



Universidad Autónoma de Querétaro
Facultad de Química

**Estrategia para la optimización de la generación distribuida
híbrida con paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y sistemas
hidráulicos sin conexión a la red**

Tesis

Que como parte de los requisitos para
obtener el Grado de

Doctor en Ciencias de la Energía

Presenta

M.C. Luis Manuel Aguayo Pérez

Dirigido por:

Dr. Julio Armando de Lira Flores

Querétaro, Qro. a _____

La presente obra está bajo la licencia:
<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/deed.es>



CC BY-NC-ND 4.0 DEED

Atribución-NoComercial-SinDerivadas 4.0 Internacional

Usted es libre de:

Compartir — copiar y redistribuir el material en cualquier medio o formato

La licenciante no puede revocar estas libertades en tanto usted siga los términos de la licencia

Bajo los siguientes términos:



Atribución — Usted debe dar [crédito de manera adecuada](#), brindar un enlace a la licencia, e [indicar si se han realizado cambios](#). Puede hacerlo en cualquier forma razonable, pero no de forma tal que sugiera que usted o su uso tienen el apoyo de la licenciante.



NoComercial — Usted no puede hacer uso del material con [propósitos comerciales](#).



SinDerivadas — Si [remezcla, transforma o crea a partir](#) del material, no podrá distribuir el material modificado.

No hay restricciones adicionales — No puede aplicar términos legales ni [medidas tecnológicas](#) que restrinjan legalmente a otras a hacer cualquier uso permitido por la licencia.

Avisos:

No tiene que cumplir con la licencia para elementos del material en el dominio público o cuando su uso esté permitido por una [excepción o limitación](#) aplicable.

No se dan garantías. La licencia podría no darle todos los permisos que necesita para el uso que tenga previsto. Por ejemplo, otros derechos como [publicidad, privacidad, o derechos morales](#) pueden limitar la forma en que utilice el material.



Universidad Autónoma de Querétaro
Facultad de Química

**Estrategia para la optimización de la generación distribuida híbrida con paneles
fotovoltaicos, aerogeneradores y sistemas hidráulicos sin conexión a la red**

Tesis

Que como parte de los requisitos para obtener el Grado de
Doctor en Ciencias de la Energía

Presenta:

M. en C. Luis Manuel Aguayo Pérez

Dirigido por:

Dr. Julio Armando de Lira Flores

Dr. Julio Armando de Lira Flores
Presidente

Firma

Dr. José María Ponce Ortega
Secretario

Firma

Dr. Jorge Noel Gracida Rodríguez
Vocal

Firma

Dr. Gonzalo Macías Bobadilla
Suplente

Firma

Dra. Claudia Elena Pérez García
Suplente

Firma

Centro Universitario, Querétaro, Qro.

Fecha (será el mes y año de aprobación del Consejo Universitario) México.

DEDICATORIA

Dedico este proyecto a:

Mis padres, Luis Manuel Aguayo Rendón y Leticia Pérez Ramírez, por brindarme su tiempo, consejos, apoyo, orientación, confianza, entusiasmo, cariño, fortaleza, comprensión y por mostrarme el camino hacia la superación como ser humano y sobre todo, por estar conmigo en cada momento de esta etapa, esto es posible gracias a ustedes.

Mi pareja Judith Lira Ortiz. Quien siempre estuvo conmigo apoyándome en el desarrollo de este proyecto, me impulsó día con día a seguir adelante en todo momento, con su confianza, amor, fuerza y entusiasmo me guiaron para no dejar de perseguir mis sueños y siempre estar esforzándome por lo que más deseo, este proyecto es posible gracias a ti.

AGRADECIMIENTOS

Le agradezco a la Universidad Autónoma de Querétaro, en especial a la Facultad de Química por darme la oportunidad de desarrollar mi proyecto de posgrado en sus instalaciones y ser parte de su grupo de estudiantes investigadores.

Agradezco de manera puntual al Dr. Julio Armando de Lira Flores que me proporcionó los conocimientos para desarrollar el proyecto de posgrado, quién leyó cada uno de mis artículos y este documento, indicándome un sinnúmero de mejoras y formas de aclarar los conceptos para la elaboración de este informe.

A mis padres y pareja que fueron la base importante emocional, económica y de apoyo incondicional para llevar a cabo el Doctorado en Ciencias de la Energía, siempre estuvieron conmigo y me ayudaron a salir adelante durante todo este tiempo, y fueron mi motor de inspiración para cumplir mis metas personales.

En particular, le agradezco al Dr. Luis Fabian Fuentes Cortés por su aceptación para realizar la estancia de un año en el Instituto Tecnológico de Celaya, por su gran aporte en el área de la optimización y desarrollo de sistemas energéticos y por sus consejos para la escritura y desarrollo de artículos científicos.

De manera puntual, le agradezco al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONAHCyT), por el apoyo financiero mediante la BECA nacional de posgrado que me otorgó para llevar a cabo este proyecto durante un periodo de dos años y medio.

Agradezco a mis compañeros, amigos y maestros que me ayudaron a seguir con mi proyecto:

M.C. Oscar Iván Domínguez Robledo

M.C Nicolás Vázquez Barragán

Dr. José Manuel Juárez López

Dr. Francisco Javier De Moure Flores

Dr. Efraín Quiroz Pérez

Dra. Claudia Elena Pérez

Dr. José María Ponce Ortega

Dr. Jorge Noel Gracida Rodríguez

Dr. Gonzalo Macías Bobadilla

Dr. Jorge Luis Tena García

Tabla de contenido

DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
Índice de Tablas	viii
Abreviaturas y siglas	x
RESUMEN	xiii
ABSTRACT	xiv
Capítulo 1. Introducción	2
1.1. Sector eléctrico a nivel mundial.....	2
1.2. Sector eléctrico a nivel nacional.....	4
1.3. Desarrollo de tecnologías alternas.....	6
1.3.1 Los Paneles fotovoltaicos.....	7
1.3.2 Los Aerogeneradores.....	8
1.3.3 Los sistemas hidroeléctricos.....	8
1.4. Enfoques de solución.....	9
1.4.1 Desarrollo de eficiencia de materiales (η).....	9
1.4.2 Integración de tecnologías de generación.....	10
1.4.3 La modelación matemática.....	10
1.5. Descripción del problema.....	11
1.6. Justificación del proyecto.....	13
Capítulo 2. Antecedentes	15
2.1. Modelado de sistemas de GD fotovoltaica.....	18
2.2. Modelado de sistemas de GD eólica.....	18
2.3. Modelado de sistemas de GD hidroeléctrica.....	19
2.4. Modelos propuestos para la integración de tecnologías de generación.....	19
Capítulo 3. Hipótesis	23
3.1. Hipótesis.....	23
Capítulo 4. Objetivos	24
Capítulo 4. Objetivos	25
4.1. Objetivo general.....	25
4.2. Objetivos específicos.....	25
Capítulo 5. Metodología	28

5.1.	Análisis de la red de energía eléctrica	28
5.2.	Generación del compendio de propiedades (eléctricas, mecánicas, ambientales, térmicas y económicas) de las tecnologías de generación.	29
5.3.	Variables clave	31
5.3.1	La temperatura ambiente	32
5.3.2	La radiación solar	33
5.3.3	Velocidad del viento.....	33
5.3.4	Precipitación.....	34
5.3.5	Evapotranspiración.....	34
5.4.	Perfil eléctrico de demanda (WD).....	35
5.5.	Diseño de la superestructura de decisión	35
5.6	Generación del modelo matemático de optimización de una GD mediante programación NLP y MILP	36
5.7	Aplicación a un caso de estudio	41
5.8	Análisis del ajuste de la demanda eléctrica	41
Capítulo 6. Resultados y discusión.....		43
6.1.	Compendio de las propiedades eléctricas, mecánicas, económicas, ambientales y de operación de las tecnologías de generación	43
6.2	Identificación de los parámetros climáticos y perfil eléctrico del cliente	47
6.2.1	Análisis de la temperatura ambiental	47
6.2.2	Análisis de la radiación solar.....	48
6.2.3	Análisis de la velocidad del viento.....	49
6.2.4	Análisis de la precipitación media anual	50
6.2.5	Índice de evapotranspiración.....	51
6.2.6	Análisis del perfil eléctrico del cliente	52
6.3	Superestructura.....	53
6.4	Propuesta del modelo matemático de una GD	55
6.4.2	Costo capital fijo	55
6.4.3	Costo de operación y mantenimiento	57
6.4.4	Costo de las pérdidas de energía (WL)	58
6.4.5	Costo de las pérdidas de energía (WL)	59
6.4.6	Sistema de almacenamiento (batería ácido - plomo).....	60
6.5	Reajuste de la demanda eléctrica	61
6.6	Aplicación del modelo matemático en un caso de estudio.....	62

6.6.1	Solución utilizando la demanda original	63
6.6.2	Diagramas de Pareto.....	66
6.6.3	Condiciones de operación	71
6.6.4	Sistema de almacenamiento	72
6.6.5	Selección de la tecnología.....	77
6.6.6	Solución utilizando el reajuste del perfil eléctrico	80
6.6.7	Diagramas de Pareto con la demanda reajustada	88
6.6.8	Sistema de almacenamiento (reajuste de demanda)	94
6.6.9	Evaluación de las externalidades.....	99
6.6.10	Evaluación del impacto social.....	103
Capítulo 7. Conclusiones.....		117
Trabajos futuros.....		119
Referencias.....		121

Índice de Tablas

Tabla 1. Propiedades eléctricas, térmicas y ambientales de las tecnologías de generación (Centro de Distribución Solar, 2022) (Industronic, 2023)	45
Tabla 2. Propiedades económicas de las fuentes de producción (Centro de Distribución Renovable, 2022) (Industronic, 2023).....	46
Tabla 3. Resultados de las funciones objetivo y condiciones del esquema eléctrico propuesto con la demanda de energía eléctrica original.	65
Tabla 4. Propiedades eléctricas, económicas, ambientales, mecánicas y físicas de las tecnologías seleccionadas en las optimizaciones.....	77
Tabla 5. Resultados de las optimizaciones de las funciones objetivo con el reajuste de la demanda de energía eléctrica.....	84
Tabla 6. Evaluación de las externalidades sociales enfocadas al reajuste de la demanda eléctrica.	104

Índice de Figuras

Figura 1. Generación de energía eléctrica en función de la tecnología en México en el 2022 (SENER, 2022)	6
Figura 2. Esquema eléctrico de una red convencional y una generación distribuida (CRE, 2021)...	16
Figura 3. Diagrama del proceso para el desarrollo del modelo matemático para una GD con paneles fotovoltaicos, aerogeneradores e hidroeléctricas.....	28
Figura 4. Esquema de evaluación del costo en una generación distribuida (TAC).....	31
Figura 5. Estrategia de optimización.....	38
Figura 6. Análisis de la temperatura ambiente histórica que comprende del año 2016 - 2023 en la zona de estudio de la ciudad de Nayarit, Tepic. Datos obtenidos del software Modelo de Asesor de Sistemas (SAM).	48
Figura 7. Análisis de la radiación solar directa histórica de los años 2016 - 2023 en la zona de estudio ubicada en la ciudad de Tepic, Nayarit. Datos obtenidos del software Modelo de Asesor de Sistemas (SAM).	49
Figura 8. Velocidad del viento histórica para los años 2016 – 2023 para la zona de estudio de la ciudad de Tepic, Nayarit. Datos obtenidos del software Modelo de Asesor de Sistemas (SAM).....	50
Figura 9. Nivel de precipitación media anual histórica para los años 2016 - 2023 para la zona de estudio de la ciudad de Nayarit, Tepic. Datos obtenidos del software Modelo de Asesor de Sistemas (SAM).	51

Figura 10. Factor de evapotranspiración histórico del año 2016 – 2023 en la zona de estudio de la ciudad de Tepic, Nayarit. Datos obtenidos del software Modelo de Asesor de Sistemas (SAM).....	52
Figura 11. Perfil de demanda de energía eléctrica histórica del año 2016 - 2023 para la zona de estudio en la ciudad de Tepic, Nayarit. Datos obtenidos del software Modelo de Asesor de Sistemas (SAM).	53
Figura 12. Superestructura de decisión para la generación distribuida con paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y turbinas hidroeléctrica.....	54
Figura 13. Diagrama de Pareto para el sistema fotovoltaico.....	67
Figura 14. Diagrama de Pareto para el sistema eólico (aerogeneradores horizontales)	68
Figura 15. Diagrama de Pareto para el sistema hidroeléctrico sin almacenamiento	70
Figura 16. Diagrama del funcionamiento del SoC para el sistema de almacenamiento	73
Figura 17. Diagrama del SoC para los sistemas de aerogeneradores	75
Figura 18. Reajuste de la demanda de energía eléctrica del cliente	81
Figura 19. Diagrama de Pareto para el sistema fotovoltaico considerando un reajuste en la demanda de energía eléctrica.....	89
Figura 20. Diagrama de Pareto para el sistema eólico considerando un reajuste en la demanda de energía eléctrica del usuario.....	91
Figura 21. Diagrama de Pareto para el sistema hidroeléctrico en función del reajuste de la demanda de energía eléctrica.....	92
Figura 22. Diagrama de funcionamiento de la batería en función del SoC para cada optimización. 95	
Figura 23. Comportamiento del SoC para el sistema de almacenamiento en los aerogeneradores ..	98

Abreviaturas y siglas

Conjuntos

Símbolo	Descripción	Unidades
$T - \{\tau\}$	Tiempo	horas
$S - \{\sigma\}$	Escenario	Estación del año
$A - \{\alpha\}$	Aerogeneradores	
$\Phi - \{\phi\}$	Turbinas hidroeléctricas	
$P - \{\delta\}$	Paneles fotovoltaicos	

Variables

A	Área	m^2
$CCost$	Costo capital fijo	USD
E^{BS}	Sistema de almacenamiento	kWh
Em	Emisiones	Ton CO _{2eq}
F^n	Funciones objetivo	
Inc	Venta de la energía eléctrica	USD
$LCost$	Costo de las pérdidas de energía	USD
NS	Solución Nadir	
$OMCost$	Costo de operación y mantenimiento	USD
SoC	Estado de carga	
TAC	Costo Total Anual	USD
$TACn$	Costo Total Anual del impuesto del carbono	USD
UP	Punto Utópico	
V^{vie}	Velocidad del viento	m/s
W^{Ae}	Flujo eléctrico (Aerogenerador)	kWh
W^{BS}	Flujo eléctrico (Batería)	kWh
W^D	Flujo eléctrico (Demanda eléctrica del cliente)	kWh
W^L	Flujo eléctrico de las pérdidas de energía	kWh
W^{DR}	Reajuste de la demanda eléctrica del cliente	kWh
η	Eficiencia de los aerogeneradores	
η^{BS}	Eficiencia de la batería	

k	Factor de anualización	
ϑ	Costos de instalación	USD
ϱ	Factor fraccional	
ξ	Costos variables	USD
π	Costo de mantenimiento anual	USD
θ	Días de operación	días
λ	Factor de emisiones por tecnología	
ν^{CO_2}	Valor económico de las emisiones de CO ₂	USD/ Ton CO _{2eq}
Ω_{ref}	Referencia de la medición de la torre	M
Ω_o	Altura total de la torre	M
ϖ^ν	Reajuste de las unidades de potencia	kWh
μ_i	Relación de las funciones objetivo	
\aleph^{CS}	Solución compromiso	
\beth^{CO_2}	Evaluación ambiental de las externalidades	
Ru	Factor de ruido	Db
Q^{Hi}	Flujo del agua (precipitación anual)	m ³ /s
η^T	Eficiencia de la turbina hidroeléctrica	
η^{vol}	Eficiencia volumétrica	
η^{man}	Eficiencia manométrica	
η^{mec}	Eficiencia del generador eléctrico	
η^{gen}	Eficiencia mecánica	
e^{Euler}	Altura de Euler	

Acrónimos

Ae	Aerogenerador
Cl	Cliente
CO ₂	Dióxido de carbono
FO	Funciones objetivo
GAMS	Sistema de Modelado Algebraico General
LB	Límite inferior
max	Máximo
MILP	Programación Lineal Entera Mixta

MINLP	Programación No Lineal Entera Mixta
min	Mínimo
NLP	Programación No Lineal
OM	Operación y Mantenimiento
Ref	Valor de referencia
SAM	Modelado de Asesor de Sistema
UB	Límite superior
CONABIO	Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
DG	Generación Distribuida
INEGI	Instituto Nacional de Estadística y Geografía
NASA	Administración Nacional de Aeronáutica y el Espacio

RESUMEN

La generación distribuida (GD) es una estrategia válida para minimizar las pérdidas de energía, mitigar el impacto ambiental e incrementar el desarrollo de las tecnologías renovables. Sin embargo, existen obstáculos para el desarrollo de proyectos asociados al uso de este tipo de energías como: la interconexión de diferentes tecnologías renovables en la misma red, el análisis del balance económico, ambiental y social de la implementación de una red eléctrica inteligente. Por esta razón, en este trabajo se propone un modelo matemático para resolver el problema de la GD con paneles fotovoltaicos, aerogeneradores e hidroeléctricas de una zona de media potencia. La aplicación del modelo permite minimizar el costo total anual (TAC) y la generación de emisiones (Em). Se realizó una superestructura de decisión para identificar la relación entre las variables de decisión para el diseño de la red eléctrica. La obtención de los datos de entrada y el perfil de la demanda de energía eléctrica del cliente fueron requeridos de la base de datos de la Secretaría de Energía (SENER) y del Modelado Asesor del Sistema (SAM), también se tomó en cuenta un sistema de almacenamiento como auxiliar de la red y se analizaron las fichas técnicas de cada una de las tecnologías para obtener los parámetros de entrada. El factor económico (costos) fue evaluado mediante los capitales fijo y variable de cada tecnología, el impacto ambiental fue medido mediante el costo en Ton CO_{2eq} generados por cada kW. Se propuso un modelo matemático programado en el software Julia- Visual Studio Code. Se utilizó la técnica de Utopia-tracking para evaluar las funciones objetivos planteadas en el problema mediante un Diagrama de Pareto. Los resultados que se obtuvieron al generar la red eléctrica con las diferentes tecnologías renovables y reajustar el perfil de la demanda eléctrica del cliente utilizando un sistema de almacenamiento no lineal, por cada kWh modificado existe un ahorro económico de 0.544 USD y en el aspecto ambiental un ahorro de 339.24 gCO_{2eq}, lo cual corresponde un ahorro económico del 45.07 % en un recibo de consumo de energía eléctrica en comparación con una tecnología convencional.

Palabras Clave: Generación Distribuida, Optimización, Programación matemática, Paneles Fotovoltaicos, Aerogeneradores, Hidroeléctrica, Integración de tecnologías.

ABSTRACT

Distributed generation (DG) is a valid strategy to minimize energy losses, mitigate environmental impact and increase the development of renewable technologies. However, there are obstacles to the development of projects associated with the use of this type of energy, such as: the interconnection of different renewable technologies in the same network, the analysis of the economic, environmental and social balance of the implementation of a smart electrical network. For this reason, in this work a mathematical model is proposed to solve the DG problem with photovoltaic panels, wind turbines and hydroelectric plants in an area of medium demand. The application of the model allows minimizing the total annual cost (TAC) and the generation of emissions (Em). A decision superstructure was made to identify the relationship between the decision variables for the design of the electrical network. Obtaining the input data and the profile of the client's electric energy demand were required from the database of the Ministry of Energy (SENER) and the System Advisory Modeling (SAM), a system was also taken into account. storage as an auxiliary to the network and the technical sheets of each of the technologies were analyzed to obtain the input parameters. The economic factor (costs) is evaluated through the fixed and variable capital of each technology and the environmental impact is measured through the cost in Ton CO_{2eq} generated by each kW. A mathematical model programmed in the Julia-Visual Studio Code software was proposed. Utopia-tracking technique was used to evaluate the objective functions posed in the problem using a Pareto Diagram. The results obtained by generating the electrical network with the different renewable technologies and readjusting the client's electrical demand profile using a non-linear storage system, for each modified kWh there is an economic saving of 0.544 USD and in the environmental aspect a saving of 339.24 gCO_{2eq}, which corresponds to an economic saving of 45.07% on an electric energy consumption bill compared to conventional technology.

Keywords: *Distributed Generation, Optimization, Mathematical Programming, Photovoltaic Panels, Wind Turbines, Hydroelectric, Technology Integration.*

Declaración de responsabilidad de estudiante

Declaro que los datos propios obtenidos de esta investigación fueron generados durante el desarrollo de mi trabajo de tesis de forma ética y que reporto detalles necesarios para que los resultados de esta tesis sean reproducibles en eventuales investigaciones futuras.

Finalmente, este manuscrito de tesis es un trabajo original en el cual se declaró y dio reconocimiento a cualquier colaboración o cita textual presentadas en el documento.



M. en C. Luis Manuel Aguayo Pérez



Capítulo 1. Introducción

En este capítulo se presenta una descripción general del sector eléctrico mundial y nacional, así como de la importancia de la integración de las tecnologías renovables (fotovoltaica, eólica e hidroeléctrica) en una generación distribuida que permite disminuir las pérdidas de energía por transmisión y aumentar el costo – beneficio de la red de generación. Además, se incluye el planteamiento del problema y la justificación de este trabajo.

Capítulo 1. Introducción

1.1. Sector eléctrico a nivel mundial

La creciente demanda energética a nivel mundial (producto del aumento exponencial de la población en los últimos 20 años) y la necesidad de cubrir los requerimientos alimenticios, transporte y salud de la mayoría de las personas (Steinbuks et al., 2017) han provocado: un desabasto en la generación, distribución y almacenamiento de la electricidad que se produce por el consumo de combustibles fósiles como: el carbón, el gas natural y el petróleo (Mazur et al., 2023), lo cual ha incrementado las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), el cambio de uso de suelo y ruido de transmisión (Hancevic et al., 2017). En consecuencia, se ha generado un descontento en la sociedad debido al costo cada vez más elevado del kWh y las caídas frecuentes de voltaje (Fuentes-Cortés et al., 2018).

En el año 2021 la tasa de consumo de energía eléctrica en el mundo rondaba los 28.73 TWh, de los cuales el 23.67 % corresponde a China, el 13.85 % a Estados Unidos, el 4.39 % a la India y el 1.04 % a México. Se estima que para el año 2030 se tenga un aumento del 0.87% anual en el consumo (IEA, 2022). Además, globalmente la generación de energía eléctrica es de 31.29 TWh, de los cuales China genera el 22.85 %, Estados Unidos el 13.29 %, la India el 4.91 % y México el 1.07 %, se estima que dicha generación tendrá un 0.94 % de crecimiento hasta el año 2030 (IEA,2022).

Actualmente, los esquemas eléctricos convencionales funcionan con base en combustibles fósiles, tienen distancias de distribución superiores a los 200 km, no tienen una regulación ambiental y su política de almacenamiento es muy compleja (Yin et al., 2020). Las redes de suministro se clasifican a nivel mundial de la siguiente manera (Omri et al., 2022):

- Red convencional (pública) 54.87 %
- Red convencional (privada) 35.03 %
- Generación Distribuida (conectada a la red) 4.08 %
- Generación Distribuida (sin conexión a la red) 2.71 %

En este sentido, una red convencional pública se enfoca en la generación, distribución y suministro de energía eléctrica con fuentes convencionales a consumidores de baja potencia (Eimhjellen et al., 2018), por su parte, la red convencional privada se orienta hacia el sector industrial o cliente de media o alta potencia y su balance económico - ambiental (Mardones y Mena, 2020). La generación distribuida GD conectada a la red se enfoca en el uso exclusivo de energías renovables en un mercado de compra- venta (Passey et al., 2019). La GD sin conexión a la red es la más utilizada en zonas que presentan dificultades por sus condiciones geográficas o climáticas; es decir zonas aisladas (López-Ledezma et al., 2021). Por su parte, la red mixta de distribución integra energías renovables y convencionales en un esquema eléctrico sin importar el tipo de cliente (Rueda-Medina et al., 2013).

