenta lo anterior, surgen las microrredes como posibles soluciones energéticas, particularmente para las zonas no interconectadas a la red de potencia, las cuales minimizan el impacto ambiental de los sistemas de generación mediante la inclusión de fuentes de energía renovables disponibles en la zona, tales como el agua, el viento, la radiación solar y la biomasa [5]. Según Schwaegerl, las microrredes pueden definirse como plataformas que integran fuentes de energía, que pueden ser convencionales o renovables, con elementos de consumo energético tales como unidades de almacenamiento y cargas; los cuales están localizados en una red de distribución y cuyo modo de operación puede ser con conexión a la red de potencia o aisladas [6].

Las microrredes que operan permanentemente en modo aislado, en zonas no interconectadas, suelen combinar sistemas de generación convencionales y renovables, a lo cual se le denomina microrred híbrida; ya que generalmente se cuenta con la infraestructura de las fuentes convencionales o se tienen subsidios del gobierno que financian la adquisición de los combustibles fósiles, lo cual hace que sea económicamente viable la utilización de tecnologías convencionales. Además cuentan con sistemas de almacenamiento de energía para controlar las diferencias entre generación y demanda [5].

Por lo tanto el diseño las microrredes asiladas híbridas debe realizarse teniendo en cuenta la gestión e integración de los diferentes sistemas de generación y almacenamiento, a fin de cumplir con los requerimientos de demanda y calidad en el servicio.

En la literatura existen diversas metodologías de diseño que buscan cumplir con este objetivo; algunas de ellas se basan en el uso de métodos de optimización, otras emplean herramientas de simulación o análisis probabilístico de las variables involucradas en el diseño [5].

Sin embargo, aún existen aspectos por mejorar o a ser tenidos en cuenta en estas metodologías, tales como el adecuado modelado de la variabilidad de la potencia generada por las fuentes renovables,

la integración de nuevas tecnologías tales como vehículos eléctricos, super capacitores, flywheels, el adecuado uso y elección de los métodos de optimización, entre otros [7–10]; haciendo que ésta sea un área de de gran interés investigativo en la actualidad. En la Figura 1-1, se muestra la cantidad de estudios que se pueden encontrar en el área del diseño de microrredes entre los años 2007 y 2016, reportados en la base de datos SCOPUS; en total son 1,457 estudios.

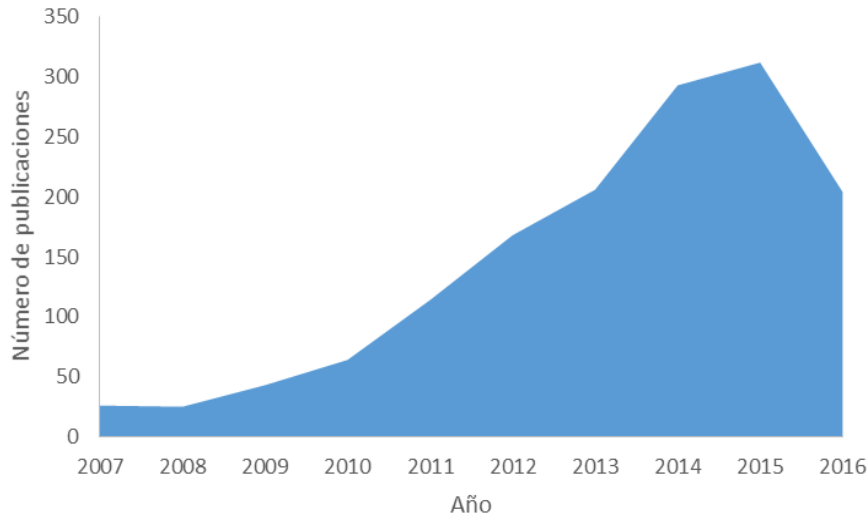


Figura 1-1. Número de publicaciones reportadas en SCOPUS [11] en el tema de diseño de microrredes entre 2007 y 2016.

1. Aportes de la tesis

Esta tesis realiza aportes en los siguientes aspectos:

Las metodologías de diseño de microrredes híbridas existentes emplean, en su mayoría, métodos de optimización heurísticos, con los cuales no puede darse garantía de la optimalidad del diseño, y no logran contemplar, aún, la integración de nuevas tecnologías como los vehículos eléctricos considerando su participación activa como sistemas de almacenamiento adicionales para la red [9].

Esta tesis propone la integración de vehículos eléctricos dentro de la metodología para el diseño de microrredes aisladas híbridas, usando un método de optimización iterativo llamado branch and cut, y teniendo en cuenta tanto restricciones técnicas como económicas, ecológicas y de confiabilidad del sistema, para el dimensionamiento de las unidades de generación y los dispositivos de almacenamiento. La metodología propuesta tiene en cuenta un sistema híbrido compuesto por generación diésel, eólica y fotovoltaica, incluyendo almacenamiento en baterías por bombeo de agua y que permita la integración de vehículos eléctricos.

La tesis se encuentra organizada como se indica a continuación: En el Capítulo 2 se presenta un recuento de los estudios previos realizados en el área del diseño óptimo de microrredes aisladas, identificando la necesidades a las que atiende la presente tesis. En el Capítulo 3 se indica la población rural no interconectada que será tomada como caso de estudio para la aplicación de la

metodología de diseño propuesta, y se presentarán los modelos de predicción y de infraestructura empleados para las variables climatológicas, la demanda eléctrica y los elementos de la microrred a diseñar. En el Capítulo 5 se propone la metodología de diseño de microrredes aisladas empleando métodos de optimización numérica; en este capítulo se presenta el planteamiento del problema de optimización, para los siguientes casos: escenarios determinísticos con un tiempo de cálculo de 6 meses, de 1 semana, y escenarios probabilísticos para un tiempo de cálculo de 1 semana. En el Capítulo 6 se comparan los resultados obtenidos aplicando los planteamientos propuestos, y aplicando dos métodos de diseño convencionales: un método heurístico (Algoritmo genético) tomado de la literatura y el software HOMER, para el mismo caso de estudio. Y, por último, en el Capítulo 7 se presentan las conclusiones y recomendaciones. En la figura 1-2 se presenta un esquema del contenido de los Capítulos 5 y 6 la presente tesis.

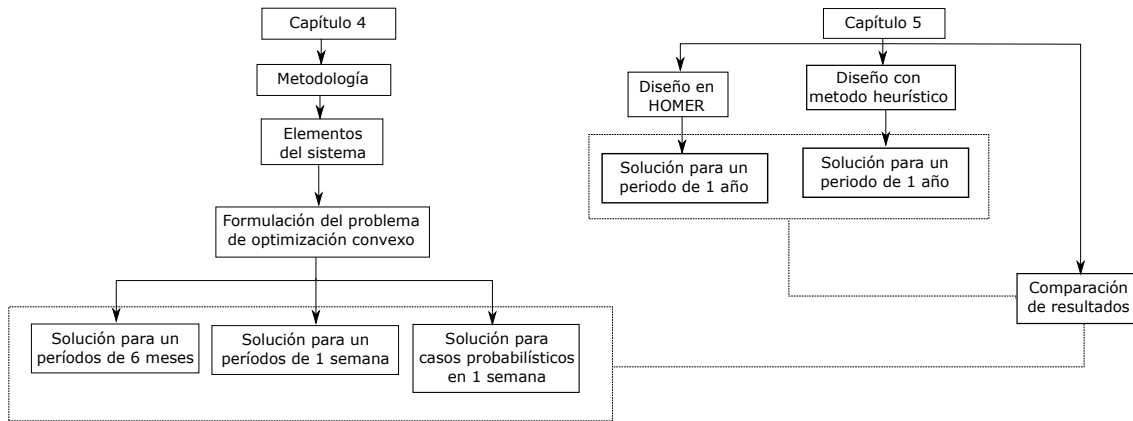


Figura 1-2. Esquema del contenido de la tesis.

Los aportes presentados en esta tesis se listan a continuación:

- Planteamiento de optimización convexa para el diseño de microrredes aisladas híbridas compuestas por generadores diésel, paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, baterías, un sistema de almacenamiento por bombeo de agua y que integran vehículos eléctricos; y solución de dicha optimización, para períodos de 6 meses.
- Planteamiento de optimización basada en escenarios probabilísticos, para el diseño de microrredes aisladas híbridas compuestas por generadores diésel, paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, baterías, un sistema de almacenamiento por bombeo de agua y que integran vehículos eléctricos; y solución de dicha optimización, teniendo en cuenta un período de 1 semana.
- Comparación de solución con optimización convexa, con optimización basada en escenarios probabilísticos, HOMER y un método heurístico basado en algoritmos genéticos empleado en la literatura, teniendo en cuenta un período de 1 año.

2. Objetivos

2.0.1. Objetivo general. Proponer una metodología de diseño de microrredes aisladas basada en técnicas de optimización iterativas que tenga en cuenta escenarios determinísticos y probabilísticos, que integre restricciones técnicas, económicas, ecológicas y de confiabilidad del sistema, para el dimensionamiento óptimo de las unidades de generación y los dispositivos de almacenamiento, y que incluya en los elementos de la microrred vehículos eléctricos, generación diesel, aerogeneradores, paneles fotovoltaicos y almacenamiento por baterías y bombeo de agua.

2.0.2. Objetivos específicos.

- Plantear un problema de optimización para el dimensionamiento de las fuentes y los sistemas de almacenamiento de energía de una microrred aislada, integrando restricciones técnicas, económicas, ecológicas y de confiabilidad del sistema.
- Elaborar una metodología para el diseño de microrredes aisladas usando métodos de optimización numérica, y aplicar, mediante simulación, esta metodología a un caso de estudio.
- Validar la metodología propuesta comparándola con otras metodologías tales como herramientas de software para diseño de microrredes y algoritmos de inteligencia artificial.

Capítulo 2

Estado del arte

Un esquema de las etapas que conforman el diseño de una microrred híbrida aislada se presenta en la Figura 2-1.

En él se tienen 3 etapas: La etapa de estimación de las variables de entrada, la etapa de modelado de los elementos y la etapa de calculo y dimensionamiento de los elementos [12].

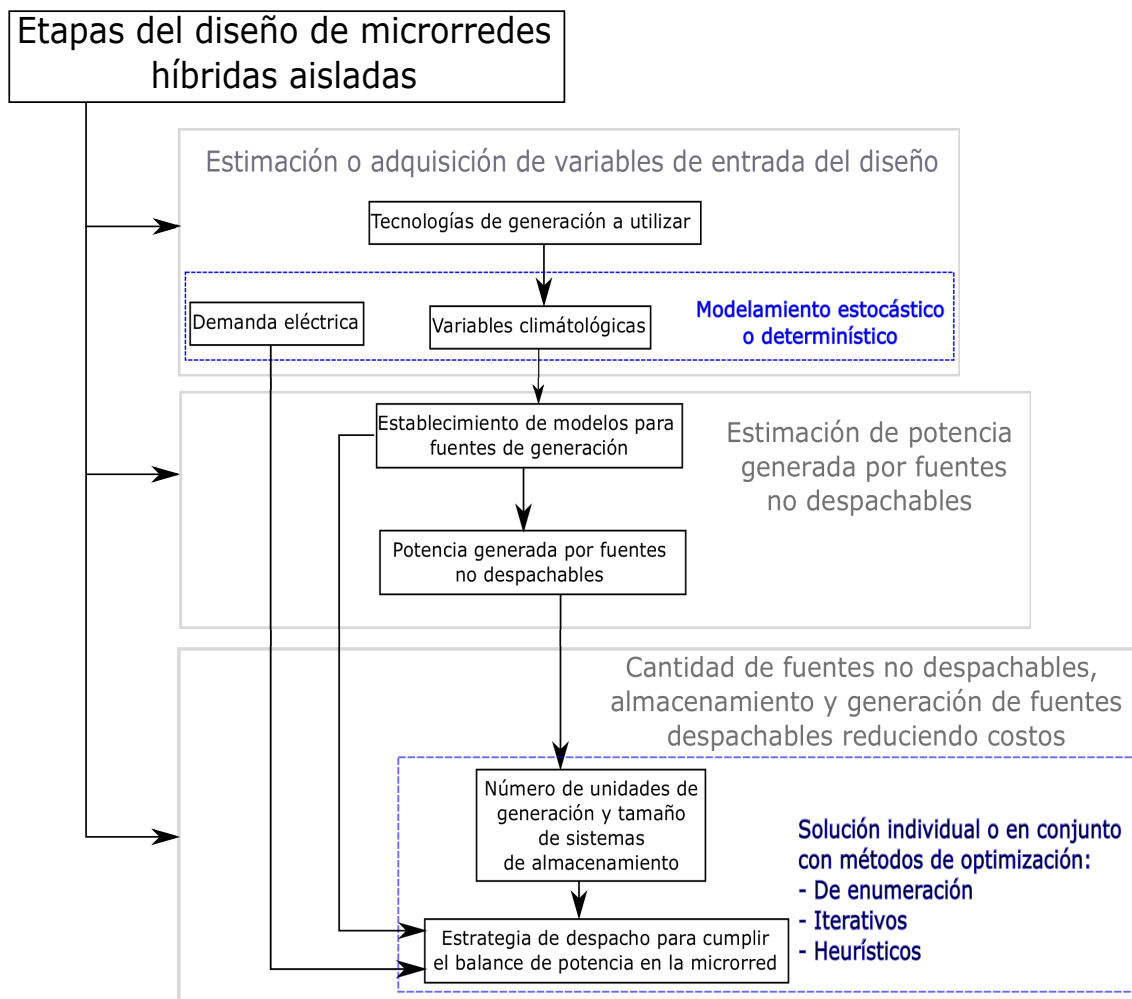


Figura 2-1. Esquema de las etapas de diseño de una microrred híbrida aislada.

La primera de las etapas denominada estimación o adquisición de las variables de entrada del diseño, trata a cerca encontrar o registrar los datos de demanda eléctrica y de potencia generada

por aquellas fuentes cuyo despacho no puede ser programado, tales como la fotovoltaica, la eólica, la mareomotriz, entre otras; ya que su potencia depende de variables climatológicas.

Considerando esta primera etapa, las metodologías para el diseño de microrredes híbridas aisladas pueden dividirse en dos grandes categorías [5]: aquellas que consideran las variables de entrada del diseño como determinísticas y aquellas que consideran estas variables como estocásticas. En los estudios [13–16] se emplean metodologías de diseño que realizan una consideración determinística para estas variables de entrada. En ellos se caracteriza su comportamiento mediante series de tiempo, las cuales generalmente constan de datos horarios tomados durante un periodo anual. Y para cada hora (o cada intervalo de tiempo en que los datos son registrados) se busca una coincidencia entre la generación y la demanda del sistema. Sin embargo al considerar las variables climatológicas y de demanda eléctrica como determinísticas, se tiene la desventaja de que se asume un comportamiento similar de éstas variables para los demás años de vida útil del sistema, ignorando las variaciones que se podrían presentar; por ejemplo cambios en el clima o crecimiento en la demanda. Por tal motivo en el estado del arte se propone una caracterización estocástica para estas variables. En [17] se dimensionan las baterías para un sistema solar-eólico, empleando los datos horarios de un día típico, calculados con funciones de probabilidad a las cuales fueron ajustados los datos, para cada mes del año. En [18] se tiene en cuenta la correlación entre potencia generada por los paneles fotovoltaicos y los aerogeneradores para diseñar un sistema conectado a la red con energía solar y eólica, para diferentes casos de demanda y generación. En general, estos estudios basados en el análisis estocástico coinciden en asignar a las variables de demanda y climatológicas una función de densidad de probabilidad, y generar a partir de ello escenarios que sean representativos con respecto al periodo de diseño elegido; con lo cual, se logra además, una reducción en el costo computacional del diseño, ya que los datos de los escenarios pueden ser menores a los datos de las series de tiempo tomadas en el caso determinístico.

En esta tesis se tienen en cuenta ambos enfoques, el estocástico y el determinístico para realizar el diseño de una microrred híbrida, y se presenta una comparación entre ellos.

En estudios previos, como el presentado en [19], se realiza la comparación de los resultados de diseño obtenidos empleando ambos enfoques. Sin embargo en la presente tesis se incluyen elementos adicionales a los incluidos en la microrred diseñada en [19], como el sistema de almacenamiento por bombeo de agua y los vehículos eléctricos.

Posterior a la caracterización del comportamiento de las variables climatológicas y de demanda, donde se realiza la obtención o generación de los respectivos datos o escenarios, se encuentra la segunda etapa del diseño en la cual se procede a calcular la potencia de salida de las fuentes renovables o fuentes no despachables, mediante los modelos establecidos para cada una de las fuentes; los modelos empleados en esta tesis pueden verse en el Capítulo 3. Para el caso de las fuentes despachables, como los generadores Diesel y las centrales hidráulicas; la energía a generar será programada a partir de la demanda que no logren cubrir las fuentes no despachables. Puesto que las primeras tienen una disponibilidad del recurso energético casi permanente, o mucho menos incierta que las segundas.

Finalmente, en la tercera etapa se establece la cantidad de fuentes renovables a emplear en el diseño y el tamaño de los sistemas de almacenamiento que garantizan una operación adecuada del sistema y minimizan los costos del mismo. Es decir, se busca una combinación de elementos que haga posible

el cumplimiento del balance de potencia en la microrred al menor costo posible. Para ello se tienen diversos métodos que exploran el espacio de búsqueda compuesto por las posibles combinaciones de fuentes renovables, convencionales y almacenamiento. Entre ellos, los más usados se describen en [8, 10] y son:

Métodos de enumeración: Buscan el tamaño de los elementos de forma exhaustiva, estableciendo una malla o trama de cálculo y evaluando el costo para cada uno de los puntos de la malla. Algunos software de diseño, como el HOMER, y los estudios [20, 21] se basan en la aplicación de estos métodos. Sin embargo estos implican un costo computacional muy elevado y la solución que se obtiene a partir de ellos puede ser sólo un mínimo local del sistema.

Métodos iterativos: Son procedimientos matemáticos que generan soluciones aproximadas a los problemas de optimización. Algunos de los métodos iterativos más usados son: Programación lineal (LP), programación cuadrática (QP) y programación lineal entera mixta (MILP). En estudios presentados en [21–23], se emplean estos métodos de optimización, ya que, como se establece en [24], en la última década se han presentado desarrollos en área de los algoritmos exactos para resolver problemas de optimización, los cuales han producido cambios drásticos en el mejoramiento de los tiempos de ejecución de los problemas clásicos. En [22] se emplean un algoritmo de programación lineal, para dimensionar el sistema de almacenamiento por bombeo de agua en una microrred aislada; en [23] y [21] se emplea programación lineal entera mixta para seleccionar la ubicación y el tamaño óptimo de las fuentes renovables en una microrred aislada para un caso de estudio de una población no interconectada rural en Perú. Sin embargo, aunque en [21] se emplean criterios técnicos y económicos en la localización y el dimensionamientos de los elementos de una microrred híbrida para una zona aislada, se establece la necesidad de estudios posteriores que incluyan más de un objetivo en la optimización y que integren otros sistemas de almacenamiento además de las baterías.

Métodos de inteligencia artificial: Se valen del uso de heurísticas para aproximarse a la mejor solución del problema de optimización sin garantizar que podrá encontrar dicha solución óptima [10]. Algunas de las técnicas de inteligencia artificial más usadas para diseño de microrredes, son:

- Algoritmos genéticos (GA), usados en los estudios [13, 25]. En [13] se realiza el dimensionamiento óptimo de los componentes de una microrred híbrida compuesta por paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, generador Diésel, celdas de combustible y almacenamiento por hidrógeno y baterías; cumpliendo simultáneamente con tres funciones objetivo en la optimización: reducción de los costos del sistema, reducción de los gases contaminantes y reducción de la demanda desatendida. En [25], se realiza el diseño óptimo de una microrred híbrida compuesta por paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y baterías, buscando reducir los costos y la demanda no suministrada.
- Algoritmos de optimización por enjambre de partículas (PSO), empleados en [16], donde se plantea el diseño óptimo de una microrred híbrida compuesta por aerogeneradores, paneles fotovoltaicos, generador diesel, baterías, celdas de combustible, electrolizador y tanque de hidrógeno.

Sin embargo estos métodos heurísticos presentan la desventaja de que pueden converger a mínimos locales del problema, al igual que las técnicas de enumeración; por lo que, en la presente tesis se propone emplear una técnica de optimización iterativa, el algoritmo de programación entera mixta branch and cut (ramificación y corte). Además se responde a las necesidades identificadas en

[21], teniendo en cuenta múltiples objetivos en la optimización, realizando la inclusión de nuevas tecnologías en ella, tales como los vehículos eléctricos, el almacenamiento por bombeo de agua y comparando las soluciones obtenidas empleando técnicas de optimización iterativas, de enumeración y de inteligencia artificial.

Se resalta la comparación entre técnicas de optimización iterativas, de enumeración y de inteligencia artificial como un aporte adicional de esta tesis; ya que en el estado del arte se encuentran estudios que realizan comparaciones para cada técnica por separado, como los presentados en [26] donde se comparan los diseños obtenidos con técnicas de inteligencia artificial y en [27] donde se realiza una comparación entre diseños obtenidos empleando técnicas de enumeración.

Capítulo 3

Modelos matemáticos

Dada la característica variable de las condiciones climatológicas, y a que la potencia generada por las fuentes renovables depende de estas condiciones, es necesario realizar una adecuada estimación de estas condiciones, para emprender la tarea de diseño. Además, debe estimarse, la demanda eléctrica del sistema.

La estimación de las variables climatológicas y la demanda eléctrica puede hacerse de dos formas: estocástica o determinística [8]. En el enfoque estocástico, la demanda eléctrica y las variables climatológicas se consideran variables aleatorias que cumplen con ciertas funciones de densidad de probabilidad, por ejemplo, puede considerarse que la irradiancia solar cumple con una distribución de densidad de probabilidad Beta [28], la velocidad del viento con una función de densidad de probabilidad Weibull [5], la temperatura ambiente con una de densidad de probabilidad Kernel [29].

En el enfoque determinístico, la demanda eléctrica y las variables climatológicas son determinadas a partir de series de tiempo de datos recolectados en el sitio o datos sintetizados. Por lo general se emplean para ello, mediciones de estaciones climatológicas.

En el presente trabajo se empleará una combinación de ambos enfoques para determinar las variables climatológicas: temperatura ambiente, irradiancia solar y velocidad del viento.

1. Demanda eléctrica

La demanda eléctrica del sistema está compuesta por la demanda de las cargas convencionales y la demanda de los vehículos eléctricos, como se describe a continuación. Dichas variables se examinan con resolución horaria.

1.1. Demanda eléctrica residencial. La demanda eléctrica residencial de una comunidad aislada puede tomar valores de 0 kW cuando no se cuente con los recursos energéticos requeridos; dicho recurso podría ser el combustible, la cantidad de viento o irradiancia. En estas horas la demanda atendida es cero pero esto no indica que, si hubiera recursos suficientes, el consumo energético seguiría siendo nulo; en vez de esto es más probable que el consumo en estas horas desatendidas siga un patrón determinado el cual se puede caracterizar, a través de los días en los que se atendió demanda en todas las horas; pues en comunidades donde se tienen hospitales, alumbrado público, o cargas permanentes, el consumo mínimo en cualquier hora del día será igual o superior al de estas cargas.

Por ello, propone establecer un valor de demanda base o valor de demanda mínima consumida que reemplazará el consumo en las horas de demanda cero o menor a éste valor, en la serie de datos de

demanda.

Se propone que dicho valor sea calculado a través de la construcción de la curva de duración de demanda para los días u horas en los que se presentó suministro completo. Esta curva indica el número de horas al año en las que se presenta una demanda superior o igual a cierto valor; y se construye a través de la organización descendente de los datos de demanda horarios.

La demanda base, se toma como el valor mínimo de la curva de duración de demanda, es decir, el último valor, correspondiente a la demanda que se presenta durante las 8,760 horas del año, o durante las horas analizadas, como se muestra en la Figura 3-1.

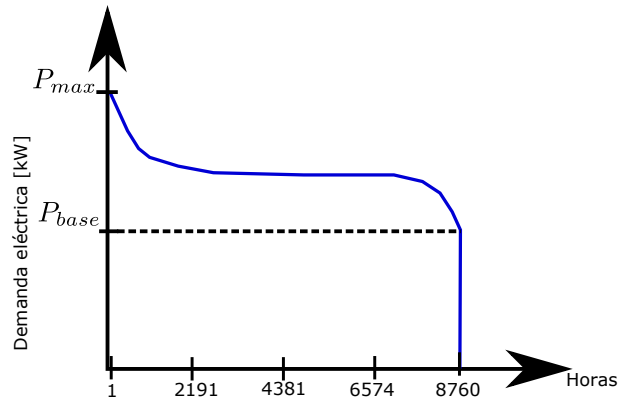


Figura 3-1. Curva de demanda organizada de forma descendente.

Donde,

- P_{base} es la demanda base, la cual, en este caso es igual a la demanda mínima.
- P_{max} es el valor máximo alcanzado por la demanda en las 8,760 horas del año.

Otra posibilidad es tomar una demanda base con un valor mayor a la demanda mínima hallada en la curva de duración de demanda, dando mayor robustez al diseño planteado; ya que se garantizará que el sistema puede producir un poco más de lo que se requiere en las horas de consumo mínimo.

2. Vehículos eléctricos

Los vehículos eléctricos han comenzado a ser parte importante de las microrredes [30] debido a que estos reducen las emisiones de gases contaminantes con respecto a los vehículos de combustión interna. En el estudio [31], se establece que los vehículos eléctricos aplicados en zonas rurales pueden otorgar grandes beneficios tales como el mejoramiento del transporte público en la comunidad, la reducción de gases contaminantes, entre otros; los cuales ya han sido identificados en zonas urbanas como las provincias de Inagi y Yokohama en Japón, donde se han empleado vehículos eléctricos para labores de uso público.

Por lo tanto, en esta tesis se propone la integración de los vehículos eléctricos dentro de los elementos de la microrred a diseñar. Se establece que dicha microrred estará ubicada en una zona rural.

Se incluirán 5 vehículos eléctricos, tipo Renault Twizy [32], en la microrred; estos 5 vehículos serán destinados a 5 entidades del municipio: la alcaldía, el juzgado, la secretaría de gobierno, el hospital y la estación de policía. Por lo tanto se propone que en cada uno de estos lugares exista una estación

de carga para el vehículo eléctrico.

Debido a las características de los vehículos Twizy, la estación de carga solo requiere de un circuito a 220 V AC, que soporte una corriente superior a los 10 A; es por ello que se considerará que estos circuitos ya existen en los lugares donde se deben cargar los vehículos, y su costo no será tenido en cuenta en el análisis económico.

2.1. Vehículos eléctricos de tipo 1. Para realizar la inclusión de los vehículos eléctricos en el diseño de la red, se requiere calcular su consumo eléctrico diario, para lo cual se asume que los vehículos de la estación de policía y del hospital se gastan toda la energía disponible en la batería diariamente, y además se cargan en su totalidad durante la horas de la noche, por ello estos dos vehículos no estarán disponibles para entregar la energía sobrante al sistema, y serán vistos siempre como una carga adicional durante el horario nocturno, la cual podrá distribuirse libremente; dicha consideración se hace para garantizar la mayor disponibilidad posible de estos vehículos durante el día. Estos vehículos, que no tienen la posibilidad de actuar como baterías adicionales de la micro-red se denominarán vehículos eléctricos de tipo 1.

2.2. Vehículos eléctricos de tipo 2. Para los vehículos de la alcaldía, la secretaria de gobierno y el juzgado se hará una consideración diferente, ya que estas entidades tienen agendas donde programan los recorridos a realizar y no requieren atender situaciones imprevistas con tanta frecuencia como el hospital y la policía; por ello mediante el uso de una función de densidad de probabilidad Lognormal [33] se calcularán los recorridos diarios y el consumo diario de estos vehículos; con lo cual podrá determinarse la energía sobrante diaria, la cual será entregada a la red nuevamente; y durante el horario en el cual estos vehículos no prestan servicio éstos serán utilizados como baterías adicionales en el sistema, por lo cual se denominarán vehículos eléctricos de tipo 2. Si no se conocen las distancias diarias recorridas por los vehículos durante un año, éstas serán calculadas con la misma función de densidad de probabilidad (Lognormal) la cual se indica en la ecuación 3-1.

$$(3-1) \quad f(d) = \frac{1}{d\sigma\sqrt{2\pi}} e^{\left(-\frac{\ln(d)-\mu}{2\sigma^2}\right)}$$

Donde d es la distancia recorrida por el vehículo en [km] durante un viaje, μ es la media de la distancia de viaje en 1 año y σ es la desviación estándar de la distancia de viaje.

Los parámetros de la función Lognormal se estiman a partir de distancias de viaje conocidas, de recorridos realizados por los funcionarios de las entidades a las cuales están destinados los vehículos, o asumiendo que estos se realizan recorridos a las veredas o poblaciones más cercanas a la comunidad de diseño.

Con la función de distribución Lognormal ya caracterizada, se procede a generar 365 distancias aleatoriamente y se asumen los mismos recorridos diarios para los tres vehículos. Luego, estas distancias se multiplican por dos, para representar la distancia de viaje y retorno. Además, se pueden tener varios viajes durante un mismo día; por lo cual se genera aleatoriamente, empleando una

distribución de probabilidad binomial, el número de viajes por día $n_v(t)$.

Así, el consumo energético diario de cada vehículo del tipo 2 $G_{v2}(t)$ es:

$$(3-2) \quad G_{v2}(t) = 2d(t)n_v(t)G_{vi}$$

Donde G_{vi} es el consumo energético de un vehículo eléctrico Twizy en kW h km^{-1} .