Ahora bien, en 2022, la distribución del uso de las fuentes renovables y convencionales para la generación de energía eléctrica pública o privada fue la siguiente (CRE, 2021):

● Carbón/turba/esquisto bituminoso	36.7 %
● Gas natural	23.5 %
● Hidroeléctrica	16.0 %
● Nuclear	10.3 %
● Eólica	5.3 %
● Petróleo	2.8 %
● Solar fotovoltaica	2.6 %
● Biocombustibles y residuos	2.4 %
● Geotérmica	0.5 %
● Solar térmica	0.18 %

Estos datos permiten identificar la implementando de tecnologías más amigables con el ambiente; al igual que viabilidad socioeconómica, al aprovechar las condiciones geográficas de algunas zonas y la explotación de los recursos naturales de manera consciente (Israel et al., 2019). Estas acciones buscan desarrollar un mercado eléctrico con mejores condiciones de regulación hacia un autoconsumo, autogeneración y distribución sin un intermediario (Aguayo-Pérez et al., 2022).

A nivel mundial, se ha plasmado en algunos protocolos como el acuerdo de París, el Tratado de la Carta de Energía o el Protocolo de Kioto (Kirat, 2011) con el objetivo utilizar fuentes de energía que generen menor cantidad de ~~emisiones~~ GEI para reducir la huella de carbono. No obstante, los países en vías de desarrollo tienen dificultades para cumplir estos tratados porque dependen exclusivamente de un sistema eléctrico monopolizado con base en combustibles no renovables (Jacobson et al., 2018), sus redes de distribución son muy complejas y no permiten la integración de nuevas tecnologías porque están unificadas para un tipo de generación (Fuentes-Cortés et al., 2018). Además, el costo de inversión de las tecnologías es alto, con tiempo de recuperación elevado. Por estos motivos, los países que tienen estas condiciones prefieren opciones de inversión directa, como el caso del gobierno de México que controla las tarifas de consumo (Carrillo et al., 2022)

1.2. Sector eléctrico a nivel nacional

El suministro eléctrico se entiende como un bien esencial e integral para el desarrollo de actividades productivas o económicas que promueven el desarrollo del país para lograr una transformación social (Grossman, 2017).

El consumo per cápita de energía en México en 2020 fue de 2,286.7 kWh, con un aumento gradual del 0.32 % anual respecto al año 2019 (Castillo et al., 2022). La tarifa de venta al consumidor o cliente directo varía según la demanda, para sectores de consumo básico la tarifa fue de 0.0425 USD/kWh, para sectores de consumo intermedio fue de 0.0514 USD/kWh y para los sectores de consumo excedente fue de 0.1505 USD/kWh (CFE,2022). Además, la distribución del consumo de la energía eléctrica en el país se divide en (SENER, 2020):

- Empresa mediana 38.4 %
- Residencial (casa-habitación) 24.6 %
- Industria grande 24.5 %
- Comercial (comercios de baja potencia) 6.1 %
- Agrícola y ganadera (campo) 4.8 %

Los sectores de transporte y alimentos consumen el 62.9 % de la energía generada. En cambio, el sector comercial y servicios gastan el 6.4 %, mientras que para el sector residencial es de 24.6. Asimismo, actualmente se tiene implementado sistemas de GD, de los cuales el 99.4 % corresponde a sistemas fotovoltaicos con una capacidad de 1,023 MW; es decir, apenas de un 0.002% de la demanda nacional (Salazar-Núñez et al., 2016). El 81.74 % se genera con fuentes no renovables, el 14.68 % mediante fuentes semi renovables y un 3.58 % por medio de fuentes renovables (SENER, 2022), los datos desglosados son los siguientes:

● Termoeléctrica (ciclo combinado - vapor)	74.98 %
● Turbogas	3.01 %
● Combustión interna	0.55 %
● Carboeléctrica	6.75 %
● Geotermoeléctrica	2.31 %
● Nucleoeléctrica	5.76 %
● Eólica	1.24 %
● Hidroeléctrica	8.92 %
● Fotovoltaica	0.002 %

En este mismo sentido, en la Figura 1 se muestra la generación de energía eléctrica en función de las tecnologías instaladas a nivel nacional. Se observa que la producción de energía a través de fuentes de generación con combustibles fósiles es menor en comparación con las fuentes alternas, la razón es que la regulación de energías está centralizada; además, los costos de inversión-operación son elevados (Carrillo et al., 2022). A su vez, la producción por tecnología se distribuye de la siguiente manera: termoeléctrica 17,240.84 GWh, ciclo combinado 11,299.71 GWh, hidroeléctrica 1,538.76 GWh, y carboeléctrica 1,165.29 GWh. Por su parte la nucleoeléctrica genera 993.55 GWh, turbogas 518.57 GWh, plantas geotérmicas 399.77 GWh, sistema eólico 215.32 GWh, combustión interna 95.234 GWh y sistemas fotovoltaicos 0.472 GWh.

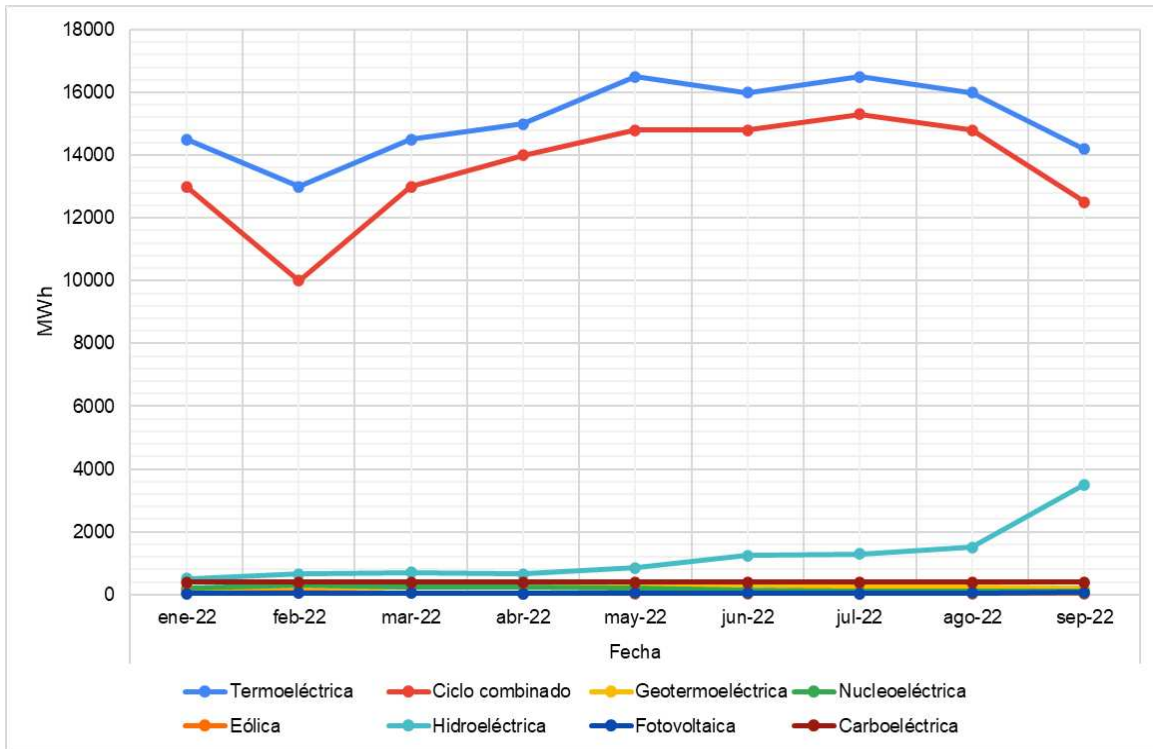


Figura 1. Generación de energía eléctrica en función de la tecnología en México en el 2022. Fuente modificada: (SENER, 2022).

Esta información permite considerar la pertinencia del desarrollo y optimización del aprovechamiento de las fuentes alternas de generación de energía eléctrica, ya que México tiene las condiciones geográficas y ambientales adecuadas para propiciar la explotación controlada y regulada de los recursos naturales para este fin (Crama y Spiksmá et al., 2022).

1.3.Desarrollo de tecnologías alternas

Actualmente, se desarrollan proyectos que buscan aumentar la eficiencia de las tecnologías para la generación de energía eléctrica (materiales para celdas fotovoltaicas, diseño de los álabes en aerogeneradores, eficiencia de agarre en las turbinas hidráulicas o mejora en los sistemas de biocombustibles); a la par de mejorar los sistemas de almacenamiento (Timilsina, 2021).

Otro de los desafíos consiste en modificar el esquema eléctrico para integrar nuevas tecnologías de baja potencia e ir formando una red inteligente (Alsalemi et al., 2019). Los objetivos que se plantean para el desarrollo de estas tecnologías son: reducir el impacto ambiental por kWh, disminuir el precio al cliente para incrementar la satisfacción social, crear un mercado eléctrico entre la comisión reguladora y los clientes y reducir las pérdidas de energía por distribución o transmisión (Akhsassi et al., 2018). Empero, para lograr estos objetivos se busca aprovechar las condiciones ambientales con las que cuenta cada zona geográfica, para implementar el uso de las tecnologías que mejor les convenga. Por ello, se hace hincapié en la generación de energía eléctrica con paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y sistemas hidroeléctricos (Fouad et al., 2017).

1.3.1 Los Paneles fotovoltaicos

Los paneles permiten estructurar sistemas integrados por celdas con semiconductores de diferentes aleaciones de materiales que transforman la energía solar (fotones) en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico y fotoeléctrico (CRE, 2021). La eficiencia de un panel fotovoltaico depende directamente de la temperatura ambiental, del coeficiente β de rendimiento térmico y del comportamiento del semiconductor (Miranda et al., 2021); por ello, existe una gama diversa de paneles fotovoltaicos disponibles, siendo los de silicio (cristalinidad) los más comerciales y estudiados, estos tienen una eficiencia 19.5 %

Los paneles fotovoltaicos en promedio tienen un factor de emisiones bajo de 35 gCO_{2eq}/kWh, un costo capital fijo de 240 USD, costos capitales variables de 850 USD/kW y costos de operación y mantenimiento de 0.0008 USD/m²año (CDS, 2022). En México son los sistemas más utilizados en la generación distribuida, debido a que más del 86.71 % del territorio nacional tiene una radiación promedio de 5.87 kWh/ m², la cuál es adecuada para el buen funcionamiento de estos dispositivos (Miranda et al., 2022). Además, se adaptan a las condiciones de difícil acceso (regiones geográficas alejadas de los centros urbanos). De igual manera, se pueden utilizar en sistemas sin conexión a la red y son autosuficientes utilizando como auxiliar un sistema de almacenamiento (Markert et al., 2020).

1.3.2 Los Aerogeneradores

Un aerogenerador es una tecnología compuesta por álabes (área de barrido) por los cuales fluye el viento para generar energía cinética, convertirla en mecánica (rotor - multiplicador) y guiarla hacia un generador eléctrico final (Mena y García, 2015).

Generalmente, las redes de energía con aerogeneradores se han utilizado para actualizar las redes de potencia baja – media, debido a que se ha encontrado una estabilidad en la eficiencia del sistema aerodinámico del 90 %, en el mecánico del 80 % y en el eléctrico del 45 %. En términos globales estos porcentajes representan un 32 % de eficiencia promedio (Mendoza-Martínez et al., 2022). Los aerogeneradores influyen directamente en el paisajismo, ya que los principales factores ambientales que se pueden tomar en cuenta son el ruido, la vibración y la desviación de rutas de aves; su grado de contaminación es de 750 g_{CO_2eq}/kWh (Ahmadreza , 2022). Adicionalmente, se pueden utilizar para una generación distribuida como auxiliar de un sistema estable con hasta el 25 % de penetración (Martínez et al., 2016), debido a que varios zonas de México tienen condiciones de viento inestables.

En México, esta tecnología se puede aprovechar en gran medida porque existen muchos cambios de temperatura y presión que generan modificaciones significativas en la velocidad del viento, lo que permite instalar parques eólicos (Xu et al., 2020). Los costos de capital fijo promedio están en 10,500 USD, los costos de capital variables en 1,975 USD/kW y los costos de operación y mantenimiento son de 0.185 USD/m²año.

1.3.3 Los sistemas hidroeléctricos

Los sistemas hidroeléctricos son tecnologías que se conocen por la conversión que mediante el uso de una turbina transforman la energía cinética y potencial del agua en energía eléctrica disponible (Zhang et al., 2018). La eficiencia de una planta hidroeléctrica depende del tipo de turbina que se utilice, de la calidad del agua y del manejo del caudal (Hussan et al., 2021). En los equipos de potencia media – alta no se puede utilizar sistema de almacenamiento debido a su inestabilidad operacional; por esta razón, se plantea como una tecnología de

entrega directa al consumidor (Riva et al., 2019). Las turbinas que se utilizan para los sistemas hidroeléctricos dependen de la operación que se pretende dar y de la eficiencia que se desea tener. Existen cinco turbinas aprobadas para este tipo de generación (Kaplan, Francis, Pelton, Bulbo y Flujo cruzado) que tienen propiedades eléctricas, mecánicas, operacionales, económicas y ambientales diferentes, sus adaptaciones varían según las condiciones de la zona (Viral et al., 2020).

Los sistemas hidroeléctricos se utilizan en la GD como soporte de la red de distribución, es decir son esquemas no dependientes del consumidor (Das et al., 2019), sistemas que se enfocan en servir como una alternativa semi renovable a los generadores convencionales de energía eléctrica, reduciendo el impacto ambiental (Cheng et al., 2021).

1.4. Enfoques de solución

Los enfoques o estrategias de solución (planteadas para integrar, eficientizar, estructurar, economizar o mitigar el impacto ambiental provocado por las tecnologías de generación de energía eléctrica) se focalizan fundamentalmente en tres factores (Chen et al., 2019): en la modificación y el estudio de la eficiencia de los materiales; en la integración de las tecnologías bajo una misma red de distribución con un perfil de control y en la modelación matemática. Lo que se busca con estos enfoques es generar un equilibrio entre los diferentes aspectos de las tecnologías que se consideren más importantes para ser valoradas de manera particular o de forma integrada.

1.4.1 Desarrollo de eficiencia de materiales (η)

La generación de energía requiere que los materiales de las tecnologías renovables sean económicos, con un bajo índice de impacto ambiental y con una eficiencia de transformación considerable (Haupt et al., 2017). Por ejemplo, la fabricación de la celda, para un panel fotovoltaico, requiere probar diferentes aleaciones de materiales con la intención de evaluar su eficiencia, buscando aumentar su porcentaje de cambio de energía luminosa a eléctrica (Passey et al., 2019). En el caso de los aerogeneradores, se trabaja en diferentes aspectos

estratégicos como la simetría y material de fabricación de los álabes, la rotación de los aerogeneradores y la distancia del área de barrido para la reducción de las pérdidas de energía (Oladokun y Odesola, 2022). Los sistemas hidroeléctricos, por su parte, se considera el material y choque del caudal con las turbinas, el factor de mantenimiento de los sistemas y el perfil de caída del agua en la turbina (Nguyen y Shabani, 2022). Estas pruebas se hacen de manera individual o integrando las tecnologías en una misma red.

1.4.2 Integración de tecnologías de generación

La combinación o integración de las tecnologías renovables para la generación de energía eléctrica busca reducir las distancias entre los productores y el consumidor final al aumentar la eficiencia de transmisión (Wang et al., 2020). La idea es diseñar y probar un esquema eléctrico en el que se incluyan más de tres tecnologías con el fin de crear un mercado eléctrico estable, aprovechar las condiciones ambientales de las zonas de instalación, disminuir las caídas de voltaje y eliminar en su totalidad la dependencia a los combustibles fósiles. En este sentido, utilizar una cantidad menor de tecnologías puede conducir a un desequilibrio entre las fuentes de generación renovables y sistemas convencionales, imposibilitando la aplicación del concepto de generación distribuida, para propiciar el autoconsumo del cliente y venta de los excedentes de energía (Heller et al., 2016). En esta estrategia las tecnologías con mayor aplicación son los paneles fotovoltaicos, los aerogeneradores y los biocombustibles, aunque siempre se deja un sistema convencional para dar estabilidad al sector de distribución, por ello generalmente se ha optado por el uso de las hidroeléctricas como alternativas (Das et al., 2019).

1.4.3 La modelación matemática de sistemas energéticos.

La modelación matemática de sistemas energéticos es una herramienta de gran utilidad, debido a que se puede predecir el comportamiento de un sistema sin alteraciones económicas significativas (Bukard et al., 2019). Usando este enfoque, se pueden considerar aspectos técnicos, eléctricos, operacionales, económicos, ambientales y sociales; estos dependen de los objetivos que se deseen alcanzar (funciones objetivo). La estrategia de solución de estos

modelos depende de las características de las variables y funciones que representen el problema a resolver (Abdmouleh et al., 2017). Los lenguajes de programación más utilizados para la solución de modelos basados en programación matemática incluyen GAMS (Sistema de Modelado Algebraico General) (Pilehvarani et al., 2014), AMPL (Lenguaje de Modelado Algebraico para Programación Matemática) (Gallego et al., 2022), Julia (Bezanson et al., 2017) y Python (Lenguaje de Programación de Propósito General) (Jusevičius et al., 2021).

1.5.Descripción del problema

En este trabajo se desea integrar varias tecnologías renovables de generación eléctrica durante el diseño de una red eléctrica renovable aislada, para determinar la mejor combinación posible de los elementos que operan la red, considerando paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y sistemas hidroeléctricos como fuentes de generación en una zona de alta potencia. El análisis se hará considerando 20 celdas solares de silicio con diferente cristalinidad (policristalinos y monocristalinos) que son comercializadas en México, debido a que sus eficiencias son aceptables dentro del rango de generación eléctrica; entre las diferencias que tienen, una de otra, incluyen valores de coeficientes térmicos, eficiencias de rendimiento y potencias nominales. Además, se consideran 20 aerogeneradores de eje horizontal con diferentes propiedades de altura, área de barrido, eficiencia en el generador, multiplicador y obtención del flujo del viento, lo que permite tener una variedad aceptable de generadores de energía eléctrica. Estas dos tecnologías serán utilizadas como fuentes intermitentes de generación, ya que dependen directamente de las condiciones climáticas de la zona de instalación. Por otro lado, el sistema hidroeléctrico comprende un total de 100 turbinas (Kaplan, Francis, Pelton, Bulbo y Flujo cruzado) considerando el caudal máximo y mínimo de funcionamiento, la eficiencia de la turbina, las pérdidas de energía por fricción de los materiales y la altura de Euler, lo que nos permite tener un modelo que va a seleccionar una tecnología por cada sistema de generación, permitiendo la integración en una red de generación distribuida.

Para ello, se utilizó un sistema de almacenamiento directo (batería de ácido plomo) como auxiliar del sistema eléctrico, ya que se pretende que cuando exista un excedente de energía

eléctrica esta se direcciona a la batería y no generar un mercado energético, siendo el objetivo minimizar los costos relacionados con la red pública, ya que se va a considerar el sistema sin conexión a la red, esto con el objetivo de evaluar mediante un sistema multiobjetivo, multiperiodo y multiescenario las condiciones operativas por separado y analizar si existe un beneficio económico, el cual será evaluado el TAC (Costo Total Anual), el cual dependerá de cada tecnología por su costo capital fijo (instalación, cableado, mano de obra y compra de la unidad), el costo capital variable (obra civil y permisos de ingeniería) que depende directamente del tiempo de vida útil de la tecnología y se ocupa anualizar considerando una tasa de interés para cada generador, los costos de mantenimiento (correctivo, predictivo y de asignación o informático), donde el periodo depende de la tecnología en uso. La evaluación del impacto ambiental (Em) se relaciona con la cantidad de emisiones de CO_{2eq} que genera cada tecnología por kWh producido, se consideran los días de operación efectivos y la cantidad de energía generada por cada uno de los sistemas, lo que permite evaluar las externalidades ambientales mediante la implementación de un impuesto al carbono, el cual depende directamente de la política de cada país o de alguna ley de regulación que se esté implementando, en el caso de México no existe un impuesto agregado, por lo que se implementa el promedio de algunos visualizados en artículos recientes.

El estudio consideró evaluar el comportamiento de la red en cada estación del año, para obtener la mayor cantidad de energía disponible y evaluar el funcionamiento de carga y descarga del sistema de almacenamiento, siendo la eficiencia no lineal, ya que señala una eficiencia de entrada y salida de la batería, lo que influye en la curva de potencia de la red eléctrica. El factor social fue evaluado mediante el reajuste del perfil de la demanda eléctrica del cliente, lo que permite mediante la técnica de Utopia – Tracking (Seguimiento utópico) (Zavala y Flores-Tlacuahuac, 2012) analizar las soluciones límite de las funciones objetivo señaladas y así determinar una solución compromiso equilibrada que señale la mejor respuesta del problema, evaluando mediante el factor económico y ambiental si existe un cambio o ahorro al modificar la curva de potencia eléctrica del cliente, evaluando las condiciones de operación del sistema de almacenamiento, la modificación que existe por cada kWh reajustado en el perfil eléctrico traducido al ahorro general de un recibo de luz estándar.

1.6. Justificación del proyecto

Con el propósito de reducir los GEI y la dependencia directa de fuentes de energía convencionales basadas en el uso de combustibles fósiles, la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Nacional del Uso Eficiente de Energía (CONUEE) de México, a través de diferentes dictámenes han planteado que el proceso de generación distribuida debe apoyar la combinación de fuentes de generación eléctrica renovables y convencionales, mediante el diseño y estructuración de una red integrada, cuyo objetivo sea fortalecer las políticas públicas sobre el sector incluidas en la Reforma Energética que plantea el gobierno mexicano.

En este contexto, la generación distribuida tiene el potencial de contribuir al desarrollo sostenible de la producción de energía eléctrica para las zonas de baja, media y alta potencia (varía dimensionado), esto aunado a que México cumple con las condiciones ambientales de radiación solar, temperatura, velocidad del viento, precipitación, nubosidad y evapotranspiración para la instalación y operación de cualquier tecnología renovable, -de manera que los resultados obtenidos en este estudio posibilitan la construcción de una propuesta para que el modelo pueda ser aplicado a cualquier zona bajo el escenario que se presente.

Este documento se divide de la siguiente manera: en la Sección 1 se presentó la introducción, planteamiento del problema y justificación del proyecto. En la Sección 2 se muestran los antecedentes particulares para cada tecnología y para la integración de estas. En la Sección 3 se señalan de forma puntual la hipótesis de la tesis. En la Sección 4 se muestra el objetivo general y se enumeran los objetivos particulares del trabajo de tesis. En la Sección 5 se indica la metodología que se sigue para llevar a cabo el trabajo y se describe a detalle el modelo matemático para el diseño óptimo de una generación distribuida con paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y sistemas hidroeléctricos considerando un equipo de almacenamiento directo y un esquema eléctrico sin conexión a la red. En la Sección 6 se indica los resultados obtenidos para la evaluación del caso de estudio y su análisis enfocado a la valoración de las funciones objetivo. En la Sección 7 se señalan las conclusiones del trabajo de tesis.



En este capítulo se presenta un análisis de algunas investigaciones que han estudiado la generación, almacenamiento y distribución de la energía eléctrica en sistemas con una o varias tecnologías conectadas y no conectadas a la red. También se muestran las estrategias de solución del modelo matemático que se desea plantear para dar solución a la función objetivo mediante la aplicación de celdas fotovoltaicas, aerogeneradores y sistemas hidroeléctricos, tanto de forma particular como integradas.

Capítulo 2. Antecedentes

La generación distribuida (GD) es la producción de energía eléctrica por medio de pequeñas fuentes de generación convencionales o renovables con un rango de producción de 1 kW a 20 MW (Adefarati y Bansal, 2017). Este concepto ha tomado relevancia debido a las pérdidas de energía que se generan por la distribución desde el generador al consumidor (Dubois et al., 2019) y tener un sistema convencional con problemas de transmisión por la distancia, lo cual implica un aumento en los costos de compra, operación, mantenimiento y emisiones de GEI (Ahmadreza et al., 2017). Con la utilización de este tipo de sistemas nacen conceptos como la autogeneración, el autoconsumo y la generación de energía por un cliente que puede distribuir a otro punto final. Con la autogeneración, el cliente ve satisfecha la demanda que ocupa y el excedente se redirecciona a otro consumidor (Gao et al., 2022).

Actualmente en la GD, se recomienda tener por lo menos dos sistemas interconectados con una estabilidad media y otra tecnología que sea la base de la configuración, ya que no se puede estar dependiendo de tecnologías dinámicas (Liu et al., 2017). La optimización de un esquema eléctrico mediante una GD con una o varias tecnologías renovables considera importantes varios aspectos como: el dimensionado de los equipos, el sistema de almacenamiento de energía por excedente, el análisis del impacto ambiental y, la disminución de las pérdidas de energía por generación y transmisión (Singh y Sharma, 2022).