3. Datos climatológicos

3.1. Velocidad del viento. Los datos climatológicos de la zona donde se realizará el diseño, deben de ser medidos hora a hora para un período de un año; sin embargo, es común que se tengan datos faltantes en estas series debido a que se puede perder el suministro energético de los sensores. Por este motivo, algunos datos deben ser generados sintéticamente a partir de funciones de probabilidad, como se indica en [34].

Para la presente metodología, estos datos serán completados como se indica a continuación: Para la velocidad del viento se asume una distribución de probabilidad Weibull para los datos (ver ecuación 3-3), ya que en [5] se indica que esta función de probabilidad es usada para modelar el comportamiento del viento, calculando los parámetros a y b de dicha función de probabilidad empleando los datos existentes. Dicho procedimiento se aplica sin tener en cuenta el espaciamiento de las muestras en el tiempo.

La función de densidad de probabilidad Weibull, para la velocidad del viento v , está dada por la siguiente expresión.

$$(3-3) \quad f(v, a, b) = \begin{cases} \frac{b}{a} \left(\frac{v}{a}\right)^{b-1} e^{-\left(\frac{v}{a}\right)^b} & v \geq 0 \\ 0 & v < 0 \end{cases}$$

Se aclara sin embargo que, debe verificarse que los datos del sitio efectivamente cumplan con esta función de densidad de probabilidad Weibull, analizando el error de su ajuste a otras funciones de probabilidad.

3.2. Temperatura ambiente. Para el caso de la temperatura, se asume una distribución de probabilidad Kernel para los datos (ver ecuación 3-4), ya que en [29] se reporta que dicha función de probabilidad permite modelar el comportamiento de la temperatura en el diseño de sistemas con fuentes renovables. Los parámetros de la distribución se calculan con los datos de temperatura existentes.

La función de densidad de probabilidad Kernel, para la temperatura ambiente T_a está dada por la siguiente expresión.

$$(3-4) \quad f(T_a, h, n) = \left(\frac{1}{nh}\right) \sum_{i=1}^n K\left(\frac{T_a - T_{a,i}}{h}\right) ; \text{ Para } -\infty < T_a < \infty$$

donde n es el número de muestras de la serie de datos, h es el ancho de banda y $K(\cdot)$ es una función de suavizado que para este caso es la curva de una distribución normal.

Se aclara como en el caso de los datos de viento que, debe verificarse que los datos del sitio efectivamente cumplan con esta función de densidad de probabilidad Kernel, analizando el error de su ajuste a otras funciones de probabilidad.

3.3. Irradiancia solar. En el caso de la irradiancia solar G_T , se emplea una función de probabilidad Beta, la cual es popularmente utilizada en la literatura según se indica en [8]. La función de densidad de probabilidad para una distribución Beta se presenta en la ecuación 3-5.

$$(3-5) \quad f(G_T) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} \left(\frac{G_T}{G_T^M}\right)^{\alpha-1} \left(1 - \frac{G_T}{G_T^M}\right)^{\beta-1}$$

donde G_T^M es la radiación irradiancia máxima para en el año y la función Γ esta dada por la siguiente expresión:

$$(3-6) \quad \Gamma(G_T) = \int_0^\infty t^{G_T-1} e^{-t} dt$$

Los parámetros α y β se calculan a partir del ajuste de las mediciones de irradiancia a esta función de densidad de probabilidad.

Se aclara sin embargo que, debe verificarse que los datos del sitio efectivamente cumplan con esta función de densidad de probabilidad Beta, analizando el error de su ajuste a otras funciones de probabilidad.

4. Modelos de infraestructura

Para el presente trabajo se considerará un sistema híbrido, cuyas fuentes renovables son fotovoltaica y eólica, y las no renovables serán generadores diésel.

El sistema de almacenamiento es híbrido, combinando baterías y almacenamiento por bombeo hidráulico, ya que estas dos tecnologías mostraron proveer un menor costo en conjunto que individualmente, cuando fueron planeadas para una microrred aislada, como se indica en [35].

En general, la microrred híbrida propuesta está compuesta por dos unidades de generación diésel, un banco de baterías, paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, un sistema de almacenamiento por bombeo de agua y 5 vehículos eléctricos, además de la carga eléctrica demandada por la comunidad. Un esquema de dicha microrred se ilustra en la Figura 3-2.



Figura 3-2. Esquema de la microrred híbrida aislada.

A continuación se presentan los modelos empleados para representar cada uno de los elementos que componen la microrred.

5. Consideraciones

Las consideraciones que se establecen para el modelamiento de la microrred son:

- No se tiene en cuenta el efecto de los inversores y convertidores.
- No se tienen en cuenta los requerimientos de potencia reactiva del sistema ni el factor de potencia con el cual operan los elementos de carga y generación, es decir que sólo se garantizará el balance de potencia activa. Y las cargas serán vistas como una potencia activa variable.
- No se consideran fallos en los elementos de la microrred.
- Las variables y estados del sistema se consideran constantes durante cada paso de la simulación, el cual es de una hora.
- Se considera que los aerogeneradores y los paneles fotovoltaicos poseen un controlador de seguimiento de máxima extracción de potencia.

6. Generador Diésel

La potencia entregada por el generador diésel en cada hora $P_G(t)$, está dada por la siguiente expresión [36]:

$$(3-7) \quad P_G(t) = \eta_G P_{Gi}(t)$$

Donde η_G es la eficiencia del generador y $P_{Gi}(t)$ es la potencia real generada hora a hora teniendo en cuenta dicha eficiencia.

El consumo del combustible diésel esta dado por la ecuación 3-8 [36]:

$$(3-8) \quad G_{cd}(t) = A_D P_G^M + B_D P_{Gi}(t)$$

donde los coeficientes A_D y B_D son: $A_D = 0.0845$ [1kW⁻¹] y $B_D = 0.2461$ [1kW⁻¹].

Siendo A_D y B_D coeficientes; el primero es una constante de proporcionalidad que relaciona la potencia suministrada con el consumo del combustible. El segundo es un consumo marginal que existe aún cuando el generador no entrega potencia a la red, por el hecho de encontrarse encendido; y es un valor proporcional a la potencia nominal del generador.

Así, a partir de la potencia entregada por el generador Diésel en cada hora, puede calcularse el volumen de diésel requerido para ello.

Por su parte, la potencia generada por los aerogeneradores, paneles fotovoltaicos, la energía almacenada en la batería y en el sistema de almacenamiento por bombeo de agua, cumplen con los siguientes modelos, tomados de [35, 37, 38].

7. Aerogeneradores

La potencia generada por un aerogenerador está condicionada por la velocidad de viento $v(t)$; mientras mayor sea esta velocidad del viento, mayor será la potencia extraída, sin embargo ésta relación no es lineal, sino que está dada por la ecuación 3-9 [37].

$$(3-9) \quad P_{wt}(t) = \begin{cases} P_{wt}^M \frac{v^2 - v_C^2}{v_R^2 - v_C^2}; & v_C \leq v \leq v_R \\ P_R; & v_R \leq v \leq v_F \\ 0; & v \leq v_C \text{ ó } v \geq v_F \end{cases}$$

Dónde,

- P_{wt}^M es la potencia nominal del aerogenerador.
- v_R es la velocidad de viento nominal del aerogenerador.
- v_C es la velocidad de corte inferior del aerogenerador, es decir, la velocidad del viento a partir de la cual éste comienza a generar potencia. Para velocidades menores la potencia generada es cero.
- v_F es la velocidad de corte superior del aerogenerador, es decir, la velocidad del viento a hasta la que puede extraer potencia del viento. Para velocidades mayores la potencia generada es cero.

Al ingresar los datos de la serie de tiempo, de velocidad de viento, de la ecuación 3-9, se obtiene la potencia entregada por 1 aerogenerador hora a hora durante el año.

Por lo tanto la potencia total entregada por los aerogeneradores será, la potencia de 1 aerogenerador ($P_{wt}(t)$), multiplicada por el numero de aerogeneradores de la microrred.

8. Paneles fotovoltaicos

La potencia generada por un panel fotovoltaico está relacionada con la cantidad de irradiancia solar recibida por el panel y la temperatura ambiente. Dicha potencia está dada por la ecuación 3-10 [38].

$$(3-10) \quad P_{pv}(t) = f_{pv} \frac{G_T(t)}{G_0} \left[P_{pv}^M + \mu_{Pm}(T_M(t) - T_{M0}) \right]$$

Siendo,

- G_T la irradiancia solar recibida en cada uno de los módulos fotovoltaicos asumiendo que todos ellos poseen la misma ubicación, con azimut de 180° y un ángulo de inclinación de 5.99° .
- G_0 la irradiancia solar en condiciones estándar de operación de los paneles.
- P_{pv}^M es Potencia nominal de cada panel fotovoltaico.
- μ_{Pm} el coeficiente de variación de la temperatura del panel fotovoltaico en la condición de extracción de máxima potencia.
- $T_M(t)$ la temperatura del modulo, es decir, de cada panel.
- T_{M0} la temperatura de cada panel fotovoltaico en condiciones estándar.
- f_{pv} el factor de reducción de la potencia del panel.

La temperatura de cada módulo T_M se calcula como:

$$(3-11) \quad T_M(t) = T_a(t) + G_T(t) \frac{T_N - 20}{800}$$

Donde T_N es la temperatura normal de operación de los paneles fotovoltaicos del tipo elegido.

Al ingresar los datos de las series de tiempo, de temperatura ambiente y irradiancia solar para el lugar de diseño de la microrred en la ecuación 3-10, se obtiene la potencia entregada por 1 panel fotovoltaico hora a hora durante el año.

Por lo tanto la potencia total entregada por los paneles fotovoltaicos será, la potencia de un panel ($P_{pv}(t)$), multiplicada por el número de paneles fotovoltaicos de la microrred.

Se hace la anotación de que el factor f_{pv} tiene en cuenta la eficiencia total de los paneles y los inversores DC/AC. Además algunos efectos como el mismatching y el sombreado (shading), que reducen la potencia de salida del arreglo de paneles, pueden ser tenidos en cuenta en este factor.

9. Baterías

Según se plantea en [37], la energía en la batería cumple con la expresión de la ecuación 3-12. Considerando un banco de baterías, donde cada batería posee el mismo nivel de carga que las demás, y teniendo en cuenta que la potencia de carga y descarga se encuentran separadas en variables diferentes P_{bc} y P_{bd} , ambas positivas.

$$(3-12) \quad E_b(t+1) = E_b(t)(1 - \gamma_{sd}) + \left(\eta_{bc} P_{bc}(t) - \frac{1}{\eta_{bd}} P_{bd}(t) \right)$$

Donde,

- $E_b(t)$ es la energía almacenada en el banco de baterías en el instante t .
- γ_{sd} es el coeficiente de descarga propia de las baterías.
- η_{bc} es la eficiencia de carga de una batería de un tipo dado.
- η_{bd} es un factor que agrupa la eficiencia de descarga de una batería de un tipo dado y la eficiencia del inversor de corriente de la batería.

La energía inicial de cada batería $E_b(0)$, se considera como la energía mínima que puede almacenar cada batería, es decir, E_b^m .

10. Sistema de almacenamiento por bombeo de agua

Energía almacenada en el sistema de almacenamiento por bombeo de agua esta dada por la ecuación 3-15, tomada de [35]; la cual considera los caudales de bombeo y de ingreso a la turbina hidráulica como dos variables diferentes.

$$(3-13) \quad E_{ba}(t+1) = E_{ba}(t)(1 - \gamma_{ba}) + [3600(q_{ba}(t) - q_t(t))]$$

Donde,

- $E_{ba}(t)$ es la energía almacenada en el tanque de agua en el instante t .
- γ_{ba} es el coeficiente pérdidas por evaporación del agua en el tanque.
- $q_{ba}(t)$ es el caudal de bombeo.
- $q_t(t)$ es el caudal de ingreso a la turbina hidráulica.

Los caudales de bombeo $q_{ba}(t)$ y de ingreso a la turbina hidráulica $q_t(t)$, se calculan mediante las siguientes expresiones:

$$(3-14) \quad q_{ba}(t) = \frac{1000\eta_{ba}P_{ba}(t)}{\rho gh}$$

$$(3-15) \quad q_t(t) = \frac{1000P_t(t)}{\rho gh\eta_t}$$

Siendo,

- h la altura del tanque de almacenamiento de agua.
- ρ la densidad del agua.
- g la gravedad.
- η_{ba} la eficiencia de la bomba.
- η_{bd} la eficiencia de descarga de una batería de un tipo dado.

La energía inicial almacenada en el tanque $E_{ba}(0)$ se toma como 0.

Un esquema de este sistema de almacenamiento se ilustra en la Figura 3-3; allí se observa cómo la energía del sistema es almacenada en forma volumen de agua en el tanque.

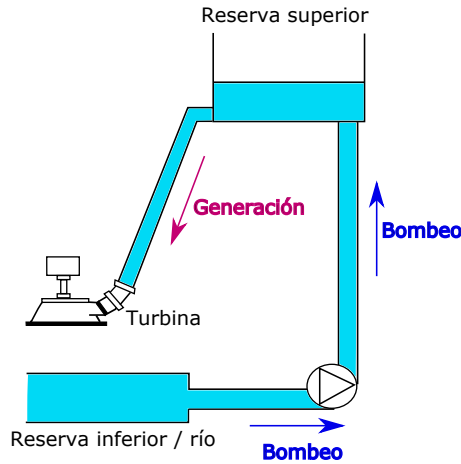


Figura 3-3. Esquema de sistema de almacenamiento por bombeo de agua. Adaptado de [35].

11. Vehículos eléctricos

La ecuación de energía en la batería para los vehículos eléctricos de tipo 2 es análoga a la ecuación 3-12 [33]. Sin embargo para los vehículos eléctricos se considera una eficiencia de carga y descarga de la batería iguales al 100%.

$$(3-16) \quad E_v(t+1) = E_v(t)(1 - \gamma_v) + (P_{v2c}(t) - P_{v2d}(t))$$

Donde,

- $E_v(t)$ es la energía almacenada en las baterías de los vehículos eléctricos de tipo 2 en el instante t .
- γ_v es el coeficiente de descarga propia de las baterías de los vehículos eléctricos de tipo 2.
- $P_{v2c}(t)$ es la potencia de carga de las baterías de los vehículos eléctricos de tipo 2.
- $P_{v2d}(t)$ es la potencia de descarga de las baterías de los vehículos eléctricos de tipo 2.

La potencia de descarga de los vehículos eléctricos de tipo 2 durante su horario de operación es igual a la cantidad de potencia consumida en los recorridos. Dicha potencia consumida en los recorridos se asume igual para todas las horas de operación y se calcula como la energía consumida en cada recorrido G_{v2} dividida por el número de horas de servicio de los vehículos eléctricos de tipo 2 h_{v2} :

$$(3-17) \quad P_{v2d} = \frac{G_{v2}}{\sum_1^{24} h_{v2}}$$

La carga inicial de las baterías de los vehículos eléctricos $E_v(0)$ se toma como la carga mínima. Los vehículos eléctricos de tipo 1 serán vistos por el sistema como una carga ($P_{v2c}(t)$) con un valor total a la energía máxima almacenable en las baterías de los vehículos elegidos (6.1 kWh para vehículos Renault Twizy), dicha carga puede ingresar en cualquier momento durante el horario en que estos vehículos no se encuentran operando.

Capítulo 4

Caso de Estudio

Se plantea el municipio de Unguía, en el departamento de Chocó, como caso de estudio para la aplicación de la metodología de diseño propuesta. La ubicación de este municipio se ilustra en la Figura 4-1. Esta comunidad fue seleccionada ya que en el estudio [39], realizado por la Universidad Javeriana en 2011 se indica que dicho municipio es una buena opción para la implementación de alternativas de generación solar y eólica.

En [39] se analiza la viabilidad de alternativas de generación con fuentes renovables como soluciones de energización para centros poblados pequeños (menos de 500 habitantes) de 49 municipios que pertenecen a las Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia; se toman los promedios mensuales de irradiancia solar y velocidad de viento para dimensionar el sistema, y se comparan los costos de generación obtenidos con cada alternativa con respecto a los costos máximos de prestación de servicio establecidos por la CREG para cada municipio; obteniéndose como resultado que en el municipio de Unguía la alternativa de energización con paneles fotovoltaicos otorga costos de generación inferiores a los costos máximos de prestación del servicio, mientras que la alternativa eólica presenta costos de generación comparables; por lo tanto se sugiere la exploración de ambas alternativas.

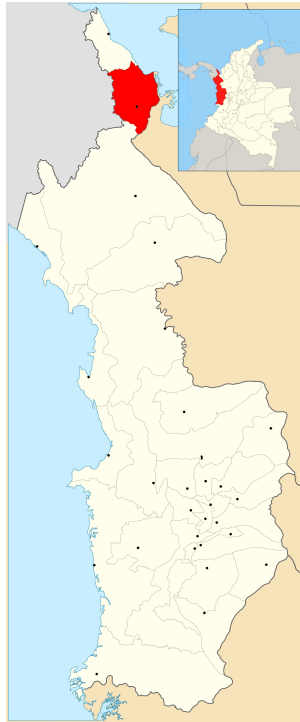


Figura 4-1. Ubicación de la comunidad de Unguía - Chocó.

A continuación se presentan los datos de demanda eléctrica, irradiancia solar, temperatura y velocidad de viento empleados como datos de entrada para los modelos presentados anteriormente.

1. Demanda eléctrica

La demanda eléctrica consumida en la comunidad de Unguía hora a hora durante el año 2015 fue suministrada por el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas - IPSE [40]. A partir de estos datos de demanda eléctrica ordenados de forma descendente, se obtiene la curva mostrados en la Figura 4-2. En la cual se observa que la demanda presenta un valor de cero a partir de las 5,611 horas, pues hubo 3,149 horas sin servicio durante el año 2015 en la comunidad de Unguía. En la curva se tienen 2 puntos de inflexión, el primero en 43.67 kW y el segundo en 233.4 kW. Para este caso la demanda base se establece en 233.4 kW; pues con este valor se obtiene un diseño con mayor holgura, ya que como mínimo siempre se cubrirá este valor de demanda, evitando así posibles inconvenientes en el servicio ante un incremento en la demanda.

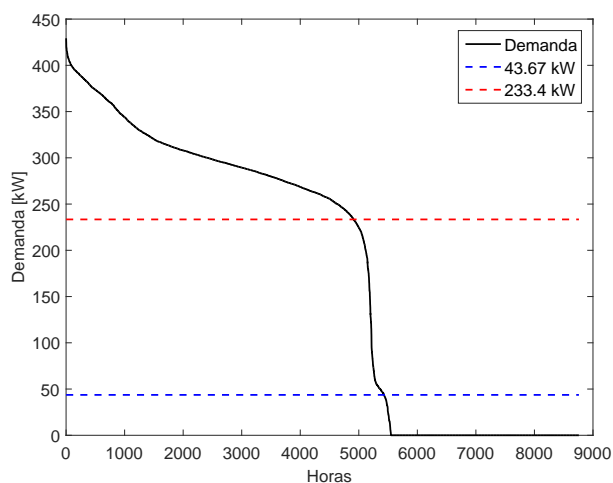


Figura 4-2. Demanda del municipio de Unguía organizada de forma descendente.

Como se tienen períodos de tiempo largos, de más de 1 mes, en los cuales no se prestó servicio eléctrico en la comunidad de Unguía; en estos períodos la demanda eléctrica será aproximada en cada día de la semana por un promedio diario, obtenido con los días que presentaron más de 18 horas de suministro en el año (asumiendo que en las horas no suministradas la el valor de la demanda es el base establecido anteriormente). Esta demanda promedio para cada día de la semana se ilustra en la Figura 4-3.

La demanda de los días de menos de 18 horas de servicio se establece como dicho promedio.

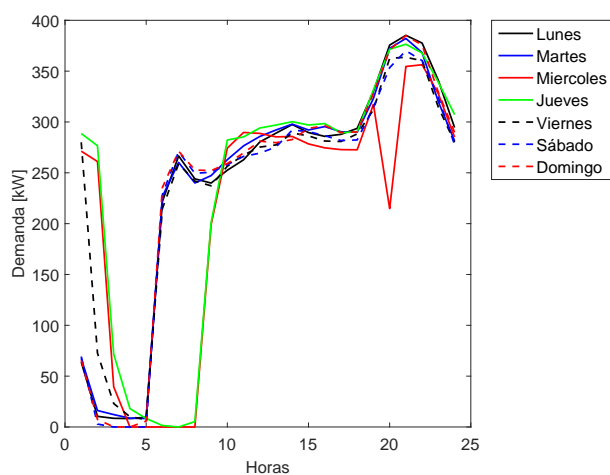


Figura 4-3. Demanda eléctrica promedio para los días de la semana con más de 18 horas de suministro, en Unguía.

Las series de tiempo de demanda eléctrica suministrada y completada, para algunos días del mes de marzo en el municipio de Unguía, se presentan a continuación.

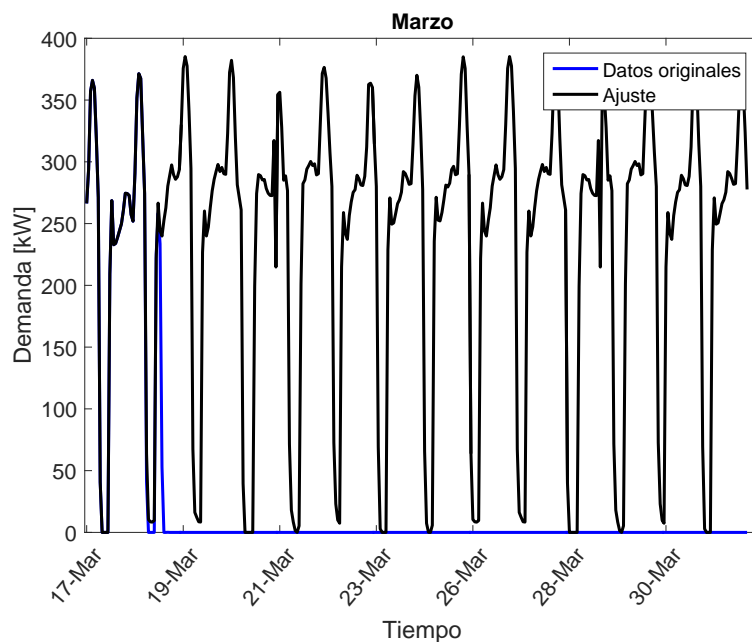


Figura 4-4. Demanda eléctrica para días del mes de marzo del año 2015 en el municipio de Unguía.

En la Figura 4-4 puede observarse que los datos medidos de demanda eléctrica fueron cero a partir del 19 de marzo de 2015, sin embargo los datos ajustados son diferentes de cero en este período y su forma se asemeja a la de los días donde se presentó un suministro completo, por ejemplo el 18 de marzo.

2. Demanda de vehículos eléctricos

Paras los vehículos eléctricos de tipo 1, dedicados al hospital y la estación de policía de Unguía se estableció el siguiente horario de operación:

Lunes a domingo de 7 a.m. a 7 p.m.

Y, para los vehículos eléctricos de tipo 2, dedicados a la Alcaldía, la secretaría de gobierno y el juzgado de Unguía, se tiene el siguiente horario [41]:

Lunes a viernes de 8 a.m. a 6 p.m.

Los parámetros μ y σ de la distribución lognormal, que caracteriza la distancia diaria recorrida por los vehículos eléctricos de tipo 2, se calculan a partir de los datos de distancia entre la alcaldía y las veredas a las cuales es posible llegar por carretera. A continuación se describen estos datos.

Se consideran 4 sitios a los cuales es posible llegar por carretera; estos sitios se ilustran en la Figura 4-5 y son: el puerto del Atrato cuya distancia a la alcaldía es de 2.10 km, vereda Hinestrosa cuya distancia a la alcaldía es de 9.57 km, Vereda 1 cuya distancia a la alcaldía es de 4.51 km, Vereda 2 cuya distancia a la alcaldía es de 3.56 km.

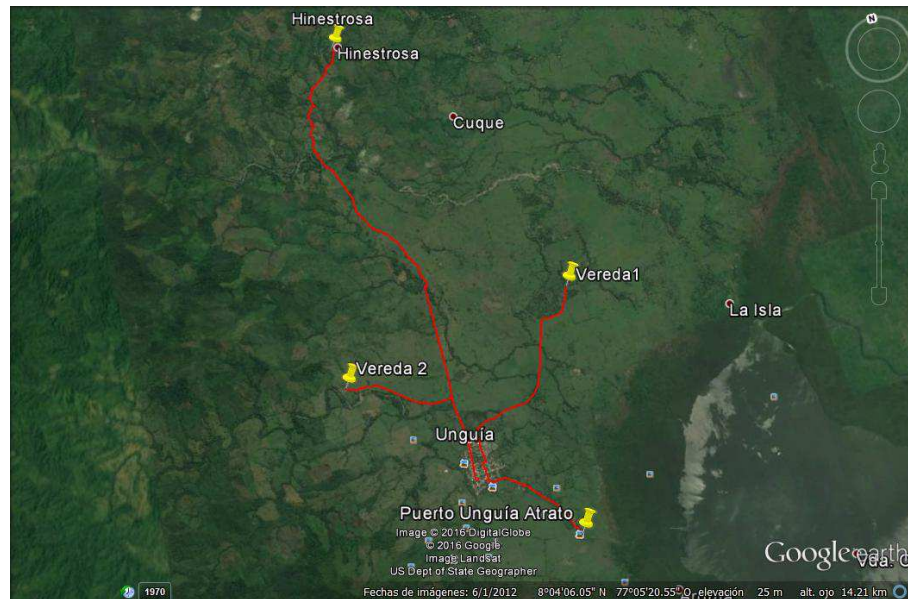


Figura 4-5. Recorridos realizados por los vehículos eléctricos de la alcaldía, la secretaria de gobierno y el juzgado.

Haciendo coincidir estos datos de distancia con una función de densidad de probabilidad lognormal, se obtienen los siguientes parámetros, a través de la utilización del toolbox de ajustes de distribución de Matlab®: $\mu = 1.44416$ y $\sigma = 0.630016$. Dicho toolbox hace uso del método de máxima verosimilitud para estimar los parámetros de las funciones de densidad de probabilidad. Una vez conocida la función de densidad de probabilidad a la cual se desean ajustar los datos, se hallan los parámetros de la misma, mediante optimización, que maximizan una función de verosimilitud; siendo la verosimilitud la probabilidad de que se obtengan los resultados observados.

Además se pueden hacer hasta 2 viajes (en el recorrido más largo que es el de la vereda Hiestrosa) en un día sin exceder la capacidad límite de las baterías del vehículo; por lo cual se genera aleatoriamente el número de viajes por día con los siguientes parámetros para la distribución binomial: $N=2$ y $p=0.5$.

El consumo máximo en cada día de la semana, obtenido para los vehículos eléctricos de tipo 2 en la comunidad de Unguía, se presenta en la Figura 4-6.

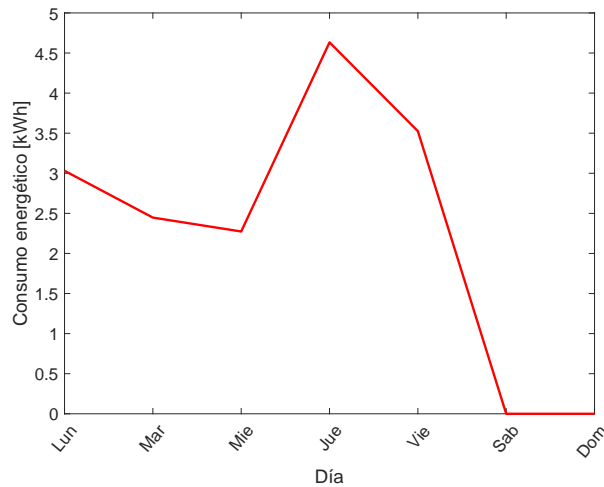


Figura 4-6. Consumo energético máximo diario de los vehículos eléctricos de la alcaldía, la secretaria de gobierno y el juzgado.

En la Figura 4-6 se observa que la potencia máxima consumida en los fines de semana es cero, esto se debe a que los vehículos eléctricos de tipo 2 no operan los días sábado y domingo.

3. Temperatura ambiente y velocidad de viento

Los datos de temperatura ambiente y velocidad del viento en el municipio de Unguía fueron suministrados por el *Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales-IDEAM* [42], para cada hora del año 2015. La ubicación de la estación de medición climatologica de Unguía se ilustra en la Figura 4-7.

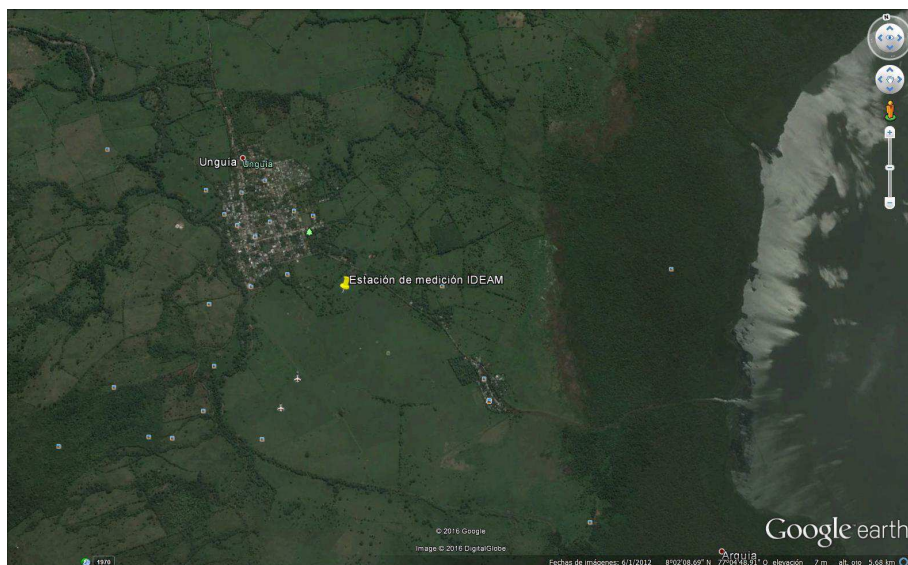


Figura 4-7. Ubicación de la estación climatologica del IDEAM en Unguía.