Por otra parte, los sistemas eléctricos sin conexión a la red dependen directamente de la demanda del cliente, de las condiciones climáticas de la zona de estudio, del tipo de conexión al sistema de almacenamiento (dependiente de la tecnología) y del objetivo que se desea alcanzar, ya sea minimizar el costo del kW generado, las emisiones de contaminantes, la distancia de distribución o el costo total anual. Por otro lado, este tipo de sistemas permite maximizar el costo beneficio o eficiencia global del proceso (Chen et al., 2019). En la Figura 2 se muestra la estructura de una generación distribuida con diferentes tecnologías tomando en cuenta la demanda del cliente, a partir de estos elementos se puede determinar si la red adecuada debe tener conexión a la red o debe ser dependiente del consumo de la red pública, esto ayudaría a fomentar un mercado eléctrico estable.

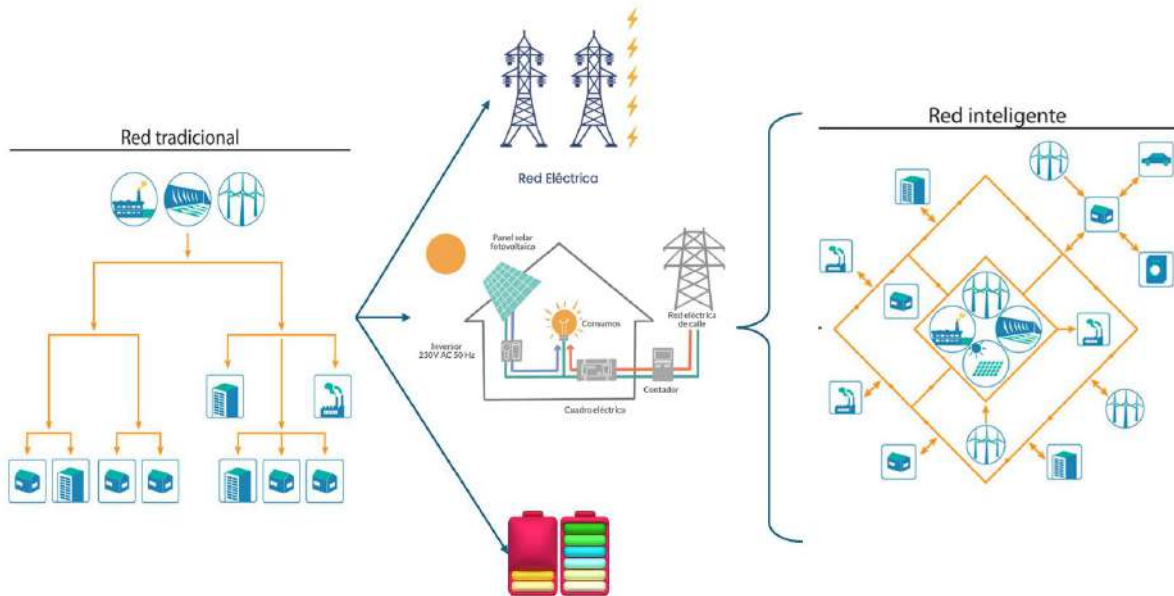


Figura 2. Esquema eléctrico de una red convencional y una generación distribuida. Fuente modificada: (CRE, 2021).

La optimización de una red eléctrica, mediante la integración de diferentes tecnologías de generación, se realiza por medio de modelos matemáticos que permiten evaluar la mayor cantidad de variables considerando las restricciones del problema (Fieber, 2017). La programación matemática consiste en utilizar un lenguaje para modelar un problema real mediante ecuaciones e inecuaciones, situando una o varias funciones objetivo que contienen la(s) variable(s) que se desea(n) minimizar o maximizar (Kommalapati et al., 2017). El propósito es identificar la mejor decisión en un gran número de posibilidades (de Lira-Flores, 2010). No obstante, todo problema de optimización requiere un análisis crítico y la información de los objetivos principales, el uso de la experiencia o juicio para dar soluciones mediante una técnica o estrategia. Los principales problemas que se buscan resolver en el ámbito de la generación distribuida son (Miguélez et al., 2021):

- Minimizar los costos operación – mantenimiento
- Minimizar el costo total anual
- Minimizar el costo de generación del kWh (independiente de la tecnología)
- Minimizar el impacto ambiental (emisiones) e insatisfacción social
- Maximizar la eficiencia de producción o sistema de almacenamiento

- Maximizar el costo – beneficio (vida útil)

En la actualidad más del 95 % del sector eléctrico se enfoca en resolver sus problemas mediante diferentes técnicas de optimización con el fin de generar ahorros por la instalación (Carrillo et al., 2022). En el problema (P1) se muestra el planteamiento y estructura de un problema de optimización MINLP (Colmenar-Santos et al., 2015):

$$\min z = f(x) + c^T \cdot y \quad (\text{P1})$$

sujeto a:

$$h(x) = 0$$

$$g(x) + M(y) \leq 0$$

$$x \in X, y \in Y$$

donde: x es el vector de las variables continuas; y es el vector de las variables enteras o binarias, las cuales pueden adquirir el valor de 0 ó 1, lo cual es útil para la toma de decisiones; M es una matriz de constantes o parámetros y ; X y Y son conjuntos (Rauner y Budzinski, 2017). En el sistema de ecuaciones e inecuaciones se presenta la no linealidad, el uso de variables binarias, así como la función objetivo z .

Existen modelos matemáticos que representan los esquemas de la red de potencia y evalúan sus aspectos económicos, ambientales, sociales, operacionales y tecnológicos (Wang et al., 2018). Sobre este respecto Noreña (2015) realizó una clasificación de estos modelos en tres categorías: 1) convencionales (MILP, Regla de 2/3, o método analítico), 2) con inteligencia artificial y ; 3) sistemas de inteligencia híbrida que son requeridos cuando los convencionales no pueden garantizar una solución o bien resulta difícil resolverlo por la no convexidad de los modelos.

A continuación, se mencionarán algunos de los avances más destacados en la modelación de generación distribuida, analizando las principales aportaciones, las variables y las sugerencias para la integración de la tecnología.

2.1. Modelado de sistemas de GD fotovoltaica

En el marco de los estudios con modelos, Wang et al., (2022) planteó un problema basado en una programación mixta entera lineal (MILP) para integrar un sistema fotovoltaico sin conexión a la red con un edificio inteligente, su objetivo fue evaluar los costos operacionales y las eficiencias de suministro para zonas de baja potencia.

Por su parte, Suarez (2016) determinó los costos de producción por kWh de una red eléctrica integrada con paneles fotovoltaicos para un esquema sin conexión a la red, la tecnología aplicada fue una celda de silicio monocristalino con un sistema de almacenamiento directo de una batería de ácido-plomo. Hassan et al. (2017) presentaron un modelo de optimización NLP para determinar el dimensionado de un sistema fotovoltaico mediante un sistema de posición que considera la demanda eléctrica del cliente y el área disponible para la instalación, con ello buscó integrar esta tecnología a una red de baja potencia suministrada con energía solar enfocada en la solución para un solo escenario. Acha et al. (2018) elaboraron un modelo MILP para determinar las condiciones de optimalidad de una generación distribuida con un sistema fotovoltaico enfocado a las pérdidas de energía por distribución y realizaron una evaluación económica y ambiental para una sola tecnología.

2.2 Modelado de sistemas de GD eólica

En cuanto al aprovechamiento de la energía eólica, Theo et al. (2017) propusieron un modelo MILP para seleccionar la ubicación y el dimensionado de un parque eólico para una zona de media potencia conectada a la red. En dicho modelo se incluye un sistema de almacenamiento directo basado en una batería de ácido-plomo, el objetivo fue evaluar los factores económico y ambiental (uso de suelo). Cárdenas et al. (2022) abordan el problema de la disposición de la velocidad del viento entre los sistemas de aerogeneradores, para ello utilizan tres modelos diferentes de tecnología con un sistema de almacenamiento de una batería de ion litio, con este modelo evalúan el factor económico de generación de potencia. En este mismo sentido, Sun et al. (2018) desarrollaron un modelo matemático MILP para la ubicación de aerogeneradores en un área determinada, utilizaron dos modelos de turbinas para evaluar el

aspecto económico y ambiental (uso de suelo), el objetivo fue minimizar las fluctuaciones de la potencia. Martina et al. (2019) plantearon un modelo matemático MILP para la optimización del dimensionamiento vertical de los aerogeneradores en zonas de aguas marinas, el objetivo era minimizar las pérdidas de energía y maximizar la potencia generada por el área de barrido. Nazar et al. (2020) desarrollaron un modelo MINLP para el desarrollo óptimo de una red inteligente con turbinas eólicas para minimizar la carga de potencia de los alimentadores y transformadores, principalmente evaluaron el factor económico.

2.3. Modelado de sistemas de GD hidroeléctrica

Los modelos reportados para sistemas de GD hidroeléctrica consideran el uso de distintos tipos de turbinas. Martínez (2016) presenta un modelo MILP para turbina Pelton para optimizar los costos de operación y mantenimiento de una planta hidroeléctrica en el tiempo de vida útil de la hidroeléctrica. Por su parte, Shahriar et al. (2019) proponen un modelo NLP para minimizar el precio del kWh y reducir el impacto ambiental generado por el ruido de la planta de generación de una hidroeléctrica, considerando una flexibilidad en los costos capitales. Abritta (2020) propone un modelo MILP para optimizar el sistema operativo y cronograma de mantenimientos de una planta hidroeléctrica que utiliza una turbina Francis, se evalúa en tiempo de operación y requerimientos de mejora. Hidalgo et al. (2021) proponen una metodología para reajustar la eficiencia de una hidroeléctrica en función de su sistema operativo, relacionan la eficiencia con un sistema de prevención de accidentes y realizan un análisis económico y ambiental.

Por otra parte, los estudios muestran que la integración de las tecnologías es ideal para incrementar el uso de fuentes renovables, mejorando en los factores económico, ambiental y social.

2.4. Modelos propuestos para la integración de tecnologías de generación

Entre los estudios sobre la integración de tecnologías de generación se encuentra el de Fuentes-Cortés et al. (2018), quienes proponen un modelo MINLP para analizar el impacto

del reajuste de los patrones de demanda de energía eléctrica y agua caliente y optimizar el factor económico, ambiental y social, en el modelo se integran las tecnologías fotovoltaica y eólica. También, Fuentes-Cortés y Flores-Tlacuahuac (2018) plantean un modelo NLP multiobjetivo para la integración de colectores solares, sistemas fotovoltaicos, turbinas eólicas, ciclo Rankine orgánico y generación de biogás para un edificio con una demanda estable, evaluando el aspecto económico y ambiental.

Por su parte, Lo Piano y Smith et al. (2022) diseñaron un modelo MILP para evaluar el impacto ambiental (emisiones de gases de efecto invernadero CO_{2eq}) en una red de suministro integrada con paneles fotovoltaicos y aerogeneradores, considerando una demanda de energía eléctrica inestable. Shivarama et al. (2018) analizan los beneficios económicos, ambientales y de salud de una red eléctrica integrada con paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y quema de biomasa (cascarilla de arroz). Kaur et al. (2021) propusieron un modelo matemático MILP para integrar un sistema convencional (ciclo combinado) como base directa y dos fuentes renovables de generación (paneles fotovoltaicos y calentadores térmicos), considerando un sistema de almacenamiento de energía (batería ion litio), su objetivo fue realizar un análisis económico de la red.

La propuesta del modelo matemático para una generación distribuida con paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y sistemas hidroeléctricos de este trabajo tiene un enfoque determinista, ya que utiliza valores puntuales en la información de entrada y no se realiza una evaluación dinámica o aproximaciones de alguna variable, es decir, no se consideran variables estocásticas o funciones de probabilidad. Este modelo matemático permite integrar en una red eléctrica sin conexión al sistema público diferentes tecnologías de generación de potencia, de tal forma, que se reduzca el uso de los combustibles fósiles, seleccionado la mejor tecnología según sea el caso (panel, turbina o aerogenerador) para el beneficio económico (Costo Total Anual), social (Beneficio al cliente) y ambiental (Emisiones de CO_{2eq}), utilizando un sistema de almacenamiento de energía por medio de una batería de ácido plomo considerando la no linealidad de la eficiencia del dispositivo, lo que permite encontrar una relación compleja y apegada a las condiciones reales de operación, permitiendo analizar el uso de ciclo de carga y descarga (SoC) de la red integrada. De igual forma, se

evalúan las condiciones del reajuste de la demanda del perfil eléctrico del cliente para conocer el porcentaje de ahorro que se puede generar por kWh al reestructurar la disminución de los picos de potencia de la curva de demanda eléctrica utilizando la técnica de Utopía – tracking y su evaluación mediante el diagrama de Pareto para encontrar una solución compromiso que se encuentre equilibrada entre las funciones objetivo señaladas. El modelo matemático propuesto considera variables de entrada como la radiación solar, temperatura ambiente, velocidad del viento, nubosidad, precipitación media anual y el índice de evapotranspiración, lo que permite tener datos complejos y reales para cada una de las tecnologías, ya que se convierte en un sistema multiobjetivo, multiperiodo y multiescenario, evaluando las diferentes directrices que se pueden generar.

El enfoque del modelo obtenido es determinista, ya que utiliza valores puntuales en la información de entrada y no se realiza una evaluación dinámica o aproximaciones de alguna variable, es decir, no se consideran variables estocásticas o funciones de probabilidad.



En este capítulo se presenta la hipótesis y las variables de interés para evaluar las condiciones que permiten resolver el problema de la generación distribuida con paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y turbinas hidroeléctricas.

Capítulo 3. Hipótesis

Hipótesis

El diseño de un sistema de generación distribuida, por medio de la programación matemática, determinará un conjunto de soluciones atractivas para los tomadores de decisiones en un esquema multiobjetivo (económico, ambiental y social), al considerar: el dimensionado, la integración y selección de tecnologías de fuentes renovables; los costos capitales fijos y variables, los costos de operación y mantenimiento, el factor de remediación por el impacto ambiental; y el uso de un sistema de almacenamiento (batería ácido-plomo), así como la demanda del consumidor para el desarrollo sostenible de un esquema.



En este capítulo se presenta el objetivo general del trabajo realizado en función de la hipótesis planteada y los objetivos específicos que se abordan para resolver el problema de la generación distribuida con paneles fotovoltaicos, aerogeneradores e hidroeléctricas en una zona de media potencia.

Capítulo 4. Objetivos

4.1 Objetivo general.

Proponer una estrategia para resolver el problema de generación distribuida renovable (eólica, solar e hidráulica) con almacenamiento de energía, en una zona de media potencia, desde un enfoque de optimización multiobjetivo, para una operación sustentable de la red eléctrica.

4.2 Objetivos específicos

- Generar un compendio de fichas técnicas provenientes de diferentes proveedores nacionales de paneles fotovoltaicos de silicio (mono y policristal), aerogeneradores horizontales y turbinas hidroeléctricas (Pelton, Francis, Kaplan, Bulbo y Flujo cruzado).
- Obtener el perfil de demanda de energía eléctrica del cliente (sector industrial o consumidor de energía), los datos climáticos de las variables de entrada para cada tecnología (radiación, temperatura, precipitación, evapotranspiración y velocidad del viento), el costo de la energía eléctrica en función del tipo de cliente y el esquema eléctrico.
- Diseñar una estructura (diagrama) que considere todos los caminos alternativos de interés de la operación de la red de energía eléctrica (superestructura de decisión) para la integración de las tecnologías de generación de energía eléctrica que indique las variables de mayor impacto para cada caso, los datos de entrada en cada sistema de producción y los datos de salida del sistema eléctrico, considerando un sistema de almacenamiento pertinente.
- Proponer modelos, basados en programación matemática, para determinar la configuración, dimensionamiento y tecnología de selección de la red con generación

distribuida renovable (energía solar, eólica e hidráulica); así como implementar una estrategia multiobjetivo para determinar el factor económico, ambiental y social.

- Aplicar el modelo propuesto integrado a un caso de estudio con una demanda media de energía eléctrica considerando las propiedades climáticas de la zona en específico.
- Realizar un diagrama de Pareto para evaluar las funciones objetivo con una demanda normal y una demanda reajustada para el usuario, para analizar el comportamiento de carga y descarga de la batería, el equilibrio de las funciones multiobjetivo (solución compromiso) y la relación de entrega entre cada tecnología y el usuario utilizando la técnica de Utopia Tracking.



En este capítulo se describe la metodología utilizada en el proyecto. Se presenta una estrategia para la generación distribuida con paneles fotovoltaicos, aerogeneradores e hidroeléctricas con un sistema de almacenamiento, y la descripción de cada paso que se realizó para cumplir con los objetivos específicos del trabajo y así encontrar una solución concreto para el objetivo general.

Capítulo 5. Metodología

La Figura 4 muestra la metodología implementada en esta investigación. El trabajo se divide en tres etapas principales: el análisis de un esquema eléctrico, la recolección de datos y la propuesta de un modelo matemático, lo cual requiere una superestructura de decisión, y su aplicación a un caso de estudio.

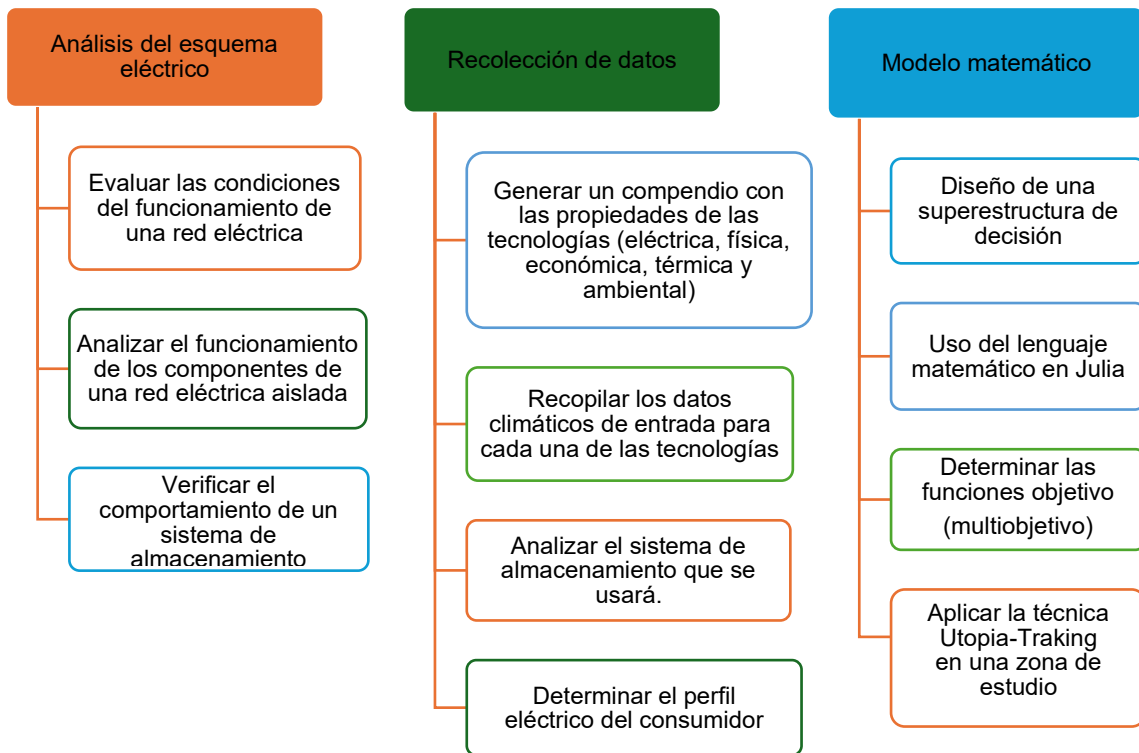


Figura 3. Diagrama del proceso para el desarrollo del modelo matemático para una GD con paneles fotovoltaicos, aerogeneradores e hidroeléctricas.

5.1. Análisis de la red de energía eléctrica

Un sistema sin conexión a la red se utiliza cuando existen de zonas de baja y media potencia con difícil acceso geográfico o con condiciones climáticas muy inconsistentes (Rodríguez et al., 2022) y con un comportamiento de la demanda eléctrica estable durante todo el año. En estos sistemas, es necesario tener un sistema de respaldo basado en una batería para utilizar el mercado energético, debido a que la energía generada excedente puede considerarse como

energía perdida o desechada sino se almacena. Sin embargo, cuando se tienen diferentes entradas de producción de energía eléctrica, como paneles fotovoltaicos, aerogeneradores e hidroeléctricas, se debe tener control sobre la regulación de la energía para reducir las caídas de voltaje y las pérdidas eléctricas por transmisión; es decir, es conveniente tener al menos una fuente estable (flujo constante) y con fuentes que puede ser inestables (dependientes de las condiciones del clima). En este sentido, tecnologías inestables de generación pueden ser los paneles fotovoltaicos, los aerogeneradores, la biomasa y térmica, mientras que la fuente estable puede ser aquella que opere con el consumo de combustibles fósiles, una planta de energía nuclear o las hidroeléctricas. Por esta razón, en este trabajo, se seleccionaron como fuentes inestables los paneles y los aerogeneradores. Se recolectaron datos de proveedores que distribuyen en nuestro país, y la fuente estable fue la energía hidroeléctrica, debido a que tiene el menor índice de contaminación en comparación con las anteriores y un factor mínimo de riesgo por accidente (Rivera et al., 2020).

El sistema de almacenamiento utilizado fue una batería ácido-plomo; en los sistemas aislados, esta se desempeña como controlador y distribuidor de energía eléctrica para sistemas inestables (paneles fotovoltaicos y aerogeneradores). La selección se dio considerando los costos capitales, operacionales y eficiencias de entrada y salida de energía del sistema. De igual forma, se consideró el tipo de batería más utilizada con reportes de la generación de CO_{2eq} (Fuentes-Cortés et al., 2018) así como su periodo de carga y descarga (SoC), denominado como ciclo. Esto permite que el dispositivo tenga un ajuste normalizado en su periodo de vida útil, de lo contrario, al tener cargas parciales el sistema se verá alterado en el proceso de entrega y captura de energía eléctrica, haciendo que la eficiencia disminuya de manera parcial en cada “ciclo”. Se deben cumplir los ciclos durante cada día para hacer un uso correcto de la batería, lo cual lleva a reducir el tiempo de mantenimiento predictivo, disminuyendo los costos de operación del sistema.

5.2. Generación del compendio de propiedades (eléctricas, mecánicas, ambientales, térmicas y económicas) de las tecnologías de generación.

Para los sistemas fotovoltaicos, se seleccionaron 20 paneles de silicio con diferente cristalinidad (10 monocristalinos y 10 policristalinos), de los cuales se requirió conocer la eficiencia nominal, la temperatura de funcionamiento, el factor térmico de utilidad, los costos fijos, los costos variables, los costos de operación y el factor de impacto ambiental. En el caso de los aerogeneradores se seleccionaron 20 turbinas horizontales con diferentes propiedades relacionadas con el rotor y la torre como el diámetro del rotor, el área de barrido, la altura de la torre, la eficiencia aerodinámica y la potencia nominal. Para las turbinas hidroeléctricas se seleccionaron cinco tipos de turbinas (Pelton, Francis, Kaplan, Flujo cruzado y Bulbo), 20 de cada tipo, lo que dio un total de 100 turbinas. Las propiedades que resaltan en ellas son el flujo nominal o de funcionamiento, el salto neto, el tiempo de vida útil, la eficiencia mecánica y la eficiencia volumétrica entre otras. Toda la información se obtuvo de proveedores nacionales para evitar los costos de aduana o traspaso de mercancía al país.

Los costos variables están dados en función del costo de cada kW producido según la tecnología que lo genera, ya que no se toma en cuenta una comparación con algún combustible fósil debido al factor de impacto ambiental que se tiene para el CO_{2eq} , el cual se define como la unidad de medida en toneladas para las emisiones de cualquier gas de efecto invernadero (GEI) en función del dióxido de carbono, ya que es el gas con mayor distribución en la atmósfera y reactivo con otros elementos, dicho factor solo es multiplicando por el factor de conversión de 3.67 (potencial de calentamiento global) (Theo et al., 2019). De esta manera se obtiene un valor específico para cada sistema en función de las condiciones que se presenten en la zona de estudio.

Los costos fijos están determinados por el proveedor de venta y distribución, son independientes de la capacidad de generación de energía eléctrica. Por su parte, los costos de operación – mantenimiento dependen directamente del área, tiempo y equipo seleccionado. De igual forma, el factor de emisiones de cada tecnología depende directamente de la energía eléctrica que produce y del material con el que está fabricado, esto hace que cada parámetro generado sea único. De igual forma se consideraron las propiedades de generación, costos de unidad, costos de operación y mantenimiento para el sistema de almacenamiento directo

(batería de ácido - plomo) mediante el uso de artículos que corroboran los valores de potencia y costo según los kWh almacenados y dirigidos al sistema de consumo principal. Como se observa en la Figura 4.

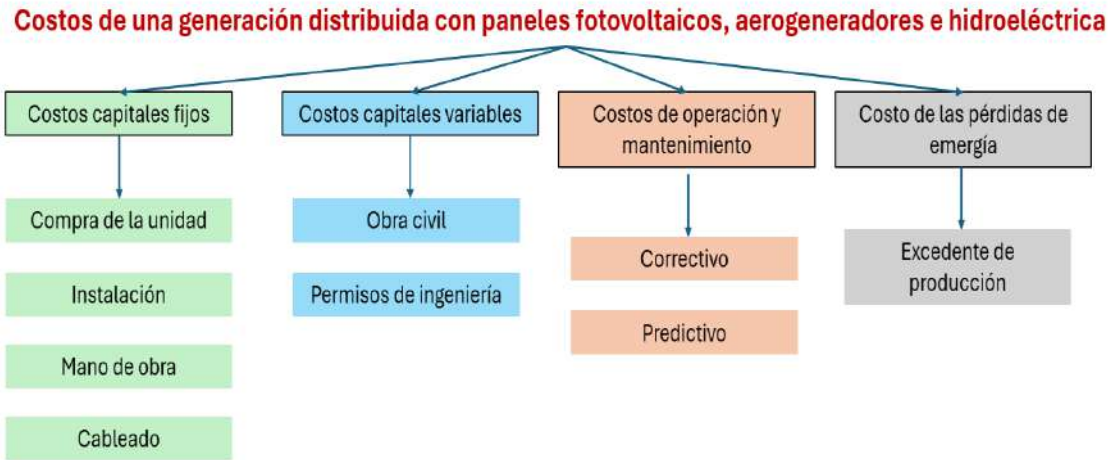


Figura 4. Esquema de evaluación del costo en una generación distribuida (TAC)

Los datos de cada una de las tecnologías y sistema de almacenamiento nos permite identificar las variables de funcionalidad que requiere cada sistema, es decir para la generación de potencia y obtención de una eficiencia aceptable, lo cual nos especifica de forma directa las características climáticas o ambientales que se deben de analizar en función de cada tecnología, y realizar su análisis histórico (5 años) para generar un valor promedio estándar que nos permita disminuir el sesgo de valores atípicos de cada variable. La importancia de este punto es que abre paso al desarrollo de la superestructura de decisión del problema, que nos va a permitir identificar de forma directa los aspectos a evaluar del sistema eléctrico que se desea desarrollar y así conocer las variables de entrada, conversión y salida que se involucran en la generación distribuida con las diferentes tecnologías mencionadas.

5.3. Variables clave

Ahora bien, los datos de entrada al modelo para cada tecnología son la radiación solar y temperatura para los paneles fotovoltaicos, la velocidad y dirección del viento para los aerogeneradores, y la precipitación y evapotranspiración para las turbinas hidroeléctricas, ya

que estas variables permiten la generación directa de la potencia eléctrica y brindan un factor de eficiencia de cada una de las tecnologías mencionadas.

En el modelo, estos datos fueron analizados para un periodo de ocho años, tomando un promedio histórico estándar, para ello se utilizó la paquetería *System Advisor Model* (SAM), el cual es de libre acceso (no ocupa licencia o algún costo adicional) y nos permite obtener las variables climáticas cualquier zona en específico (NREL, 2023). Los datos reales permiten reducir sesgos por valores numéricos o cálculos de parámetros y dejando de lado las arbitrariedades al escoger un valor no representativo de forma general. Por ello, se debe realizar el estudio mínimo de cinco años de cada variable, lo cual permite considerar datos fuera del rango estándar. El modelo matemático que se pretende desarrollar tiene el objetivo de que sea un sistema aplicable a cualquier zona que uno desee investigar o implementar una generación distribuida con las tecnologías que se mencionan, solo será cuestión de adquirir los datos de los valores de entrada de cada variable, y la consideración de la evaluación de los objetivos que se plantean en este trabajo (social, económico y ambiental), aplicando el análisis mediante la técnica de Utopia-tracking.

5.3.1 La temperatura ambiente

La temperatura ambiente es un factor importante para el sistema, porque está ligada directamente con la eficiencia del funcionamiento de una celda fotovoltaica debido a que mantiene la estabilidad de los átomos de silicio en la red cristalina, generando una conversión alta de energía solar a eléctrica (efecto fotoeléctrico y fotovoltaico) y permite conocer el rango de temperatura ideal para que tenga un uso correcto, si esto no se cumple se pueden presentar problemas de pérdidas de eficiencia directa y ocupar mayor cantidad de equipos para abastecer la demanda del usuario, lo que influye en los costos de capital fijo -variable y los costos de operación y mantenimiento del sistema completo. De igual forma estos aspectos térmicos afectan al sistema de almacenamiento de la batería de ácido – plomo, ya que puede sufrir el conflicto de las cargas parciales, lo que provoca una disminución de la eficiencia, creando campos de pérdidas de energía por la carga incompleta.

Por otra parte, el coeficiente que indica el factor global de impacto de la temperatura en una zona de estudio, el cual relaciona las propiedades de la zona de instalación como: posición geográfica, inclinación del relieve, presencia de una zona marina, distancia sobre el nivel de mar, tipo de radiación solar, y si existen sombras naturales o artificiales que modifiquen el comportamiento o eficiencia de generación de energía eléctrica mediante el panel solar, cuando se habla de una zona con sombras directas (muros, vegetación o cualquier objeto), se les conoce como pérdidas de eficiencia por orientación del sistema fotovoltaico (Muñoz et al., 2014).

5.3.2 La radiación solar

En el caso de la energía fotovoltaica, se requiere el análisis de la radiación solar directa, dado que esta se vincula con la generación eléctrica de los paneles fotovoltaicos y con el factor de evapotranspiración para el manejo del cuerpo de agua. Los datos, también, fueron adquiridos del software SAM en donde ya son considerados los datos de radiación directa, difusa, global, la trayectoria solar, las horas sol, y la inclinación de los rayos solares. Dichos datos fueron evaluados de forma histórica para un periodo de tiempo que comprende del 2016 al 2023, esto se realiza con la finalidad de eliminar el sesgo de medición para los parámetros de importancia como eficiencia real del sistema fotovoltaico, el factor térmico de utilidad de la celda y la potencia real de generación para cada módulo solar. Debido a que se busca encontrar la tendencia de cada una de las estaciones del año se realiza el análisis para primavera, otoño, verano e invierno, esto nos permite tener un factor representativo para cada época y nos permite identificar las zonas temporales con mayor auge en la disponibilidad de cada variable climática que utiliza las diferentes tecnologías en el modelo matemático, debido a que son sistemas intermitentes.

5.3.3 Velocidad del viento

Para utilizar los aerogeneradores, la velocidad del viento se requiere para determinar el dimensionado y la potencia real del sistema, debido a que la energía cinética es la responsable de generar la electricidad. Por ello, se busca conocer las áreas de estabilidad y turbulencia

del flujo del viento, lo cual permite analizar cuáles son los horarios en donde se puede obtener mayor cantidad de disponibilidad de la energía cinética para poder utilizar los aerogeneradores horizontales como generadores principales y así reducir el uso de las fuentes convencionales o de mayor impacto ambiental como el sistema hidroeléctrico. De igual forma, se desea clarificar cual es la dirección de la velocidad del viento, puesto que nos permite indicar la orientación de los aerogeneradores y así evitar el problema del área de barrido o traslape, conociendo la potencia real del sistema eólico en función del tipo de la turbina y las eficiencias de captación, rotor, multiplicador y convertidor.

5.3.4 Precipitación

La precipitación es el factor de relleno o de regulación del caudal para un cuerpo de agua que será utilizado como un sistema hidroeléctrico. La precipitación influye sobre el control de la generación de energía eléctrica a través de la cinética del agua. Para la red eléctrica propuesta se utilizará la planta hidroeléctrica como un sistema que aporta el 50 % de generación estable; es decir, con esta tecnología se garantiza que el usuario tenga la energía que requiere de forma segura. Se busca que se realice el reemplazo de las turbinas de una planta hidroeléctrica ya establecida, evitando precios como movilidad, cambio de uso de suelo, permisos de instalación, restructuración e instalaciones nuevas. Por ello, la presa Aguamilpa se usó en este estudio, está ubicada al noreste y a 45 minutos de la ciudad de Tepic, Nayarit. Genera 2,131 kW/h, siendo una de las principales de la ciudad que abastece a más del 25 % de la población; además, distribuye la energía eléctrica generada a estados como Sinaloa, Durango y Jalisco. Actualmente, utiliza dos turbinas Francis de 375 MW perteneciendo al sistema hidrológico del río de Santiago con una humedad relativa del 36.4 % y 48.6 % en invierno (SINAT, 2023).

5.3.5 Evapotranspiración

El factor de evapotranspiración está relacionado con la cantidad de agua que se precipita pero que no se infiltra en el suelo, sino que se evapora en el momento que cae o toca la superficie directamente. Por efectos de la evapotranspiración no se forma un volumen de agua

considerable y no se puede aprovechar para el funcionamiento de una hidroeléctrica, es la contraparte de la precipitación o captación de agua. Se considera esta factor de impacto porque nos permite evaluar las condiciones de la presa que se utilizará como planta hidroeléctrica y conocer si se encuentra en un estrés hídrico, de aquí se sabe que la presa de La Yesca que se utilizará como modelo se encuentra en condiciones óptimas de uso a comparación de las demás que se encuentran repartidas por todo el país en México. Este índice también nos permite conocer las oportunidades de implementar captadores de agua pluvial que nos ayude a obtener más del recurso hídrico. De igual forma, como se habla de una zona costera como lo es la ciudad de Tepic, Nayarit es de importancia ver la incidencia y las épocas del año donde existe mayor cantidad de agua disponible para la generación de energía eléctrica y el horario en el cual se puede usar directamente este tipo de fuente de energía.

5.4. Perfil eléctrico de demanda (WD)

El perfil de demanda de energía eléctrica (WD), cantidad de energía requerida por el cliente, es independiente de la tecnología para su generación; además, debe evaluarse si se requiere un sistema de almacenamiento o no. En este caso, se buscó las empresas de mayor consumo eléctrico en el polígono de estudio de la ciudad de Tepic, Nayarit para cuantificar la energía requerida por los comercios, industrias, o casas habitaciones.

La curva de consumo eléctrico (horas de mayor demanda y los picos de potencia requerida) durante un día estándar se determinó para cada estación del año utilizando el software SAM; es decir, se diagnosticó el cambio en la tarifa dinámica de bajo a medio consumidor, siendo lo que más afecta a la mayoría de los usuarios. Esta información permitió conocer el dimensionado de los sistemas o tecnologías, así como el comportamiento o requerimiento del uso del sistema de almacenamiento, para minimizar el costo de consumo y las emisiones de CO_{2eq}.

5.5. Diseño de la superestructura de decisión

Una superestructura relaciona las variables de decisión (dimensionado, potencia y distribución) para cada una de las tecnologías: paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y planta hidroeléctrica con el sistema de almacenamiento (batería ácido – plomo) para cubrir la demanda de energía eléctrica del consumidor principal. Esta información es útil para generar un modelo matemático que cumpla con los objetivos planteados. Representa un paso previo a la formulación de las ecuaciones que permiten analizar las posibles soluciones del problema; es decir, si el problema tendrá soluciones factibles o no. Es una forma ilustrativa de representar el problema a resolver en cuestión, donde observamos los datos de entrada o alimentación para la generación de potencia eléctrica de cada tecnología (radiación solar, temperatura, velocidad del viento, caudal o evapotranspiración), los datos de conversión en el proceso que nos permite optimizar el esquema eléctrico (dimensionamiento, eficiencia real, selección de la tecnología y el uso eficiente del sistema de almacenamiento). De igual forma, brinda la información de salida de la red eléctrica que se plantea mediante un seguimiento de flujos que ayuda a seguir la distribución óptima de la generación distribuida sin conexión a la red, lo cual se consideró de esa forma debido a que se busca inhabilitar el uso de la red pública para evaluar la cantidad de energía que se puede vender o redireccionar a otro cliente.

5.6 Generación del modelo matemático de optimización de una GD mediante programación NLP y MILP

Un modelo matemático es la representación de un problema o de una situación real mediante la implementación de ecuaciones. La formulación del modelo o modelado consiste en establecer una relación entre las variables que representan el problema para crear uno o varios escenarios que puedan dar solución al caso de estudio específico en un tiempo determinado (Peña y Bello et al., 2010). El estudio que aquí se presenta se derivó del trabajo con tres modelos matemáticos, los dos primeros se formularon con base en una programación no lineal (NLP por sus siglas en inglés) que corresponden a los paneles fotovoltaicos y aerogeneradores, debido a que la selección de la tecnología estará determinada por el área disponible para la instalación, mientras que para el tercer modelo se formuló una programación mixta entera lineal (MILP por sus siglas en inglés), el cual al ser una tecnología

que solo se presenta en una unidad no se puede utilizar el factor de área para seleccionar una turbina. Los modelos mencionados se diseñaron por separado debido a que cada tecnología está cubriendo sólo un porcentaje establecido de la demanda total del consumidor, es decir, no son dependientes entre sí y no alimentan a otra tecnología, son de uso directo, su relación es de generación - distribución de energía eléctrica. La aplicación de los modelos se debe a la naturaleza del problema, no significa que uno sea mejor que otro, si no que depende de las condiciones del sistema, ya que al plantear un modelo MILP involucra el uso de las variables binarias, las cuales se utilizan para seleccionar una opción de varias disponibles que cumplan con los objetivos del modelo, mientras que los modelos NLP evita la complejidad de las variables binarias, pero su importancia radica en considerar la no linealidad del sistema de almacenamiento. La solución del modelo consistirá en la elección de las tecnologías que minimicen las funciones objetivo. De igual forma, se analiza el tamaño y funcionamiento de la batería como auxiliar de la red para las tecnologías correspondientes.

En la Figura 4 se muestra un esquema para representar los elementos del modelo matemático obtenido. Se indicaron las tecnologías generadoras de energía eléctrica renovable (paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y planta hidroeléctrica) y variables como: los costos capitales fijos (unidad, instalación, líneas de cableado y mano de obra), los costos capitales variables (permisos de ingeniería de implementación y obra civil del proyecto), los costos de mantenimiento y operación de las tecnologías (predictivo, correctivo y adición), los datos de entrada del modelo (variables climáticas) y las funciones objetivo. La estrategia de optimización utilizada fue la técnica de Utopia-tracking para encontrar las soluciones extremas y compromiso del problema.

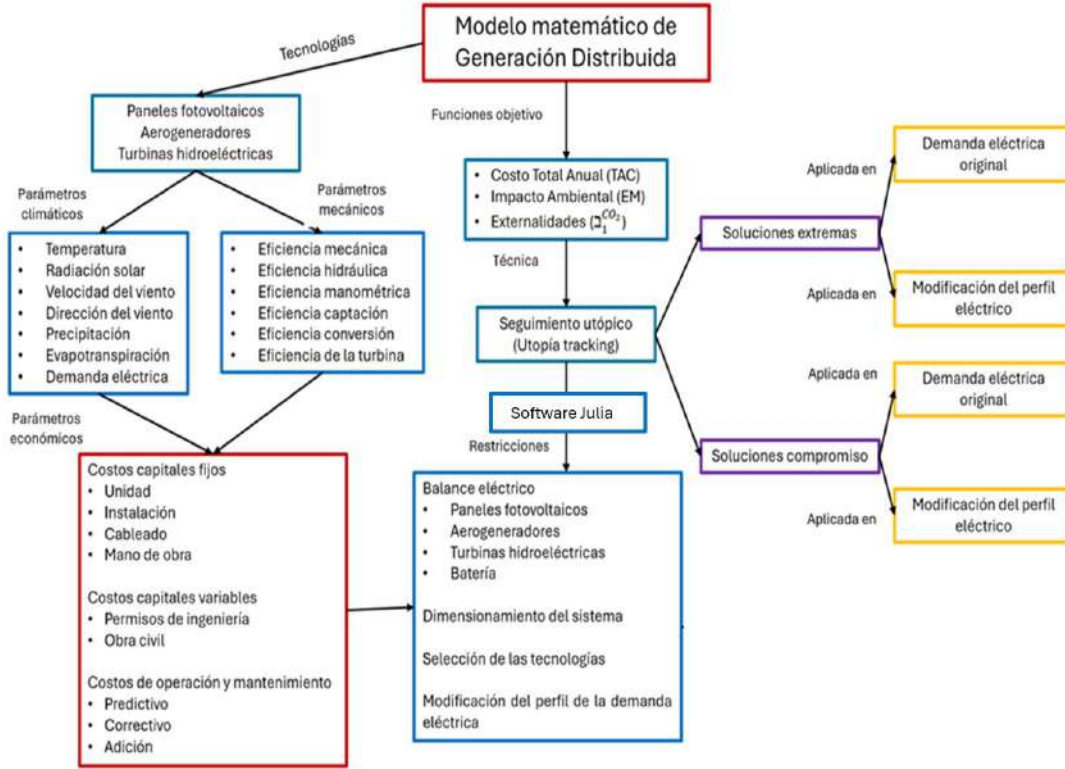


Figura 5. Estrategia de la optimización

En el modelado para especificar generación de potencia (W^{PV}) del sistema por medio de paneles fotovoltaicos deben considerar las ecuaciones (1 – 3) (Fuentes-Cortés et al., 2018).

$$W_{p,t,s}^{PV} = \alpha_{p,t,s} \cdot \eta_{p,t,s}^{PV} \cdot A_p^{PV} \quad \forall t \in \tau, \forall s \in \sigma, \forall p \in \delta \quad (1)$$

$$\eta_{p,t,s}^{PV} = \eta_p^{PV} \cdot (1 - \beta_p \cdot (T_{t,s}^{amb} - T_p^{Ref})) \quad \forall t \in \tau, \forall s \in \sigma, \forall p \in \delta \quad (2)$$

$$\beta_{ref} = \frac{1}{(T_o - T_{ref})} \quad (3)$$

Dónde: A_p^{PV} es el área de captación de la radiación solar, η^{PV} es la eficiencia del sistema de conversión fotovoltaico y α es la cantidad de radiación solar que incide en el panel solar. La ecuación (2) se utilizó para calcular la eficiencia de la celda, la cual se relaciona con su eficiencia nominal, el factor de resistencia térmica (β_p), la temperatura de referencia de la zona (T_{ref}) y la temperatura nominal de funcionamiento de la tecnología (T_1^{amb}). Por último, la ecuación (3) es el factor térmico del panel y está dado por la temperatura nominal de la celda y el factor de resistencia térmico del material de la celda (T_o) (Dubey et al., 2013).

Por otra parte, las ecuaciones que describen la obtención de la potencia real de un aerogenerador son las ecuaciones (4 – 5) (Sun et al., 2018).

$$W_{A,t,s}^{Ae} = D_1^v \cdot Ab_r \cdot \left(V_{t,s}^v \cdot \left(\frac{\Omega_o}{\Omega_{ref}} \right)^\zeta \cdot 0.27778 \right) \cdot \eta_T \quad \forall t \in \tau, \forall s \in \sigma, \forall A \in \alpha \quad (4)$$

$$\eta_A^{Ae} = \eta_A^{Aer} \cdot \eta_A^{Mec} \cdot \eta_A^{Ele} \quad \forall A \in \alpha \quad (5)$$

Donde: W^{Ae} es la generación de la energía eléctrica disponible por parte de la turbina eólica, la cual se relaciona con la densidad del viento (D^v), el área de barrido del rotor (Ab_r), la velocidad del viento (V^v), la altura nominal de la torre (Ω_o), la altura de medición de la captación del viento por los álabes (Ω_{ref}), la eficiencia global del aerogenerador (η_T) y el factor de resistividad del viento (0.27778). En la ecuación (5) se determina la eficiencia global del sistema, el cual está dado por la eficiencia del aerogenerador (η_1^{Aer}), la conversión de potencia mecánica (η_1^{Mec}) y la eléctrica (η_1^{Ele}).

Finalmente, la generación de la potencia real por una turbina en una planta hidroeléctrica se representa en las ecuaciones (6 – 7) (Jarry – Bolduc et al., 2014).

$$W_{\Phi,t,s}^{Hi} = X_{\Phi,t,s}^{Hi} \cdot Q_{\Phi}^{Hi} \cdot H n_{\Phi}^{Hi} \cdot \eta_{\Phi}^{Hi} \cdot e_{\Phi}^{Euler} \cdot \theta \quad \forall t \in \tau, \forall s \in \sigma, \forall \Phi \in \phi \quad (6)$$

$$\eta_{\phi}^{Hi} = \eta_{\phi}^{vol} \cdot \eta_{\phi}^{man} \cdot \eta_{\phi}^{mec} \cdot \eta_{\phi}^{gen} \quad \forall \phi \in \Phi \quad (7)$$

Dónde: W^{Hi} es la energía generada de forma directa por el sistema hidroeléctrico, X^{Hi} representa la calidad bioquímica del agua (tipo de suelo, turbidez y cantidad de sólidos totales), Q^{Hi} es el caudal de entrada a la turbina, Hn^{Hi} es el sistema de fricción de los materiales, η^{Hi} es la eficiencia global de la planta, θ es el número de días de operación efectiva y e^{Euler} es la altura de Euler. En la ecuación (7) se obtiene la eficiencia global del sistema que está en función de la eficiencia volumétrica (η^{vol}), la eficiencia manométrica (η^{man}), la eficiencia mecánica (η^{mec}) y la eficiencia eléctrica (η^{gen}) (Jarry – Bolduc et al., 2014).

Además de multiobjetivo, el modelo que se presenta es también multi-periodo y multi-escenario, para lo cual utiliza los siguientes conjuntos de datos:

$$T = \{1, \dots, \tau\} \quad (8)$$

$$S = \{1, \dots, s\} \quad (9)$$

$$P = \{1, \dots, p\} \quad (10)$$

$$A = \{1, \dots, a\} \quad (11)$$

$$\Phi = \{1, \dots, \phi\} \quad (12)$$

$$I = \{1, \dots, i\} \quad (13)$$

Donde: T es el conjunto que corresponde a los periodos de tiempo del día, S es el conjunto que relaciona las estaciones del año o épocas de medición por un año, P es el conjunto que indica los diferentes paneles fotovoltaicos disponibles para cubrir la demanda del usuario, A corresponde al conjunto de aerogeneradores, Φ relaciona las turbinas hidroeléctricas

disponibles. Para el caso de este estudio se usa un perfil de horarios de $\tau = 24$, escenarios estacionales o de época del año de $\sigma = 4$, un total de paneles fotovoltaicos de $\delta = 20$, un total de turbinas eólicas de $\alpha = 20$ y un total de turbinas hidroeléctricas de $\phi = 100$ y el total de las tecnologías a seleccionar de forma general $\psi = 140$.

5.7 Aplicación a un caso de estudio

La aplicación del modelo matemático fue a una zona de estudio ubicada en la región residencial de la ciudad de Tepic, Nayarit que sostuvo una demanda de energía eléctrica estable o semi – estable, para evitar los sesgos de consumo y así tener fluctuaciones en las tarifas dinámicas del kWh. La evaluación del modelo fue multiperiodo (se consideran las 24 horas del día como sistema operacional de la red eléctrica), multi-escenario (se analizan cuatro escenarios ligados a las épocas del año: primavera, verano, otoño e invierno) y multiobjetivo (comprende el aspecto económico, ambiental y social, buscando el término de la sustentabilidad en una red eléctrica con fuentes renovables). Las variables de entradas económicas de las tecnologías se obtendrán de proveedores nacionales para evitar el pago de aduanas o algún impuesto que se le pueda añadir a estos movimientos de mercancía. De igual forma, la instalación de la red eléctrica se realiza bajo la normativa nacional para evitar conflictos con la protección al medio ambiente.