En la figura 4-8 se muestra la frecuencia de los datos de velocidad del viento, suministrados por el IDEAM en el municipio de Unguía, y el ajuste realizado con la función de probabilidad Weibull, cuyos parámetros son $a = 4.46033$ y $b = 1.85798$. dicha función fue la que menos error de ajuste presentó con respecto a otras funciones analizadas (Kernel, Lognormal, Normal y Logística). La suma de los cuadrados del error que se obtiene al representar los datos de viento con esta función de densidad de probabilidad es de 0.0334.

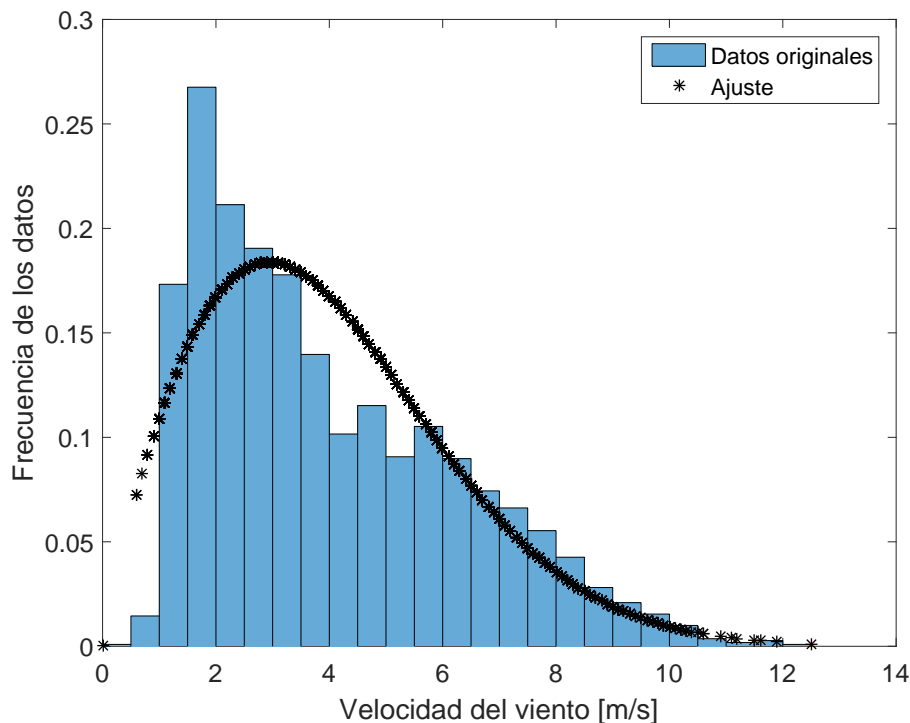


Figura 4-8. Frecuencia de los datos de velocidad de viento y ajuste con función de densidad de probabilidad Weibull.

Por otra parte, se aclara que no se registraron datos de velocidad de viento en los meses de septiembre, octubre, noviembre y diciembre.

Para el ajuste de los datos de temperatura a la función de probabilidad Kernel se obtuvieron los siguientes parámetros $n = 5576$ y $h = 0.643382$.

En la Figura 4-9 se muestra la frecuencia de los datos de temperatura ambiente, suministrados por el IDEAM en el municipio de Unguía, y el ajuste realizado con la función de densidad de probabilidad Kernel. La suma de los cuadrados del error que se obtiene al representar los datos de temperatura con esta función de densidad de probabilidad es de 0.0075.

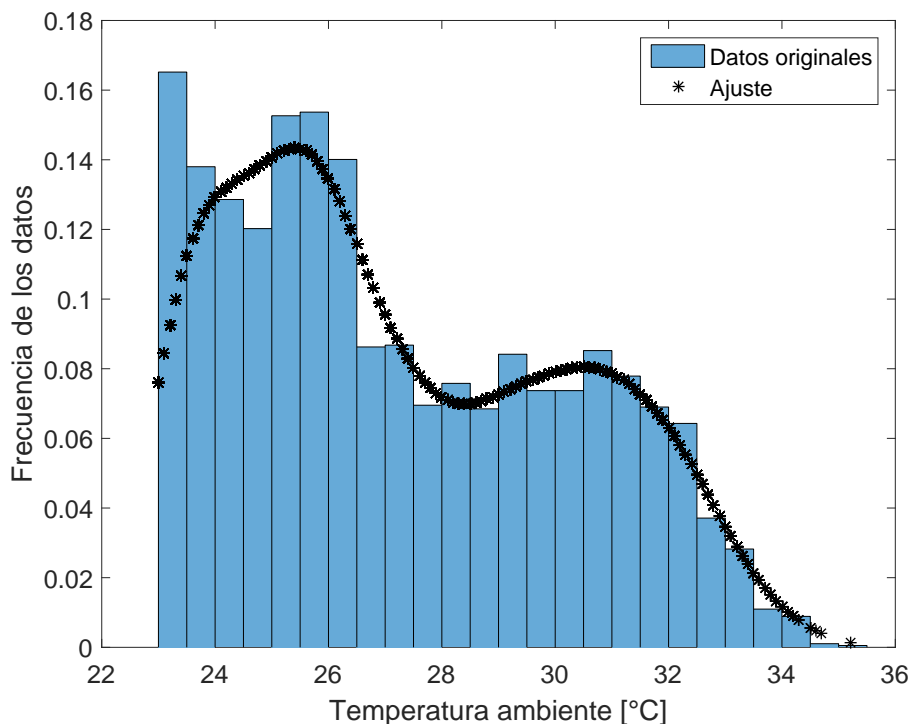


Figura 4-9. Frecuencia de los datos de temperatura ambiente y ajuste con función de densidad de probabilidad Kernel.

Se aclara que no se registraron datos de temperatura ambiente en los meses de noviembre y diciembre.

4. Irradiancia solar

La irradiancia solar incidente sobre los paneles fotovoltaicos en Unguía se obtuvo de la base de datos de la NASA [43] a través del software HOMER[®], donde se encuentran los promedios de radiación solar anuales, y por medio de la aplicación del algoritmo Graham [44], se calculan sintéticamente los datos de irradiancia solar en la superficie horizontal, horarios. Adicionalmente, HOMER se basa en la metodología presentada en [45], para calcular la irradiancia incidente sobre el panel a partir de la irradiancia incidente horizontal, el ángulo de inclinación del panel y el ángulo de azimut, que se asumen de 5.99° y 180° respectivamente.

En la Figura 4-10 se muestra la irradiancia promedio diaria el año, en el municipio de Unguía; donde se observa que el valor máximo de irradiancia se presenta a las 13 horas con un valor aproximado de 564.6 W m^{-2} .

Dichos datos de irradiancia se asume que son la cantidad de irradiancia solar incidente sobre la superficie horizontal los paneles fotovoltaicos.

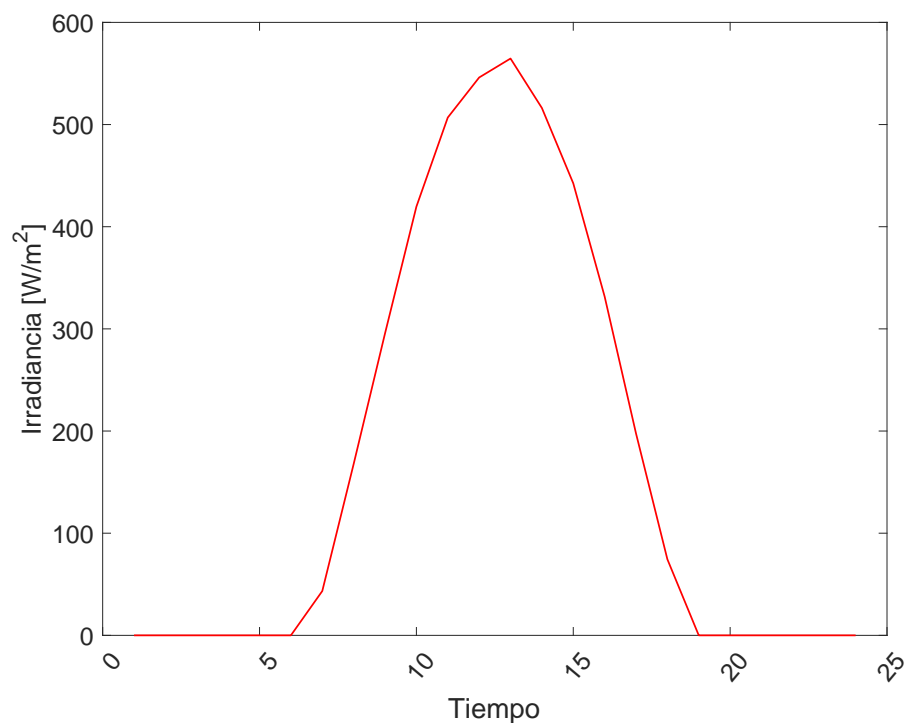


Figura 4-10. Irradiancia promedio diaria en el municipio de Unguía.

5. Elementos de la microrred

Para la realización del diseño se selecciona un tipo específico de cada uno de los elementos que conforman la microrred. Las características técnicas y costos asociados a estos elementos se presentan en las Tablas 4-1 - 4-7. Los valores de los costos asociados a los elementos se encontraban originalmente en USD ó Euros, en las referencias de las que fueron tomados; estos valores fueron convertidos pesos colombianos con unas tasas de cambio de $\$3,060.97 \text{ COP USD}^{-1}$ y de $\$3,384.4 \text{ COP Euro}^{-1}$.

Tabla 4-1. Características técnicas y costos de los paneles fotovoltaicos

Potencia nominal	0.33×3 [kW] [46]
Área	1.675×1.330 [m ²] [46]
Temperatura nominal de la celda (NOCT)	45 [°C] [46]
Temperatura en condiciones estándar	25 [°C] [46]
Irradiancia solar en condiciones estándar de operación	1000 [W m ⁻²] [46]
Coefficiente de variación de la temperatura para las condiciones de extracción de máxima potencia	-0.45 [°C ⁻¹] [46]
Costo de inversión inicial para un panel	6,371,174.87 [COP] [47]
Tiempo de vida útil	20 años [48]
Costo inicial del inversor de corriente	413,230 [COP] [49]
Tiempo de vida útil de inversor de corriente	10 años [48]
Costo de mantenimiento del sistema (panel+inversor)	2% del costo de inversión inicial [48]
Emisiones de CO ₂	1392 [kg CO ₂ kW ⁻¹] (por construcción) [50]
Área ocupada por cada panel	27.64 [m ²] [51]
Factor de reducción de la potencia	0.8 [52]
Ángulo azimut	180 [°] [53]
Ángulo de inclinación	5.99 [°] [54]

Tabla 4-2. Características técnicas y costos de los aerogeneradores

Potencia nominal	30 [kW] [55]
Velocidad de viento de corte inferior	2.5 [m s ⁻¹] [55]
Velocidad de viento nominal	10 [m s ⁻¹] [55]
Velocidad de viento de corte superior	25 [m s ⁻¹] [55]
Costo de inversión inicial para un aerogenerador	219,986,000 [COP] [55]
Tiempo de vida útil	20 años [48]
Costo inicial de convertidor de corriente	122,438,866 [COP] [56]
Tiempo de vida útil del convertidor de corriente	20 años
Costo de las fundaciones en el terreno	13,055 [COP kW ⁻¹] [57]
Costo de mantenimiento del sistema (aerogenerador+convertidor)	2 % del costo de inversión inicial [48]
Emisiones de CO2	675 [kg CO2 kW ⁻¹] (por construcción) [50]
Área ocupada por cada aerogenerador (en un arreglo de aerogeneradores)	15,625 [m ²] [58]

Tabla 4-3. Características técnicas y costos de las baterías

Capacidad nominal	300 [Ah] [59]
Voltaje nominal	48 [V] [59]
Nivel de descarga máximo	80 % [59]
Eficiencia de carga	85 % [59]
Eficiencia de descarga	95 % [59]
Coeficiente de descarga propia	0.0002 [59]
Costo de inversión inicial para una batería	9,182,900 [COP] [59]
Tiempo de vida útil	5 años [48]
Costo inicial de convertidor de corriente	2,479,400 [COP] [60]
Tiempo de vida útil del convertidor de corriente	10 años [48]
Costo de mantenimiento del sistema (batería+convertidor)	2 % del costo de inversión inicial [48]
Emisiones de CO2	59 [kg CO2 kW ⁻¹] (por construcción) [50]
Área ocupada por cada batería	0.53 [m ²] [59]

Actualmente se encuentran instalados en la comunidad de Unguía dos generadores diésel con una potencia de 475 KVA cada uno, los cuales cumplen con las siguientes características.

Tabla 4-4. Características técnicas y costos de los generadores diésel

Número de unidades	2
Potencia nominal de cada unidad	475 [kVA]
Eficiencia de cada unidad	85 %
Costo de mantenimiento anual de cada unidad	7,386,700 [COP] [61]
Consumo de lubricante	0.001226 [gal kW ⁻¹ h] [61]
Costo de lubricante en Chocó	13,436.2 [COP gal ⁻¹][61]
Emisiones de CO ₂	215 [kg CO ₂ kW ⁻¹] (por construcción)
	3.15 [kg CO ₂ l ⁻¹] (por operación) [50]

5.1. Precio del combustible diésel. El consumo del combustible diésel se presenta en la ecuación 3-8, y a partir de este consumo (en l/kWh) debe calcularse el costo de la energía generada con diésel. Por ello debe conocerse el costo del combustible diésel para la comunidad de Unguía. Dicho costo fue estimado a partir de la metodología establecida en [62]; allí se presenta una tabla donde se establecen cada uno de los elementos que componen el costo del combustible (en COP gal⁻¹); dicha tabla se muestra a continuación.

Tabla 4-5. Cálculo de costo del combustible diésel en Unguía [COP] [62]

Ítem	Mes							
	Enero	Febrero 1-22	Febrero 23-28	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio
Ingreso al Productor	5,540.97	5,341.35	5,017.55	5,008.25	5,008.25	4,996.61	5,131.63	5,171.92
Impuesto Nacional	986.84	1,022.96	1,022.96	1,022.96	1,022.96	1,022.96	1,022.96	1,022.96
Tarifa poliductos	111.57	111.57	111.57	111.57	111.57	111.57	111.57	111.57
Recuperación	16.79	17.40	17.40	17.40	17.40	17.40	17.40	17.40
Marcación	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02
Margen continuidad	71.51	71.51	71.51	71.51	71.51	71.51	71.51	71.51
Margen distribuidor mayorista	265.00	265.00	265.00	265.00	265.00	265.00	265.00	265.00
Transporte plantas no interconectadas	460.36	460.36	460.36	460.36	460.36	460.36	460.36	460.36
Sobretasa	301.48	301.48	301.48	301.48	301.48	301.48	301.48	301.48
Margen distribuidor minorista	601.80	601.80	601.80	601.80	601.80	601.80	601.80	601.80
Transporte planta mayorista-estación	1,200.00	1,200.00	1,200.00	1,200.00	1,200.00	1,200.00	1,200.00	1,200.00
Precio al público [COP gal ⁻¹]	9,563.34	9,400.46	9,076.66	9,067.36	9,067.36	9,055.72	9,190.74	9,231.03

Los valores del Ingreso al Productor, Impuesto Nacional al ACPM, Recuperación de costos, Tarifa de Marcación, Margen Plan de Continuidad y Sobretasa están dados para cada mes, entre enero

y julio de 2015, por [62], sin embargo para los meses de agosto, septiembre, octubre y noviembre no se conocen datos a cerca de los costos del diésel, por lo cual se asume, en estos meses, el mismo precio del mes de julio.

La tarifa de transporte en poliductos se establece en [63]. En este caso se toma la tarifa de transporte para la zona norte en el puerto de Cartagena que es de $[111.57 \text{ COP gal}^{-1}]$. Esta tarifa se establece como un valor fijo para todo el año 2015.

En [64], se indica que el margen del distribuidor mayorista es de $265 [\text{COP gal}^{-1}]$; y en [65] se indica que el margen del distribuidor minorista es de $601.80 [\text{COP gal}^{-1}]$; estos valores se dejan fijos para todo el año 2015.

El costo del transporte a plantas no interconectadas se considera como el costo que tiene llevar 1 gal de diésel desde Cartagena hasta Turbo; dicho valor se obtiene a partir de los valores de transporte entre Cartagena y Turbo establecidos en [66], dados en toneladas, y convertidos a galones equivalentes con la densidad del diésel. Así, $139.502 \text{ COP ton}^{-1}$ (Flete Cartagena-Turbo) se convierte en $460.36 \text{ COP gal}^{-1}$, empleando un factor de conversión de $0.0033 \text{ ton gal}^{-1}$ para el diésel.

Y, finalmente, el Transporte desde la planta abasto mayorista a estación, se considera como el costo de transportar 1 gal de diésel desde Turbo hasta Unguía, por el río Atrato. Para ello se emplea el costo de transporte en chalupa desde Turbo hasta Unguía, dado en [67], el cual es de 20.600 COP por persona. Considerando 15 personas en cada viaje, y estableciendo una carga equivalente en galones de diésel se obtiene un costo de $1.200 \text{ COP gal}^{-1}$.

Tabla 4-6. Características técnicas y costos del sistema de almacenamiento por bombeo de agua

Diámetro de la tubería	0.3048 [m]
Altura del tanque	233 [m]
Eficiencia de bomba	72 %
Eficiencia de turbina	64 %
Caudal máximo por las tuberías	0.2965 [m ³]
Costo de inversión inicial turbina hidráulica	4,081,300 [COP kW ⁻¹] [68]
Costo de inversión inicial bomba	1,530,500 [COP kW ⁻¹] [69]
Costo de inversión inicial Tanque	49,631 [COP m ⁻³] [70]
Costo de mantenimiento del sistema	4 % del costo de inversión inicial [71]
Tiempo de vida útil del sistema	40 años [71]
Emisiones de CO ₂ para el sistema	1,401.6 [kg CO ₂ kW ⁻¹] (por construcción) [50]

La ubicación propuesta para este sistema de almacenamiento se muestra en la Figura 4-11. Allí se tiene que, el agua proveniente del río Unguía será bombeada hasta unos [233 m] de altitud aproximadamente.

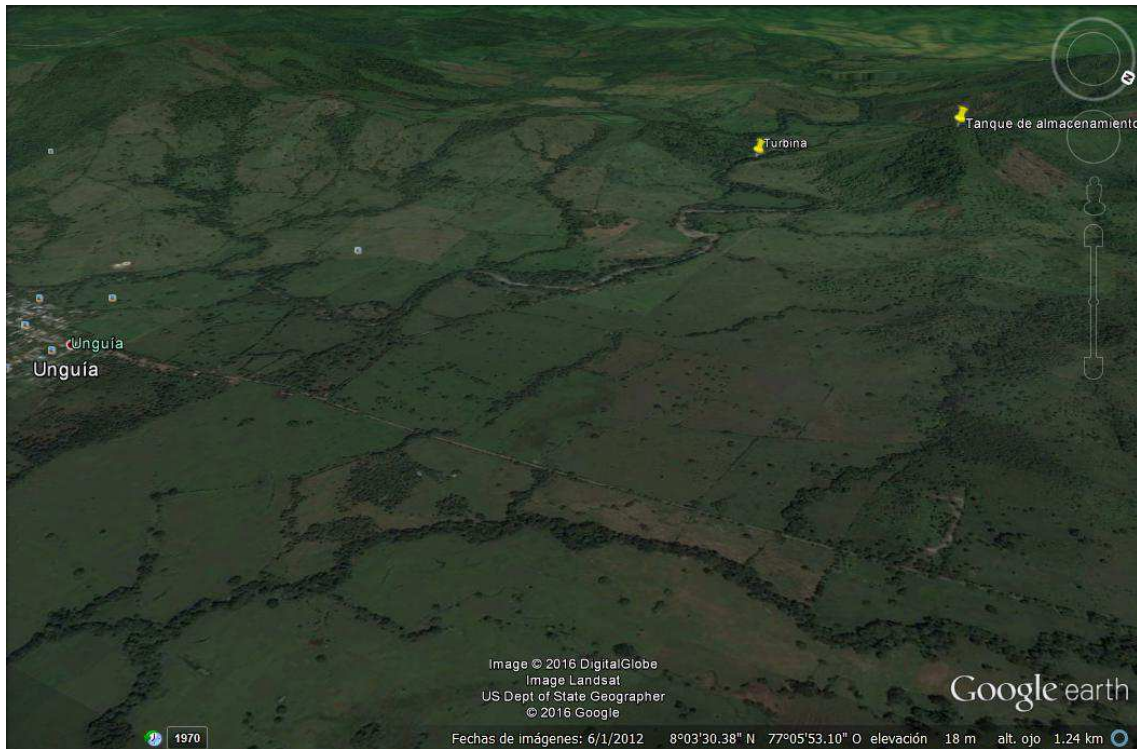


Figura 4-11. Ubicación propuesta para el sistema de almacenamiento por bombeo de agua.

Tabla 4-7. Características técnicas y costos de los vehículos eléctricos

Capacidad nominal	6.1 [kW h] [32]
Voltaje nominal	220 [V]
Nivel de descarga máximo	80 %
Consumo energético	0.063 [kW h km ⁻¹] [32]
Coefficiente de descarga propia	0.0002
Costo de inversión inicial	42,000,000 [COP]
Máxima carga/descarga	1.7429 [kW]
Número de vehículos considerados	5
Horario de operación de vehículos eléctricos tipo 1	7 am - 7 pm
Horario de operación de vehículos eléctricos tipo 2	8 am - 6 pm

Capítulo 5

Metodología

En este capítulo se establecen dos planteamientos para realizar el diseño de la microrred híbrida propuesta. El primero de los planteamientos (Figura 5-1) trata los valores de la serie de datos de demanda y de las variables climatológicas de forma determinística, haciendo que la demanda y la generación coincidan hora a hora para el período de tiempo considerado en el diseño, que generalmente es de 1 año. En el segundo planteamiento (Figura 5-2) se propone tratar estas variables de forma estocástica para generar escenarios de operación semanales típicos y críticos, realizando con esto el diseño.

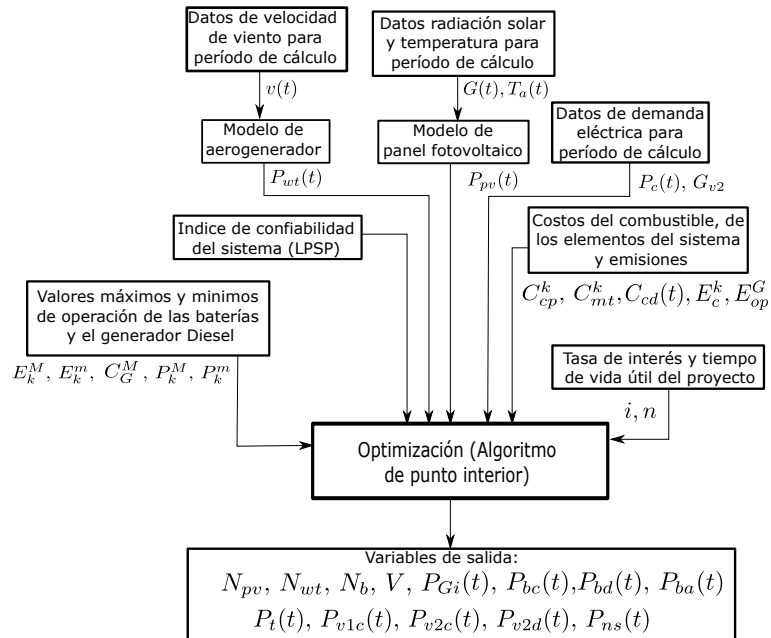


Figura 5-1. Diagrama de flujo del planteamiento del problema de diseño de la microrred híbrida usando optimización determinística.

ambos diagramas de flujo están compuestos por 3 etapas: La primera donde se establecen o se estiman los datos de entrada de la optimización, que son las variables climatológicas. velocidad del viento, irradiación y temperatura ambiente; y la demanda del sistema, para el período de cálculo establecido. En la segunda etapa, estos datos son las entradas de los modelos elegidos para cada uno de los elementos de la microrred. Las salidas de los modelos son las potencias entregadas por las fuentes renovables y la potencia demandada por el sistema.

por último, en la tercera etapa se realiza el proceso de optimización, el cual toma la decisión de cuántas unidades de cada fuente renovable deben instalarse y la capacidad de los sistemas de almacenamiento necesaria para la adecuada operación del sistema, minimizando una función objetivo elegida. además, la optimización calcula la potencia que debe ser despachada en la unidades diésel y en los sistemas de almacenamiento, calculando las potencias de carga y descarga y la demanda no suministrada para cada hora. Este proceso involucra el cálculo de las variables $P_{Gi}(t), P_{bc}(t), P_{bd}(t), P_{ba}(t), P_t(t), P_{v1c}(t), P_{v2c}(t), P_{v2d}(t)$ y $P_{ns}(t)$.

Por otra parte, debido a que el cálculo de la optimización requiere el establecimiento de una función de costo y unas restricciones, se deben suministrar los costos de inversión (C_{cp}^k), mantenimiento (C_{mt}^k), operación ($C_{cd}(t)$) y emisiones (E_c^k, E_{op}^G) de los elementos del sistema, así como las capacidades límite de los elementos ($E_k^M, E_k^m, P_k^M, P_k^m, C_G^M$) y los requerimientos de confiabilidad (índice de confiabilidad del sistema).

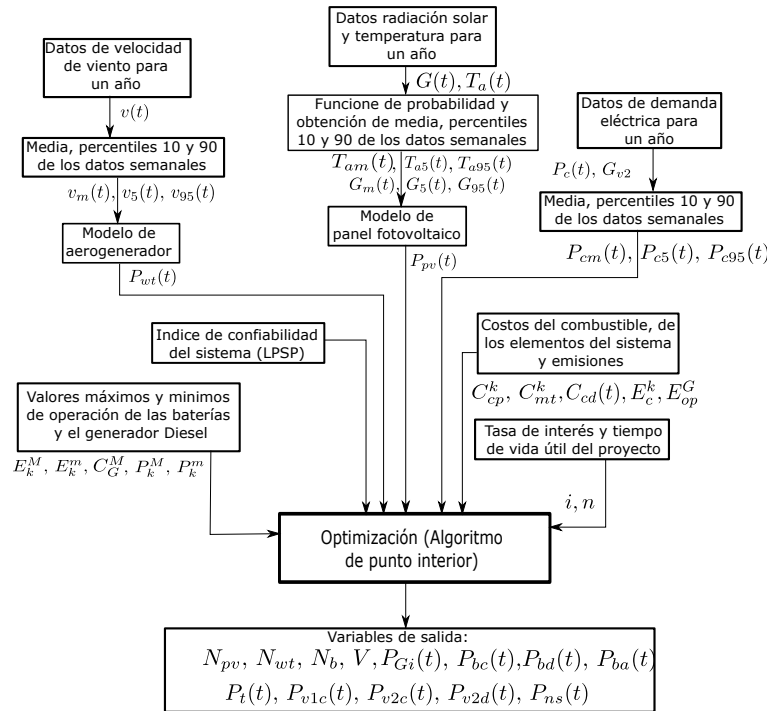


Figura 5-2. Diagrama de flujo del planteamiento del problema de diseño de la microrred híbrida usando optimización probabilística.

La diferencia que existe entre estos dos diagramas es que en el planteamiento probabilístico sólo se emplean 168 datos relacionados a las series de tiempo de variables climatológicas ($v(t), G(t)$ y $T_a(t)$) y demanda ($P_c(t)$ y $G_{v2}(t)$). Dichos datos son calculados realizando un ajuste de los datos semanales de las series de tiempo a determinadas funciones de probabilidad y obteniendo los percentiles 5, 50 y 95 de estas funciones de probabilidad.

Siguiendo con el orden planteado en el esquema de la metodología presentado en la Figura 2-1 del Capítulo 2, después de obtener la potencia de salida de las fuentes renovables empleando las series de datos de velocidad de viento, temperatura ambiente y de completar la serie de datos de demanda

eléctrica se procede a aplicar el algoritmo de optimización. La formulación de dicha optimización y su solución se presenta a continuación; estos pasos se aplican tanto al planteamiento determinístico como al probabilístico.

1. Formulación del problema de optimización

Para formular el problema de optimización se tiene en cuenta que en las baterías se tomarán como dos variables diferentes la potencia de carga y descarga, al igual que la potencia de bombeo, la potencia generada por la turbina en el sistema de almacenamiento por bombeo de agua y la potencia de carga y descarga de los vehículos eléctricos.

La función objetivo y las restricciones para los elementos se obtuvieron de las referencias [48, 72, 73]. Sin embargo, se aclara que la expresión para el terreno ocupado por los elementos, las restricciones que involucran los vehículos eléctricos y la limitación para la energía diaria entregada por el generador diésel fueron propuestas en este trabajo y se destacan como aportes de la tesis.