5.8 Análisis del ajuste de la demanda eléctrica

El reajuste de la demanda eléctrica original del cliente tuvo el objetivo de reducir los picos de potencia generados durante el consumo de energía para disminuir el costo del kWh y aumentar la satisfacción de los usuarios. El reajuste de la demanda se realizó mediante la aplicación de restricciones en la distribución del consumo de energía eléctrica, ~~ya que~~ se busca otorgar la misma cantidad de energía que se consume, pero con una diferente distribución, lo cual permite activar los sistemas renovables de generación en las zonas en que mayor demanda exista y así evitar el uso del factor convencional, lo que provocaría una estabilidad en los precios de la energía eléctrica y de igual forma, afectaría de manera directa al impacto ambiental por la reducción de las emisiones de CO_{2eq}. El reajuste de la demanda

también depende del sistema de almacenamiento, la energía se utiliza cuando existe un alto consumo y se guarda cuando el consumo debe ser mínimo. Por ello, se busca que los ciclos de la batería sean completos, para evitar consecuencias contraproducentes. Se utiliza un sistema de almacenamiento (SoC) para controlar la entrega de energía de las diferentes tecnologías y así evitar el uso directo de la tecnología que más contamina.

El análisis de este ajuste se realiza mediante la técnica de Utopía tracking, el cual evalúa los peores escenarios de las funciones objetivos (soluciones extremas), determina el punto nadir (solución factible no deseable), el punto utópico (respuesta ideal a la cual no se puede llegar por consideraciones operacionales) y la solución compromiso, siendo aquella que equilibra las funciones objetivo y se encuentra dentro de la región factible, es decir es la mejor solución posible para el problema planteado (Ver Figura 12).

El método de Utopía tracking se aplica para dar solución a problemas multiobjetivo, este método se enfoca en algoritmos relacionados con la normalización de las funciones que se plantean como objetivo (Zavala y Flores-Tlacuahuac, 2012). Primero se deben resolver las funciones objetivo por separado con el fin de adquirir los límites de cada una de las funciones objetivo. Una vez identificados los límites inferiores (f_i^{LB}) y superiores (f_i^{UB}) de cada función, se procede a la normalización del siguiente modo: Sea F un conjunto de funciones objetivo ($F = \{f_1, \dots, f_n\}$), la función normalizada (μ^{CS}) para cada una de las funciones se representa en la ecuación (14).

$$\mu_i = \frac{f_i - f_i^{LB}}{f_i^{UB} - f_i^{LB}}, \quad \forall i \in I \quad (14)$$

Los límites superior e inferior definen los puntos de utopía (UP) y de nadir (NS). El primero define una solución deseable o la mejor solución posible a la cual no se puede llegar y el segundo indica los valores no deseables en el rendimiento, pero que están en la zona de factibilidad. Una vez que las funciones objetivo se encuentran normalizadas es posible estructurar un modelo mono – objetivo para obtener una solución que logre un compromiso

entre las funciones establecidas y que se denomina solución compromiso (\aleph^{CS}) ya que considera el análisis de las funciones objetivo de este problema $F = (TAC, Em)$ y el reajuste de la demanda $F = (TAC^n, Em^n)$, como se muestra en las ecuaciones (15) – (20).

$$UP = \{f_i^{LB}, \dots, f_n^{LB}\} \quad \forall i \in I \quad (15)$$

$$NS = \{f_i^{UB}, \dots, f_n^{UB}\} \quad \forall i \in I \quad (16)$$

$$\aleph^{CS} = \sum_{i=1}^n \mu_i \quad \forall i \in I \quad (17)$$

$$\aleph^{CS} = \mu^{TAC} + \mu^{Em} \quad (18)$$

$$F^n = \{TAC^n, Em^n\} \quad (19)$$

$$\aleph^{CSn} = \mu^{TACn} + \mu^{Emn} \quad (20)$$

Evaluación de las externalidades

La evaluación de las externalidades ambientales ($\aleph_{min}^{CO_2}$), a las cuales se les define por el valor económico que se les asigna por una unidad determinada, está en función del objetivo económico (TAC) y ambiental (Em) sin monetización, dada una constante que no afecta de forma directa las funciones objetivo (O), pero relaciona el valor durante el proceso de optimización, la siguiente formulación indica el impacto de la minimización de estos valores, ecuación (21) – (24).

$$\lambda_{min}^{CO_2} = \frac{TAC^{UB} - TAC^{LB}}{Em^{UB} - Em^{LB}} \quad (21)$$

$$TAC - TAC^{UB} + \frac{TAC^{UB} - TAC^{LB}}{Em^{UB} - Em^{LB}} \cdot (Em - Em^{LB}) \quad (22)$$

$$TAC + \lambda_{min}^{CO_2} \cdot Em^{UB} + O \quad (23)$$

$$O = TAC^{UB} - \frac{TAC^{UB} - TAC^{LB}}{Em^{UB} - Em^{LB}} \cdot Em^{LB} \quad (24)$$

Por otra parte, el valor de las externalidades sociales se computa como un valor posterior al proceso, para ello se analizan los cambios entre los valores sin modificar la demanda y los valores con la demanda modificada, en este proceso Π^{eco} representa la definición típica de valoración de externalidades: la monetización de un efecto que no está incluido en el coste final de un producto económico (Heller y Starret, 1976) y su significado implica que cada kWh que se desplaza en la serie temporal que describe la demanda de energía. Por su parte, Π^{amb} es una valoración en términos medioambientales y se utiliza para evaluar el rendimiento del cambio en la demanda como beneficio. Ambos valores pueden utilizarse para concienciar a los usuarios del sistema de los efectos de modificar el consumo adaptándose al funcionamiento del sistema. Por tanto, este enfoque permite valorar, en términos económicos y medioambientales, el comportamiento de los consumidores, no sólo con respecto al funcionamiento y rendimiento del sistema, sino también con respecto a las políticas basadas en externalidades medioambientales, como las penalizaciones o bonificaciones asociadas a las emisiones de gases de efecto invernadero, ecuación (25) – (26).

$$\Pi^{eco} = \frac{TAC - TAC^n}{WDR} \quad (25)$$

$$\Pi^{amb} = \frac{Em - Em^n}{W^{DR}} \quad (26)$$

Por su parte, el valor de las externalidades sociales se computa como un valor posterior al proceso, para ello se analizan los cambios entre los valores sin modificar la demanda y los valores con la demanda modificada. Además, estas formulaciones pueden utilizarse para evaluar soluciones para cada una de las funciones objetivo planteadas para abordar el problema e identificar las condiciones para mejorar el rendimiento del sistema eléctrico. De este modo, pueden determinarse políticas que vayan más allá de la simple penalización de las emisiones y consideren el comportamiento energético del consumidor final (Ahl et al., 2022).



Capítulo 6. Resultados y discusión

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos para la solución del problema relativo a la generación distribuida con paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y sistemas hidroeléctricos. Para describir de mejor manera dichos resultados, las relaciones de las funciones objetivo (TAC, Em y Ext) se ilustran en varios diagramas de Pareto, lo que permite visualizar la solución compromiso de cada tecnología y el sistema operativo de la batería para el almacenamiento de la energía, aunado a ello se realiza el reajuste del perfil eléctrico del cliente para analizar el efecto social que se genera.

Capítulo 6. Resultados y discusión

La propuesta del modelo matemático se relaciona directamente con las tecnologías de generación de energía eléctrica que son consideradas para suministrar la demanda del perfil eléctrico del cliente. Por lo que, el sistema es considerado sin conexión a la red pública, debido a que el objetivo del trabajo no es crear un análisis de mercado de la venta de energía y se contará con una batería de ácido – plomo como auxiliar del sistema, el cual permite tener un control en el flujo eléctrico en función del consumo del usuario. La batería es de este material por su bajo costo económico, su eficiencia aceptable y por la facilidad en la información del comportamiento del SoC.

Por otra parte, se toma en cuenta que la fuente de energía que sirve como suplente de la fuente convencional estándar (ciclo combinado) es la planta hidroeléctrica con una generación del 50 % del total del consumo, debido a que es la generación con menor variación en comparación de la fotovoltaica y eólica. Por ello, estas últimas tecnologías tendrán una generación eléctrica máxima del 25 %, por los cambios de radiación solar y velocidades del viento durante el día, lo cual posibilita a conectar estos generadores al sistema de almacenamiento de forma directa y activarse cuando el cliente lo necesite. Para ello, se realizó un compendio de las variables de entrada de cada una de las tecnologías mencionadas para obtener una potencia real y poder dimensionar la red eléctrica.

6.1. Compendio de las propiedades eléctricas, mecánicas, económicas, ambientales y de operación de las tecnologías de generación

La información obtenida de proveedores nacionales se muestra en la Tabla 1. Cada uno de los sistemas de generación depende de ciertos criterios de operación para poder brindar una eficiencia y potencia real idóneas para producir beneficios económicos, ambientales y sociales en una generación distribuida en una zona de media potencia. Para los sistemas fotovoltaicos se requirió conocer la eficiencia nominal, la temperatura de funcionamiento, el factor térmico de utilidad y el factor de impacto ambiental, cabe mencionar que existe una diferencia en la eficiencia nominal entre las celdas, siendo una diferencia promedio de 5.7

%. En el caso de los aerogeneradores el diámetro del rotor, el área de barrido, la altura de la torre, la eficiencia aerodinámica y la potencia nominal, el parámetro de mayor impacto o que tiene una mayor variación entre las turbinas es la altura de la torre y el área de barrido. Para las turbinas hidroeléctricas las propiedades que resaltan en ellas son el flujo nominal o de funcionamiento, el salto neto, el tiempo de vida útil, la eficiencia mecánica y la eficiencia volumétrica entre otras.

En la Tabla 2 se observan las propiedades económicas de las tecnologías seleccionadas con base en los costos capitales fijos (unidad, instalación de equipos, mano de obra y sistema de cableado), los costos capitales variables (permisos ingenieriles y obra civil) y los costos de operación – mantenimiento (predictivo (24 veces al año), correctivo (cada dos a tres años) y adición (semanal)), para el período estándar de un año de funcionamiento determinado por la cantidad de energía eléctrica generada. En los paneles fotovoltaicos, se observa que los costos fijos dependen de la cristalinidad del dispositivo, a diferencia de los costos variables. En los sistemas eólicos no se identifica una relación entre los costos capitales fijos y variables con la altura o área de barrido de los aerogeneradores. Los costos de operación y mantenimiento se encuentra en un rango de 450 – 900 USD, significando que la selección de esta tecnología está en función directa de este costo y la eficiencia general del equipo. Para las turbinas hidroeléctricas se observan diferencias significativas entre cada tipo de turbina, sobresaliendo los costos de operación y mantenimiento.

Tabla 1. Propiedades eléctricas, térmicas y ambientales de las tecnologías de generación (Centro de Distribución Solar, 2022) (Industronic, 2023)

Paneles fotovoltaicos																				
Panel	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20
Factor térmico $\times 10^{-3} \beta (1/^{\circ}\text{C})$	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Eficiencia $d \eta (\%)$	18	21	19	18	19	18	19	17	18	18	13	12	12	13	12	12	12	13	12	12
Temperatura ($^{\circ}\text{C}$)	25	25.6	25.7	24.6	25	25.4	25.6	24.8	24.8	24.9	25.01	25	26	24.5	25.1	25.7	25.6	24.8	24.7	24.8
Factor ambiental ($\text{gCO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}$)	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Aerogeneradores																				
Aerogenerador	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11	A12	A13	A14	A15	A16	A17	A18	A19	A20
Diámetro del rotor (m)	80	110	108	103	103	126	80	87	90	114	106	114	107	102	95	100	105	110	100	108
Área de barrido (m^2)	8.02	9.5	8.33	8.36	8.41	8.76	8.89	8.99	9.31	8.71	9.11	9.25	8.33	8.41	8.76	8.89	8.99	8.11	8.12	9.31
Altura de la torre (m)	80	85	125	80	130	67	75	75	100	95	90	100	80	85	85	95	100	120	100	80
Factor ambiental ($\text{gCO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}$)	198	250	188	231	240	260	350	324	206	270	300	220	170	200	310	200	250	225	200	215
Turbinas hidroeléctricas																				
Turbina hidroeléctrica (Kaplan)	K1	K2	K3	K4	K5	K6	K7	K8	K9	K10	K11	K12	K13	K14	K15	K16	K17	K18	K19	K20
Caudal (m^3/s)	10	9.85	9.3	9.5	12.5	12	11.6	10.4	10.1	14.5	13.8	12.1	9.65	10.4	10.1	11.1	10.3	11.8	10.5	12.3
Salto neto (m)	4	4.5	3.8	4.2	6	5.5	5.3	5.2	6.5	7.3	7	5.6	5	4.8	4.9	3.8	6	7.5	6	5.7
Eficiencia global (%)	59.44	49.86	55.45	55.45	38.08	44.12	44.12	39.95	42	27.86	30.95	30.95	49.86	40.99	42.13	47.51	39.95	29.06	36.41	34.78
Turbina hidroeléctrica (Pelton)	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20
Caudal (m^3/s)	45	50	55	35	45	55	50	50	50	55	45	45	45	45	40	60	65	50	50	50
Salto neto (m)	800	1000	850	800	750	950	900	1000	1100	1150	1200	850	900	800	900	950	800	950	1000	1000
Eficiencia global (%)	68.68	59.10	64.69	64.69	47.32	53.36	53.36	49.19	51.24	37.1	40.19	39.83	59.1	50.23	51.37	56.75	49.19	38.3	45.65	44.02
Turbina hidroeléctrica (Francis)	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	F9	F10	F11	F12	F13	F14	F15	F16	F17	F18	F19	F20
Caudal (m^3/s)	35	45	40	40	40	38	36	35	35	35	40	48	45	45	45	40	35	37	38	40
Salto neto (m)	350	550	450	450	450	400	400	650	650	650	450	450	500	500	500	500	550	450	350	300
Eficiencia global (%)	48.79	43.21	49.41	35.20	36.20	45.56	41.944	43.70	42.84	37.16	37.45	44.45	46.10	37.74	54.05	39.47	51.65	42.44	40.61	31.73
Turbina hidroeléctrica (Bulbo)	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11	B12	B13	B14	B15	B16	B17	B18	B19	B20
Caudal (m^3/s)	15	17	18	17	17	15	15	15	15	18	19	20	15	15	18	18	15	16	18	20
Salto neto (m)	2.25	2.	1.75	3	3.25	1.25	1.5	1.75	1.5	1.5	1.5	1.25	1.75	1.65	2	2.25	3.5	3	1.25	1.75
Eficiencia global (%)	48.70	44.37	52.03	44.44	43.57	42.05	53.27	47.95	50.78	44.26	36.02	38.30	36.73	42.19	35.82	30.57	37.97	34.78	45.19	36.85
Turbina hidroeléctrica (Flujo cruzado)	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20
Caudal (m^3/s)	20	18	25	25	23	17	19	20	20	20	17	19	22	27	26	25	25	24	25	27
Salto neto (m)	100	200	150	175	150	175	175	150	200	150	225	125	175	150	150	150	100	125	125	125
Eficiencia global (%)	38.25	28.79	43.42	44.78	34.78	37.37	40.53	37.42	47.96	33.74	27.84	29.35	39.80	34.34	38.55	40.96	37.42	28.89	36.50	30.83

Tabla 2. Propiedades económicas de las fuentes de producción (Centro de Distribución Renovable, 2022) (Industronic, 2023)

Paneles fotovoltaicos																				
Panel	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20
Costos fijos (USD)	242	243	239	245	239	255	247	250	245	237	176	184	172	171	164	184	178	179	175	180
Costos variables (USD/kW)	850	890	960	850	830	960	910	910	880	830	830	760	720	830	850	730	730	820	850	780
Costo de OM (x10 ⁻⁴ USD/m ² . año)	8.1	10.3	3.7	4.5	12.2	2.9	8	5.6	7.1	5.9	11.5	9.2	8.2	8.7	7	5	6.2	9.2	8.3	6.4
Aerogeneradores																				
Aerogenerador	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11	A12	A13	A14	A15	A16	A17	A18	A19	A20
Costos fijos (USD)	1942	1842	1939	1845	1939	1955	1847	2500	2450	2370	1760	1840	1720	1710	1640	1840	1780	1790	1750	1800
Costos variables (USD/kW)	850	890	960	850	830	960	910	910	880	830	830	760	720	830	850	730	730	820	850	780
Costo de OM (x10 ⁻³ USD/m ² . año)	681	941	781	758	794	687	807	907	736	691	455	584	444	699	642	547	507	403	531	489
Turbinas hidroeléctricas																				
Turbina (Kaplan)	K1	K2	K3	K4	K5	K6	K7	K8	K9	K10	K11	K12	K13	K14	K15	K16	K17	K18	K19	K20
Costos fijos (USD)	6,400	6,500	6,600	6,800	6,550	6,250	6,350	6,400	6,750	6,700	6,950	6,800	6,200	6,250	6,450	6,500	6,700	6,650	6,600	6,550
Costos variables (USD/kW)	3,400	3,550	3,450	3,450	3,450	3,400	3,400	3,650	3,650	3,650	3,450	3,450	3,500	3,500	3,500	3,500	3,550	3,450	3,350	3,300
Costo de OM (x10 ⁻⁴ USD/m ² . año)	950	945	950	945	950	950	950	950	950	940	945	945	945	945	950	950	950	950	950	950
Turbina (Pelton)	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20
Costos fijos (USD)	8,300	8,500	8,300	8,400	8,550	8,750	8,000	8,400	8,350	8,690	8,200	8,750	8,100	8,250	8,500	8,760	8,750	8,350	8,400	8,750
Costos variables (USD/kW)	4,050	4,150	4,500	4,300	4,600	4,200	4,450	4,800	4,750	4,300	4,450	4,300	4,590	4,380	4,600	4,500	4,750	4,250	4,550	4,490
Costo de OM (x10 ⁻⁴ USD/m ² . año)	1,800	1,645	1,800	1,945	1,950	1,700	1,990	1,750	1,650	1,840	1,545	1,745	1,945	1,945	1,850	1,950	1,950	1,700	1,650	1,950
Turbina (Francis)	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	F9	F10	F11	F12	F13	F14	F15	F16	F17	F18	F19	F20
Costos fijos (USD)	6,200	5,800	5,900	6,100	6,250	6,300	6,000	5,750	5,850	6,100	6,200	5,750	6,100	6,200	6,300	6,190	6,150	6,000	6,190	5,750
Costos variables (USD/kW)	3,050	3,000	2,900	2,950	3,100	3,250	3,150	3,200	3,300	2,900	2,950	2,800	2,700	2,980	3,100	3,200	3,250	3,050	3,150	3,000
Costo de OM (x10 ⁻⁴ USD/m ² . año)	1,300	1,100	1,200	950	1,150	1,200	1,100	850	1,200	1,140	1,000	950	990	1,000	1,250	1,300	1,400	1,100	1,150	1,190
Turbina (Bulbo)	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11	B12	B13	B14	B15	B16	B17	B18	B19	B20
Costos fijos (USD)	9,450	9,500	9,600	9,800	9,550	9,250	9,350	9,400	9,750	9,700	9,950	9,800	9,200	9,250	9,450	9,500	9,700	9,650	9,600	9,550
Costos variables (USD/kW)	3,400	3,550	3,450	3,450	3,450	3,400	3,400	3,650	3,400	3,450	3,250	3,150	3,300	3,200	3,100	3,300	3,450	3,150	3,000	3,100
Costo de O&M (x10 ⁻⁴ USD/m ² . año)	1,050	945	950	945	950	950	950	950	950	940	945	945	945	945	950	950	950	950	950	950
Turbina (flujo cruzado)	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20
Costos fijos (USD)	8,000	8,100	8,150	8,200	8,100	7,950	7,900	8,100	8,050	8,100	8,000	8,150	8,000	8,150	8,200	8,100	8,050	8,150	8,100	8,190
Costos variables (USD/kW)	3,850	3,950	4,000	3,800	3,900	4,200	3,950	3,800	3,750	4,100	4,150	4,100	4,090	4,000	4,100	4,100	4,150	4,050	4,150	4,000
Costo de O&M (x10 ⁻⁴ USD/m ² . año)	1,200	1,100	1,100	1,200	1,000	1,100	1,100	1,150	1,250	1,100	1,000	995	945	1,150	1,250	1,050	1,150	1,200	1,000	1,150

6.2 Identificación de los parámetros climáticos y perfil eléctrico del cliente

Esta sección, se presenta un análisis de los parámetros ambientales de la zona de estudio de la ciudad de Tepic, Nayarit. De igual forma, se muestra un perfil eléctrico del cliente, es decir, un total de 1000 viviendas (casa – habitación con una familia promedio de 3 personas), 50 negocios medianos (tienda abarrotes, carnicerías, peluquerías, fruterías, neverías, cremerías, comida corrida, talleres y mueblerías) y un negocio de alto consumo (supermercado). Como se mencionó con anterioridad se utilizó el software SAM para realizar la evaluación histórica de ocho años de los parámetros de interés.

6.2.1 Análisis de la temperatura ambiental

En la Figura 5 se muestra el perfil de temperatura en la zona de estudio por hora y estación del año. En verano y otoño, entre las 11:30 y 13:00 horas, se alcanza una temperatura máxima de 41 °C, mientras que la temperatura mínima es de 21 °C entre las 3:30 y las 5:00 horas. En invierno y primavera se tiene una temperatura máxima de 33.5 °C entre las 11:00 y las 13:00 horas y una temperatura mínima promedio de 13 °C a las 6 de la mañana. Además, las curvas de la temperatura por estación del año tienen un comportamiento similar, ya que cumplen con el crecimiento normal o estándar entre las 8:00 y las 20:00 horas, lo que es favorable para la generación de energía eléctrica con paneles fotovoltaicos porque no sobrepasan los límites de las celdas propuestas. Estos datos ayudaron a obtener el factor térmico de cada panel fotovoltaico utilizando la Ecuación 3, la cual nos permite conocer la resistencia a la temperatura en función de la eficiencia de conversión, se observa que la cristalinidad afecta linealmente la eficiencia de la conversión de energía fotónica a energía eléctrica; en consecuencia, es posible determinar el dimensionado del sistema fotovoltaico con un rango de producción del 25 % de la demanda total.

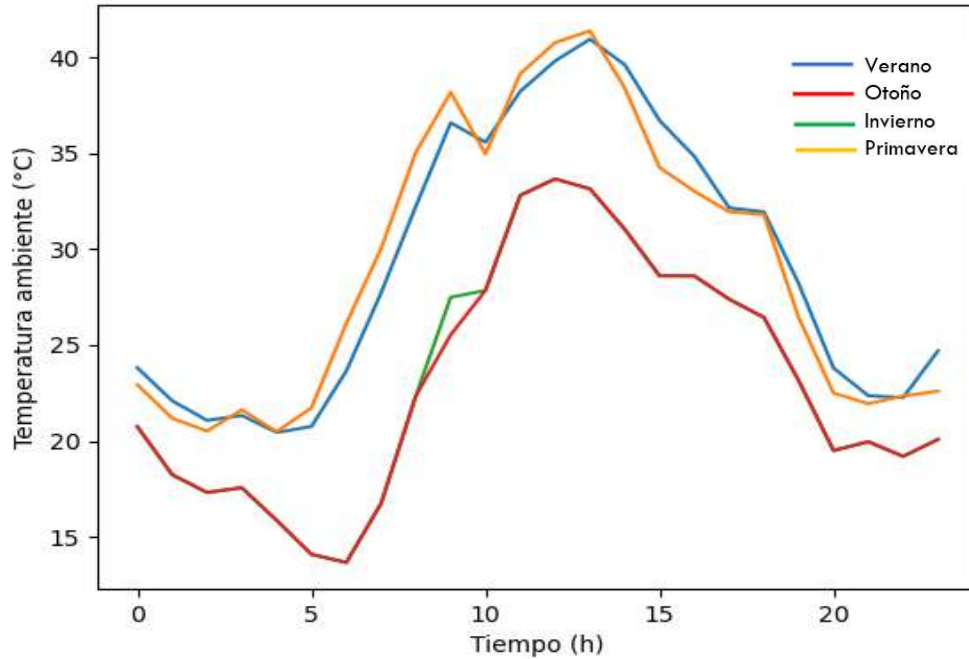


Figura 6. Análisis de la temperatura ambiente histórica que comprende del año 2016 - 2023 en la zona de estudio de la ciudad de Nayarit, Tepic. Datos obtenidos del software Modelo de Asesor de Sistemas (SAM).

6.2.2 Análisis de la radiación solar

En la Figura 6 se muestra el comportamiento de la radiación solar global en la zona de estudio por estación del año y hora en un día promedio, el cual se obtiene mediante el análisis de los datos de cada variable para los días correspondientes de cada estación del año, esto se realiza con el objetivo de eliminar datos que no son representativos o que por cuestiones anormales pueden alterar el comportamiento del sistema. El pico de radiación solar se alcanza a medio día, independientemente de la estación del año, siendo de 900 W/m^2 en verano el de mayor intensidad y 750 W/m^2 en invierno el menor. La distribución de este factor tiene un comportamiento gaussiano; por tanto, la generación de energía eléctrica con paneles fotovoltaicos se estableció en el horario entre las 8:30 y las 19:30 horas del día. Además, la radiación solar permite determinar la capacidad de generación del sistema fotovoltaico, ver ecuación (1); es decir, el dimensionado del sistema fotovoltaico.

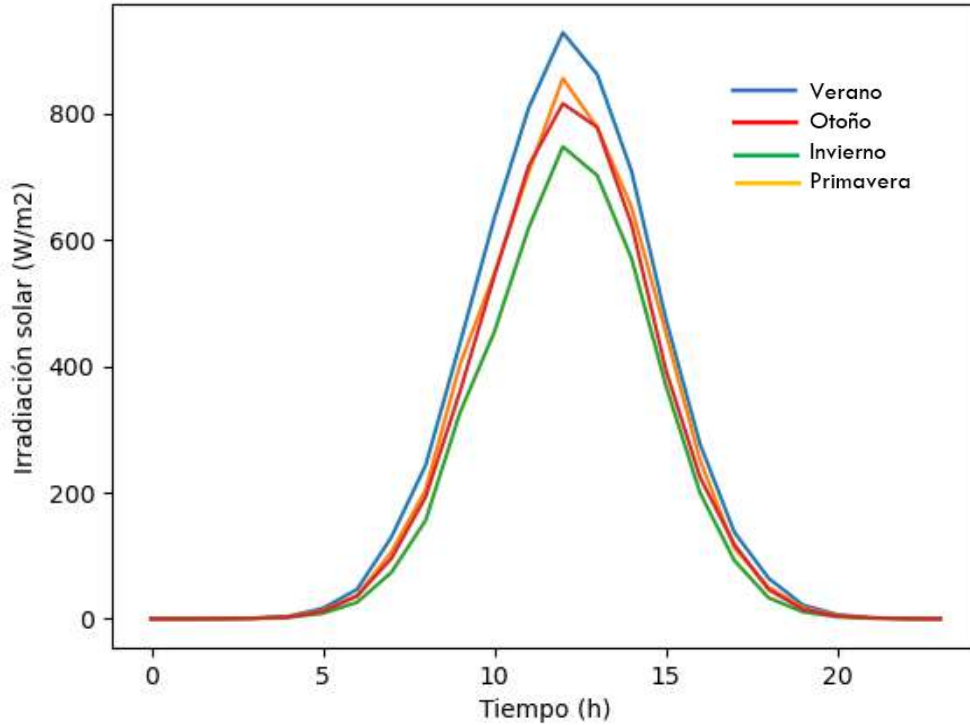


Figura 7. Análisis de la radiación solar directa histórica de los años 2016 - 2023 en la zona de estudio ubicada en la ciudad de Tepic, Nayarit. Datos obtenidos del software Modelo de Asesor de Sistemas (SAM).

6.2.3 Análisis de la velocidad del viento

En la Figura 7 se presenta el comportamiento del viento durante el día promedio, se observa un valor máximo de 5.67 m/s en la primavera y un factor mínimo de 3 m/s durante el invierno. Se conoce que el valor promedio para el funcionamiento de un aerogenerador horizontal es de alrededor de 3.5 m/s; por tanto, se debe determinar las zonas en las cuales funcionará el sistema eólico. De igual forma, la velocidad del viento tiene, por estación del año, un comportamiento similar al perfil de radiación, debido a que menor radiación solar provoca una menor temperatura en la superficie del suelo; en consecuencia, la velocidad del viento disminuye hasta llegar a su valor mínimo. En el caso contrario, alta radiación eleva la temperatura, generando velocidad del viento elevada; en este sentido, la velocidad de corte o máxima que debe de adquirir el rotor es 25 m/s por cuestiones de seguridad y evitar un accidente.

Por otra parte, la velocidad del viento también se ve afectada por la actividad humana; es decir, cambia si es una zona rural o urbana, afectando la turbulencia del flujo de viento. De igual manera, influye que se encuentre en una zona costera, ya que dichas condiciones tienen cierta modificación en el flujo directo del viento y pueden beneficiar al sistema eólico. Esta información permitió calcular el dimensionado del parque eólico y la potencia real generada por las turbinas en intervalos de cinco minutos debido a su intermitencia.

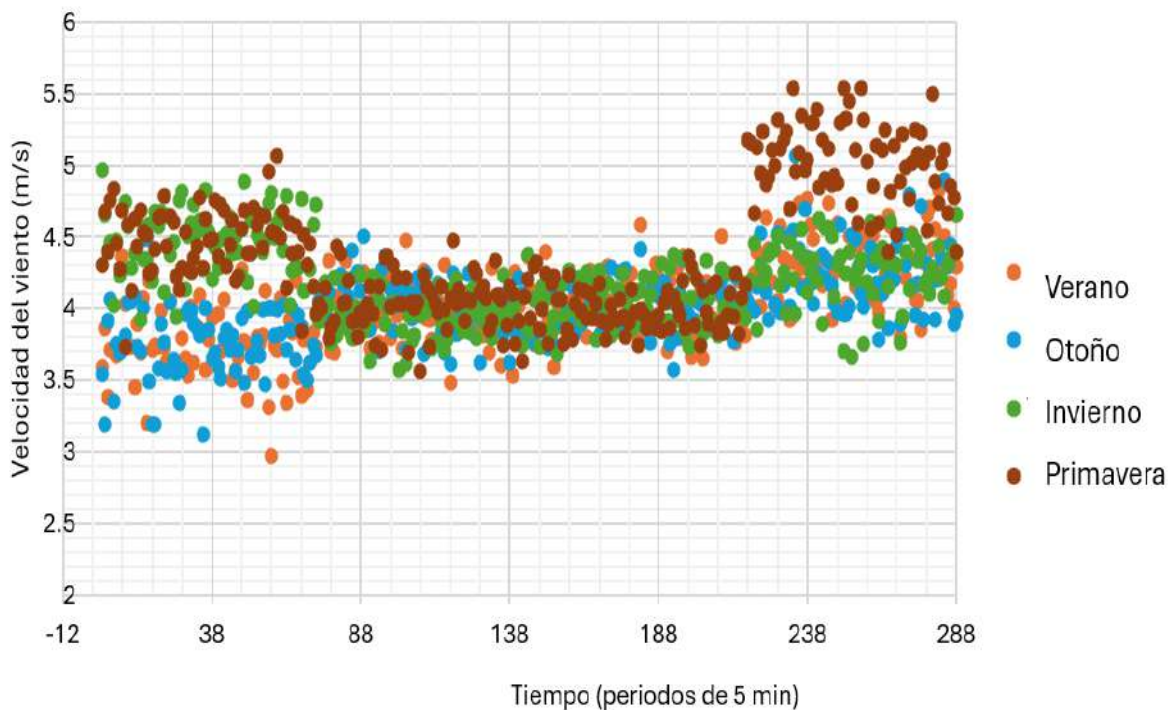


Figura 8. Velocidad del viento histórica para los años 2016 – 2023 para la zona de estudio de la ciudad de Tepic, Nayarit. Datos obtenidos del software Modelo de Asesor de Sistemas (SAM).

6.2.4 Análisis de la precipitación media anual

En la Figura 8 se observa la gráfica del nivel de precipitación media anual para la zona de estudio. Durante el verano y otoño se tienen precipitaciones máximas de 935 mm y 510 mm respectivamente, mientras que los valores mínimos se presentan en invierno son 25 mm, esto

significa que durante todo el año habrá una buena cantidad de agua recuperada por la precipitación o en su debido caso por el rocío de la zona. Una de las estaciones del año más desfavorecidas es el invierno debido al bajo nivel de lluvia que se tiene, este factor va de la mano con la evapotranspiración, ya que depende directamente de la cantidad que llega libremente y de la cantidad que se evapora al chocar con una superficie o antes de caer, de esta forma se evalúa la eficiencia volumétrica de la planta.

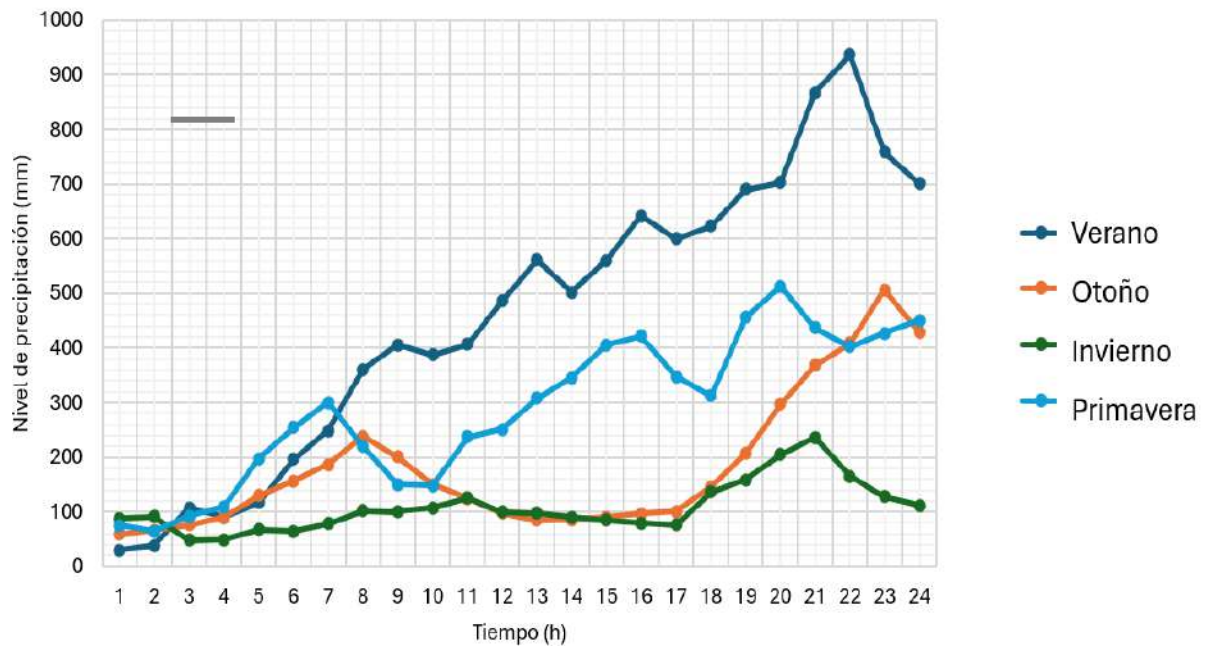


Figura 9. Nivel de precipitación media anual histórica para los años 2016 - 2023 para la zona de estudio de la ciudad de Nayarit, Tepic. Datos obtenidos del software Modelo de Asesor de Sistemas (SAM).

6.2.5 Índice de evapotranspiración

En la Figura 9 se muestra el perfil de evapotranspiración de la zona de estudio, el comportamiento es similar a la radiación solar debido a la cantidad de agua que se evapora por el efecto de la temperatura y radiación solar; es decir, son factores que van de la mano al momento de analizar sistemas integrados. El índice de evaporación más alto ocurre en verano con un valor de 780 mm y el menor se presenta en invierno con un valor de 25 mm en el

horario de entre las 12:00 y las 14:00 horas, periodo de tiempo en el que también se presenta la mayor radiación global.

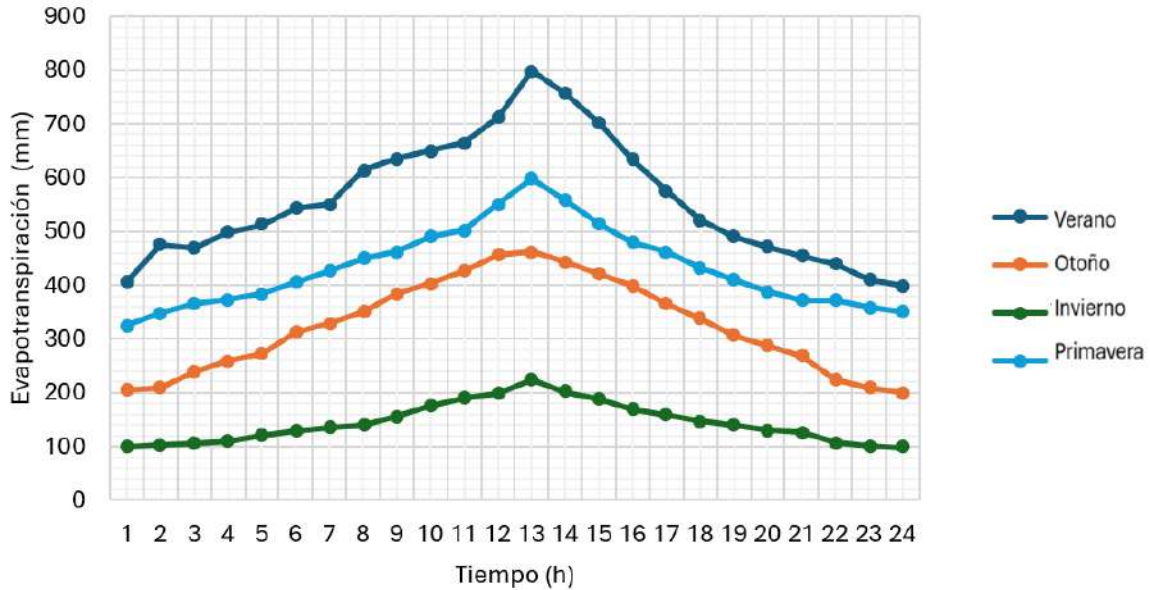


Figura 10. Factor de evapotranspiración histórico del año 2016 – 2023 en la zona de estudio de la ciudad de Tepic, Nayarit. Datos obtenidos del software Modelo de Asesor de Sistemas (SAM).

6.2.6 Análisis del perfil eléctrico del cliente

En la Figura 10 se muestra el perfil de demanda de energía de la zona de estudio, específicamente el promedio requerido en cada hora y estación del año. Se observa que, independiente de la estación del año, existe un crecimiento del consumo entre las 6:00 y las 9:00 horas y entre las 19:00 y las 21:00 horas, periodos en los que las personas se encuentran en sus hogares para realizar sus actividades. Por otra parte, la demanda máxima se presenta en la primavera cuando se requieren 41.5 kW, la menor demanda se presenta en el invierno, específicamente entre las 00:00 y las 2:00 horas cuando se demandan 3 kW. Como se puede observar en la gráfica, la demanda mínima se genera en el horario de entre las 10:00 y las 16:00 horas, que es cuando la curva de la radiación es mayor y se genera la mayor cantidad de energía eléctrica para distribuirse al sistema de almacenamiento (batería) y tenerla disponible para cuando el cliente la requiera, que puede ser durante la noche que es cuando los paneles fotovoltaicos ya no están disponibles para su uso directo. Las estaciones en las

que hay mayor demanda de energía son el invierno y la primavera, cuando se utilizan los calentadores eléctricos o sistemas de regulación de temperatura en las casas habitación.

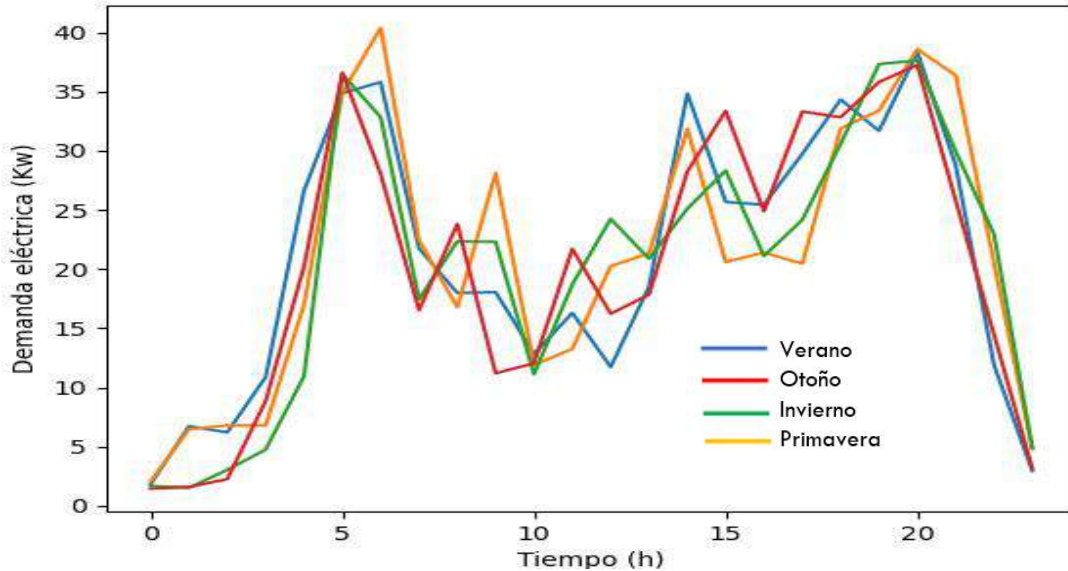


Figura 11. Perfil de demanda de energía eléctrica histórica del año 2016 - 2023 para la zona de estudio en la ciudad de Tepic, Nayarit. Datos obtenidos del software Modelo de Asesor de Sistemas (SAM).

6.3 Superestructura

En la Figura 11 se muestra la superestructura del problema. Se ilustran las relaciones entre las distintas fuentes de generación de energía renovable y sistema de almacenamiento; así como las variables mencionadas en la Sección 6.2 y la relación que tiene con el consumidor, considerando el porcentaje de carga que requiere entregar cada sistema (límite de penetración). Esta representación permitió proponer el modelado matemático, con las ecuaciones presentadas en la metodología (balance de energía). Además, se indica la dirección del flujo de energía eléctrica. Las tecnologías fotovoltaica y eólica están interconectadas a la batería y son utilizadas cuando las condiciones de operación les permiten generar la potencia real, incluso un excedente para distribuirlo al cliente y al sistema de almacenamiento para evitar el tiempo de la tarifa dinámica.

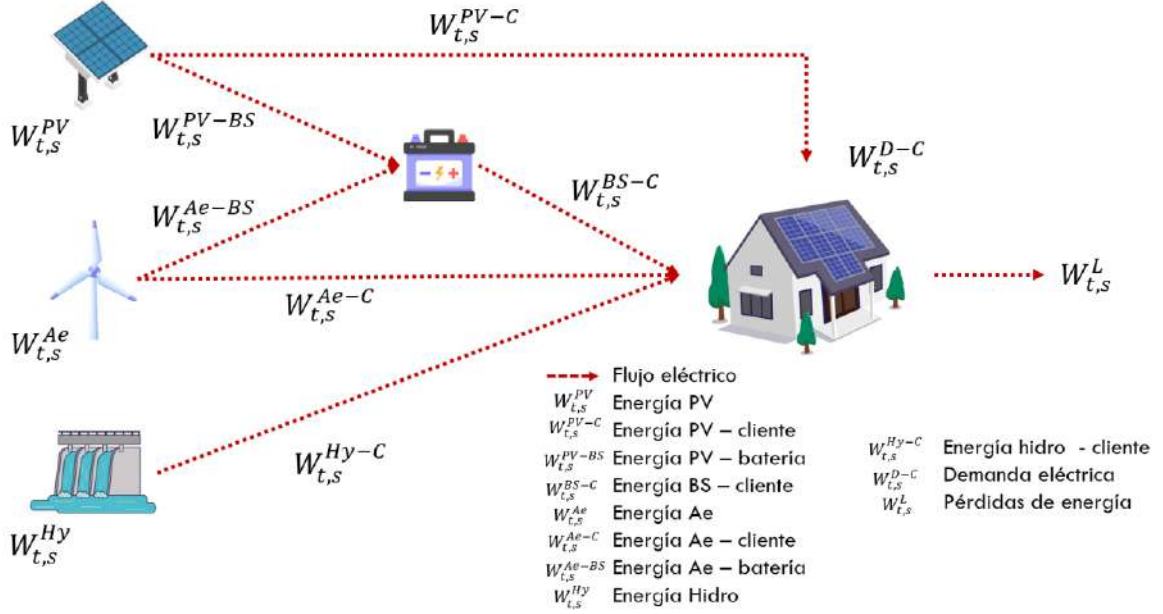


Figura 12. Superestructura de decisión para la generación distribuida con paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y turbinas hidroeléctricas.

En la ecuación (27) se observa el sistema de energía eléctrica que se propone para el modelo considerando las tecnologías de generación de potencia y el sistema de almacenamiento de forma directa.

$$W_{t,s}^{D-B} + W_{t,s}^L = W_{t,s}^{PV-B} + W_{t,s}^{Ae-B} + W_{t,s}^{Hi-B} + W_{t,s}^{BS-B} \quad \forall t \in T, \forall s \in S \quad (27)$$

El sistema de energía eléctrica en función de la demanda del cliente ($W_{t,s}^{D-B}$) se determina mediante el flujo generado por los paneles fotovoltaicos ($W_{t,s}^{PV-B}$), por la potencia suministrada por los aerogeneradores ($W_{t,s}^{Ae-B}$) y en relación a la turbina hidroeléctrica ($W_{t,s}^{Hi-B}$), es determinado por la energía que se distribuye de la batería al cliente ($W_{t,s}^{BS-B}$) y por las pérdidas de energía ($W_{t,s}^L$) que se incluyen en el esquema, debido a que es un sistema sin conexión para analizarlas como una posibilidad para generar un mercado energético.

6.4 Propuesta del modelo matemático de una GD

La estrategia de solución presenta un diseño multiobjetivo, busca minimizar el costo total anual (TAC) y las emisiones generadas de gases de efecto invernadero al implementar una GD, dicho modelo se resolvió utilizando el lenguaje de modelado Julia (Bezanson et al., 2017), usando la plataforma de optimización de JuMP (Dunning et al., 2017) y el algoritmo de solución Ipopt (Wächter y Biegler, 2006).

Las funciones objetivo son minimizar el costo total anual, las emisiones de gases de efecto invernadero y el costo total anual, tomando en cuenta las externalidades ambientales en un esquema eléctrico sin conexión a la red, para un sistema de media - alta demanda con un sistema de almacenamiento como auxiliar de distribución, dadas por las ecuaciones:

Costo Total Anual (TAC)

Como se muestra en la ecuación (28), el Costo Total Anual (*TAC*) está definido por el Costo Capital (*CCost*), el costo de operación y el mantenimiento de las tecnologías (*OMCost*), el costo de las pérdidas de energía (*LCost*) y los ingresos del sistema (*Inc*). El factor *k* es el proceso de anualización basado en la tasa de interés (0.05) y el periodo de vida útil del sistema (25 años).

$$\min TAC = k \cdot CCost + OMCost + LCost - Inc \quad (28)$$

6.4.2 Costo capital fijo

El costo capital fijo es la sumatoria de los costos individuales de los equipos que componen el sistema como se muestra en la ecuación (29).

$$CCost = CCost^{PV} + CCost^{Ae} + CCost^{Hi} + CCost^{BS} \quad (29)$$

Los costos capitales fijos ($CCost$) dependen directamente de la unidad física, instalación, cableado y mano de obra, de los paneles fotovoltaicos ($CCost^{PV}$), de los aerogeneradores ($CCost^{Ae}$), de las turbinas hidroeléctricas ($CCost^{Hi}$) y del sistema de almacenamiento ($CCost^{BS}$). En las ecuaciones (30) – (35) muestran el desglose de los costos capitales fijos para cada una de las tecnologías que fue considerada en el modelo matemático.

$$CCost^{PV} = \sum_{p=1}^{p=P} (\vartheta_p^{PV} \cdot \varrho_p + \xi_p^{PV} \cdot W_p^{PV-Cl}) \quad (30)$$

$$CCost^{Ae} = \sum_{a=1}^{a=A} (\vartheta_a^{Ae} \cdot \varrho_a + \xi_a^{Ae} \cdot W_a^{Ae-Cl}) \quad (31)$$

$$CCost^{Hi} = \sum_{\phi=1}^{\phi=\phi} (\vartheta_{\phi}^{Hi} + \xi_{\phi}^{Hi} \cdot W_{\phi}^{Hi-Cl}) \cdot y_{\phi} \quad (32)$$

$$CCost^{BS} = \vartheta^{BS} + \xi^{BS} \cdot E^{BS} \quad (33)$$

$$\varrho_{p,a}^{PV,Ae} = \frac{A_{p,a}^{PV,Ae}}{A^{PV,Ae}} \quad \forall p \in P, \forall a \in A \quad (34)$$

$$A^{PV} = \sum_{p=1}^{p=P} A_p^{PV}; A^{Ae} = \sum_{a=1}^{a=A} A_a^{Ae} \quad (35)$$

Con excepción de las turbinas hidroeléctricas (W_{ϕ}^{Hi-Cl}), para todos los casos planteados el costo capital está definido por el dimensionado del sistema multiplicado por un costo variable (ξ) y un costo fijo de instalación (ϑ). Para el caso de los paneles (W_p^{PV-Cl}) y aerogeneradores (W_a^{Ae-Cl}), el costo capital se expresa como una suma de todos los tipos de tecnologías utilizadas en el modelo con un factor fraccionario ($0 \leq \varrho \leq 1$) de acuerdo con la composición óptima del sistema. Esta relación implica una distribución de costos basados en

el área utilizada por cada tipo de tecnología ($A^{PV,Ae}$) y el área total de los sistemas de distribución (A). Para el caso de las turbinas hidroeléctricas no es posible utilizar el mismo procedimiento porque solo debe seleccionarse una turbina y no la combinación de varias por los altos costos de operación, por esta razón se utiliza una variable binaria (y_ϕ) que permita seleccionar una turbina que cumpla con las condiciones establecidas del problema. De igual forma, el sistema de almacenamiento está dado por el dimensionado de la batería (E^{BS}).