1.1. Variables de decisión. Los grados de libertad del diseño son: el número de paneles fotovoltaicos (N_{pv}), el número de aerogeneradores (N_{wt}), el número de baterías (N_b), el volumen del tanque del sistema de almacenamiento por bombeo de agua (V), la potencia hora a hora entregada por el generador diésel ($P_{Gi}(t)$), la potencia de carga de las baterías en cada hora ($P_{bc}(t)$), la potencia de descarga de las baterías en cada hora ($P_{bd}(t)$), la potencia empleada para el bombeo de agua en cada hora ($P_{ba}(t)$), la potencia entregada por la turbina hidráulica en cada hora ($P_t(t)$), la potencia de carga de los vehículos eléctricos tipo 1 en cada hora ($P_{v1c}(t)$), la potencia de carga de los vehículos eléctricos tipo 2 en cada hora ($P_{v2c}(t)$), la potencia de descarga de los vehículos eléctricos tipo 2 en cada hora ($P_{v2d}(t)$) y la demanda no suministrada en cada hora ($P_{ns}(t)$).

Dichas variables de decisión se encuentran agrupadas en el siguiente vector.

$$(5-18) \quad x^T = [N_{pv} \quad N_{wt} \quad N_b \quad V \quad P_{Gi}(t) \quad P_{bc}(t) \quad P_{bd}(t) \quad P_{ba}(t) \quad P_t(t) \quad P_{v1c}(t) \quad P_{v2c}(t) \quad P_{v2d}(t) \quad P_{ns}(t)]$$

1.2. Función objetivo. Se tiene una optimización multi-objetivo, cuyo primer objetivo es la minimización del costo total anual del sistema C_T dado por la ecuación 1 [36]; y cuyo segundo objetivo es la minimización de las emisiones totales del sistema E_T , dadas por la ecuación 5-30 [72]. Para resolver esta optimización multi-objetivo se empleará el método de la suma ponderada [74], en el cual se le asigna un factor de peso a cada objetivo, como se indica en la ecuación 5-19 (asignando un factor de peso de uno al objetivo C_T y un factor de peso w_E a las emisiones totales del sistema E_T).

$$(5-19) \quad f = \min_x (C_T + w_E E_T)$$

1.2.1. Costo total anual del sistema. El costo total anual del sistema está compuesto, como se indica en [75], por: el costo de inversión anualizado C_{cp} , el cual corresponde al pago anual que debe realizarse por la adquisición de nuevos equipos en la etapa inicial del proyecto; el costo de

mantenimiento total anual de los elementos de la microrred C_{mt} y el costo asociado al combustible gastado en la generación diésel C_G .

$$(5-20) \quad C_T = C_{cp} + C_{mt} + C_G$$

Donde, el costo asociado a la generación con diésel C_G está dado por la ecuación 5-21 [75].

$$(5-21) \quad C_G = \left[\sum_{t=1}^{T_c} (G_{cd}(t)C_{cd}(t) + G_l(t)C_l) \right] \frac{T}{T_c}$$

Siendo T_c el horizonte de cálculo de la optimización, $T = 8760$ el número de horas en un año, $G_{cd}(t)$ el consumo del combustible diésel en cada hora del año, $C_{cd}(t)$ el costo del combustible, el cual varía para cada mes del año y se obtiene de la Tabla 4-5, C_l es el costo del lubricante el cual es de 13,436.2 COP gal⁻¹ según se indica en [61], dicho valor se asume para todo el año 2015, y $G_l(t)$ representa el gasto de lubricante de los generadores diésel, el cual se relaciona con el consumo de combustible por la siguiente expresión [61]:

$$(5-22) \quad G_l = 0.001226P_{Gi};$$

Donde P_{Gi} es la potencia entregada por el generador diésel.

El factor $\frac{T}{T_c}$ se incluye en la ecuación 5-21, debido a que el período de cálculo considerado para el diseño puede ser menor a un año; en tal caso este factor se emplea para escalar el costo del combustible diésel y que éste pueda ser comparado con los costos anuales de las demás tecnologías.

El costo de inversión inicial anualizado (C_{cp}) y el costo anual de mantenimiento (C_{mt}) se calculan como [75]:

$$(5-23) \quad C_{cp} = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} [N_{pv}C_{pv} + N_{wt}C_{wt} + N_bC_b + C_{ba} \text{ máx}(P_{ba}(t)) + C_t \text{ máx}(P_t(t)) + C_vV + 5C_v + C_{Tr} + C_{re}]$$

Donde el término $\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$ se denomina Factor de Recuperación del Capital (CRF), e indica la cantidad de pagos iguales que deben realizarse en n años de tal forma que el valor presente de estos pago es equivalente al pago total de la inversión inicial en el presente.

En este caso se toma un tiempo de amortización de la deuda de $n = 20$ años, y una tasa de interés de $i = 5\%$ efectivo anual. Teniendo además que, en el costo de inversión inicial anualizado también se agregan las reposiciones de los equipos cuya vida útil es inferior a los 20 años, los cuales son: las baterías, los inversores de los paneles fotovoltaicos y los inversores de las baterías. La ecuación 5-24 indica el cálculo de estos costos de reposición [75].

$$(5-24) \quad C_{re} = N_b C_{re}^b + N_b C_{re-co}^b + N_{pv} C_{re-in}^{pv}$$

Donde,

- N_b y C_{re}^b son el número de baterías y el costo de reposición de cada una de ellas.
- C_{re-co}^b es el costo de reposición de los convertidores de las baterías.

- N_{pv} y C_{re-in}^{pv} son el número de paneles fotovoltaicos y el costo de los inversores de cada panel.

El costo de las reposiciones para las baterías, se calcula como:

$$(5-25) \quad C_{re}^b = C_{bi} \left(1 + \frac{1}{(1+i)^5} + \frac{1}{(1+i)^{10}} + \frac{1}{(1+i)^{15}} \right)$$

Donde,

- C_{bi} es el precio de una batería; y se realizan 3 reemplazos, ya que la vida útil de las baterías es de 5 años y el análisis económico se realiza para un período de 20 años.

El costo de las reposiciones para los convertidores bidireccionales de las baterías, se calcula como:

$$(5-26) \quad C_{re-co}^b = C_{co}^b \left(1 + \frac{1}{(1+i)^{10}} \right)$$

Donde,

- C_{co}^b es el precio del convertidor de cada batería; y se realiza 1 reemplazo, ya que la vida útil de los convertidores es de 10 años.

El costo de las reposiciones para los inversores de los paneles fotovoltaicos, se calcula como:

$$(5-27) \quad C_{re-in}^{pv} = C_{in}^{pv} \left(1 + \frac{1}{(1+i)^{10}} \right)$$

Donde,

- C_{in}^{pv} es el precio del inversor de cada panel fotovoltaico; y se realiza 1 reemplazo, ya que la vida útil de los inversores es de 10 años.

El costo de mantenimiento de los elementos C_{mt} está dado por la siguiente expresión [75]:

$$(5-28) \quad C_{mt} = N_{pv}C_{mt}^{pv} + N_{wt}C_{mt}^{wt} + N_bC_{mt}^b + C_{mt}^{ba} \max(P_{ba}(t)) + C_{mt}^t \max(P_t(t)) + \left(2C_{mt}^{DG} \frac{T}{T_c} \right)$$

Donde,

- N_{pv} y C_{mt}^{pv} son el número de paneles fotovoltaicos y el costo anual de mantenimiento de cada panel.
- N_{wt} y C_{mt}^{wt} son el número de aerogeneradores y el costo anual de mantenimiento de cada uno de ellos.
- N_b y C_{mt}^b son el número de baterías y el costo anual de mantenimiento de cada una de ellas.
- C_{mt}^{ba} y $P_{ba}(t)$ son el costo anual de mantenimiento de la bomba de agua y la potencia requerida por la bomba en cada hora del año, de la cual se saca el valor máximo como valor de diseño, es decir, se considera la instalación de una bomba cuya capacidad nominal es igual a la potencia máxima requerida durante el año.

- C_{mt}^t y $P_t(t)$ son el costo anual de mantenimiento de la turbina hidráulica y la potencia entregada por la turbina en cada hora del año, de la cual se saca el valor máximo como valor de diseño, es decir, se considera la instalación de una turbina cuya capacidad nominal es igual a la potencia máxima generada durante el año.
- C_{mt}^{DG} es el costo anual de mantenimiento de cada unidad de generación diésel. En Unguía se encuentran instaladas 2 unidades.

Adicional a los costos establecidos en [75], presentados anteriormente, en este trabajo se agrega el costo asociado con el terreno ocupado por las fuentes renovables y las baterías (C_{Tr}), el cual se calcula mediante la siguiente expresión:

$$(5-29) \quad C_{Tr} = ips (N_{pv}A_{pv} + N_{wt}A_{wt} + N_bA_b)$$

Donde,

- ips es el índice de precio del terreno.
- A_{pv} es el área ocupada por los paneles fotovoltaicos. Se considera que éstos se ubicarán en un terreno y no en los techos de las viviendas de la comunidad.
- A_{wt} es el área ocupada por los aerogeneradores. En [58] se propone que ésta área sea el cuadrado del radio del aspa.
- A_b es el área ocupada por las baterías. Se propone que sea 1.5 veces su área real.

El índice de precio del terreno (ips), en Colombia, fue tomado de la referencia [76], donde se indica un precio de \$150 COP m⁻² para el año 2012.

1.2.2. *Emisiones de CO2 totales del sistema.* Las emisiones totales del sistema generadas durante la construcción de los elementos y la operación del generador diésel E_T se calculan con la ecuación 5-30 [72].

$$(5-30) \quad E_T = (N_{pv}P_{pv}^M E_c^{pv}) + (N_{wt}P_{wt}^M E_c^{wt}) + (N_bP_b^M E_c^b) \\ + \frac{E_{ba}}{2} [\text{máx}(P_{ba}(t)) + \text{máx}(P_t(t))] + \left[\sum_{t=1}^{T_c} E_{op}^G G_{cd}(t) \right] \frac{T}{T_c}$$

Donde,

- P_{pv}^M y E_{cpv} son la potencia máxima que puede entregar cada panel fotovoltaico y las emisiones de CO2 generadas en la etapa de construcción de estos.
- P_{wt}^M y E_c^{wt} son la potencia máxima que puede entregar cada aerogenerador y las emisiones de CO2 generadas en la etapa de construcción de estos.
- P_b^M y E_c^b son la potencia máxima que puede entregar cada batería y las emisiones de CO2 generadas en la etapa de construcción de estas.
- E_{ba} son las emisiones de CO2 generadas en la etapa de construcción del sistema de almacenamiento por bombeo de agua.
- $P_{ba}(t)$ y $P_t(t)$ son la potencia requerida por la bomba y la potencia generada por la turbina hidráulica. Se toma el máximo de ambas variables y se suma la mitad de cada máximo. Indicando esto que la mitad de las emisiones por construcción del sistema de almacenamiento por bombeo de agua corresponden a la turbina y la otra mitad a la bomba.

- E_{op}^G son las emisiones de CO2 debidas a la operación de los generadores diésel.
- $G_{cd}(t)$ es el consumo del combustible diésel en cada hora del año.

El factor de peso de las emisiones w_E se elige como $7.68 \text{ Euro t}^{-1} \text{ CO}_2$, valor que corresponde a la media anual del costo de emisiones, establecido por Sendeco [77], para la Unión Europea en el año 2015; dicho valor corresponde a $25.54 \text{ COP kg}^{-1} \text{ CO}_2$.

Según la descripción anterior, la función de costo f es convexa, debido a que combina funciones lineales y la función convexa $\text{máx}(\cdot)$.

1.3. Restricciones.

1.3.1. *Restricciones operacionales.* El número de paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, baterías, el volumen del tanque de almacenamiento de agua, la potencia de carga de las baterías, la potencia de descarga de las baterías, la potencia de bombeo de agua, la potencia generada por la turbina hidráulica, la potencia de carga de los vehículos eléctricos (de tipo 1 y tipo 2), la potencia de descarga de los vehículos eléctricos de tipo 2, la potencia entregada por el generador diésel y la demanda no suministrada deben ser cantidades positivas.

$$(5-31) \quad [N_{pv} \quad N_{wt} \quad N_b \quad V \quad P_{Gi}(t) \quad P_{bc}(t) \quad P_{bd}(t) \quad P_{ba}(t) \quad P_t(t) \quad P_{v1c}(t) \quad P_{v2c}(t) \quad P_{v2d}(t) \quad P_{ns}(t)]^T \geq 0$$

La energía en el banco de baterías, en las baterías de los vehículos eléctricos de tipo 2 y en el sistema de almacenamiento por bombeo de agua debe mantenerse entre los límites operacionales permitidos.

$$(5-32) \quad N_b E_b^m \leq E_b(t) \leq N_b E_b^M$$

$$(5-33) \quad 0 \leq E_{ba}(t) \leq V$$

$$(5-34) \quad 3E_v^m \leq E_v(t) \leq 3E_v^M$$

Donde,

- N_b es el número de baterías.
- E_b^m es la energía mínima que se puede almacenar en cada batería.
- $E_b(t)$ es la energía almacenada en el banco de baterías para el instante de tiempo t .
- E_b^M es la energía máxima que se puede almacenar en cada batería.
- $E_{ba}(t)$ es la energía almacenada en el tanque de almacenamiento de agua para el instante de tiempo t .
- V es el volumen del tanque de agua. Además es la energía máxima que se puede almacenar en el sistema de almacenamiento por bombeo de agua.
- E_v^m es la energía mínima que se puede almacenar en las baterías de los vehículos eléctricos. Este valor se encuentra multiplicado por 3, que es el número de vehículos eléctricos de tipo 2.
- $E_v(t)$ es la energía almacenada en las baterías de los vehículos eléctricos de tipo 2 para el instante de tiempo t .

- E_b^M es la energía máxima que se puede almacenar en las baterías de los vehículos eléctricos. Este valor se encuentra multiplicado por 3, que es el número de vehículos eléctricos de tipo 2.

La potencia de carga y descarga del banco de baterías, la potencia de carga y descarga de las baterías de los vehículos eléctricos, la potencia de bombeo de agua, la potencia generada por la turbina hidráulica y la potencia entregada por el generador diésel deben encontrarse entre los límites operacionales permitidos. Además, la diferencia entre la demanda no suministrada y la demanda de cada hora nunca puede ser mayor a la demanda base.

$$(5-35) \quad P_{bc}(t) \leq N_b P_b^M$$

$$(5-36) \quad P_{bd}(t) \leq N_b P_b^M$$

$$(5-37) \quad \frac{P_{ba}(t)}{\rho g h} \leq q^M$$

$$(5-38) \quad \frac{P_t(t)}{\rho g h} \leq q^M$$

$$(5-39) \quad P_{v2c}(t) \leq 3P_v^M$$

$$(5-40) \quad P_{v2d}(t) \leq 3P_v^M$$

$$(5-41) \quad P_{v1c}(t) \leq 2P_v^M$$

$$(5-42) \quad P_{Gi}(t) \leq 2P_G^M$$

$$(5-43) \quad P_c(t) - P_{ns}(t) \leq P_{base}$$

Donde,

- $P_{bc}(t)$ es la potencia de carga del banco de baterías en cada hora t .
- $P_{bd}(t)$ es la potencia de descarga del banco de baterías en cada hora t .
- P_b^M es la potencia máxima que puede entregar o recibir cada batería.
- h la altura del tanque de almacenamiento de agua.
- ρ la densidad del agua.
- g la gravedad.
- $P_{ba}(t)$ es la potencia de bombeo en cada hora t .
- $P_t(t)$ es la potencia generada por la turbina hidráulica en cada hora t .
- q^M Es el caudal máximo por la tubería del sistema de almacenamiento por bombeo de agua. Se considera una tubería de 0.3048 [m] de diámetro.
- $P_{v2c}(t)$ es la potencia de carga de las baterías de los vehículos eléctricos de tipo 2 en cada hora t .
- $P_{v2d}(t)$ es la potencia de descarga de las baterías de los vehículos eléctricos de tipo 2 en cada hora t .
- P_v^M es la potencia máxima que puede entregar o recibir cada batería de los vehículos eléctricos.
- $P_{v1c}(t)$ es la potencia de carga de las baterías de los vehículos eléctricos de tipo 1 en cada hora t .
- $P_{Gi}(t)$ es la potencia generada con diésel en cada hora t .

- P_G^M es la potencia nominal de los generadores diésel.
- $P_c(t)$ es la potencia demandada en cada hora t .
- $P_{ns}(t)$ es la potencia no suministrada en cada hora t .
- $P_{base}(t)$ es la potencia de demanda mínima.

Por otro lado, se tienen las siguientes condiciones para los vehículos eléctricos:

- Diariamente la descarga de los vehículos eléctricos de tipo 2, durante el horarios de operación, debe ser mayor o igual al 80 % de la energía empleada en el recorrido diario, es decir:

$$(5-44) \quad M_b P_{v2d} \geq 0.8 \left(3 \frac{G_{v2}}{h_{v2}} \right)$$

Donde,

- P_{v2d} es la potencia de descarga de las baterías de los vehículos eléctricos de tipo 2.
- G_{v2} es la energía consumida en cada recorrido de los vehículos eléctricos de tipo 2.
- h_{v2} es el numero de horas de servicio de los vehículos eléctricos de tipo 2. El valor de esta variable es de 11 horas, es decir, los vehículos eléctricos de tipo 2 operan 11 horas diarias entre las 8 a.m. y las 6 p.m.
- M_b es una matriz de selección para las horas de servicio de los vehículos eléctricos de tipo 2, en cada día del año. Se aclara que los fines de semana (día sábado y domingo), los vehículos eléctricos de tipo 2 no prestan servicio, por lo que, para estos días los elementos de la matriz M_b son cero.

En la ecuación 5-44 se emplea el 80 % de la energía necesaria para los recorridos, y no el 100 %, debido a que, la condición de confiabilidad impuesta en el problema de optimización es que se atienda como mínimo el 80 % de la demanda (ver Sección 1.3.2).

- Diariamente la carga en el horario de operación de los vehículos eléctricos de tipo 2 debe ser cero. Dicha condición se expresa a continuación:

$$(5-45) \quad M_b P_{v2c} \leq 0$$

Donde,

- P_{v2c} es la potencia de descarga de las baterías de los vehículos eléctricos de tipo 2.
- M_b es una matriz de selección para las horas de servicio de los vehículos eléctricos de tipo 2, en cada día del año.

- La carga diaria de los vehículos eléctricos de tipo 1 debe ser igual a la carga máxima, es decir, deben cargarse completamente cada día, además solo pueden realizar la carga durante el horario nocturno entre las 8 p.m. y las 6 a.m.

$$(5-46) \quad M_a P_{v1c} \geq 2E_v^M$$

$$(5-47) \quad M_c P_{v1c} \leq 0$$

Donde,

- P_{v1c} es la potencia de carga de las baterías de los vehículos eléctricos de tipo 1.
- E_v^M es la energía máxima que puede ser almacenada en las baterías de los vehículos eléctricos.

- M_a es una matriz que al ser multiplicada por un vector con datos horarios, otorga la suma de sus elementos cada 24 horas.
- M_c es una matriz de selección para las horas de servicio de los vehículos eléctricos de tipo 1, en cada día del año. El horario de servicio de estos vehículos es entre las 6 a.m. y las 8 p.m. todos los días de la semana.

Por otra parte, la potencia generada por las fuentes renovables más el diésel P_g está dada por la siguiente ecuación:

$$(5-48) \quad P_g(t) = N_{wt}P_{wt}(t) + N_{pv}P_{pv}(t) + P_{Gi}(t)$$

El balance de potencia indicado en la ecuación 5-49 debe cumplirse para cada instante de tiempo, pues este indica el equilibrio entre la demanda y la generación.

$$(5-49) \quad P_c(t) \leq P_g(t) - P_{bc}(t) + P_{bd}(t) - P_{ba}(t) + P_t(t) - P_{v2c}(t) + M_d P_{v2d}(t) - P_{v1c}(t) + P_{ns}(t)$$

Donde,

- P_g es la potencia generada por las fuentes renovables más el diésel en cada hora t .
- $P_{bc}(t)$ es la potencia de carga del banco de baterías en cada hora t .
- $P_{bd}(t)$ es la potencia de descarga del banco de baterías en cada hora t .
- $P_{ba}(t)$ es la potencia de bombeo en cada hora t .
- $P_t(t)$ es la potencia generada por la turbina hidráulica en cada hora t .
- $P_{v2c}(t)$ es la potencia de carga de las baterías de los vehículos eléctricos de tipo 2 en cada hora t .
- $P_{v2d}(t)$ es la potencia de descarga de las baterías de los vehículos eléctricos de tipo 2 en cada hora t .
- $P_{v1c}(t)$ es la potencia de carga de las baterías de los vehículos eléctricos de tipo 1 en cada hora t .
- $P_c(t)$ es la potencia demandada en cada hora t .
- $P_{ns}(t)$ es la potencia no suministrada en cada hora t .
- M_d es una matriz de selección. Esta matriz multiplicada por $P_{v2c}(t)$ otorga la suma de los elementos del vector $P_{v2c}(t)$ correspondientes a las horas en las que los vehículos eléctricos de tipo 2 no prestan servicio, en cada día del año.

Adicionalmente se tiene que, en la comunidad de Unguía se presenta carencia del suministro en algunas horas del día, e incluso en meses completos del año, por lo que se decidió incorporar la no disponibilidad del generador diésel en los cálculos del diseño.

Para realizar dicha incorporación se tendrá como premisa que las horas no suministradas fueron debidas a la indisponibilidad del combustible diésel, por lo cual, se calcula el promedio de la energía diaria suministrada excluyendo los días donde no se presenta suministro y se establece como tope este valor para la energía suministrada por el diésel diariamente. dicho valor corresponde a $C_{DG}^M = 5,394.4\text{kWh}$. Por lo tanto se tiene la siguiente restricción.

$$(5-50) \quad M_a P_{Gi} \leq C_G^M$$

Donde,

- P_{Gi} es la potencia generada con diésel.
- M_a es una matriz que al ser multiplicada por un vector con datos horarios, otorga la suma de sus elementos cada 24 horas.
- C_G^M es la energía máxima que puede suministrarse con diésel diariamente.

1.3.2. Restricciones de confiabilidad. La probabilidad de pérdida del suministro (p_{ns}) es una métrica relacionada con el nivel de confiabilidad del sistema. Ésta probabilidad está definida como la razón entre el total de la demanda no suministrada y la demanda total sobre un período de tiempo dado. Una p_{ns} de 0 indica que la demanda se satisface siempre, mientras que una p_{ns} de 1 indica que la demanda nunca se satisface.

$$(5-51) \quad p_{ns} = \frac{\sum_{t=1}^T P_{ns}(t)}{\sum_{t=1}^T P_c(t)}$$

La variable T en la ecuación 5-51 es el total de intervalos de tiempo tomados para el diseño. Se define una probabilidad de que no haya suministro, p_{ns} , de 0.2 o 20 % como restricción en el problema de optimización, por lo cual el sistema debe suministrar al menos el 80 % de la demanda durante el tiempo tomando para el diseño.

$$(5-52) \quad p_{ns} \leq 0.2$$

Se resalta que todas las restricciones anteriores son lineales.

1.4. Herramienta de optimización empleada. El problema de optimización fue implementado en el software Matlab[®] [78], para su solución. Las características del computador en el cual fue implementado el problema son: procesador Intel core i7-4790K, memoria RAM 32 Gb.

El software Matlab[®] [78] tiene varias herramientas que permiten la solución de problemas de optimización empleando métodos iterativos. En este trabajo se analiza la herramienta CVX-Gurobi [79, 80].

CVX [81] es un software implementado en Matlab[®], el cual permite el modelado, construcción y resolución de problemas de programación convexa. en este trabajo se emplea el software CVX para la construcción del problema de optimización.

Un problema de optimización puede decirse convexo, si tanto la función objetivo, como las restricciones son funciones convexas, y por lo tanto cumplen con la siguiente propiedad.

$$(5-53) \quad f_i(\alpha x + \beta y) \leq \alpha f_i(x) + \beta f_i(y)$$

Con, $\alpha + \beta = 1$, $\alpha \geq 0$, $\beta \geq 0$.

Dicha propiedad indica que cualquier segmento de línea que una dos puntos de la función siempre estará por encima del valor de la función.

En el problema de optimización planteado en la Sección 1, se tienen restricciones lineales y una función convexa en la función de costo. Dicha función de costo es convexa ya que contiene la función máximo punto a punto $\max(\cdot)$ de una constante positiva, como se indica en las ecuaciones 5-23, 5-28 y 5-30.

Adicionalmente este problema es de carácter entero-mixto, ya que las variables relacionadas al número de unidades de paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, baterías y volumen del tanque de almacenamiento de agua son enteras. Y las variables relacionadas al despacho de potencia de cada uno de los elementos son reales.

Existen diversos métodos para solucionar problemas enteros-mixtos. Generalmente estos métodos se basan en la exploración de un *árbol de búsqueda* conformado por los diferentes valores que las variables enteras pueden tomar [82].

La exploración de dicho árbol puede hacerse por ancho o profundidad, es decir, explorando un conjunto de valores para cada variable (ancho) ó explorando secuencialmente un valor entero para cada variable a la vez (profundidad). En este caso, se utilizará el método branch and bound, el cual realiza una búsqueda en profundidad. Dicho método será complementado con el método de planos cortantes o algoritmo cutting plane, para restringir la ejecución de los problemas relajados cada que se explora una rama del árbol de búsqueda. En la Figura 5-3 se presenta un esquema del funcionamiento de este método al cual se le denomina *branch and cut*.

CVX puede emplear diversos *Solvers* para resolver el problema de optimización; algunos de estos *Solvers* son: Mosek, Gurobi, SPD3, entre otros.

En este trabajo se empleará el solver Gurobi[®], el cual utiliza la técnica branch and cut con un algoritmo de punto interior [83] para resolver la optimización relajada.

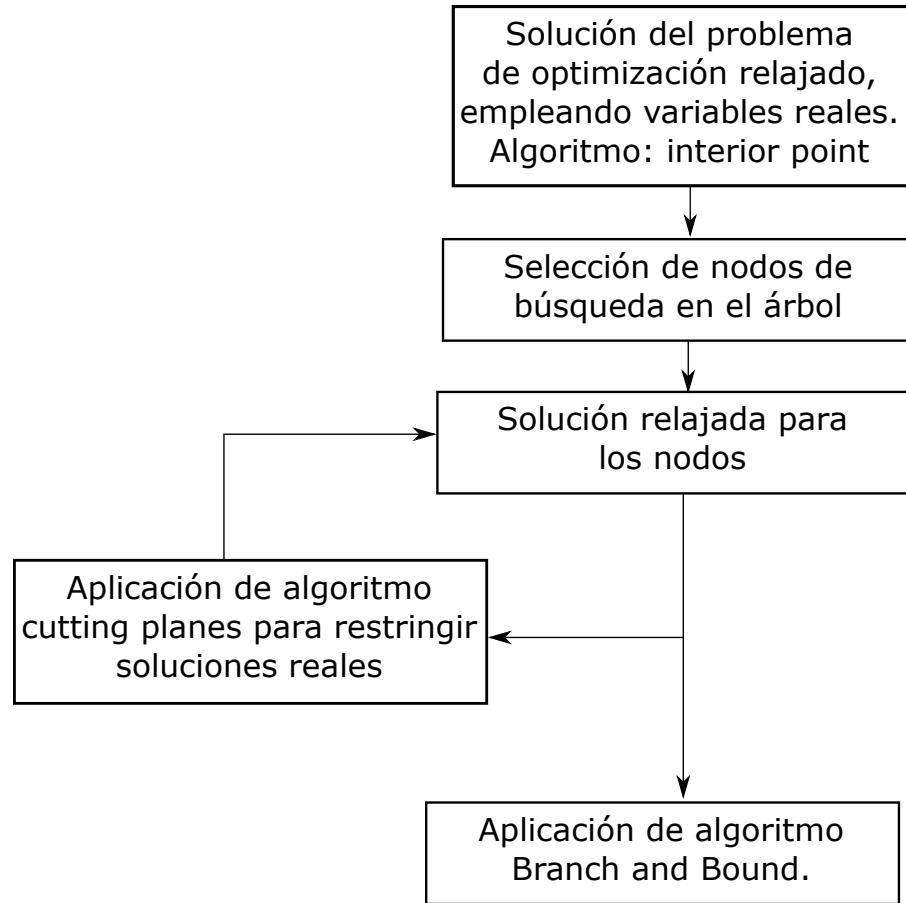


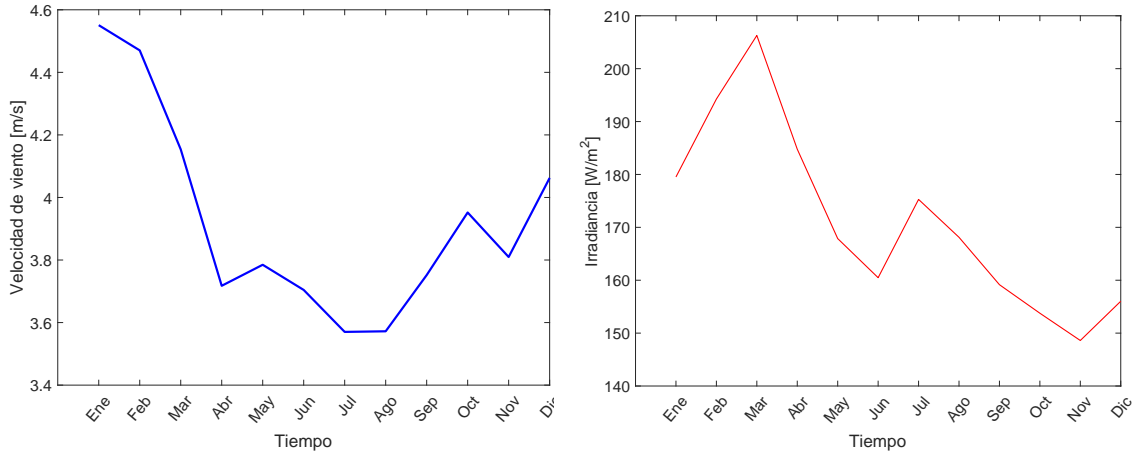
Figura 5-3. Esquema del método Branch and Cut. Adaptado de [80]

2. Solución del problema de optimización determinístico

A continuación se presenta el valor medio diario mensual de las series de datos empleadas como entradas para el planteamiento determinístico, en el cual se emplean todos los datos disponibles en las series de tiempo de demanda y variables climatológicas como datos de entrada a los modelos, y se plantea el balance entre potencia generada y potencia demandada hora a hora para todo el horizonte de cálculo, que generalmente se considera de 8760 horas, es decir, un año.