6.4.3 Costo de operación y mantenimiento

El costo de operación y mantenimiento del sistema eléctrico ($OMCost$) (ecuación 21) incluye las expresiones del esquema de manera funcional de cada una de las tecnologías y del sistema de almacenamiento ($OMCost^{BS}$), además se consideran los costos del mantenimiento correctivo (cambio de piezas o daño funcional), el predictivo (limpieza y engrasado) y el asignado (captura de datos en la red). Como se puede observar en las ecuaciones (35) – (39):

$$OMCost = OMCost^{PV} + OMCost^{Ae} + OMCost^{Hi} + OMCost^{BS} \quad (35)$$

$$OMCost^{PV} = \sum_{p=1}^{p=P} (\pi_p^{OM-PV} \cdot A_p^{PV}) \quad (36)$$

$$OMCost^{Ae} = \sum_{a=1}^{a=A} (\pi_a^{OM-Ae} \cdot A_a^{Ae}) \quad (37)$$

$$OMCost^{Hi} = \sum_{\phi=1}^{\phi=\phi} (\pi_\phi^{OM-Ae} \cdot W_\phi^{Hi-Cl}) \quad (38)$$

$$OMCost^{BS} = \theta \cdot \pi^{OM-BS} \cdot \sum_{t=1}^{t=T} \sum_{s=1}^{s=S} W_{t,s}^{BS-Cl} \quad (39)$$

Donde: las diversas tecnologías incluidas (ecuación 35 - 36) definen un costo anual fijo (π^{OM}) para los sistemas fotovoltaico y eólico, a diferencia del sistema hidroeléctrico y el sistema de almacenamiento directo, debido a que está determinado por la potencia del sistema (USD/kWh). Por su parte, el costo de operación y mantenimiento de la batería ácido – plomo (ecuación 39) está asociado con el costo de la unidad (π^{OM-BS}) multiplicado por el despacho de la energía durante el periodo de operación del ciclo de esta ($W_{t,s}^{BS-Cl}$), es decir del ciclo de carga – descarga completa del sistema o entrega de energía al cliente, determinado por el sistema de días de funcionamiento dados para cada estación del año (θ) y el factor de área de instalación (dimensionado del sistema eléctrico) para las tecnologías correspondientes (A). El sistema hidroeléctrico está determinado por la energía generada por la turbina y dirigida al cliente de forma directa (W_{ϕ}^{Hi-Cl}) (ecuación 38).

6.4.4 Costo de las pérdidas de energía (WL)

En las ecuaciones (40–41), se cuantifican el costo de las pérdidas de energía eléctrica ($LCost$) y los ingresos del sistema eléctrico (Inc).

$$LCost = \theta \cdot \pi^{Grid} \cdot \sum_{t=1}^{t=T} \sum_{s=1}^{s=S} W_{t,s}^L \quad (40)$$

$$Inc = \theta \cdot \pi^{Grid} \cdot \sum_{t=1}^{t=T} \sum_{s=1}^{s=S} W_{t,s}^D \quad (41)$$

Se calcula tomando como referencia el costo unitario de las tarifas de energía eléctrica de la red nacional (π^{Grid}), que utiliza una tarifa plana que se multiplica por los períodos totales de operación (θ) y la energía perdida del sistema (W^L). Considerando como la energía que se genera como exceso y que se puede redireccionar o distribuir de manera diferente o generar un mercado energético. Por otro lado, los ingresos se calculan mediante el esquema de tarifa plana multiplicado por la energía total demandada por el cliente principal (W^D).

6.4.5 Costo de las pérdidas de energía (WL)

Emisiones

En las ecuaciones (42–46) se determina el impacto ambiental generado por las tecnologías y el sistema de almacenamiento en la ecuación (46). La ecuación (42) señala la función objetivo de minimizar el impacto ambiental asociado a las emisiones de las tecnologías y el sistema de almacenamiento. Asimismo, la ecuación (43) hace referencia al sistema fotovoltaico y la cantidad de emisiones generadas en función de su potencia generada, la ecuación (44) se inclina por la descripción del sistema eólico que depende del factor de emisiones directo y la energía real generada. Por último la ecuación (45) se inclina por la determinación del impacto ambiental por el CO_{2eq} de una planta hidroeléctrica.

$$\min Em = Em^{Tec} + Em^{BS} \quad (42)$$

$$Em^{PV} = \theta \cdot \sum_{p=1}^{p=P} \lambda_p^{PV} \cdot \sum_{t=1}^{t=T} \sum_{s=1}^{s=S} W_{p,t,s}^{PV} \quad \begin{array}{l} \forall t \in T, \forall s \in S \\ \forall p \in P \end{array} \quad (43)$$

$$Em^{Ae} = \theta \cdot \sum_{a=1}^{a=A} \lambda_a^{Ae} \cdot \sum_{t=1}^{t=T} \sum_{s=1}^{s=S} W_{a,t,s}^{Ae} \quad \begin{array}{l} \forall t \in T, \forall s \in S \\ \forall a \in A \end{array} \quad (44)$$

$$Em^{Hi} = \theta \cdot \sum_{\phi=1}^{\phi=\phi} \lambda_{\phi}^{Hi} \cdot \sum_{t=1}^{t=T} \sum_{s=1}^{s=S} W_{\phi,t,s}^{Hi} \quad \begin{array}{l} \forall t \in T, \forall s \in S \\ \forall \phi \in \phi \end{array} \quad (45)$$

$$Em^{BS} = \theta \cdot \lambda^{BS} \cdot \sum_{t=1}^{t=T} \sum_{s=1}^{s=S} W_{t,s}^{BS_{tec-cl}} \quad \forall t \in T, \forall s \in S \quad (46)$$

Evaluación de las externalidades ambientales

En las ecuaciones (47) – (48) se observa la determinación de estos factores.

$$TACExt = TAC + EmCost \quad (47)$$

$$\min EmCost = v^{CO_2} \cdot Em \quad (48)$$

El valor económico de las emisiones de CO₂ (v^{CO_2}) se establece usando medidas regulatorias como: el impuesto del carbono (ecuación 48). La monetización está incluida en el costo anual total ($EmCost$). El total de las externalidades está determinado por la ecuación (47), la cual depende del factor económico y el impuesto agregado al CO_{2eq}.

6.4.6 Sistema de almacenamiento (batería ácido - plomo).

Para la operación y eficiencia de la batería (η^{BS}) se usa un sistema de correlaciones (Bhangu et al., 2005). En las ecuaciones (49) – (53) se observan el funcionamiento del sistema de almacenamiento dependiendo de las eficiencias de entrada y salida; de igual modo que la relación que existe entre la potencia generada, la intermitencia de las tecnologías y la eficiencia del equipo.

$$W_{t,s}^{PV} = W_{t,s}^{PV-B} + W_{t,s}^{PV-BS} \quad \forall t \in T, \forall s \in S \quad (49)$$

$$W_{t,s}^{Ae} = W_{t,s}^{Ae-B} + W_{t,s}^{Ae-BS} \quad \forall t \in T, \forall s \in S \quad (50)$$

$$\frac{E_{t,s}^{BS} - E_{t-1,s}^{EB}}{\eta_{t,s}^{BS}} = W_{t,s}^{PV-BS} - W_{t,s}^{BS-Cl} \quad \forall t \in T, \forall s \in S \quad (51)$$

$$\eta_{t,s}^{BS} = h(SOC_{t,s}) = a \cdot SOC_{t,s}^3 + b \cdot SOC_{t,s}^2 + c \cdot SOC_{t,s}^1 + d \quad \forall t \in T, \forall s \in S \quad (52)$$

$$E^{BS} \geq E_{t,s}^{BS} \quad \forall t \in T, \forall s \in S \quad (53)$$

Generalmente, la curva de eficiencia de carga y descarga son modeladas de forma independiente (ecuación 51) (Ranaweera y Midtgard, 2016), pero son dependientes del estado de carga del equipo (SOC), el cual es definido por la carga total de la batería ($0 \leq SOC \leq 1$) (ecuación 52) en función de un periodo (t) y un escenario (s) dividido entre la capacidad de almacenamiento de la batería (E^{BS}), cuando el valor del SoC se encuentra en “0” indica que el sistema está totalmente descargado y cuando el valor es “1” la carga se encuentra de forma completa, el dimensionamiento del sistema ($E_{t,s}^{BS}$) (ecuación 53) está en función de la energía entregada por los paneles fotovoltaicos y los aerogeneradores, de tal forma que satisfagan las necesidades del cliente (ecuación 49 - 50).

6.5 Reajuste de la demanda eléctrica

En las ecuaciones (54) – (58) se observa las consideraciones que toman en cuenta para realizar la nueva distribución del perfil eléctrico del cliente.

$$\sum_{t=1}^{t=\tau} \sum_{s=1}^{s=\sigma} W_{t,s}^{DR} = \sum_{t=1}^{t=\tau} \sum_{s=1}^{s=\sigma} W_{t,s}^{D-B} \quad \forall t \in T, \forall s \in S \quad (54)$$

$$W_{min}^{D-B} \leq W_{t,s}^{DR} \leq W_{max}^{D-B} \quad \forall t \in T, \forall s \in S \quad (55)$$

$$W_{min}^{D-B} \in W_{t,s}^{D-B}, W_{min}^{D-B} \leq W_{t,s}^{D-B} \quad \forall t \in T, \forall s \in S \quad (56)$$

$$W_{max}^{D-B} \in W_{t,s}^{D-B}, W_{max}^{D-B} \leq W_{t,s}^{D-B} \quad \forall t \in T, \forall s \in S \quad (57)$$

$$\omega^v = \theta \cdot \sum_{t=1}^{t=\tau} \sum_{s=1}^{s=\sigma} |W_{t,s}^{D-B} - W_{t,s}^{DR}| \quad \forall t \in T, \forall s \in S \quad (58)$$

La segunda restricción (ecuación 54) que debe cumplirse es que la nueva demanda no debe contener los picos de consumo eléctrico que ocurren en el consumo original, por lo que se busca que sus límites sean la potencia máxima (W_{max}^{D-B}) (ecuación 56) y mínima (W_{min}^{D-B}) (ecuación 55) generadas, esto sirve para contener el perfil eléctrico por debajo de la establecida. Por esta razón, el total de unidades de energía reajustadas (ω^v) se definen como la sumatoria entre la diferencia de la demanda óptima y la demanda original del cliente en función del tiempo establecido, con lo que se puede evitar los sesgos de potencia de la red eléctrica y generar una mejor condición al consumidor (ecuaciones 57 y 58).

6.6 Aplicación del modelo matemático en un caso de estudio

El problema consistió en 4,320 variables continuas, 10,680 restricciones y 100 variables binarias (turbinas hidroeléctricas). En la Tabla 3 se muestran algunas características del reporte obtenido de los softwares en los que se llevó a cabo la codificación del modelo. Se incluyen el tiempo de ejecución, el número de iteraciones, la dirección del problema de optimización y el algoritmo utilizado.

El valor del GAP o de vacío que se utilizó en este modelo está predeterminado (10 %), corresponde al porcentaje de error que se tiene para encontrar una solución óptima en el problema dado. Para este caso se dejó un valor cero para disminuir el sesgo de la solución entregada, de esta manera se tiene un factor de precisión más elevado. Se utilizó el algoritmo de solución Ipopt debido a que se utiliza en problemas complejos de programación lineal entera mixta (MILP por sus siglas en inglés), debido a que proporciona una solución flexible, con un alto rendimiento en el tiempo de ejecución y una alta capacidad de uso de variables – restricciones y porque utiliza las variables binarias para seleccionar la mejor solución. De igual manera, se formula la programación NLP que corresponde a la tecnologías fotovoltaica y eólicas, se utilizó el algoritmo Ipopt en el lenguaje de Julia en la plataforma de optimización

de JuMP, con ello se busca encontrar el valor de las funciones objetivo tomando en cuenta el sistema multiperiodo de forma estacional (épocas del año).

6.6.1 Solución utilizando la demanda original

En la Tabla 4 se observan los resultados de las optimizaciones de cada una de las funciones objetivo para el perfil eléctrico original del cliente. Al minimizar las funciones del TAC y las TACExt, no existe una diferencia significativa entre los valores, lo que significa que las emisiones GEI no tienen un impacto directo en función del factor monetario como podría ser el impuesto del carbono para las tres tecnologías, debido a que la arbitrariedad del valor y que no existe alguna normativa que lo regule, permite que la red eléctrica no considere de alto impacto brindarles un impuesto.

Sistemas fotovoltaicos

En la Tabla 4 se indican, para los sistemas fotovoltaicos (P_{13}), las TACExt con un valor de 15, 418 USD es decir con la evaluación de externalidades y el TAC es de 14,858 USD sin dicha evaluación, lo que arroja una diferencia de 560 USD, si se tiene un dimensionado del sistema de almacenamiento de 427.88 kWh y un área de instalación de 1,094 m², en la que pueden instalarse un total de 912 paneles fotovoltaicos del tipo P_{13} (silicio policristalino). En lo que respecta a la evaluación del impacto ambiental, en la tabla se observa que al minimizar el TAC se tiene un valor de 27.98 TonCO_{2eq} y cuando se minimizan las emisiones (Em) se tiene un valor de 24.48 TonCO_{2eq}. Cabe subrayar que al minimizar las emisiones lo que se busca es crear un equilibrio entre ambas funciones objetivo y la solución es de 26.66 TonCO_{2eq}. El costo generado al minimizar las emisiones se debe al uso directo de la energía eléctrica de los paneles fotovoltaicos sin considerar mucho el uso del sistema de almacenamiento, ya que este es el elemento que mayor influencia tiene en la generación de emisiones de CO₂ en el caso de un sistema de generación distribuida con paneles fotovoltaicos, las ecuaciones que se consideran para el sistema fotovoltaico se encuentran en el Anexo A.

Sistemas eólicos

Los valores de las funciones objetivo referidos a los aerogeneradores o turbinas eólicas (T_{17}), también pueden verse en la Tabla 4. Como se puede observar en ella, los valores de la evaluación para el TAC son de 67,879 USD y para las TACExt de 64,367 USD y al darle un valor monetario o por impuesto a las emisiones de CO_2 , no se generan cambios significativos en la respuesta, ya que se tiene un valor nominal similar para ambas funciones objetivo, la diferencia que resulta es de 3,512 USD que es un valor mayor si se le compara con la diferencia que arrojó la respuesta en los sistemas fotovoltaicos (560 USD), esto se debe a que en el caso de los aerogeneradores los costos fluctúan más y no permiten generar un factor estándar para la tecnología. Ahora bien, el tamaño de la red eléctrica enfocado en el sistema de almacenamiento resulta de 1,690 kWh, lo que significa que es 4.3 veces más grande que el dimensionado de almacenamiento del sistema fotovoltaico (427.88 kWh), esto se debe a la potencia nominal entregada por las turbinas de forma directa en una área total de 19,788 m^2 o 130 aerogeneradores horizontales de alta potencia del tipo T_{17} con un diámetro del rotor de 106 m, un área de barrido de 8.99 m^2 y un factor ambiental de 250 $TonCO_{2eq}/kWh$. Estos datos corresponden a una turbina con valores promedio, sin sesgo de alguna variable o mayor peso de algún factor importante.

En cuanto al aspecto ambiental, se tiene una generación de emisiones de 67.61 $TonCO_{2eq}$ cuando se minimiza el aspecto económico, pero cuando se da prioridad a la minimización de las emisiones (Em) son 57.89 $TonCO_{2eq}$ lo que arroja una diferencia de 9.72 $TonCO_{2eq}$ entre ambas funciones objetivo. Cabe subrayar que el elemento con mayor influencia sobre el impacto ambiental es la batería de ácido – plomo, su influencia fluctúa entre el 55 y el 60 %, mientras que en el caso del sistema fotovoltaico sólo tiene una influencia del 30 %, debido al material de fabricación del sistema (ácido - plomo). Esta situación provoca que, al minimizar el impacto ambiental o el uso de las baterías en sí, el costo económico se eleva hasta un 35 % con respecto a la función del TAC nominal, esto sucede por el uso directo de las turbinas eólicas y el incremento en su dimensionado en el esquema eléctrico de generación, las ecuaciones que se consideran para el sistema eólico se encuentran en el Anexo A.

Sistemas hidroeléctricos

En el análisis del factor económico para esta tecnología (ver Tabla 3) se sigue observando una relación nula al minimizar el TAC y las TACExt, ya que la diferencia es cercana a la de las anteriores tecnologías en cada una de las funciones objetivo, no obstante, en este caso el punto de equilibrio se ubica con una diferencia de 19,232 USD, que es un valor más alto en comparación con los sistemas fotovoltaico y eólico, debido a la cantidad de energía generada porque no es tan dependiente del factor climático; por lo que, se puede utilizar como un generador directo de energía eléctrica. Las turbinas seleccionadas para este sistema corresponden al tipo F₂₃ (Francis) que tienen un caudal promedio de 40 m³/s y un salto neto de 400 m, sus costos fijos se ubican por debajo de la media y su potencia nominal se ubica en el promedio respecto de las demás turbinas, aunque su costo de operación y mantenimiento es de los más elevados, las ecuaciones que se consideran para el sistema hidroeléctrico se encuentran en el Anexo A.

Al minimizar las emisiones se tiene un resultado de 72.26 TonCO_{2eq}, lo que indica que, si disminuye el caudal suministrado para la turbina, manteniendo el límite mínimo permitido, se daría prioridad a la mezcla de energía fotovoltaica y eólica con su máxima potencia generada, ya que al minimizar el TAC las emisiones resultan de 108.45 TonCO_{2eq}, equivalente a una diferencia de 33.19 TonCO_{2eq}, que es un valor significativo.

Tabla 3. Resultados de las funciones objetivo y condiciones del esquema eléctrico propuesto con la demanda de energía eléctrica original.

Funciones objetivo	TACExt (USD)	TAC (USD)	Em (TonCO _{2eq})	BS (kWh)	A (m ²)	Dimensionado	Tecnología seleccionada
Sistemas fotovoltaicos (PV's)							
<i>Min TACExt</i>	15,418	14,858	27.98	435.88	983.13	820	P ₁₃
<i>Min TAC</i>	15,418	14,858	27.98	435.88	983.13	820	P ₁₃
<i>Min Em</i>	32,244	31,755	24.48	390.54	1,731	1,443	P ₁₃
<i>Min Φ^{CS}</i>	17,809	17,276	26.66	427.88	1,094	912	P ₁₃
Aerogeneradores (Ae)							

<i>Min TACExt</i>	67,879	64,367	67.61	1,875	15,548	104	T ₁₇
<i>Min TAC</i>	67,879	64,367	67.61	1,875	15,548	104	T ₁₇
<i>Min Em</i>	104,547	95,674	57.89	1,450	24,854	166	T ₁₇
<i>Min Φ^{CS}</i>	81,603	78,578	84.09	1,690	19,788	132	T ₁₇
Hidroeléctrica							
<i>Min TACExt</i>	278,983	259,751	108.45	-----	-----	-----	F ₂₃
<i>Min TAC</i>	278,983	259,751	108.45	-----	-----	-----	F ₂₃
<i>Min Em</i>	321,488	300,478	75.26	-----	-----	-----	F ₂₃
<i>Min β^{CS}</i>	291,407	281,800	84.09	-----	-----	-----	F ₂₃

6.6.2 Diagramas de Pareto

- **Diagrama de Pareto para paneles fotovoltaicos**

En la Figura 12 se muestra el diagrama de Pareto para el sistema fotovoltaico, en él se puede observar que la solución utópica UP (punto rojo) o ideal, que resulta al minimizar el costo y las emisiones, se encuentra en las coordenadas TAC (14,858 USD) y Em (24.48 TonCO_{2eq}). La solución nadir NS (punto morado) se ubica en las coordenadas TAC (32,244 USD) y Em (27.98 TonCO_{2eq}) este punto, como se ha señalado, es la solución que resulta de maximizar ambas funciones objetivo, también es la peor solución, aunque se encuentra dentro de la zona factible. Las soluciones para las funciones objetivo TAC (punto azul) y TACExt (punto verde) se superponen una con la otra, esto significa que cuando se les da un valor económico a las emisiones, estas no tienen un gran impacto en la generación distribuida de energía con paneles fotovoltaicos. En todos los casos en los que, en el diagrama muestra superposición de las soluciones, se estableció que las emisiones no tienen impacto en la monetización, aunque las Em se ubican en las coordenadas del valor utópico, el valor del factor económico TAC está más cercano al punto nadir, lo mismo ocurre cuando analiza solamente el factor económico con sus respectivas respuestas.

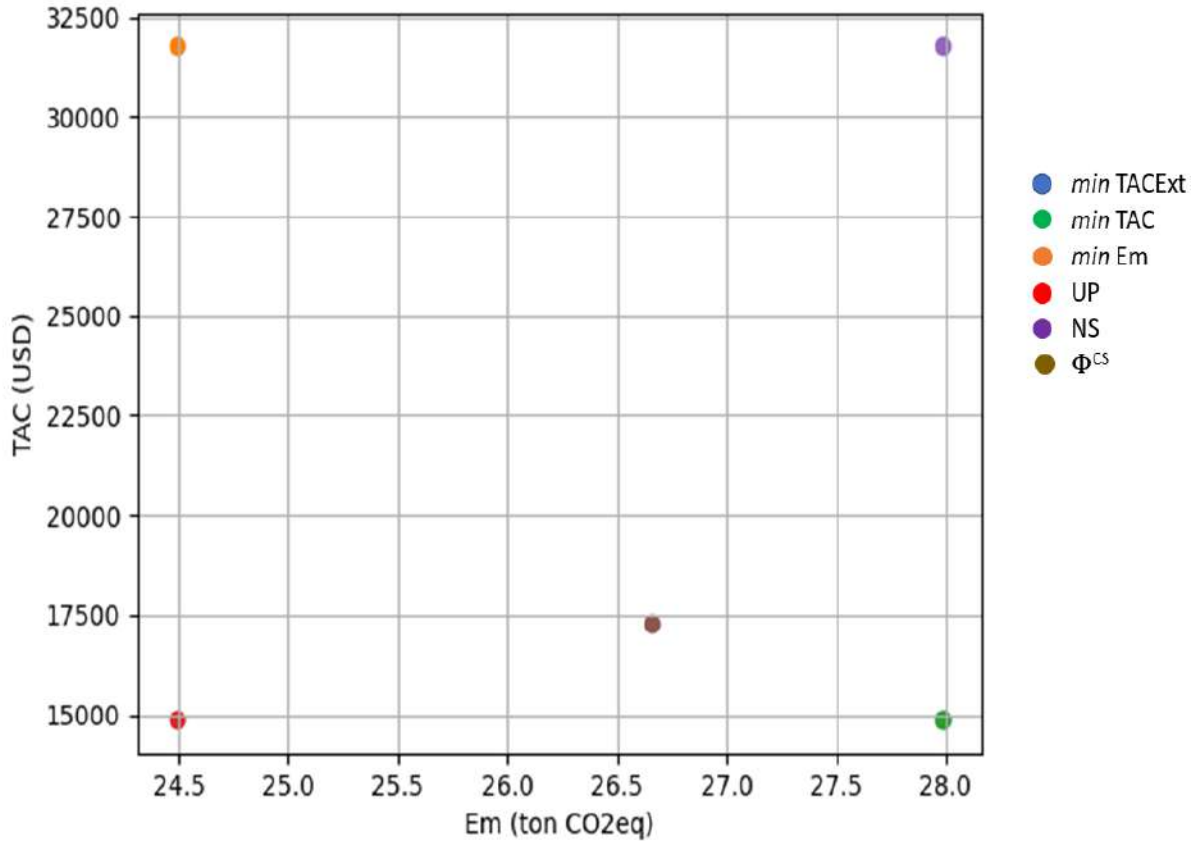


Figura 13. Diagrama de Pareto para el sistema fotovoltaico

Por otra parte, al minimizar las emisiones Em (punto naranja) la solución se ubica en el punto superior de la zona factible, y se puede figurar entre los puntos *Min Em – Min TAC*. Lo relevante en este caso es que dentro de esta zona se encuentra la solución compromiso (punto café) que es la solución más equilibrada que permite resolver el problema, porque en la solución compromiso se le da el mismo peso a las dos funciones que consideramos en el problema, la solución compromiso se ubica en las coordenadas TAC (17,276 USD) y Em (26.66 TonCO₂eq). Otro dato relevante es que se tiene un 8.94 % en el factor ambiental y un 12.05 % en el factor económico.