En la Figura 5-4 se observa que los valores promedio de viento son mayores los tres primeros meses del año y en diciembre, manteniéndose por encima de los 4 m s^{-1} , mientras que la irradiancia presenta su valor máximo en el mes de marzo, 206.3 W m^{-2} , siendo el resto del año la irradiancia promedio inferior a 195 W m^{-2} .

Sin embargo, debido a que la complejidad de este problema de optimización crece con el cuadrado de las variables de decisión, es decir, $\vartheta(f_r n^2)$, donde $f_r = (1 + m_1)^2 + m_2 + m_1 m_2$ [84], es un factor que depende del número de restricciones de desigualdad m_1 y el número de restricciones de igualdad m_2 , y n es el número de variables de decisión del problema; se realizó la solución de la optimización para un periodo de 6 meses; periodo de tiempo máximo que logro establecerse con la capacidad de almacenamiento del equipo de computo empleado (procesador Intel core i7-4790K, memoria RAM



(A) Velocidad del viento promedio mensual.

(B) Irradiancia promedio mensual.

Figura 5-4. Valores promedio mensuales de la velocidad de viento y la irradiancia.

32 Gb). Para la resolución del problema con un horizonte anual se requiere aumentar la capacidad de memoria 15 veces con respecto a la capacidad actual.

Por lo tanto, se propuso resolver, el problema de optimización de las ecuaciones 1-5-52 con todas sus variables de decisión, para dos horizontes de tiempo separados: uno que abarca desde el mes de enero hasta junio y otro desde julio hasta diciembre.

A continuación se presentan los resultados de dicho cálculo.

Tabla 5-1. Resultados de la optimización del problema convexo con planteamiento determinístico.

Item	Horizonte: Enero- Junio	Horizonte: Julio- Diciembre
N_{wt}	11	11
N_{pv}	404	486
N_b	3	1
$\text{máx}(P_{ba})$	49.36 [kW]	55.29 [kW]
$\text{máx}(P_t)$	19.00 [kW]	28.39 [kW]
V	498.66 [m ³]	1,472.4 [m ³]
Función de costo evaluada en la solución	\$3,251.8 [MCOP]	\$3,350.6 [MCOP]
Tiempo de simulación	595.77 [s]	706.09 [s]

donde MCOP es la abreviatura de millones de pesos colombianos.

Puede observarse de la Tabla 5-1 que el número de aerogeneradores, la potencia de la bomba, la potencia de la turbina y el volumen del tanque de almacenamiento de agua son mayores para

el segundo período de evaluación que corresponde a las horas entre los meses julio y diciembre. Puede observarse también que el sistema resulta ser más costoso que el obtenido para el período Enero-Junio. Esto se debe a que, en los meses de septiembre y octubre se presenta un incremento en la demanda eléctrica promedio del municipio de Unguía, lo cual puede observarse en la Figura 5-5b, por lo cual se requiere incrementar la capacidad del sistema para poder cumplir con los requerimientos de suministro. Sin embargo, al aumentar la capacidad de generación eólica en el segundo período de cálculo, la capacidad de generación solar requerida se hace menor.

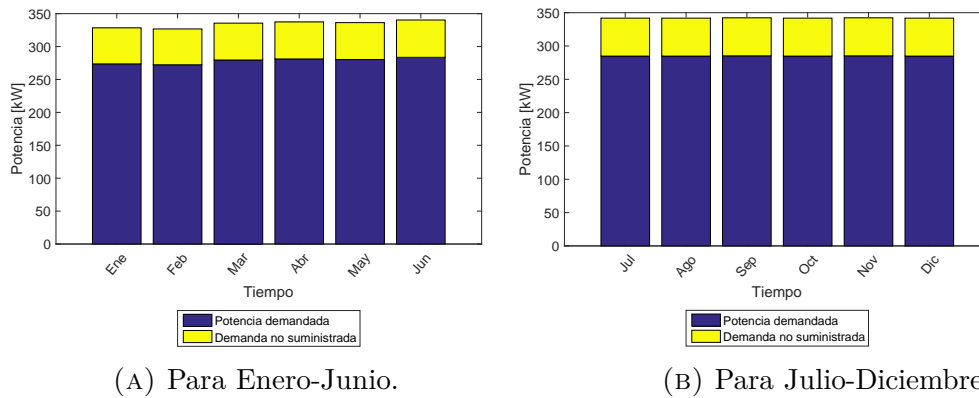


Figura 5-5. Potencia promedio mensual de demanda no suministrada y demanda total.

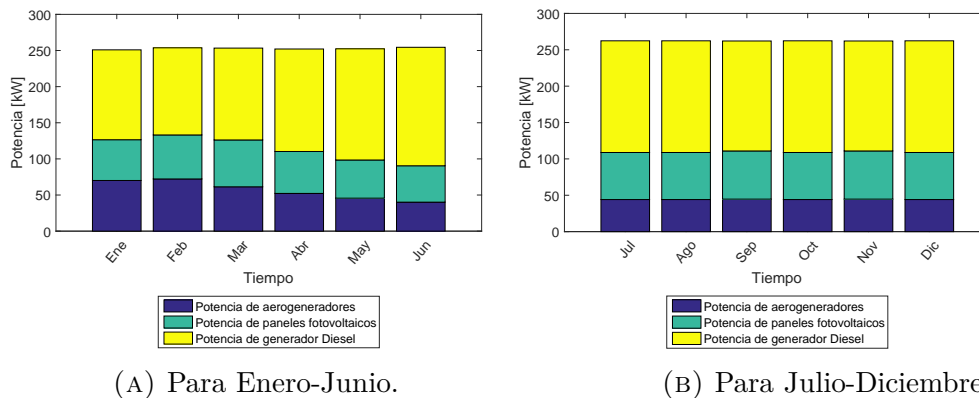


Figura 5-6. Potencia promedio mensual generada por las fuentes renovables y el generador diésel.

En la Figura 5-6 se observa que la generación con diésel aporta la mayor parte de la generación del sistema, la cual corresponde aproximadamente al 70 % de la generación total en todos los meses. Sin embargo se puede establecer una relación con respecto a los recursos promedio solar y eólico de la Figura 5-4. En esta Figura se observa un punto máximo en septiembre, para el recurso solar, así como también se obtiene que la mayor cantidad de energía con paneles fotovoltaicos se produce en este mes; por otra parte se observa un mínimo en el mes de noviembre, el cual corresponde al mes con menor generación fotovoltaica registrada en la Figura 5-6.

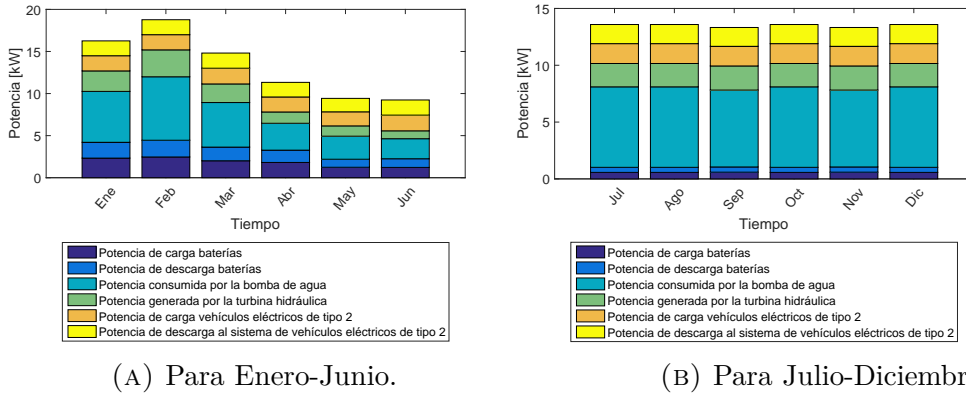


Figura 5-7. Potencia promedio mensual de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento.

Las variaciones en la potencia promedio mensual de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento ilustradas en la Figura 5-7, están relacionadas a la coincidencia entre la generación y la demanda en cada mes. Por ejemplo, para el mes de enero existe la necesidad de usar en mayor medida los sistemas de almacenamiento, que en el mes de junio. Este fenómeno puede observarse en la Figura 5-8a, donde la generación excede la demanda durante las horas de la mañana durante los días 2, 3, 5, 6 y 7 de enero, llegando a un valor máximo de 600 kW el día 6 de enero. Sin embargo en el mes de junio, en la primera semana, la generación supera en menor medida a la demanda (sólo llega a 480 kW) si se hace una comparación con la primera semana de enero, por lo cual el uso de los sistemas de almacenamiento para guardar la energía sobrante fue menor. Por tal motivo, en la Figura 5-7, se tiene un uso más bajo de los sistemas de almacenamiento por baterías y por bombeo de agua en el mes de junio que en el mes de enero.

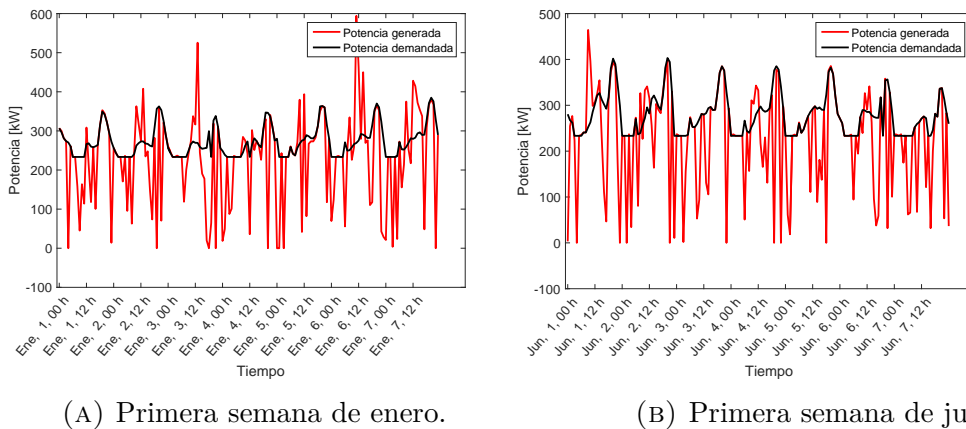
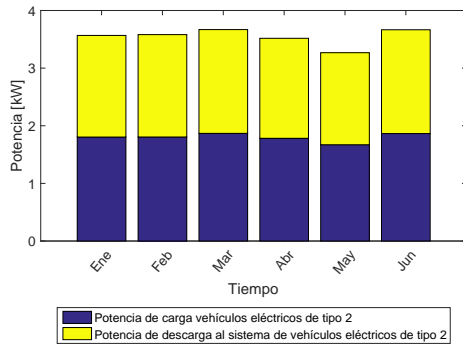


Figura 5-8. Potencia generada y potencia demandada en el sistema.

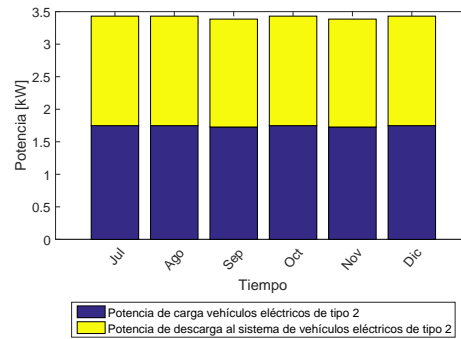
Por su parte, en todos los meses se presenta una utilización similar de las baterías de los vehículos eléctricos de tipo 2. Esto se debe a que dichas baterías se tienen disponibles para ser utilizadas durante el horario nocturno y los fines de semana, y su número no es una variable de decisión

en la optimización, ya que se establece un número fijo de 5 vehículos. Por lo tanto es un recurso disponible que tiene el sistema.

En la Figura 5-9 se muestra el promedio de la potencia entregada al sistema por parte de los vehículos eléctricos de tipo 2. En dicha variable se excluye la potencia empleada en los recorridos. Además se ilustra la potencia de carga de las baterías, la cual puede ser empleada tanto para los recorridos como para suministrar demanda en el sistema, por lo cual su valor promedio es ligeramente mayor al de la potencia de descarga al sistema (para el mes de enero, por ejemplo, son 0.04 [kW] más); con lo cual puede concluirse que la mayor parte de la potencia almacenada en estos vehículos, es entregada al sistema.



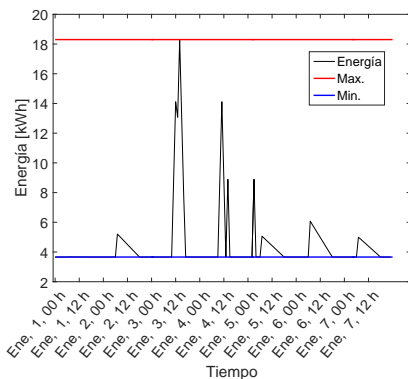
(A) Para Enero-Junio.



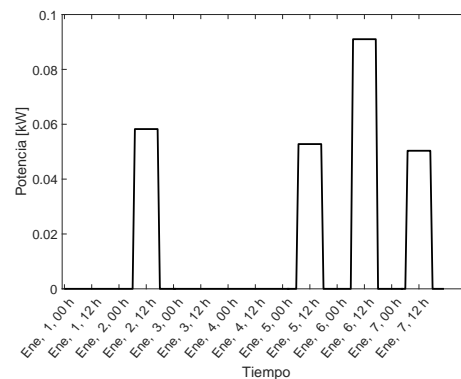
(B) Para Julio-Diciembre.

Figura 5-9. Potencia promedio mensual de carga y descarga de los sistemas de las baterías de los vehículos eléctricos de tipo 2.

La energía en la batería de los vehículos eléctricos de tipo 2, se presenta en las Figuras 5-10 y 5-11 para la primera semana del mes de enero, y para la primera semana del mes de julio, respectivamente.

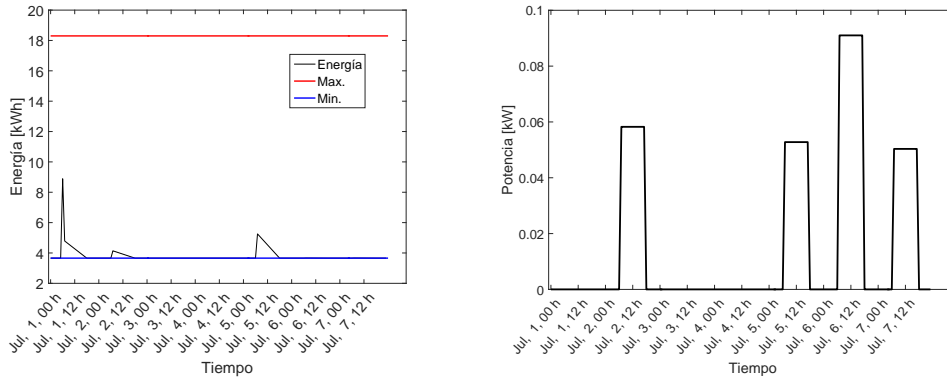


(A) Energía en las baterías de los vehículos eléctricos de tipo 2.



(B) Potencia promedio horaria consumida por vehículos eléctricos de tipo 2.

Figura 5-10. energía en la batería de los vehículos eléctricos de tipo 2, para el período Enero-Junio.



(A) Energía en las baterías de los vehículos eléctricos de tipo 2. (B) Potencia promedio horaria consumida por vehículos eléctricos de tipo 2.

Figura 5-11. energía en la batería de los vehículos eléctricos de tipo 2, para el período Julio-Diciembre.

De las Figuras 5-10 y 5-11, puede observarse que hay un mayor estrés en las baterías de los vehículos eléctricos de tipo 2, durante la primera semana del mes de enero, ya que las baterías alcanzan su valor máximo y mínimo de carga varias veces durante una semana. En los días 3 y 4 de enero, que corresponden al fin de semana, se presentaron cambios más drásticos en la energía de la batería, ya que en estos dos días las baterías de los vehículos eléctricos se encuentran disponibles para servir como almacenamiento a la red. Por otra parte, en la primera semana del mes de julio, los vehículos eléctricos no guardan energía adicional de la red, y sólo se cargan hasta que la energía es suficiente para satisfacer el consumo en los recorridos que se tienen los días 1, 2 y 6 de julio.

2.0.1. Incidencia de los sistemas de almacenamiento. La inclusión del sistema de almacenamiento por bombeo de agua y de los vehículos eléctricos con la posibilidad de actuar como sistemas de almacenamiento adicionales, proporciona una reducción en los costos del sistema. Para demostrar dicha hipótesis, se presenta a continuación, una gráfica comparativa de los costos totales del sistema para los siguientes casos:

- **Caso 1:** Microrred compuesta por aerogeneradores, paneles fotovoltaicos, baterías, generación diésel y vehículos eléctricos que sólo son cargas.
- **Caso 2:** Microrred compuesta por aerogeneradores, paneles fotovoltaicos, baterías, almacenamiento por bombeo de agua, generación diésel y vehículos eléctricos que sólo son cargas.
- **Caso 3:** Microrred compuesta por aerogeneradores, paneles fotovoltaicos, baterías, almacenamiento por bombeo de agua, vehículos eléctricos como parte del sistema de almacenamiento y generación diésel.

Las simulaciones de estos casos se realizaron para el período Enero-Junio.

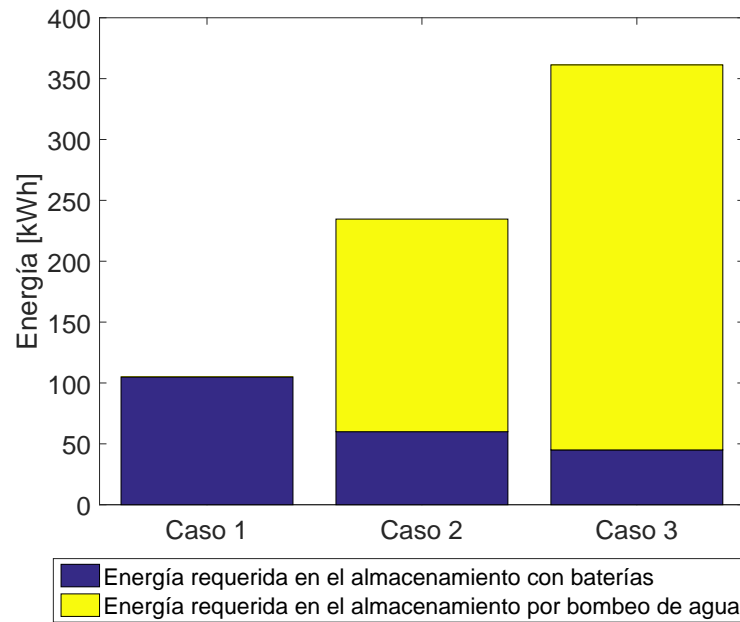


Figura 5-12. Energía máxima entregada por los sistemas de almacenamiento para los tres casos.

En el Caso 2 y 3 se reduce la capacidad instalada en baterías, como se muestra en la Figura 5-12. En la Figura 5-13 se ilustran los costos anuales del sistema para cada uno de los casos.

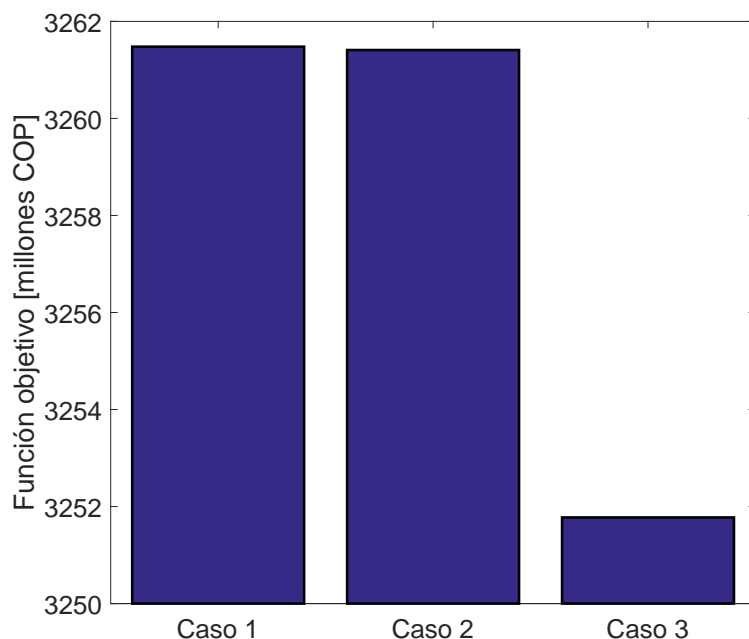


Figura 5-13. Valor de la función objetivo para los tres casos.

Por lo tanto, se concluye que el efecto que se observa ante la inclusión del almacenamiento por bombeo de agua es la reducción de los costos del sistema, por ejemplo en el caso 2 se pasó de tener 7 baterías, a tener 4, lo cual implicó un ahorro de \$68,935 [COP] en los costos anuales.

Además, ante la inclusión de los vehículos eléctricos se observa una reducción en los costos del sistema más pronunciada que en el caso 2. Dicha reducción es de \$9,633,700 [COP]. La cual se debe a que el sistema requiere de 1 batería y 1 aerogenerador menos que en el caso 2 (en el caso 2 se requerían 12 aerogeneradores) logrando así un ahorro en \$30,543,500 [COP], a pesar de que el sistema de almacenamiento por bombeo de agua, al ser de mayor tamaño que en el caso 2, presenta un sobrecosto de \$4,117,650 [COP]. El resto de los sobrecostos con respecto al caso 2 se deben al aumento en la generación diésel.

En general, la inclusión de los vehículos eléctricos como parte de los sistemas de almacenamiento reduce el dimensionamiento de las fuentes renovables en el sistema, debido a que éstos pueden almacenar y entregar la potencia almacenada a la red en las horas en que no se encuentran operando; sin embargo, la potencia que no alcanza a ser cubierta por los vehículos eléctricos se suple con una combinación entre bombeo de agua y diésel, que resulta más barata que tener un aerogenerador adicional.

2.1. Sistema con gestión de almacenamiento semanal. En la solución calculada anteriormente, dividiendo el año en 2 períodos de tiempo, se presenta el fenómeno de que en los sistemas de almacenamiento puede almacenarse cierta cantidad de energía, y ésta permanecer allí durante más de una semana, hasta que el sistema considere necesario que sea consumida. Por lo

cual el desempeño del sistema queda sujeto a la energía que se almacene durante semanas e incluso meses antes de su consumo. Esto, en términos de operación, hace que el sistema pierda robustez, pues la posibilidad de suministrar la demanda en un determinado tiempo dependerá, no solo de los recursos disponibles en el momento, sino de los recursos disponibles en el pasado. Por ello se decidió implementar una restricción adicional en la optimización planteada que obliga a que cada semana se consuma la energía almacenada.

$$(5-54) \quad \begin{aligned} E_b(k) &= E_b^m \\ E_{ba}(k) &= E_{ba}^m \\ E_v(k) &= E_v^m \end{aligned}$$

donde $k \in \{168, 336, \dots, 8760\}$ corresponde a la hora final de una semana.

Estableciendo esta restricción en la energía de los sistemas de almacenamiento y haciendo que dicha energía sea independiente entre cada semana, el problema de optimización convexo puede dividirse en períodos de cálculo semanales, y así obtenerse 53 subproblemas que pueden ser resueltos individualmente. Ya que, como se indica en la ecuación 3-12 del Capítulo 3 la energía, tanto en las baterías, como en los demás sistemas de almacenamiento depende de la condición inicial y de la potencia de carga y descarga en los instantes de tiempo anteriores; puede hacerse una separación de los períodos de cálculo semanales eliminando la dependencia de la carga y la descarga en semanas anteriores.

Con este procedimiento se obtienen 53 diseños diferentes, 1 para cada semana. Y, para que la solución elegida sea robusta, se escoge el valor máximo obtenido para cada uno de los elementos en cada semana.

Los resultados de dicho diseño se presentan en la Tabla 5-2.

Tabla 5-2. Resultados de la optimización del problema convexo con planteamiento determinístico y horizontes de tiempo semanales.

N_{wt}	22
N_{pv}	508
N_b	38
$\text{máx}(P_{ba})$	245.87 [kW]
$\text{máx}(P_t)$	83.73 [kW]
V	1,964.9 [m ³]
Función de costo evaluada en la solución	3,488.7 [MCOP]
Tiempo de simulación	78.5 [s]

Se observa que este sistema es más costoso que los dos sistemas propuestos teniendo en cuenta la división del año en 2 períodos de cálculo.

3. Solución del problema de optimización probabilístico

Según se indica en el diagrama de la Figura 5-2 el problema de optimización probabilístico se diferencia del determinístico en cuanto a que, a las series de datos de demanda y de clima se les realiza un tratamiento estadístico antes de ingresarlas a los modelos de los elementos, para reducir la complejidad del problema. En este caso se aproximarán los datos de cada hora, semanalmente a una distribución de densidad de probabilidad. Se asume dicha caracterización semanal porque el consumo energético diario varía y presenta una característica diferente en cada día de la semana, como puede observarse en la Figura 4-3.

Es decir, por ejemplo se tomarán los datos correspondientes a las 13 horas los días lunes, y se mirará qué función de probabilidad se ajusta mejor a dichos datos, entre las cuales se eligieron las siguientes: Weibull, normal, kernel; lognormal, exponencial y logística.

Para ello se realizará una prueba de ajuste Kolmogorov-Smirnov y se eligió la función de probabilidad que presentó el mejor ajuste a la demanda eléctrica, la velocidad de viento, la irradiancia y la temperatura ambiente. Así, se obtuvieron 168 funciones de densidad de probabilidad para cada una de las horas de la semana en cada una de las variables, exceptuando el consumo de los vehículos eléctricos de tipo 2, donde sólo se tienen 7 funciones de densidad de probabilidad, una para cada día de la semana.

La prueba de ajuste Kolmogorov-Smirnov consiste en evaluar la hipótesis nula de que ciertas observaciones o datos provienen de una distribución de probabilidad determinada, para un cierto nivel de significancia, el cual, para el caso de la presente tesis, se tomó en el 5 %.

El valor otorgado por esta prueba, D , es la diferencia máxima absoluta entre la densidad de probabilidad de los datos empíricos y los teóricos. Es decir:

$$(5-55) \quad D = \max_x (| \hat{F}(x) - G(x) |)$$

Donde x representa el vector de datos $G(x)$ es la densidad de probabilidad obtenida de los datos y $\hat{F}(x)$, es la teorizada por la hipótesis.

Para los datos de irradiancia, temperatura, velocidad de viento y demanda se obtiene un error de estimación menor al asumir una función de densidad de probabilidad kernel. En promedio la diferencia entre la probabilidad real de un valor y la estimada es de 0.085 para la velocidad del viento, 0.0871 para la temperatura, 0.1761 para la irradiancia y 0.2263 para la demanda; para el caso del consumo de los vehículos eléctricos se logró el mejor ajuste con una función logística.

Después de conocer la función de densidad de probabilidad que mejor representa los datos, se procede a calcular los valores, en cada hora, correspondientes la media, y a los percentiles 10 y 90. Posteriormente se establecen los siguientes escenarios:

- **Escenario de semana pesimista:** Se toma la demanda del sistema correspondiente al percentil 90 y los valores de irradiancia, temperatura y velocidad de viento correspondientes al percentil 10. En este escenario se tiene un valor alto de demanda, ya que el 90 % de los datos están por debajo de este valor, y se obtienen valores bajos de generación, puesto que

el 90 % de los datos climatológicos se encuentran por encima de este valor.

- **Escenario de semana promedio:** Se toman los valores de demanda, irradiancia, temperatura y velocidad de viento correspondientes a la media.
- **Escenario de semana optimista:** Se toma la demanda del sistema correspondiente al percentil 10 y los valores de irradiancia, temperatura y velocidad de viento correspondientes al percentil 90.

A continuación se ilustran los valores correspondientes al percentil 10, 90 y la media para la demanda eléctrica y las variables climatológicas.

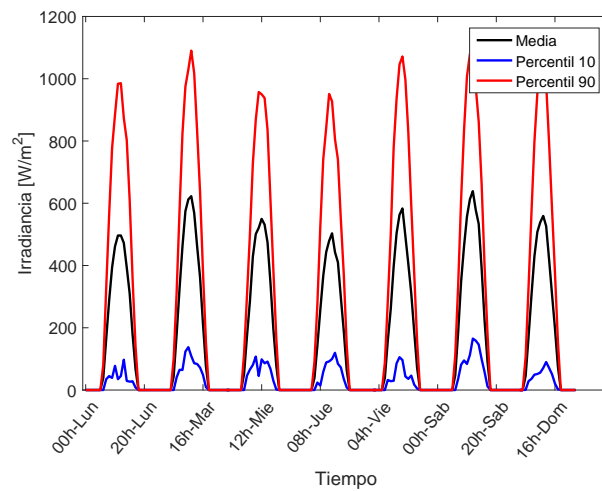


Figura 5-14. Valores probabilísticos semanales de irradiancia.

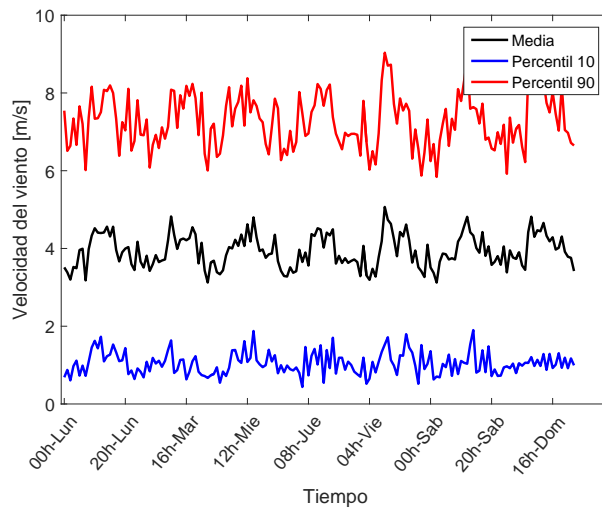


Figura 5-15. Valores probabilísticos semanales de velocidad del viento.

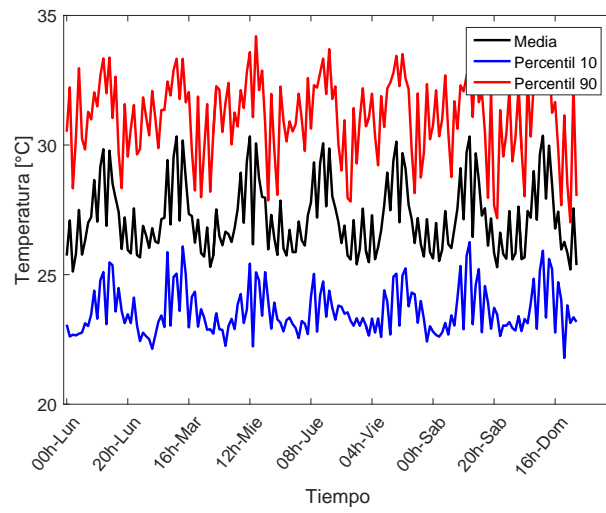


Figura 5-16. Valores probabilísticos semanales de temperatura.

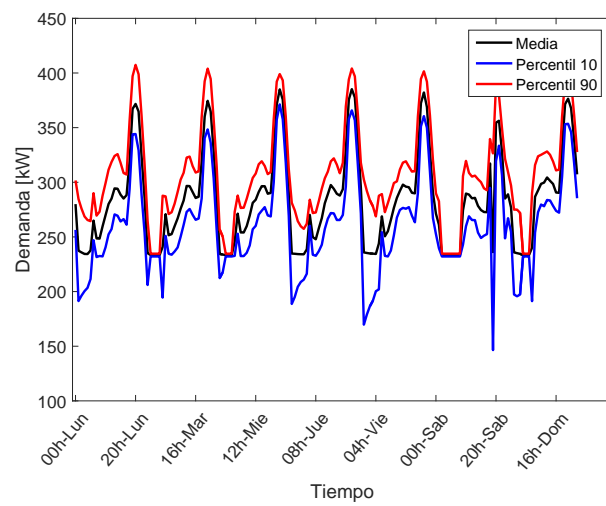


Figura 5-17. Valores probabilísticos semanales de la demanda eléctrica.

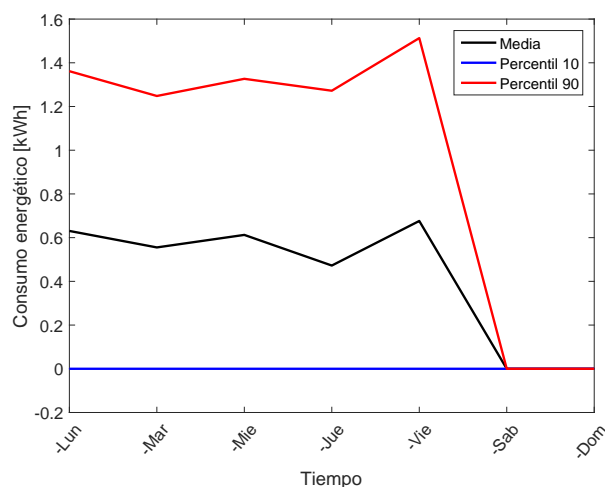


Figura 5-18. Valores probabilísticos semanales del consumo energético de los vehículos eléctricos de tipo 2.

Las dos variables que mayor variación presentan entre un escenario y otro son la irradiancia y la velocidad del viento. Las cuales, a su vez, tienen la mayor incidencia sobre la potencia generada por las fuentes renovables, ya que la variación de la potencia de los paneles con respecto a la temperatura, está multiplicada por un factor de $-0.45 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$, como se indicó en el Capítulo 3. La irradiancia pasa de presentar valores optimistas entre los 1 kW m^{-2} a tener valores 10 veces menores en el escenario pesimista. Por su parte, la velocidad del viento pasa de estar alrededor de los 7 m s^{-1} en el escenario optimista, a estar por debajo de los 2 m s^{-1} en el escenario pesimista.

Además, se calcula la correlación entre la irradiancia y la velocidad del viento, como se muestra en la Figura 5-19, para conocer la probabilidad de que se presenten los mínimos ó máximos de ambas variables simultáneamente.

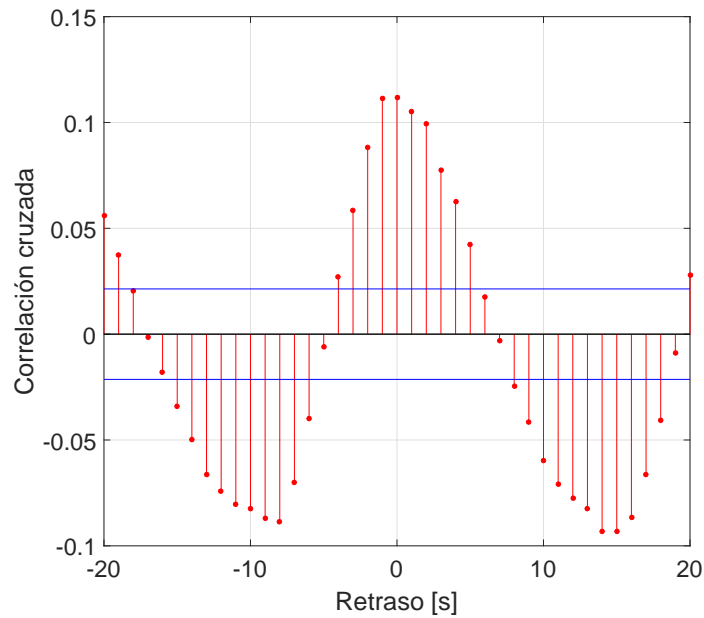


Figura 5-19. Correlación entre la irradiancia y la velocidad del viento.

El valor máximo de correlación cruzada entre ambas series de tiempo es de 0.1233. Dicho valor se encuentra en un rango entre -1 y 1, e indica el grado de dependencia lineal entre las variables. Por lo que, el valor de correlación cruzada obtenido se considera bajo y se asume que las variables de irradiancia y velocidad de viento son linealmente independientes; por lo tanto se asume que pueden presentarse los valores de radiación y velocidad de viento mínimos, simultáneamente.

Los resultados de la optimización para cada uno de los escenarios se presentan en la Tabla 5-3

Tabla 5-3. Resultados de la optimización del problema convexo con planteamiento probabilístico.

Item	Escenario de semana pesimista	Escenario de semana promedio	Escenario de semana optimista
N_{wt}	0	0	14
N_{pv}	3,909	726	0
N_b	0	0	1
$\text{máx}(P_{ba})$	6.16 [kW]	19.23 [kW]	17.95 [kW]
$\text{máx}(P_t)$	1.02 [kW]	3.84 [kW]	5.50 [kW]
V	38.87 [m ³]	106.98 [m ³]	168.31 [m ³]
Función de costo evaluada en la solución	\$4,998.6 [MCOP]	3,222.9 [MCOP]	2,288.3 [MCOP]
Tiempo de simulación	9.87 [s]	10.11 [s]	10.43 [s]

A continuación se presenta la potencia generada y demandada por el sistema en cada caso.

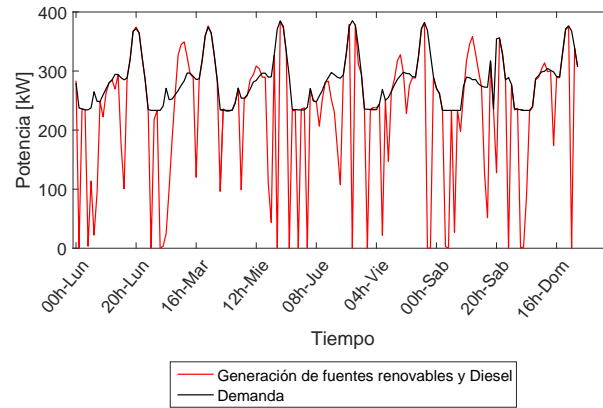


Figura 5-20. Potencia demandada y suministrada por las fuentes renovables y de diésel para el escenario promedio.

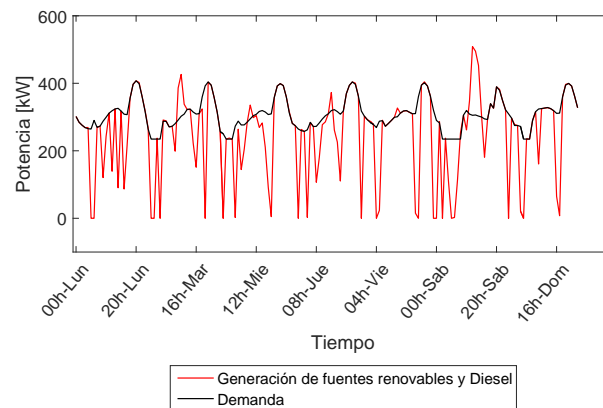


Figura 5-21. Promedio de generación con fuentes renovables y diésel para el escenario pesimista.

[H]

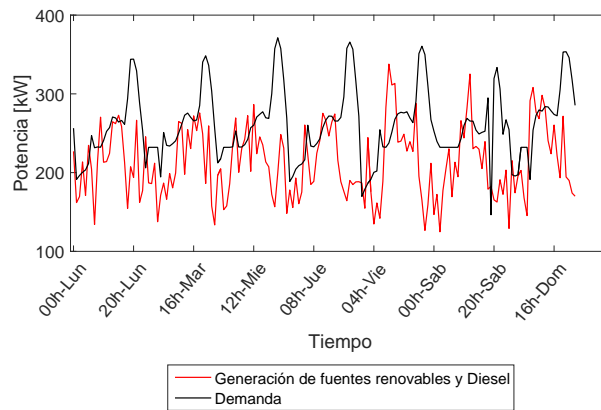


Figura 5-22. Promedio de generación con fuentes renovables y diésel para el escenario optimista.

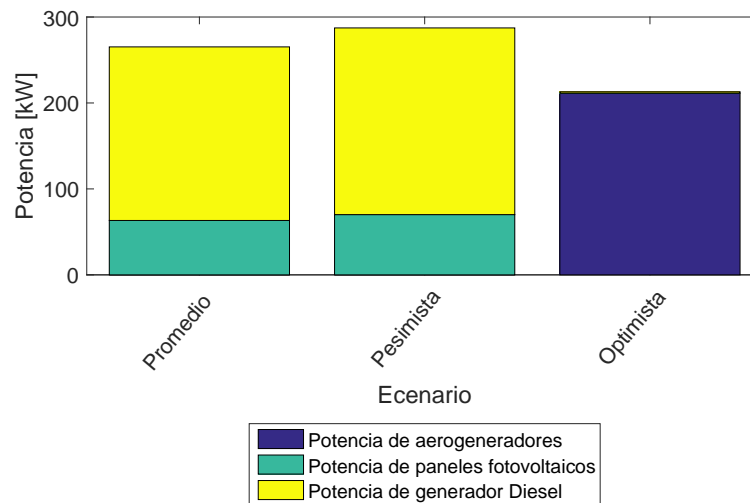


Figura 5-23. Promedio de generación con fuentes renovables y diésel para cada escenario probabilístico.

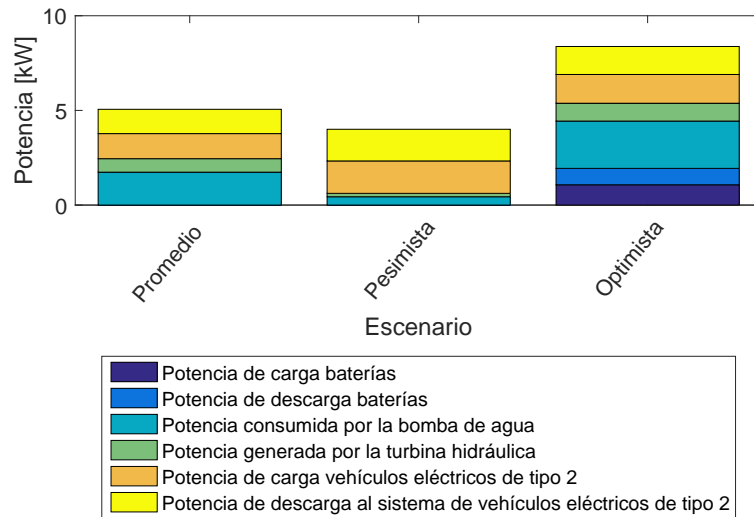


Figura 5-24. Promedio de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento para cada escenario probabilístico.

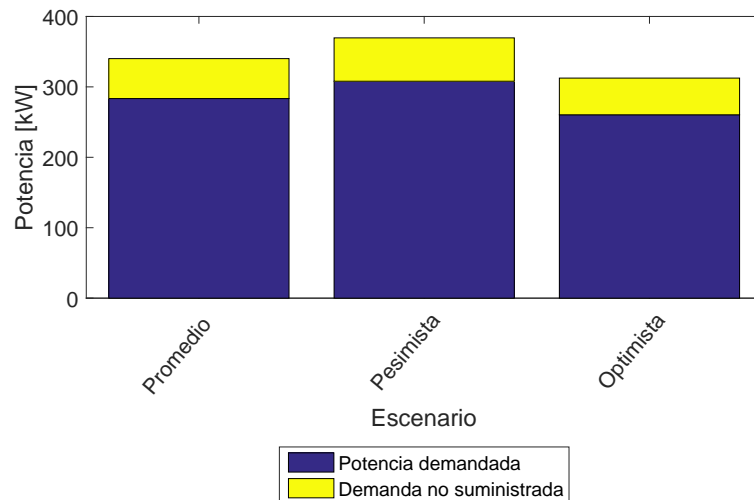


Figura 5-25. Promedio de potencia demandada y demanda no suministrada para cada escenario probabilístico.

En las Figuras 5-21 y 5-20 puede observarse que la potencia generada excede la potencia demandada la mayoría de los días de la semana alrededor del medio día en los escenarios promedio y pesimista, lo cual corresponde con lo ilustrado en la Figura 5-23, ya que en estos escenarios la componente de generación con paneles fotovoltaicos es mayor que las demás componentes, y ésta presenta su máximo en las horas de máxima irradiancia, alrededor de las 13 horas. Además, en el escenario optimista se presenta la menor coincidencia entre generación y demanda, como se muestra en la Figura 5-22, lo cual implica un mayor uso de los sistemas de almacenamiento, como puede observarse en la Figura 5-24. Sin embargo, las capacidades de los sistemas de almacenamiento son inferiores a las obtenidas con los escenarios determinísticos, puesto que, al realizar el tratamiento

estadísticos de los datos, tomando los percentiles de las series de tiempo, estos se *filtran*, ya que los cambios, por ejemplo, en velocidad de viento no serán tan bruscos en comparación con las series de datos completas.

Por otra parte, al escenario pesimista también corresponde el mayor valor de generación, como se ilustra en la Figura 5-25, así como también la mayor demanda no suministrada, ya que esta corresponde al 20% de la demanda total.

Adicionalmente se resalta que en el escenario optimista se tiene, en su mayoría, generación eólica, con una pequeña componente de diésel. Esto indica que si se presenta el máximo de recurso eólico en todas las horas de la semana, el cual se encuentra alrededor de los $8 \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$ para el municipio de Unguía, resulta más económico emplear aerogeneradores que paneles fotovoltaicos. Sin embargo, ni en el escenario medio ni en el pesimista se obtuvo componente de generación eólica, ya que las bajas velocidades de viento hacen que esta alternativa no sea viable. Además se debe tener en cuenta que los aerogeneradores elegidos para realizar el diseño comienzan a generar a partir de los $2.5 \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$, por lo que, los aerogeneradores no pueden entregar potencia al sistema en ninguna de las horas al tenerse siempre velocidades de viento inferiores a esta cota mínima en el escenario pesimista, como se muestra en la Figura 5-15.

Como observación general sobre los escenarios determinísticos y probabilísticos, se tiene que los tiempos de simulación para los escenarios determinísticos semestrales ascienden a 706.09 s, como puede observarse en la Tabla 5-1. Además, estos escenarios requieren el cálculo simultáneo de 39,532 variables. Por lo que se decide plantear un escenario determinístico semanal y tres escenarios probabilísticos. Reduciendo así el costo computacional de la optimización, pues sólo se deben calcular 1,516 variables simultáneamente, en cada cada uno de los escenarios.

3.0.1. Análisis de los multiplicadores de Lagrange de la solución. El siguiente problema de optimización, en forma estándar:

$$\begin{aligned} & \min_x f(x) \\ & \text{Sujeto a:} \\ & g(x) \leq 0 \\ & h(x) = 0 \end{aligned}$$

Puede transformarse en:

$$\min_{x,\lambda,\mu} L(x, \lambda, \mu) = \min_{x,\lambda,\mu} f(x) + \lambda^T g(x) + \mu^T h(x)$$

Donde $L(x, \lambda, \mu)$ es el lagrangiano de la función f .

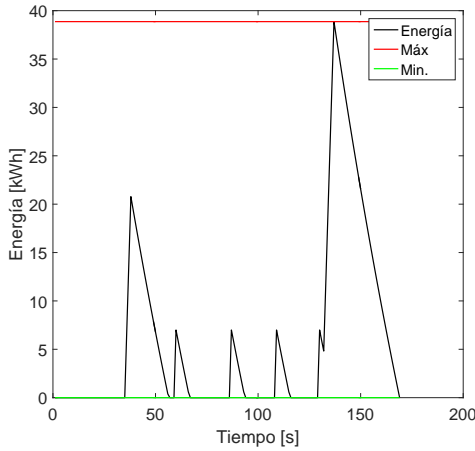
Para este problema deben cumplirse las condiciones de Kuhn-Tucker:

$$\begin{aligned}\nabla_x L(x, \lambda, \mu) &= 0 \\ \nabla_x f(x) + \lambda^T \nabla_x g(x) + \mu^T \nabla_x h(x) &= 0 \\ \lambda &\leq 0\end{aligned}$$

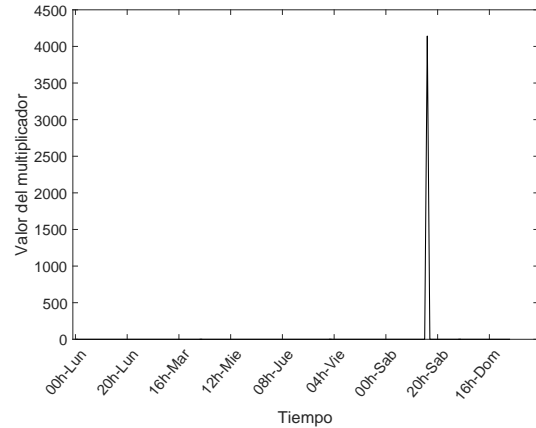
A los coeficiente λ y μ del lagrangiano se les denomina multiplicadores de Lagrange; dichos coeficientes indican las restricciones del problema que se encuentran activas, dando así una medida de aquellas condiciones que limitan el alcance del óptimo global del problema sin restricciones.

A continuación se presenta un análisis de los multiplicadores de Lagrange obtenidos para la solución del problema de optimización probabilístico con escenario pesimista.

De los demás multiplicadores de Lagrange, se grafica sólo el relacionado a la restricción de energía en el sistema de almacenamiento por bombeo de agua dada en la ecuación 5-33); sin embargo dicho análisis puede extenderse a las demás restricciones del problema.



(A) Energía en la batería.



(B) Multiplicador asociado a límite superior de la energía en el tanque de agua.

Figura 5-26. Multiplicadores de Lagrange asociados a la restricción de energía en el tanque de agua para el escenario probabilístico pesimista.

En la Figura 5-26b, el multiplicador corresponde a la restricción de máxima energía ($E_{ba}(t) \leq 0$). Por lo tanto éste sólo es diferente de cero en la hora 17 de sábado, dónde la energía en el tanque de agua alcanza su valor máximo y se activa dicha restricción.

El multiplicador de Lagrange de mayor valor es el asociado a la restricción de la ecuación 5-31, relacionada con la positividad de la potencia de bombeo, con una magnitud de aproximadamente 2.88×10^7 . Esto implica que el valor del óptimo obtenido es más sensible que la potencia de la bomba sea positiva que a las demás restricciones. Es decir que, si se le permitiese a la bomba absorber

potencia, el sistema sería más barato, lo cual es consistente con los costos presentados en la Tabla 4-6, puesto que la bomba de agua es alrededor de 2.7 veces más barata que la turbina hidráulica.

Los multiplicadores de Lagrange asociados al balance de potencia, ecuación 5-49, la carga de los vehículos eléctricos de tipo 2, ecuación 5-44 y la demanda no suministrada, ecuación 5-52 tienen una magnitud de 1.3995×10^6 y son los que le siguen, en magnitud, al mayor multiplicador de Lagrange.

3.0.2. *Análisis de la sensibilidad del costo a la demanda no suministrada.* A continuación, en la Figura 5-27, se presenta el cambio de la solución de la optimización ante la variación de una de estas condiciones límite, la demanda no suministrada.

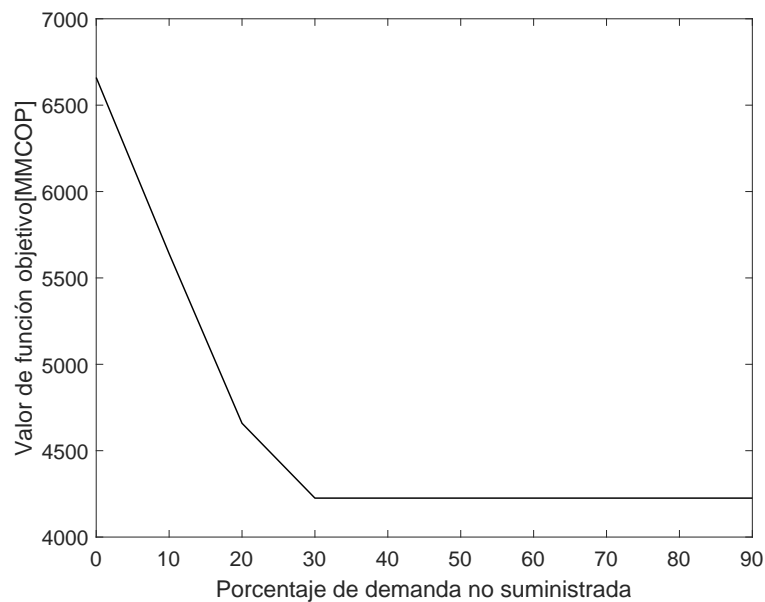


Figura 5-27. Función objetivo con variación en el porcentaje de la demanda no suministrada del escenario probabilístico pesimista.

Se presenta una mejoría o un decremento en los costos del sistema ante el aumento de la demanda no suministrada. En ellos se observa una variación más pronunciada para valores de la demanda no suministrada entre 0 y 30%; posterior a este valor, las variaciones en los costos del sistema son casi imperceptibles entre un porcentaje y otro. Por lo cual se concluye que para valores de demanda no suministrada superiores al 30% de la demanda total, no es posible mejorar la solución de la optimización variando esta condición.

Capítulo 6

Comparación con otros métodos de diseño

1. Diseño con método heurístico basado en algoritmos genéticos

Este método se describe en [27]. Para el presente análisis se empleó la estrategia de despacho de seguimiento de carga descrita en dicho estudio junto con el algoritmo jerárquico principal, cuyo diagrama de bloques se ilustra en la figura **6-1**. Donde se considera que los procesos de reproducción cruce y mutación del algoritmo están dados por el procedimiento que a continuación se describe [85] .

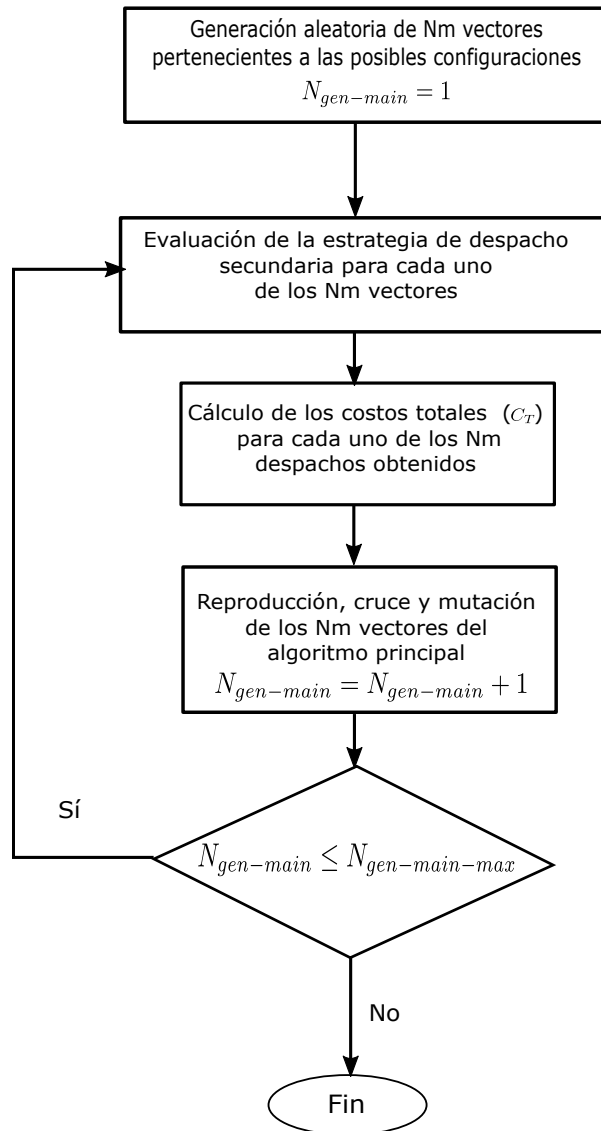


Figura 6-1. Diagrama de flujo del algoritmo jerárquico principal planteado en [27].

- Inicialmente se evalúa la función de costo (f_{obj}) para cada individuo de la población.
- Se calcula la función de ajuste (fitness) de cada cromosoma como: $fitness = \frac{1}{1+f_{obj}}$.
- La probabilidad de cada individuo P_i se calcula como: $P_i = \frac{fitness_i}{fitness-total}$.
- Se obtiene la probabilidad acumulada de cada individuo (CP_i): $CP_i = \sum_{m=1}^i P_m$.
- Seleccionar R números aleatorios entre 0 y 1. R es el total de individuos en la población. Si $CP_{i-1} < R_i \leq CP_i$, se selecciona el individuo i para la reproducción, es decir que el individuo i es un padre.
- Se determina el punto de cruce entre los individuos, generado tantos números aleatorios enteros como padres; dichos números aleatorios se generan entre 1 y la longitud de los

individuos-1. Los padres se cortan en el punto indicado y se les intercambian sus genes para formar los hijos.

- Se realiza el proceso de mutación en los hijos obtenidos, seleccionando de estos un gen aleatorio y reemplazándolo por uno nuevo.

Para el caso del presente trabajo se establecieron 100 iteraciones como valor máximo y 50 individuos en cada población. Además se tiene que el espacio de búsqueda, para las variables $N_{wt,i}$, $N_{pv,i}$, $N_{b,i}$, $P_{ba,i}^M$, $P_{t,i}^M$ y V_i , fue acotado entre los siguientes valores:

Tabla 6-1. Espacio de búsqueda para el algoritmo genético.

Variable	Rango de búsqueda
N_{wt}	0-100
N_{pv}	0-1600
N_b	0-900
$max(P_{ba})$	0 [kW] -677 [kW]
$max(P_t)$	0 [kW] - 677 [kW]
V	0 [m ³] -3000 [m ³]

Estos valores del espacio de búsqueda se tomaron con base en los resultados de la optimización convexa, dándole una holgura a cada una de las variables; sin embargo para el caso de la potencia de la bomba y de la turbina se estableció como valor máximo del espacio de búsqueda el valor correspondiente al caudal máximo soportable por la tubería elegida que es de 12 [in].

A continuación se presentan los resultados obtenidos con este método de diseño. Para el cual se incluyeron los 5 vehículos eléctricos como cargas adicionales en el sistema entre las 20 a las 23 horas, donde estos serán cargados hora a hora por el sistema, el cual les otorgará la potencia máxima de carga durante este tiempo.

Tabla 6-2. Resultados obtenidos con metodología basada en algoritmos genéticos.

N_{wt}	20
N_{pv}	677
N_b	456
$max(P_{ba})$	613 [kW]
$max(P_t)$	564 [kW]
V	1,524 [m ³]
Función de costo evaluada en la solución	4,548.6 [MCOP]
Tiempo de simulación	406.88 [s]

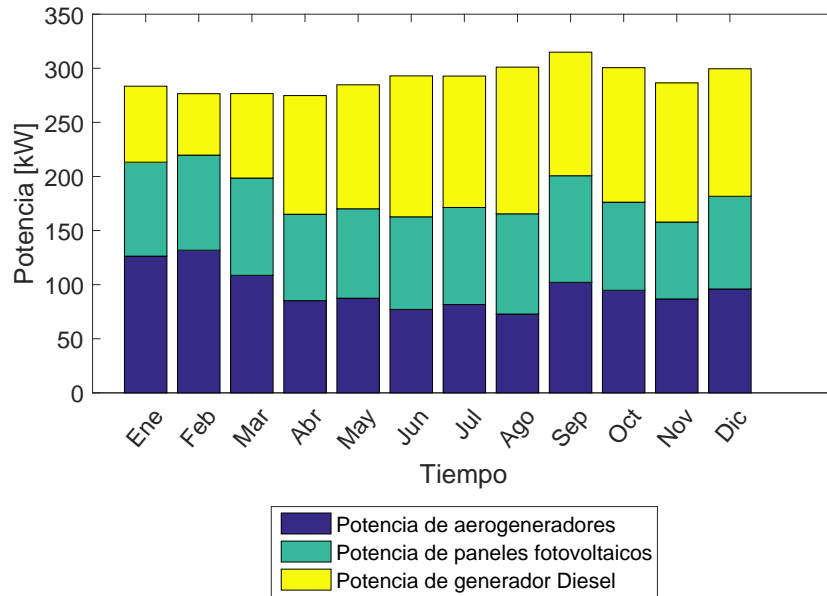


Figura 6-2. Potencia promedio mensual generada por las fuentes renovables y demandada.

En la Figura 6-2 se presenta el promedio de generación mensual con fuentes renovables y diésel, aproximadamente del total de generación, el 46 % pertenece a generación diésel.

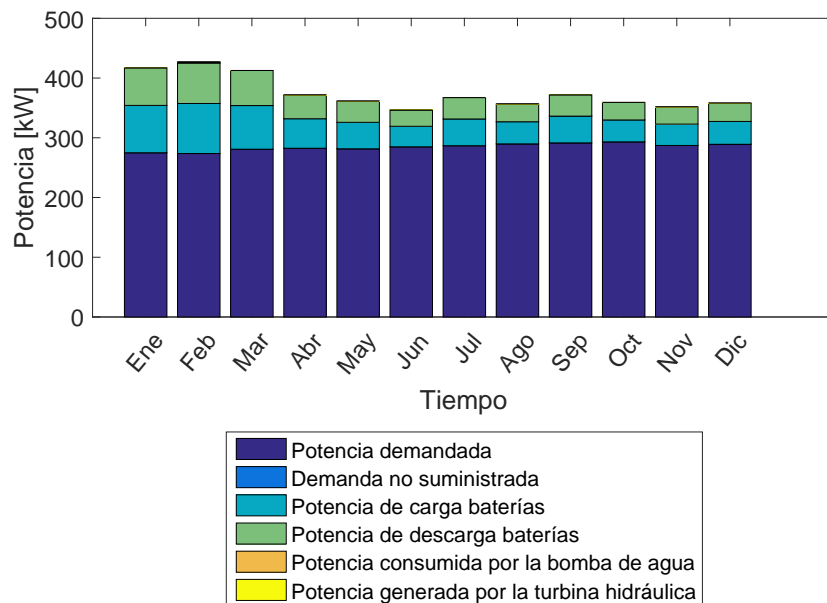


Figura 6-3. Potencia promedio mensual de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento, demanda no suministrada y demanda total.

En la Figura 6-3 puede observarse que la demanda no suministrada obtenida con la aplicación de este algoritmo es cero en todas las horas del año. Es decir que con el diseño calculado se garantiza

el suministro del total de la demanda del sistema.

Además puede evidenciarse una utilización de los sistemas de almacenamiento mayor en los tres primeros meses del año lo cual está relacionado a la potencia sobrante producida por los aerogeneradores gracias a que las velocidades del viento son mayores en estos meses en comparación con el resto del año. Y se presenta una mayor utilización del banco de baterías que del almacenamiento por bombeo de agua.

2. Diseño con software HOMER

HOMER[®] [52], es un software desarrollado por el U.S. National Renewable Energy Laboratory (NREL), que permite realizar la planeación y el diseño de microrredes, aisladas o conectadas a la red. Este software es el más utilizado en todo el mundo con este propósito, como se indica en [86].

Los modelos que se emplean en HOMER para los elementos de la microrred son similares a los empleados en esta tesis. A continuación se presenta un recuento del ajuste de los modelos de HOMER para la representación del caso de estudio propuesto.

2.1. Demanda eléctrica. Se ingresan los datos horarios de demanda eléctrica estimados a partir de los datos suministrados por el IPSE [40].

2.2. Generador diésel. Al generador diésel se le asigna una función lineal para el consumo de combustible, la cual está dada por la ecuación 3-8, presentada en el Capítulo 3. El costo del combustible diésel se asume constante para el año, e igual al promedio mensual para el año 2015 (ver Tabla 4-5) que es de \$2,530.7 [COP l⁻¹].

Y se asume que existe un límite en el combustible anual consumido de 1,184,900 [l] que equivale a multiplicar el consumo diario permitido dado en la restricción 5-50 por 365 días.

El costo de inversión inicial asignado a los generadores diésel es de \$0 COP, al igual que el costo de reposición, puesto que son infraestructura ya existente en el municipio de Unguía. Para el costo de operación y mantenimiento se tienen en cuenta un valor de \$7,386,700 COP tal como se indica en la Tabla 4-4.

2.3. Combustible diésel. Al combustible diésel se le asignan los siguientes parámetros:

Tabla 6-3. Características de combustible diésel para modelamiento en HOMER

Densidad	820 kg m ⁻³
Contenido de Carbono	86.1 %
Contenido de sulfuro	0.33 %

Se aclara que en HOMER no es posible tener en cuenta los costos por emisiones que se presentan durante la construcción de los elementos de la microrred, sin embargo sí es posible tener en cuenta los costos de emisiones durante la operación del generador diésel por ello se les asigna un costo

de $\$25,540.60 \text{ COP t}^{-1}$, que es el mismo costo de emisiones que se tuvo en cuenta en la función objetivo del problema de optimización planteado. Dicho costo se indica en la ecuación ??.

Por otro lado, la variable de decisión que se emplea en HOMER para los dos generadores diésel, el despacho de potencia hora a hora de estos.

2.4. Páneles fotovoltaicos. Inicialmente se ingresan los datos de radiación global horizontal, los cuales se toman como aquellos suministrados por CENICAFE [87] y los datos de temperatura ambiente suministrados por el IDEAM [42]. Posteriormente se ingresan los parámetros de la Tabla 4-1 en el modelo del panel. Además se tienen los siguientes costos asociados.

Tabla 6-4. Costos de los páneles fotovoltaicos en HOMER

Costos de inversión inicial	\$7,042,200 [COP]
Costos de reposición	\$7,038,100 [COP]
Costos de operación y mantenimiento anuales	\$11,295 [COP]

Nota: El valor de inversión inicial es mayor que el valor de las reposiciones debido a que en la inversión inicial se tiene en cuenta el costo del terreno.

La variable de decisión relacionada a los paneles fotovoltaicos es el número de elementos o unidades a considerar, y se le asignó un espacio de búsqueda entre 0 y 2000.

2.5. Aerogeneradores. Se ingresan los datos de velocidad de viento suministrados por el IDEAM [42] junto con los parámetros dados en la Tabla 4-2. Los costos asociados a los aerogeneradores se presentan en la Tabla 6-5.

Tabla 6-5. Costos de los aerogeneradores en HOMER

Costos de inversión inicial	\$343,050,000 [COP]
Costos de reposición	\$342,820,000 [COP]
Costos de operación y mantenimiento anuales	\$550,170 [COP]

La variable de decisión relacionada a los aerogeneradores es el número de elementos o unidades a considerar, y se le asignó un espacio de búsqueda entre 0 y 200.

2.6. Baterías. Se ingresan los parámetros dados en la Tabla 4-3 en el modelo de la batería de HOMER. Los costos asociados a las baterías se presentan en la Tabla 6-6.

Tabla 6-6. Costos de las baterías en HOMER

Costos de inversión inicial	\$13,184,060 [COP]
Costos de reposición	\$9,205,503 [COP]
Costos de operación y mantenimiento anuales	\$42,420 [COP]

La variable de decisión relacionada a las baterías es el número de elementos o unidades en que conformarán el banco de baterías, y, a ésta se le asignó un espacio de búsqueda entre 0 y 2000.

2.7. Sistema de almacenamiento por bombeo de agua. En el modelo del sistema de almacenamiento por bombeo de agua en HOMER se tienen como valores de entrada: el voltaje de operación del sistema de almacenamiento, el cual se elige de 240 V, ya que es el voltaje de operación de la bomba y de la turbina hidráulica; la eficiencia del sistema, presentada en la tabla 4-6; la capacidad nominal del almacenamiento de energía E_{ba}^M kWh, la cual está dada por la expresión 6-56. En dicha expresión se observa que esta capacidad depende del volumen, de allí que ésta no es una variable de decisión como en el caso de la optimización propuesta en esta tesis; la máxima capacidad de carga y la máxima capacidad de descarga, dependen de la potencia máxima entregada por la bomba y la turbina, con lo que se concluye que estas tampoco serán variables de decisión.

$$(6-56) \quad E_{ba}^M = \frac{\eta_t \rho g h V}{3.6 \times 10^6}$$

Debido a que, como se observó anteriormente, debe asignarse un valor para el volumen del tanque y la potencia máxima de la bomba y la turbina, estos valores serán tomados de la solución obtenida con la optimización convexa para el período que comprende los meses entre julio y diciembre. Dichos valores se presentan a continuación.

Tabla 6-7. Parámetros del almacenamiento por bombeo de agua en HOMER

Volumen del tanque de agua	1,606.1 [m ³]
Potencia máxima de la bomba	155.18 [kW]
Potencia máxima de la turbina	37.28 [kW]

Los costos asociados el sistema de almacenamiento por bombeo de agua se presentan en la tabla 6-8.

Tabla 6-8. Costos del sistema de almacenamiento por bombeo de agua en HOMER

Ítem	Valor
Costos de inversión inicial	\$1,680,100,000 [COP]
Costos de reposición	\$1,680,100,000 [COP]
Costos de operación y mantenimiento anuales	\$5,392,600 [COP]

Las variables de decisión asociadas al sistema de almacenamiento por bombeo de agua son la potencia de carga y descarga hora a hora del sistema.

2.8. Vehículos eléctricos. Los vehículos eléctricos serán modelados en HOMER, y en el método del algoritmo genético como cargas adicionales en el horario nocturno; dichas cargas toman su valor máximo entre las 20 y 22 horas y la mitad del valor máximo de carga a las 23 horas.

Carga máxima= $5P_v^M = 8.71$ [kW].

Además de estos elementos debe añadirse un convertidor bidireccional que enlace los nodos DC y AC del sistema. A este convertidor se le asignó un valor de potencia nominal de 1,000 kW y se establecieron en \$0 COP los costos asociados a este elemento.

Un esquema de la microrred, para el Caso 3, implementada en el software HOMER se ilustra en la Figura 6-4.

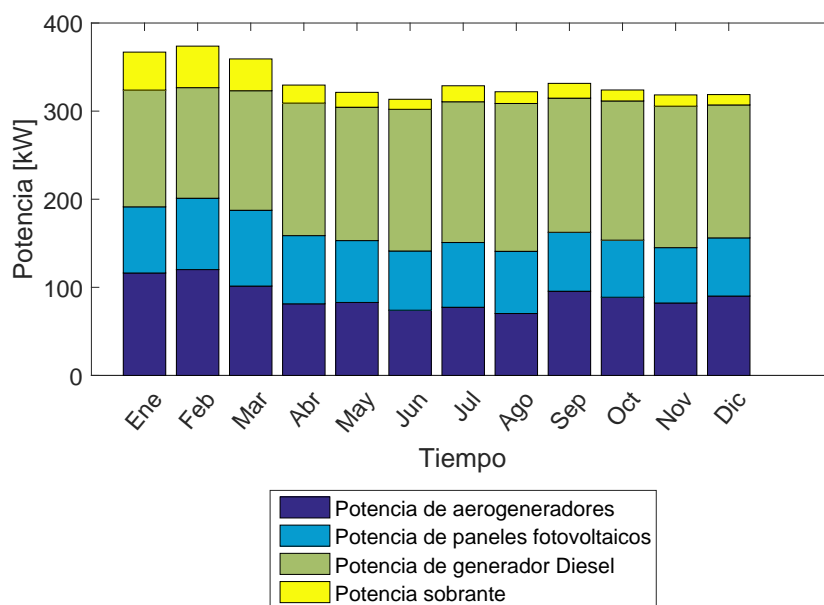


Figura 6-4. Esquema de microrred implementada en HOMER. Caso 3.

El número máximo de simulaciones por optimización se ajustó en 5,000 para todos los casos. Los resultados obtenidos se resumen a continuación.

Tabla 6-9. Solución obtenida con HOMER.

N_{wt}	15
N_{pv}	548
N_b	0
$max(P_{ba})$	155.18 [kW]
$max(P_t)$	37.28 [kW]
V	1,606.1 [m ³]
Función de costo evaluada en la solución	3,491.6 [MCOP]
Tiempo de simulación	63.94 [s]

**Figura 6-5.** Potencia promedio mensual generada por las fuentes renovables y demandada.

Para este caso el 50.38% de la energía total generada corresponde a generación diésel. Y existe una cantidad de potencia que el sistema no almacena ni tampoco destina para suministrar la demanda, la cual se denomina potencia sobrante, la cual es mayor en los tres primeros meses del año.

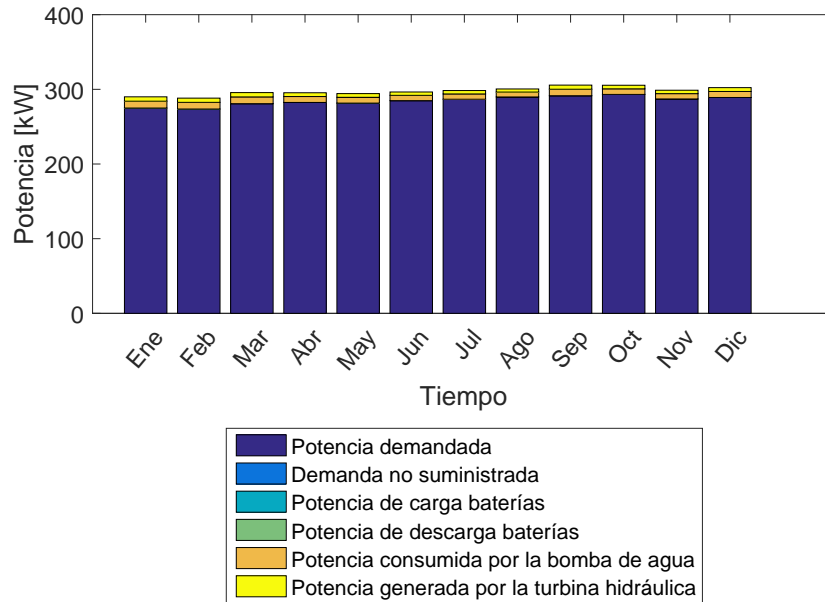


Figura 6-6. Potencia promedio mensual de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento, demanda no suministrada y demanda total.

En la Figura 6-6 sólo aparece la potencia demandada y la entregada por el sistema de bombeo de agua, ya que no se usan baterías ni vehículos eléctricos como sistemas de almacenamiento.

3. Comparación de los diseños

Inicialmente se simulan las soluciones calculadas con la metodología propuesta, empleando el planteamiento determinístico y el probabilístico. Descartando aquellos diseños que resulten inviables. Para simular el sistema, se asume un diseño conocido, y se emplea una optimización dinámica con un horizonte de 168 horas, es decir, de una semana, para calcular el despacho del diésel, los sistemas de almacenamiento y la demanda no suministrada en cada hora. El planteamiento de dicha optimización se presenta en el Anexo 8, de la cual se obtienen los resultados presentados en la Tabla 6-10.

Tabla 6-10. Simulación con diseños obtenidos de los planteamientos determinístico y probabilístico

Enero-Junio determinístico	Julio-Diciembre determinístico	Semanal determinístico	Pesimista probabilístico	Promedio probabilístico	Optimista probabilístico
No viable para 3 semanas	Viable	Viable	Viable	No viable para 26 semanas	No viable para 19 semanas

A continuación se comparan los diseños que dieron un resultado viable en la simulación, y los obtenidos aplicando las metodologías de HOMER y el algoritmo genético. Para la comparación se tienen en cuenta los vehículos eléctricos como cargas adicionales en los escenarios: Julio-Diciembre

determinístico, semanal determinístico y pesimista probabilístico; debido a que el algoritmo genético y HOMER hacen su cálculo bajo esta consideración.

Tabla 6-11. Comparación de resultados para el diseño de la microrred

Ítem	Julio-Diciembre determinístico	Semanal determinístico	Pesimista probabilístico	Algoritmo genético	HOMER
N_{wt}	6	22	0	20	15
N_{pv}	402	508	3,909	677	543
N_b	4	38	0	456	0
máx (C_{ba}) [kW]	155.18	229.23	29.23	613	155.18
máx (C_t) [kW]	37.28	71.10	6.47	564	37.28
V [m ³]	1,606.1	1,788.4	247.73	1,524	1,606.1
Función de costo evaluada en la solución [MCOP]	\$3,438.8	\$3,512.6	\$5,395.6	\$4,548.6	\$3,491.6
Tiempo de simulación [s]	1,492	26.83	9.34	406.88	63.94
Generación con diésel [%]	79.23	38.01	22.62	7.54	50.38

En la Tabla 6-11 puede observarse que la solución que requiere un menor tiempo de simulación es la del escenario pesimista, calculada mediante el planteamiento estocástico de la optimización convexa, mientras que la optimización que requiere de mayor tiempo de simulación es la del período Julio-Diciembre con el planteamiento determinístico. Esta reducción en el costo computacional está relacionada a la reducción en las variables de decisión del problema de optimización, que para el caso determinístico en el segundo período son 39,532 y para los escenarios estocásticos son 1,516. Sin embargo, los tiempos de simulación obtenidos son aceptables para tareas de diseño (menores a 1.3 horas), que no involucran operación en tiempo real, por lo cual se considera que esta variable es de menor importancia en la comparación de alternativas. Además, si se compara la cantidad de elementos requerida en cada uno de los diseños se tiene que el escenario probabilístico pesimista es el que más cantidad de paneles fotovoltaicos propone, siendo más de 8 veces la cantidad de paneles propuesta en el diseño para el período Julio-Diciembre; esto se debe a que en el escenario pesimista, la velocidad del viento es tan baja que no es viable la instalación de aerogeneradores, por lo que los paneles, operando con una radiación baja (puesto que solo el 5% de los datos de radiación semanales se encuentran por debajo de este valor de operación), deben suplir una demanda que se encuentra por encima de la media semanal; con lo que se obtiene un sistema sobredimensionado, en términos de costos, si se compara con los demás diseños que también son viables y no requieren de tantos elementos. Además, este diseño pesimista no usa baterías, y el tanque es 38 veces más pequeño que el propuesto por los demás diseños. En la Figura 5-21, puede observarse que la generación pocas veces excede la demanda durante el periodo de diseño, por lo se requiere poco uso del almacenamiento.

La solución con el algoritmo genético es la que le sigue por costos, en orden descendente, al diseño probabilístico pesimista, y en ella se propone la mayor cantidad de baterías; este diseño también considera un alto número de paneles y de aerogeneradores, si se compara con HOMER y el diseño para el período julio-diciembre. Además se encontró que el diseño propuesto empleando HOMER

tampoco fue el de menor costo obtenido. Esto se debe a las siguientes características que ambos métodos comparten:

- **Emplean una estrategia de despacho fija.** Para el caso del algoritmo genético, cuando la potencia generada no es suficiente para suplir la demanda, se utilizan las baterías para entregar esta potencia faltante, y luego, si las baterías alcanzan su máximo, hace uso del almacenamiento por bombeo de agua; por ello, si las baterías pueden suplir cierto déficit de generación, el almacenamiento por bombeo de agua no se utiliza. Por su parte, HOMER tiende a utilizar el sistema de almacenamiento por bombeo de agua; puesto que él sólo puede tomar dos decisiones sobre dicho sistema de almacenamiento: usarlo con un dimensionamiento previamente definido o no usarlo. En este caso prefiere usarlo ya que el sistema que se dimensionó previamente, basado en la solución del escenario probabilístico para el periodo julio-diciembre, es suficiente para compensar las diferencias entre demanda y generación, resultando más económico que la implementación de un banco de baterías. Sin embargo se aclara que HOMER no interviene sobre las variables de diseño del sistema de almacenamiento por bombeo de agua.

- **Se tiene exploración exhaustiva o aleatoria del espacio de búsqueda.** El resultado obtenido depende del número de elementos que alcanzaron a explorarse en el espacio de búsqueda de las soluciones y su cercanía al óptimo del problema. En este caso, para el algoritmo genético, se analizaron 5,000 puntos aleatorios del espacio de búsqueda tomando como punto inicial un valor aleatorio. El resultado reportado en la Tabla 6-11 es el mejor obtenido de los 5,000 explorados; sin embargo este punto no es el óptimo del problema, ya que las soluciones con los escenarios determinísticos y HOMER tienen un menor valor de la función de costo. Por ello, puede decirse que, los puntos explorados no fueron suficientes para que el algoritmo genético alcanzara la convergencia al punto óptimo; y no es posible establecer con certeza, de manera previa, cuántos puntos deberían explorarse para lograrlo.

Un análisis similar puede realizarse para la solución dada por HOMER, pues en este software se emplea una estrategia de búsqueda exhaustiva para calcular el diseño óptimo. Dicha estrategia explora 10,000 puntos del espacio de búsqueda, y aunque mejora los resultados del algoritmo genético, no hay garantía de que esta converja al óptimo global del problema.

Por otro lado, el resultado para el escenario semanal determinístico, aunque más costoso que el del período Julio-Diciembre, hace mayor uso de las fuentes renovables, utilizando casi el doble de los aerogeneradores, y reduce en un 43% el uso de la generación diésel. Esto se debe a que en el escenario semanal se debe garantizar el suministro en la peor semana; es decir en la semana que tenga la mayor demanda y la menor generación. Sin embargo el resultado obtenido difiere con respecto al del escenario probabilístico semanal pesimista. Porque si bien ambos escenarios tienen en cuenta condiciones pesimistas semanales, el escenario probabilístico pesimista considera que las peores condiciones climatológicas de todas las semanas del año pueden presentarse en al mismo tiempo, así mismo las mayores condiciones de demanda; aunque puede que esto no ocurra en la realidad y que los períodos de mayor demanda no coincidan con los de menor generación. Es por ello que se considera sobredimensionado el diseño probabilístico semanal pesimista.

Si se clasifican las soluciones, según su costo de forma descendente, se obtiene el siguiente listado:

- Solución con optimización determinística para segundo período de julio-diciembre.

- Solución con HOMER.
- Solución con optimización determinística y despacho semanal.
- Solución con metodología basada en algoritmos genéticos.
- Solución estocástica con escenario pesimista.

La solución que ocupa el primer lugar en cuanto a costos es la obtenida para el período Julio-Diciembre con la optimización basada en escenarios determinísticos, por lo tanto se recomienda la implementación de este diseño en el municipio de Unguía.

Sin embargo, este diseño (el obtenido para el período Julio-Diciembre), presenta la mayor dependencia de la generación diésel, con lo cual se pierde robustez en la solución, y con ello la capacidad que tiene el sistema de responder ante una reducción de la capacidad de generación. Lo cual es de gran importancia si se considera que las variables climatológicas pueden tener errores de estimación y además pueden variar de un año a otro.

Se hace la aclaración de que se emplea una métrica cuantitativa para cuantificar la robustez. Dicha métrica corresponde a la cantidad de generación diésel utilizada y al tamaño de los sistemas de almacenamiento. Puesto que se establece que mientras menos uso se haga de la generación diésel y mientras mayor tamaño tengan los sistemas de almacenamiento, el sistema podrá responder a diferencias más bruscas entre generación y demanda y a cambios más rápidos de las variables del sistema.

Además es la solución que más contamina en la etapa de operación, puesto que implica mayor uso del generador diésel.

Si se desea mayor robustez en el diseño y menor contaminación, se recomienda la implementación de la solución con optimización determinística y despacho semanal.

Conclusiones y recomendaciones

1. Conclusiones

En esta tesis se implementó una metodología con diversos escenarios para el diseño de microrredes híbridas aisladas, compuestas por los siguientes elementos: aerogeneradores, paneles fotovoltaicos, generación diésel, banco de baterías, sistema de almacenamiento por bombeo de agua y vehículos eléctricos, tomando como caso de estudio el municipio de Unguía (Chocó- Colombia). Dicha metodología se basa en la solución de un problema de optimización convexo entero-mixto con el método iterativo branch and cut, para 5 escenarios diferentes. Resaltándose que la expresión para el terreno ocupado por los elementos, las restricciones que involucran los vehículos eléctricos y la limitación para la energía diaria entregada por el generador diésel fueron propuestas en este trabajo y consideran como aportes de la tesis.

Los escenarios considerados fueron:

- Dos escenarios determinísticos, denominados así porque se toman todos los valores de las series de tiempo de demanda y variables climatológicas, en el horizonte de cálculo, para realizar la optimización. El primero de estos escenarios tiene en cuenta dos períodos de cálculo de 6 meses cada uno. El segundo, considera horizontes de cálculo semanales; para cada semana se halla un diseño, y posteriormente se dimensionan los elementos con el mayor valor obtenido en las 52 semanas del año.
- Tres escenarios probabilísticos, en los cuales se estableció una función de densidad de probabilidad Kernel con el objetivo de describir el comportamiento estocástico de la demanda, la irradiancia solar y la velocidad del viento para un período semanal, hora a hora. Estos tres escenarios son: optimista, pesimista y promedio. En el escenario optimista se tomó el percentil 10 de la función de densidad de probabilidad de la demanda semanal, y el percentil 90 de las variables climatológicas; en el escenario pesimista se tomó el percentil 90 de la demanda y el 10 de las variables climatológicas; y en el caso promedio se tomó la media semanal hora a hora, tanto de demanda como de las variables climatológicas.

En cuanto al cálculo de las soluciones para cada escenario pudo concluirse que: Con el planteamiento del escenario determinístico semanal y los escenarios probabilísticos, se reduce en 38,016 el número de variables de cálculo del problema de optimización. Con lo cual se obtiene una reducción máxima en los tiempos de simulación de 696.13 [s]. Sin embargo, esta reducción en tiempos y costo computacional implica un aumento en la función de costo del problema, para el escenario determinístico semanal con respecto a los escenarios semestrales, de 138.1 [MCOP]. En el caso de los escenarios probabilísticos no puede decirse que la reducción en el costo computacional incrementa los costos del sistema en todos los casos, pues con el escenario optimista se obtiene el diseño más barato. Pero sí puede decirse que, al hacer la simplificación probabilística, los diseños puede que

no cumplan con las condiciones reales del sistema.

Posterior al cálculo del diseño de la microrred para cada escenario, se verificó la viabilidad de cada uno de éstos a través de la simulación de la microrred diseñada. Para las soluciones con los escenarios probabilísticos, sólo se obtuvo viabilidad en el escenario pesimista, al simular éstas mediante la aplicación de una optimización dinámica con un horizonte de cálculo semanal. Esto se debe a que, en el escenario optimista sólo se consideran aerogeneradores y se espera que se presenten velocidades de viento superiores a las que realmente ocurren, siendo insuficiente la generación alcanzada. Por su parte en el escenario promedio no se considera la necesidad de tener baterías y el sistema de almacenamiento por bombeo de agua requerido es pequeño con respecto a los escenarios determinísticos, con lo cual se hace imposible que el sistema, empleando los datos reales, pueda compensar las variaciones entre la generación y la demanda para las semanas que se alejen del promedio.

Luego se implementaron dos metodologías de diseño establecidas en la literatura para propósitos de comparación: diseño empleando el software HOMER y diseño basado en un algoritmo genético. Se compararon las soluciones viables obtenidas con el método propuesto y las soluciones obtenidas con los dos métodos reportados en la literatura. El diseño de menor costo se obtuvo con el escenario determinístico de mayor horizonte de tiempo y condiciones más rigurosas de demanda (horizonte Julio-Diciembre). Representando un ahorro promedio de \$ 798.30 MCOP con respecto a los demás métodos de diseño.

Por lo tanto Se recomienda emplear el mayor horizonte de calculo posible para realizar el diseño de la microrred, teniendo es cuenta la complejidad del problema es proporcional al cuadrado del número de variables de decisión $\vartheta(f_r n^2)$.

Sin embargo, se indica como desventaja que esta solución es la que menos inclusión de fuentes renovables presenta, por lo que, sus emisiones son las más elevadas y su respaldo en capacidad instalada es el menor; es decir, es el diseño que mejor se ajusta a la demanda haciendo un mayor uso de la generación diésel que los demás diseños. Pero, si para comparar los diseños se considera tanto el costo de sistema como la robustez, el diseño con optimización determinística y despacho semanal es la mejor opción para la microrred de Unguía, puesto que posee un menor costo que las alternativas halladas con el escenario probabilístico pesimista, el algoritmo genético y HOMER, minimizando el consumo de diésel y evitando la dependencia de las reservas de energía provenientes de semanas anteriores.

Por otra parte se obtuvo que los diseños calculados con HOMER y el algoritmo genético fueron más costosos que el diseño determinístico para el período de julio-diciembre que considera la participación de los vehículos eléctricos como sistemas de almacenamiento. El diseño de HOMER cuesta 209.4 [MCOP] más, y el del algoritmo genético cuesta 1,198 MCOP más que el diseño para los meses entre julio y diciembre. Teniendo en cuenta que en HOMER se implementa un sistema de almacenamiento por bombeo de agua igual al del diseño para el período julio-diciembre, la diferencia de los costos entre estas alternativas radica en que: HOMER no considera los vehículos eléctricos como sistemas de almacenamiento adicionales, por lo cual estos no contribuirán al ahorro de costos en el sistema, y en vez de ello implicarán un costo adicional por la potencia que les debe ser suministrada para ser cargados. Así mismo, el algoritmo genético presenta también esta desventaja.

Además, los métodos de optimización por búsqueda exhaustiva (como el caso de HOMER) y aquellos que emplean métodos heurísticos (como el algoritmo genético) no garantizan la optimalidad de la solución hallada. Esto puede comprobarse si se comparan los costos de estas dos metodologías con respecto a los costos obtenidos con el diseño determinístico para el período de julio-diciembre cuando no se emplean los vehículos eléctricos como sistemas adicionales de almacenamiento, que son de \$3,438.8 [MCOP]. Con lo cual se obtienen sobrecostos por \$52.8 [MCOP] para el diseño con HOMER y de \$1,190.8 [MCOP] para el diseño con el algoritmo genético. Demostrándose así, que la solución obtenida con el algoritmo de branch and cut está más cerca del punto de óptimo de la función de costo que las soluciones obtenidas con HOMER y el algoritmo genético.

Adicionalmente se tienen las siguientes observaciones generales sobre los elementos del sistema:

En la Tabla **6-11** puede observarse que el porcentaje de generación con diésel es superior al 40% para el diseño del período julio-diciembre y el diseño con HOMER. Con lo que se puede concluir que el costo de inversión en las fuentes renovables y los sistemas de almacenamiento es elevado con respecto al diésel a pesar de que se está usando un tiempo de amortización de la inversión inicial de 20 años y una tasa de interés del 5%, la cual es baja comparada con las tasas del mercado. Por lo cual se considera el requerimiento de generar políticas de financiación o promoción en los municipios pertenecientes a las zonas no interconectadas, que permitan la inclusión de sistemas de generación renovables y que otorguen incentivos ante la reducción de emisiones de gases contaminantes.

La inclusión de los vehículos eléctricos en la red no sólo como cargas adicionales, si no dándoles la posibilidad de que hagan parte del sistema de almacenamiento en las horas en que no se encuentran prestando servicio genera ganancias en los costos totales anuales de la red, ya que se reducen las unidades de generación y de almacenamiento necesarias para compensar las diferencias entre la generación y la demanda, por ejemplo, para el caso determinístico, en el período julio-diciembre, al incluir los vehículos eléctricos se obtienen ahorros en los costos anuales del sistema por \$88.2 [MCOP].

Los valores de los multiplicadores de Lagrange sirven para identificar las restricciones que limitan el problema. Para el presente caso se identificó la demanda no suministrada como una de las principales condiciones limitantes del costo. Y se obtuvo una reducción en éste de \$433.18 [MCOP] al mover la restricción de la demanda no suministrada desde el 20% de la demanda total al 30%. Sin embargo, una condición de demanda no suministrada tan grande, hace que el suministro sea poco confiable, por lo que se considera que ésta es del 20% de la demanda total para todos los casos de optimización calculados con el método propuesto en esta tesis.

Además puede resaltarse que las velocidades de viento en el municipio de Unguía son bajas para la instalación de aerogeneradores, ya que si bien, en la mayoría de soluciones obtenidas se considera la inclusión de éstos, en la Figura **4-8** se evidencia que las velocidades de viento promedio (al rededor de los 3 m s^{-1}) se encuentran por debajo de las velocidades nominales de operación de los aerogeneradores comunes, las cuales están entre los 10 m s^{-1} y 12 m s^{-1} .

2. Recomendaciones

En cuando a la medición y estimación de las variables de entrada de la optimización, se dan las siguientes recomendaciones:

Se recomienda implementar sensores de medición de las variables climatológicas en el lugar donde se requiere la construcción de la microrred, para tener mayor precisión en la medición de dichas variables.

Aunque la correlación entre la velocidad del viento y la irradiancia solar es baja, se recomienda tenerla en cuenta; ya que ambas variables podrían tener una característica complementaria, es decir, podrían llegar a tenerse altas velocidades de viento durante las noches o en los días nublados; lo cual haría que el número de elementos y el dimensionamiento de los sistemas de almacenamiento se reduzca.

La variación de los recorridos diarios de los vehículos eléctricos de tipo 2 cambia el valor de carga que la red debe entregar a éstos, y la posible energía sobrante al final del día, por lo que los despachos de potencia de los elementos de la red, presentarían un cambio también. Es por ellos que se recomienda verificar la sensibilidad de la solución obtenida para el diseño ante variaciones en los consumos diarios de los vehículos eléctricos de tipo 2.

Estas recomendaciones se establecen debido a que los diseños obtenidos son altamente dependientes de las variables climatológicas y la caracterización de la demanda; como pudo demostrarse en los resultados de los escenarios probabilísticos donde se obtuvo un diseño totalmente diferente al incrementar las velocidades de viento y radiación en el caso optimista, con respecto al caso promedio. Por lo tanto, una adecuada estimación de estas variables es un factor crucial para garantizar la adecuada operación del diseño obtenido.

Por su parte, en cuanto al planteamiento de las restricciones la optimización, se recomienda agregar restricciones adicionales a la demanda no suministrada para que la demanda del sistema sea cumplida en su totalidad en ciertas horas del día donde esto se requiera. Por lo tanto agregar estas restricciones implica tener un mayor conocimiento del comportamiento de la demanda en Unguía.

Anexo 1

1. Simulación de la microrred

El siguiente planteamiento está basado en el MPC propuesto en la referencia [88]. Y consiste en:

Para un diseño dado de la microrred, es decir para un valor conocido de las variables N_{wt} , N_{pv} , N_b , P_{ba}^M , P_t^M y V , se desean calcular las variables $P_G(t)$, $P_{ns}(t)$, $P_{bc}(t)$, $P_{bd}(t)$, $P_{ba}(t)$, $P_t(t)$, $P_{v1c}(t)$, $P_{v2c}(t)$ y $P_{v2d}(t)$ hora a hora para 1 año, que minimicen los costos variables del sistema. Sin embargo, aunque estas variables deben ser determinadas para un período total de 1 año, su cálculo se realizará por intervalos de tiempo de 1 semana; es decir que el horizonte de cálculo de la optimización dinámica será de 168 horas. Así, el vector de variables de entrada podrá ser expresado de la siguiente forma:

$$(8-57) \quad \begin{bmatrix} u(k+1) & \cdots & u(k+N) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_G(k+1) & \cdots & P_G(k+N) \\ P_{ns}(k+1) & \cdots & P_{ns}(k+N) \\ P_{bc}(k+1) & \cdots & P_{bc}(k+N) \\ P_{bd}(k+1) & \cdots & P_{bd}(k+N) \\ P_{ba}(k+1) & \cdots & P_{ba}(k+N) \\ P_t(k+1) & \cdots & P_t(k+N) \\ P_{v1c}(k+1) & \cdots & P_{v1c}(k+N) \\ P_{v2c}(k+1) & \cdots & P_{v2c}(k+N) \\ P_{v2d}(k+1) & \cdots & P_{v2d}(k+N) \end{bmatrix}$$

Y el vector de estados esta dado por:

$$(8-58) \quad \begin{bmatrix} x^I(k+1) & \cdots & x^I(k+N) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_b(k+1) & \cdots & E_b(k+N) \\ E_{ba}(k+1) & \cdots & E_{ba}(k+N) \\ E_v(k+1) & \cdots & E_v(k+N) \end{bmatrix}$$

Dónde la variable k indica el paso del horizonte deslizante de cálculo. Según [89] y [90], cuando se tiene un horizonte deslizante, el horizonte de cálculo que tiene un tamaño de $N = 168$ muestras (número de horas en una semana), se desplaza hacia adelante como se indica en la figura 8-1, con un paso kp .

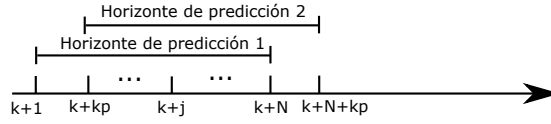


Figura 8-1. Horizonte deslizante de la optimización dinámica.

Como se indicó en la Sección 1.2 del Capítulo 5, en las ecuaciones y , los costos variables del sistema son únicamente aquellos relacionados a la generación con Diesel; además estos costos presentan una relación lineal con respecto a la potencia generada con Diesel, por lo tanto la función objetivo es una función lineal de la siguiente forma:

$$(8-59) \quad J = c^T u(k + j) + d$$

Dónde la variable $j = \{1, 2, \dots, 168\}$ indica la hora sobre la cual se está realizando el cálculo y su máximo valor es de 168 que es el total de horas en una semana.

Donde:

$$(8-60) \quad c^T = \left[1.1 * \left[B_D C_{cd}(k + j) + E_{op}^G B_D + 0.001226 C_l \right] \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \right]$$

$$d = 1.1 * \left[2 A_D P_G^M C_{cd}(k + j) + 0.0025 A_D P_G^M C_{lu} + E_{op}^G A_D P_G^M \right]$$

Por lo tanto se tiene el siguiente planteamiento para la optimización dinámica :

$$\min(J = c^T u(k + j) + d)$$

Sujeto a:

$$x(k + j + 1) = \hat{A}x(k + j) + \hat{B}u(k + j)$$

$$x'_{s,lim} \leq x(k + j) \leq x'_{i,lim}$$

$$u_{s,lim} \leq u(k + j) \leq u_{i,lim}$$

$$\hat{A}_{eq}u(k + j) = \hat{b}_{eq}$$

$$\hat{A}_{ineq}u(k + j) \leq \hat{b}_{ineq}$$

$$(8-61) \quad \sum_{j=1}^{168} \hat{A}_{ineq2}u(k + j) \leq 0.2 \left(\sum_{j=1}^{168} P_c(k + j) \right)$$

$$\hat{A}_{ineq3}u(k + j) \leq C_{DG}^M$$

$$- \sum_{j=1}^{24} \hat{A}_{ineq4}u(k + j) \leq -0.8 (2E_v^M)$$

$$- \sum_{j=24}^{48} \hat{A}_{ineq4}u(k + j) \leq -0.8 (2E_v^M)$$

⋮

$$- \sum_{j=144}^{168} \hat{A}_{ineq4}u(k + j) \leq -0.8 (2E_v^M)$$

Donde, las matrices del modelo dinámico \hat{A} , \hat{B} , el límite superior e inferior para el valor de los estados $x'_{i,lim}$ y $x'_{s,lim}$; el límite superior e inferior para el valor de las entradas $u_{i,lim}$ y $u_{s,lim}$, y las matrices de las restricciones de igualdad y desigualdad, \hat{A}_{eq} , \hat{b}_{eq} y \hat{A}_{ineq} , \hat{A}_{ineq2} , \hat{A}_{ineq3} , \hat{b}_{ineq} son:

$$\hat{A} = \begin{bmatrix} (1 - \gamma_{sd}) & 0 & 0 \\ 0 & (1 - \gamma_{ba}) & 0 \\ 0 & 0 & (1 - \gamma_v) \end{bmatrix}$$

$$\hat{B} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \eta_{bc} & -\frac{1}{\eta_{bd}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{3,600,000\eta_{ba}}{\rho gh} & -\frac{3,600,000}{\rho gh\eta_t} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

$$x'_{i,lim} = \begin{bmatrix} N_b E_b^m \\ 0 \\ 3E_v^m \end{bmatrix}, \quad x'_{s,lim} = \begin{bmatrix} N_b E_b^M \\ V \\ 3E_v^m \end{bmatrix}$$

$$u_{i,lim} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}, \quad u_{s,lim} = \begin{bmatrix} P_G^M \\ P_c(k+j) \\ N_b P_b^M \\ N_b P_b^M \\ \rho g h q^M \\ \rho g h q^M \\ 2P_v^M \\ 3P_v^M \\ 3P_v^M \end{bmatrix}$$

$$(8-62) \quad \hat{A}_{eq} = [\eta_G \quad 1 \quad -1 \quad 1 \quad -1 \quad 1 \quad -1 \quad -mb(h) \quad mb(h)], \quad \hat{b}_{eq} = P_c(k+j) - N_{wt}P_{wt}(k+j) - N_{pv}P_{pv}(k+j)$$

$$\hat{A}_{ineq} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & mb(h) & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -mb(h) \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & mc(h) & 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad \hat{b}_{ineq} = \begin{bmatrix} 0 \\ -0.8 \left(3 \frac{G_{v2}(h)}{h_{v2}} \right) \\ 0 \end{bmatrix}$$

Siendo $h = \{1, 2, \dots, 24\}$ la variable que indica la hora del día sobre la cual se está realizando el cálculo.

$$\hat{A}_{ineq2} = [0 \quad 1 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0]$$

$$\hat{A}_{ineq3} = -Ma$$

$$\hat{A}_{ineq4} = [0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 1 \quad 0 \quad 0]$$

Bibliografía

- [1] C. S. Leung and P. Meisen, “How electricity consumption affects social and economic development by comparing low, medium and high human development countries,” no. 153, pp. 1–12, 2005.
- [2] G. W. Arnold, “Smart Grid,” pp. 2–3, 2012.
- [3] M. Soshinskaya, W. H. J. Graus, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, “Microgrids: experiences, barriers and success factors,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 40, pp. 659–672, 2014.
- [4] T. S. Ustun, C. Ozansoy, and A. Zayegh, “Recent developments in microgrids and example cases around the world - A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 8, pp. 4030–4041, 2011.
- [5] A. Chauhan and R. P. Saini, “A review on Integrated Renewable Energy System based power generation for stand-alone applications: Configurations, storage options, sizing methodologies and control,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 38, pp. 99–120, 2014.
- [6] C. Schwaegerl, L. Tao, J. Pecos Lopes, A. Madureira, P. Mancarella, and A. Anastasiadis, “Report on the technical, social, economic, and environmental benefits provided by Microgrids on power system operation,” *More Microgrids EU-project*, p. 145, 2009.
- [7] J. Hossain and A. Mahmud, *Renewable Energy Integration- Challenges and Solutions*, J. Hossain and A. Mahmud, Eds. Springer, 2013.
- [8] Y. Tan, L. Meegahapola, and K. M. Muttaqi, “A review of technical challenges in planning and operation of remote area power supply systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 38, pp. 876–889, 2014.
- [9] W. Gu, Z. Wu, R. Bo, W. Liu, G. Zhou, W. Chen, and Z. Wu, “Modeling, planning and optimal energy management of combined cooling, heating and power microgrid: A review,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 54, pp. 26–37, 2014.
- [10] C. Gamarra and J. M. Guerrero, “Computational optimization techniques applied to microgrids planning: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 48, pp. 413–424, 2015, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115002956>.
- [11] Elsevier B.V., “Scopus,” 2016, <https://www.scopus.com/>.
- [12] D. Lee, J. Park, H. Shin, Y. Choi, H. Lee, and J. Choi, “Microgrid village design with renewable energy resources and its economic feasibility evaluation,” *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Asia and Pacific, T and D Asia 2009*, pp. 1–4, 2009.
- [13] R. Dufo-López and J. L. Bernal-Agustín, “Multi-objective design of PV–wind–diesel–hydrogen–battery systems,” *Renewable Energy*, vol. 33, no. 12, pp. 2559–2572, 2008.
- [14] T. Ma, H. Yang, and L. Lu, “Study on stand-alone power supply options for an isolated community,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 65, pp. 1–11, 2015.
- [15] T. Ma, H. Yang, L. Lu, and J. Peng, “Technical feasibility study on a standalone hybrid solar-wind system with pumped hydro storage for a remote island in Hong Kong,” *Renewable Energy*, vol. 69, pp. 7–15, 2014, <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.03.028>.
- [16] M. Sharafi and T. Y. ELMekkawy, “Multi-objective optimal design of hybrid renewable energy systems using PSO-simulation based approach,” *Renewable Energy*, vol. 68, pp. 67–79, 2014.
- [17] B. S. Borowy and Z. M. Salameh, “Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 11, no. 2, pp. 367–375, 1996. [Online].

- Available: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=507648&delimiter=026E30F&nhttp://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=507648
- [18] G. Tina, S. Gagliano, and S. Raiti, "Hybrid solar/wind power system probabilistic modelling for long-term performance assessment," *Solar Energy*, vol. 80, no. 5, pp. 578–588, 2006.
 - [19] B. Hong, L. Guo, B. Jiao, W. Liu, and C. Wang, "Multi-objective stochastic optimal planning method for stand-alone microgrid system," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 8, no. 7, pp. 1263–1273, 2014. [Online]. Available: <http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-gtd.2013.0541>
 - [20] H. Yang, L. Lu, and W. Zhou, "A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system," *Solar Energy*, vol. 81, no. 1, pp. 76–84, 2007.
 - [21] L. Ferrer-Martí, B. Domenech, A. García-Villoria, and R. Pastor, "A MILP model to design hybrid wind-photovoltaic isolated rural electrification projects in developing countries," *European Journal of Operational Research*, vol. 226, no. 2, pp. 293–300, 2013.
 - [22] P. D. Brown, J. a. Peças Lopes, and M. a. Matos, "Optimization of pumped storage capacity in an isolated power system with large renewable penetration," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 2, pp. 523–531, 2008.
 - [23] L. Ferrer-Martí, R. Pastor, G. M. Capó, and E. Velo, "Optimizing microwind rural electrification projects. A case study in Peru," *Journal of Global Optimization*, vol. 50, no. 1, pp. 127–143, 2011.
 - [24] F. Fomin and D. Kratsch, *Exact Exponential Algorithms*. London, UK: Springer, 2010.
 - [25] B. Ould Bilal, V. Sambou, P. Ndiaye, C. Kébé, and M. Ndongo, "Optimal design of a hybrid solar-wind-battery system using the minimization of the annualized cost system and the minimization of the loss of power supply probability (LPSP)," *Renewable Energy*, vol. 35, no. 10, pp. 2388–2390, 2010.
 - [26] R. Kumar, R. A. Gupta, and A. K. Bansal, "Economic analysis and power management of a stand-alone wind/photovoltaic hybrid energy system using biogeography based optimization algorithm," *Swarm and Evolutionary Computation*, vol. 8, pp. 33–43, 2013. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.swevo.2012.08.002>
 - [27] R. Dufo-López and J. L. Bernal-Agustín, "Design and control strategies of PV-Diesel systems using genetic algorithms," *Solar Energy*, vol. 79, no. 1, pp. 33–46, 2005, <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X04003020>.
 - [28] D. K. Khatod, V. Pant, and J. Sharma, "Analytical approach for well-being assessment of small autonomous power systems with solar and wind energy sources," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 25, no. 2, pp. 535–545, 2010.
 - [29] C. G. Soares, *Renewable Energies Offshore*. London, UK: CRC Press/Balkema, 2015, <https://books.google.fr/books?id=nNCYCgAAQBAJ>.
 - [30] T. N. Le, S. Al-rubaye, H. Liang, B. J. Choi, and U. States, "Dynamic Charging and Discharging for Electric Vehicles in Microgrids," pp. 2018–2022, 2015.
 - [31] S. Wappelhorst, M. Sauer, D. Hinkeldein, and A. Bocherding, "Potential of electric carsharing in urban and rural areas," *Transportation Research Procedia*, vol. 4, pp. 374–386, 2014. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.trpro.2014.11.028>
 - [32] Renault, "Renault Twizy Versión 80 especificaciones," 2016, <https://www.renault.co.uk/vehicles/new-vehicles/twizy/specifications.html>.
 - [33] T. Wu, Q. Yang, Z. Bao, and W. Yan, "Coordinated energy dispatching in microgrid with wind power generation and plug-in electric vehicles," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 3, pp. 1453–1463, 2013.
 - [34] B. Dawoud, E. Amer, and D. Gross, "Experimental investigation of an adsorptive thermal energy storage," *International journal of energy research*, vol. 31, no. August 2007, pp. 135–147, 2007.

- [35] T. Ma, H. Yang, and L. Lu, "Feasibility study and economic analysis of pumped hydro storage and battery storage for a renewable energy powered island," *Energy Conversion and Management*, vol. 79, pp. 387–397, 2014, <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890413008236>.
- [36] A. Maleki and A. Askarzadeh, "Optimal sizing of a PV/wind/diesel system with battery storage for electrification to an off-grid remote region: A case study of Rafsanjan, Iran," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 7, pp. 147–153, 2014.
- [37] a. Kaabeche, M. Belhamel, and R. Ibtouen, "Optimal sizing method for stand-alone hybrid PV / wind power generation system," pp. 205–213, 2010.
- [38] N. M. Bellaaj, "Optimal Sizing Design Of An Isolated Microgrid Using Loss Of Power Supply Probability," *2015 6th international Renewable Energy Congress*, 2015.
- [39] N. Esteve Gómez, "Energización de las zonas no interconectadas a partir de las energías renovables solar y eólica," Ph.D. dissertation, Universidad Pontificia Javeriana, 2011.
- [40] Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas, "Reporte de energía mensual para 2015 del municipio de Unguía-Chocó," Bogotá D.C., 2016.
- [41] Alcaldía de Unguía - Chocó, "Unguía - Chocó," 2016, http://www.unguia-choco.gov.co/quienes_somos.shtml.
- [42] Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales, "Datos estadísticos meteorológicos de temperatura del aire y velocidad de viento en la superficie en el municipio de Unguía-Chocó," Bogotá D.C., 2016.
- [43] NASA, "NASA Surface meteorology and Solar Energy: HOMER Data," 2016. [Online]. Available: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/homer.cgi>
- [44] V. Graham and K. Hollands, "A time series model for Kt with application to global synthetic weather generation," *Solar Energy*, vol. 40, no. 2, pp. 83–92, 1988.
- [45] D. JA and B. WA, *Solar Engineering of Thermal Processes 2nd edition*, wiley ed., New York, NY, 1991.
- [46] Kyocera, "330 kw Photovoltaic Module," pp. 3–4, 2007.
- [47] Energy India, "Solar Power," 2016, <http://www.solarpowerenergyindia.com/price-list/>.
- [48] F. Huneke, J. Henkel, J. A. Benavides González, and G. Erdmann, "Optimisation of hybrid off-grid energy systems by linear programming," *Energy, Sustainability and Society*, vol. 2, no. 1, p. 7, 2012, <http://www.energysustainsoc.com/content/2/1/7>.
- [49] Szstcb, "Off grid solar inverter 1kw," 2016, <http://pureenergycentre.com/1kw-solar-pv-offgrid-kit/>.
- [50] R. Dufo-López, J. L. Bernal-Agustín, J. M. Yusta-Loyo, J. a. Domínguez-Navarro, I. J. Ramírez-Rosado, J. Lujano, and I. Aso, "Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone PV-wind-diesel systems with batteries storage," *Applied Energy*, vol. 88, no. 11, pp. 4033–4041, 2011.
- [51] S. Ong, C. Campbell, P. Denholm, R. Margolis, and G. Heath, "Land-Use Requirements for Solar Power Plants in the United States," *Nrel/Tp-6a20-56290*, no. June, p. 47, 2013, <http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56290.pdf>.
- [52] Homer Energy, "HOMER Pro Version 3.6 User Manual," p. 416, 2016.
- [53] Renewable Energy Concepts, "Geographical orientation - azimuth angle," <http://www.renewable-energy-concepts.com/solarenergy/solar-basics/orientation-azimuth-angle.html>.
- [54] C. R. Landau., "Optimum Tilt of Solar Panels," 2015, <http://www.solarpaneltilt.com/>.
- [55] Wind&Solar Power, "30kW Wind Turbine," 2016, <http://www.windandsolarpower.ie/wind-turbines/30kw-wind-turbine/>.
- [56] H. USA, "Converter for wind power plant," 2016, <http://hopewindusa.com/>.
- [57] Upme and Integral, "Costos Indicativos de Generación Electrica en Colombia," *Energy*, p. 416, 2005.
- [58] E. Rosenbloom, "Areas of industrial wind facilities," 2014, <http://www.aweo.org/windarea.html>.
- [59] Benergy Tech Co., "48 Volt 300 AH Energy Storage Lithium Battery," 2016, <https://www.benergytech.com/?a=category&id=26>.

-
- [60] H. C. T. Co., “Bidirectional Inverter,” 2016, <http://coowone.com/>.
- [61] D. Tobón Orozco and S. Agudelo Flórez, “Optimización de herramientas multiobjetivo para la toma de decisiones de inversión en sistemas aislados sostenibles de energía,” *PhD Proposal*, vol. 1, pp. 1–223, 2015.
- [62] Ecopetrol, “Precios Vigentes: Combustibles y Zonas de Frontera,” 2015, <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/precios/precios-vigentes/combustibles-y-zonas-de-frontera>.
- [63] Cenit- Transporte y logística de hidrocarburos, “Tarifas vigentes de transporte en polioductos,” 2015, <https://www.cenit-transporte.com/clientes/tarifas-vigentes/>.
- [64] M. d. M. y. Energía, “Resolución 182336 de 28 de diciembre de 2011,” 2011, http://legal.legis.com.co/document?obra=legcol&document=legcol_b5abe0f2cc5a00a6e0430a01015100a6.
- [65] Ministerio de Minas y Energía, “resolucion 40122 del 30 de enero de 2015,” 2015, <https://www.minminas.gov.co/documents/10180//23517//36254-Resolucion-40122-30En2015.pdf>.
- [66] A. G. Zuluaga Vélez and S. Calle Mejía, “Cálculo de los fletes terrestres, tiempos de tránsito y nivel de seguridad para las empresas del valle de Aburrá y oriente cercano canalizando su comercio exterior por el puerto de Urabá, en el año 2006,” Ph.D. dissertation, UNIVERSIDAD EAFIT, 2008.
- [67] Ministerio de Transporte, “Resolución No. 000470 de 2007,” 2007, https://www.redjurista.com/Documents/r_mt_0470_2007.aspx.
- [68] U-Polemag, “Mini hydro turbine,” 2016, https://www.alibaba.com/product-detail/mini-hydro-turbine_1462527852.html?spm=a2700.7724857.29.47.3E9jfl.
- [69] Zhuheng Industrial Co., “Centrifugal pump 10kw,” 2016, <http://www.zhu-heng.com/>.
- [70] U.S. Army Corps of Engineers Northwest Division Hydroelectric Desing, “Technical Analysis of Pumped Storage and Integration with Wind Power in the Pacific Northwest,” p. 166, 2009.
- [71] T. I. R. E. A. IRENA, “Hydropower,” *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*, vol. 1: Power s, p. 44, 2012, www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-hydropower.pdf.
- [72] C. Link, a. Saif, K. G. Elrab, H. H. Zeineldin, and S. Kennedy, “Multi-objective Capacity Planning of a PV-Wind- Diesel-Battery Hybrid Power System,” pp. 217–222, 2012.
- [73] H. Yang, W. Zhou, L. Lu, and Z. Fang, “Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar-wind system with LPSP technology by using genetic algorithm,” *Solar Energy*, vol. 82, no. 4, pp. 354–367, 2008.
- [74] T. Van de Boom and B. De Schutter, *Lectures on optimization fot systems and control*, delft cent ed., 2004.
- [75] S. M. M. Tafreshi, H. a. Zamani, S. M. Ezzati, M. Baghdadi, and H. Vahedi, “Optimal unit sizing of Distributed Energy Resources in MicroGrid using genetic algorithm,” *2010 18th Iranian Conference on Electrical Engineering*, pp. 836–841, 2010. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5506961>
- [76] Oxfam, “Divide and Purchase: How land ownership is being concentrated in Colombia,” p. 40, 2013, <http://www.oxfam.org/sites/www.oxfam.org>.
- [77] Climate Challenges Market Solutions, “Precios CO2,” 2015, <http://www.sendeco2.com/es/>.
- [78] I. The MathWorks, “Matlab R2015b,” 2015, <https://www.mathworks.com/products/matlab/>.
- [79] M. Grant and S. Boyd, “CVX : Matlab Software for Disciplined Convex Programming, version 2.1,” 2014, <http://cvxr.com/cvx>.
- [80] Gurobi Optimization. Inc, “Gurobi. Versión 6.5,” 2016, <http://www.gurobi.com/index>.
- [81] M. C. Grant and S. P. Boyd, “CVX Users’ Guide,” 2012, <http://web.cvxr.com/cvx/doc/CVX.pdf>.
- [82] D. Li and X. Sun, *Nonlinear Integer Programming*. Springer, 2006.
- [83] S. Boyd and V. Lieven, *Convex Optimization: Interior-point methods*. NY, USA: Press New York, 2004.

-
- [84] M. Chiang, “Convex Optimization and Lagrange Duality,” 2007. [Online]. Available: <https://www.princeton.edu/~chiangm/optimization.pdf>
- [85] D. Hermawanto, “Genetic algorithm for solving simple mathematical equality problem,” *arXiv preprint arXiv:1308.4675*, 2013, <http://arxiv.org/abs/1308.4675>.
- [86] S. Sinha and S. S. Chandel, “Review of software tools for hybrid renewable energy systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 32, pp. 192–205, 2014.
- [87] Cenicafe, “Datos históricos agroclimáticos del municipio de Cañasgordas - Antioquia,” Medellín, 2015, <http://agroclima.cenicafe.org/datos-historicos>.
- [88] J. Patino, A. Marquez, and J. Espinosa, “An economic MPC approach for a micro grid energy management system,” 2014.
- [89] W. H. Kwon and S. Han, *Receding Horizon Control*. Springer, 2005.
- [90] R. M. Murray, “Optimization-Based Control Control and Dynamical Systems California Institute of Technology,” 2010.