- **Diagrama de Pareto para los aerogeneradores**

En la Figura 13 se observa el diagrama de Pareto en el que se presentan las soluciones para el sistema de aerogeneradores horizontales. Como se puede observar en el diagrama, la mejor

respuesta o solución utópica UP (punto rojo) tiene coordenadas TAC (47,367 USD) y Em (34.89 TonCO_{2eq}). La solución nadir NS (punto morado) se ubica dentro de la región factible de solución, específicamente en las coordenadas TAC (95,674 USD) y Em (67.61 TonCO_{2eq}).

Los puntos extremos de la región de búsqueda son tomados al minimizar Em (punto naranja) y TAC – TACExt (puntos azul y verde), estos puntos extremos tienen como coordenadas 95,674 USD - 57.89 TonCO_{2eq} y 64,367 USD – 67.61 TonCO_{2eq} respectivamente, lo que contribuye a las propiedades obtenidas para la tecnología evaluada de forma directa con el sistema de distribución de energía eléctrica.

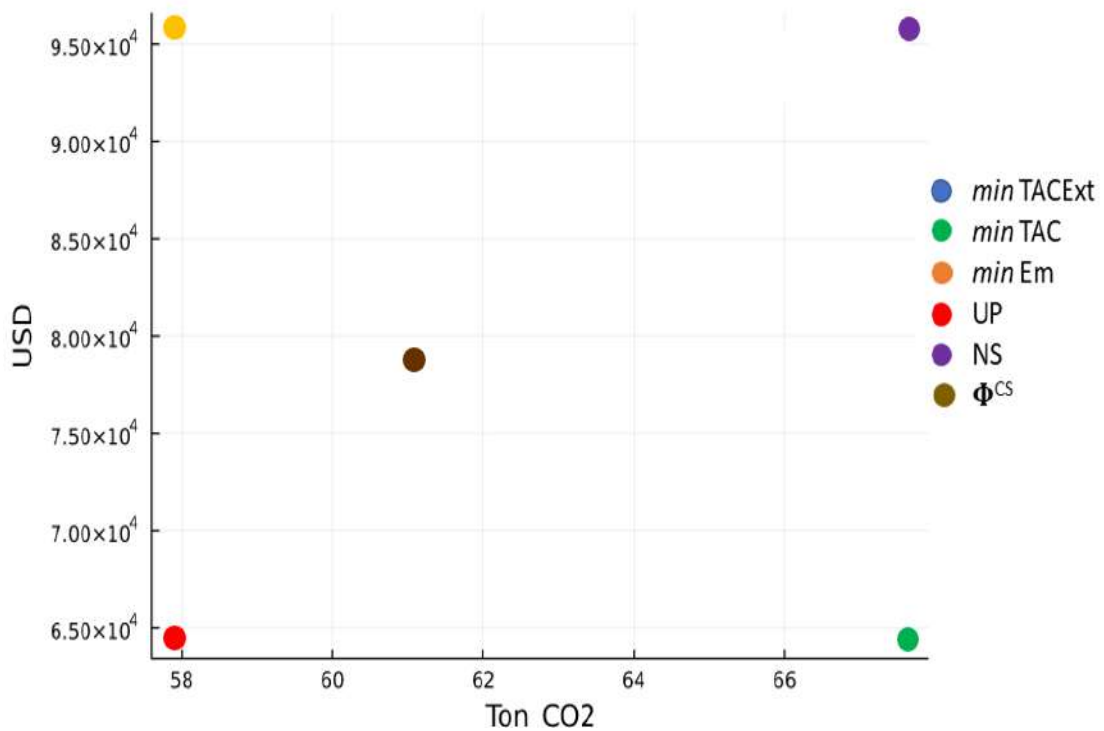


Figura 14. Diagrama de Pareto para el sistema eólico (aerogeneradores horizontales)

Por su parte, la solución compromiso (punto café), que es la mejor solución para este caso, se ubica en las coordenadas TAC (78,578 USD) y Em (61.07 TonCO_{2eq}). Las diferencias entre el punto utópico UP y la solución compromiso son de 15.76 % para el aspecto económico (TAC) y del 5.49 % para el aspecto de emisiones de CO₂ (Em).

- **Diagrama de Pareto para las hidroeléctricas**

Siguiendo con el análisis del comportamiento de las diferentes tecnologías incluidas en el modelo, en la Figura 14 se presenta el diagrama de Pareto en el que se muestran las soluciones para los sistemas hidroeléctricos conectados directamente al consumidor principal (sin intermediarios o sistemas de almacenamiento). La zona o curva en la que se encuentra la región factible de solución está determinada por los puntos extremos *Min Em* (punto naranja) y *Min TAC – TACExt* (puntos azul y verde). El punto *Min Em* se ubica en las coordenadas TAC (300,478 USD) y Em (75.26 TonCO_{2eq}) y el punto *Min TAC – TACExt* se ubica en las coordenadas TAC (259,751 USD) Y Em (108,45 TonCO_{2eq}). Lo primero que hay que destacar es que los valores del TAC y las TACExt están superpuestos ya que, al igual que en los sistemas fotovoltaico y eólico, en el caso del sistema hidroeléctrico el impuesto sobre carbono tampoco tiene gran impacto sobre el resultado. La solución utópica UP (punto rojo) se encuentra en las coordenadas TAC (259,751 USD) y Em (75.26 TonCO_{2eq}). La solución nadir NS (punto morado) se ubica en las coordenadas TAC (300,478 USD) y Em (108.45 TonCO_{2eq}). La solución compromiso o el equilibrio de las funciones objetivo se ubica en el punto cuyas coordenadas son TAC (281,800 USD) y Em (84.09 TonCO_{2eq}), esta solución se alejada de la solución utópica en un 8.48 % del factor económico TAC y en un 11.73 % del factor ambiental Em.

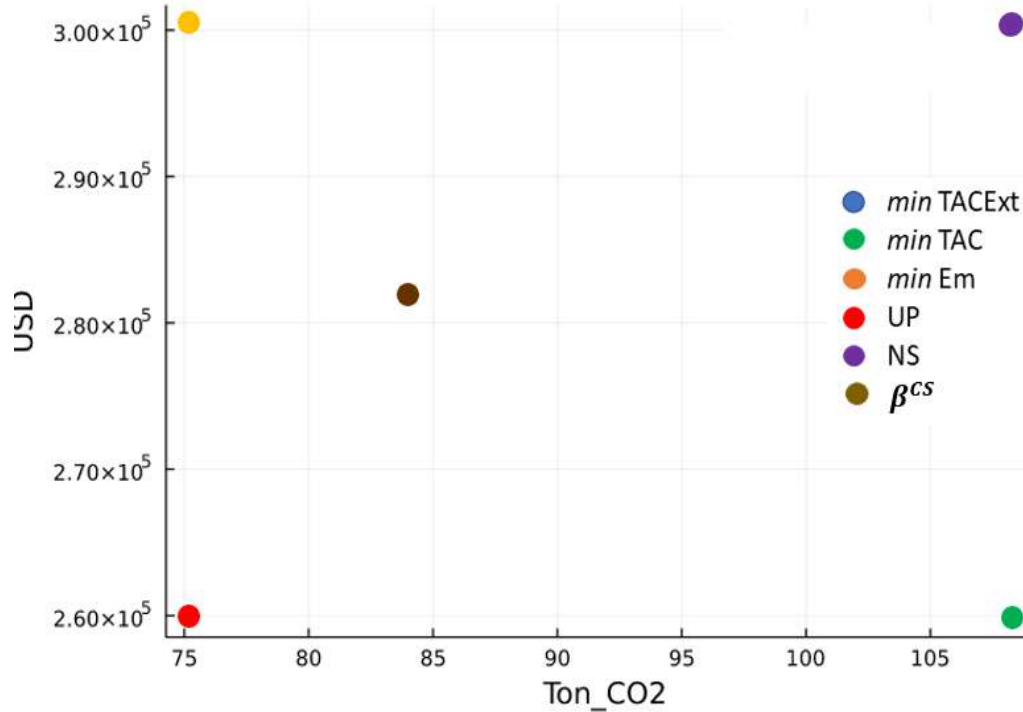


Figura 15. Diagrama de Pareto para el sistema hidroeléctrico sin almacenamiento.

Ahora bien, para un análisis integral además de evaluar la red eléctrica en su conjunto, es necesario analizar el comportamiento de cada una de sus partes, esto significa evaluar todos los componentes de la red para determinar el funcionamiento global del sistema. En este caso se ha analizado el comportamiento de la batería o sistema de almacenamiento, las tecnologías de generación eléctrica y el perfil eléctrico del cliente.

La generación distribuida debe considerar las interconexiones presentes o nulas entre las tecnologías, ya que de ello depende directamente el dimensionado del sistema y seguridad de la red. Si las tecnologías estuvieran interconectadas debe realizarse un análisis cualitativo y cuantitativo que permita evaluar su potencia y comportamiento; sin embargo, solo se analiza el vínculo entre tecnologías porque cada generador debería tener determinado porcentaje de producción. Si se cumple con la generación de estos porcentajes de energía con los sistemas mencionados, se considera que no existirán inconsistencias en la distribución.

6.6.3 Condiciones de operación

El dimensionado de la batería se relaciona con la suma de la generación de los paneles fotovoltaicos (427.88 kWh) y el parque eólico (1,690 kWh); es decir, 2117.88 kWh para manejar sistemas de uso enfocados en la carga y descarga del sistema, se requiere una batería de 2,500 kWh para evitar caídas de voltaje y para tener la cantidad suficiente de energía cuando el cliente la demande, ya que como se ha señalado la demanda depende de la estación del año y del horario.

En lo que se refiere al sistema hidroeléctrico, se espera que genere el 50 % de la energía que demanda el cliente y aunque tiene un límite máximo de potencia para generar el 60 % de dicha demanda, como su funcionamiento depende de la precipitación, sólo se estimó una potencia nominal de entrega de hasta el un 50 % como límite de producción, de acuerdo con la normatividad de:

- NOM-001-SEDE-2005 “Instalaciones eléctricas y su utilización”
- NOM-113-SEMARNAT-1998 “Establece las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de subestaciones eléctricas de potencia en zonas urbanas, suburbanas o rurales”
- NMX-ES-002-NORMEX-2007 “Definiciones y terminología de la energía solar”
- NOM-081-SEMARNAT-1994 “Establece los límites máximos permisibles de generación y emisión de ruido en fuentes fijas de generación”
- La ley de transición energética del 2015
- Ley de la industria eléctrica del 2014

La normativa establece que los sistemas alternativos deberán utilizar como máximo el 30 % de su capacidad y los sistemas de media o alta potencia podrán utilizar el 60 %. Sin embargo, en este caso el sistema se considera aislado a la red.

El sistema de carga y descarga (SoC) de la batería influye en los valores de las funciones objetivo entre un 40 y 45 % sobre la solución dada. El sistema operacional de una batería

depende directamente de la cantidad de energía eléctrica que recibe y de la que distribuye al cliente, es por eso que se manejan dos tipos de eficiencia en el sistema; sin embargo se considera la eficiencia promedio que se vincula directamente con el perfil eléctrico que se tiene del cliente, de esta forma se busca reestructurar la línea de distribución de consumo para disminuir las condiciones de inestabilidad de la red.

6.6.4 Sistema de almacenamiento

En la Figura 15 se pueden observar las gráficas que muestran el comportamiento del sistema de almacenamiento. La descarga máxima de la batería se da a las 7:30 horas y la carga completa a las 15:00 horas, lo que se relaciona directamente con el comportamiento de la radiación solar de la zona de estudio. En la gráfica del inciso a) se observa que, si minimiza la función objetivo TACExt el ciclo del proceso tiene una curva idónea, con un mínimo de carga del 85 % y un mínimo de descarga del 15 %. Pero en el invierno, las condiciones ambientales propias de esa época del año como la baja radiación solar, pueden generar un aumento en los costos por el uso directo de los paneles fotovoltaicos y la operación – mantenimiento incompleto de la batería, aumentando las afectaciones ambientales.

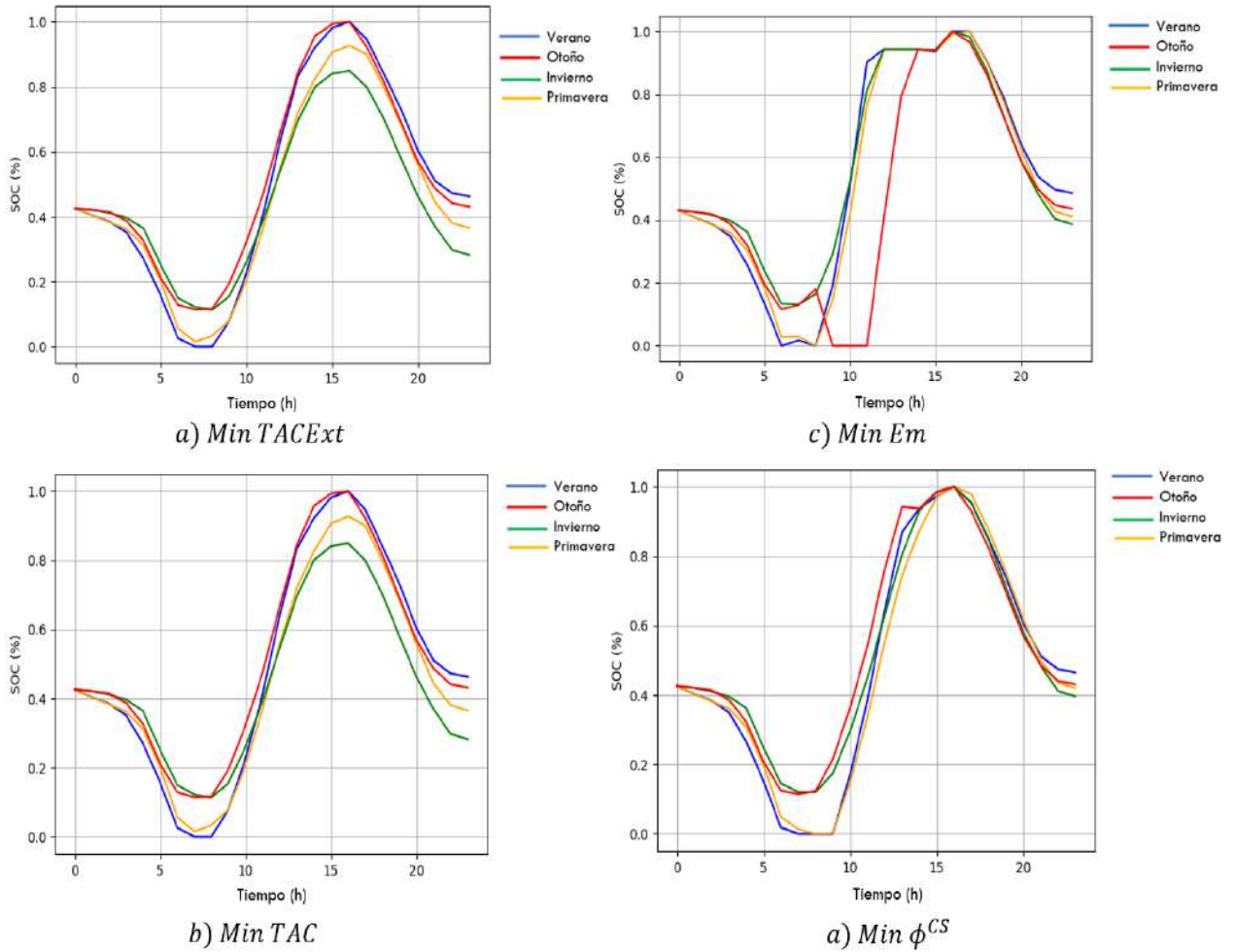


Figura 16. Diagrama del funcionamiento del SoC para el sistema de almacenamiento

En la gráfica del inciso b) se puede observar que, al minimizar el TAC, aparece el mismo comportamiento del SoC que en la gráfica anterior, esto significa que no se producen cambios significativos entre las estaciones del año cuando se le da un valor monetario a las emisiones de GEI. Las estaciones del año que tienen ciclos completos son verano y primavera, periodos que concuerdan con las épocas en las que se tiene una mayor cantidad de radiación solar y disponibilidad de la energía fotovoltaica.

Sin embargo, al minimizar el impacto ambiental (Em) se observa un cambio (ver gráfica de inciso c) en el comportamiento del SoC ya que se tiene un porcentaje de carga promedio del 95 % a las 16:00 horas y un promedio de descarga del 16 % a las 6:30 horas, ciclo que se

relaciona directamente con el perfil de demanda de energía eléctrica del cliente principal. En este caso la estación del año que se ve desfasada es el otoño, se observa un pico de descarga del 20 % y a las 10:00 horas se tiene una descarga completa, lo que puede resultar de un comportamiento atípico del uso del sistema de almacenamiento cuando se prioriza la reducción de la cantidad de emisiones.

La gráfica del inciso d) corresponde a la solución compromiso, en ella se observa un funcionamiento de la batería de ciclos completos, con un punto máximo de carga de 98 % y de descarga de 10 %, estos procesos se dan en un horario de entre las 7:30 y las 16:00 horas respectivamente. Al revisar estas cifras se puede deducir que si no se dan ciclos completos o no se alcanza a cargar el SoC completamente, no será necesario colocar más baterías ya que no se genera una cantidad de energía eléctrica que pueda abastecer al equipo, de manera que una batería más sólo sería un gasto que afectaría de forma directa en las funciones objetivo.

El análisis del funcionamiento de la batería nos permite afirmar que cuando se tiene una demanda de energía eléctrica original, sin ninguna modificación en la distribución, tiende a seguir con el comportamiento de la generación de energía en función de la tecnología que se está usando, ya que en el sistema fotovoltaico y eólico se tienen curvas similares de radiación y velocidad del viento disponible, a diferencia de las horas de acoplamiento del SoC, se tiene un periodo de ciclos similar y esto se relaciona con las horas de operación del sistema.

En la Figura 16 se muestra el comportamiento del sistema de almacenamiento para las turbinas eólicas como generadoras de energía eléctrica directa, considerando una producción del 25 % como límite máximo.

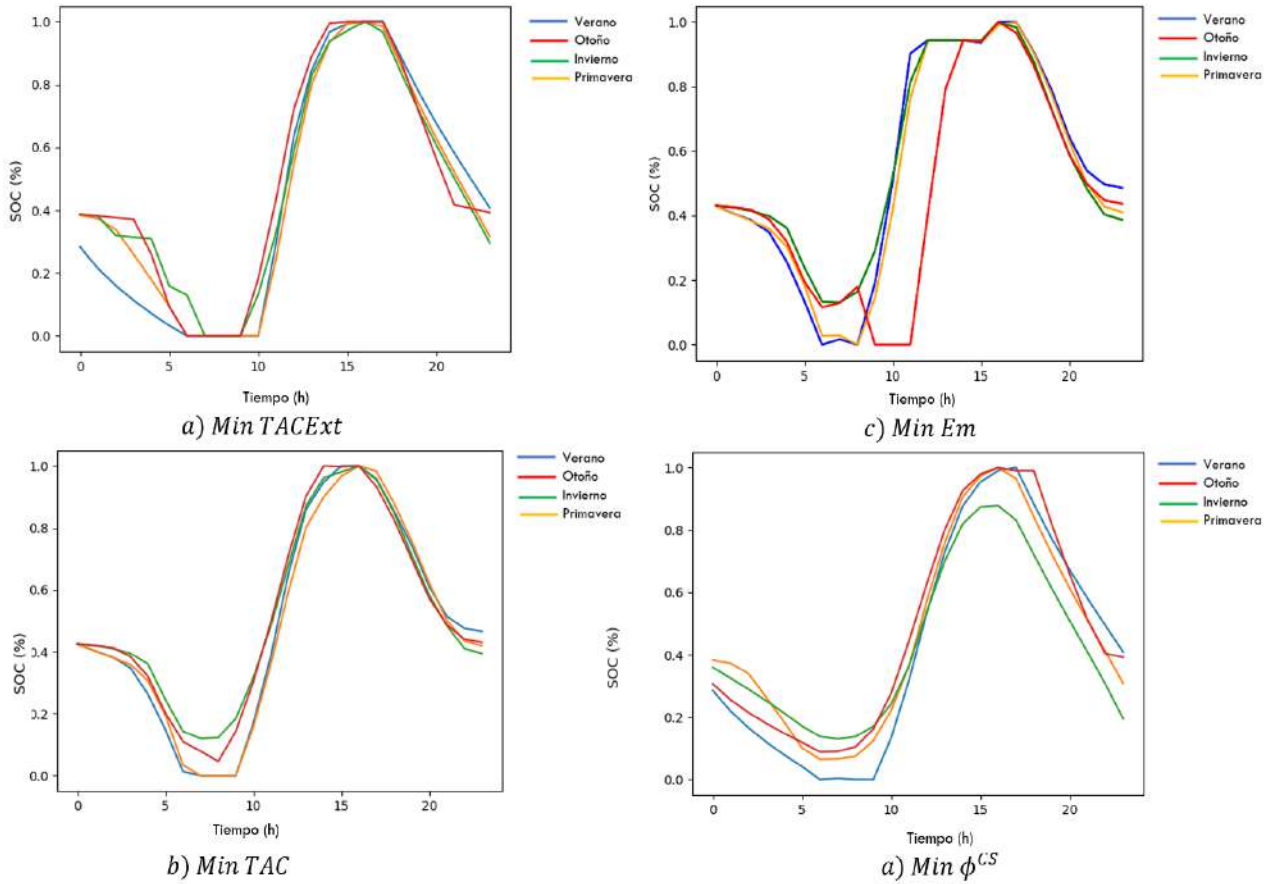


Figura 17. Diagrama del SoC para los sistemas de aerogeneradores

En la gráfica del inciso a), se observa que, cuando se busca minimizar las TACExt se presenta una descarga completa del SoC en todas las estaciones del año, aproximadamente a las 8:00 horas y también en todas las estaciones se observa un proceso de carga similar que llega a tener un máximo del 98.5 % de carga a las 15:30 horas. Como se puede apreciar, la curva se asemeja al sistema de entrega de la velocidad del viento promedio de arranque, permanece constante la mayor parte del día, por lo que se puede hacer un acoplamiento directo con la energía entregada por el sistema fotovoltaico para cubrir el tamaño de la batería de forma global, ya que si se hace de forma parcial se generan mayor cantidad de costos por el sistema operativo parcial que se tiene.

En la gráfica del inciso b) se puede observar que, cuando se minimiza el TAC sin considerar las externalidades ambientales del modelo (TACExt) se presenta un comportamiento similar

al de la gráfica anterior, ya que no existe un impacto considerable en la monetización de las emisiones de GEI enfocadas al carbono, porque se toma un impuesto arbitrario que no se encuentra regulado normativamente. Las únicas diferencias se observan en el periodo de descarga, ya que se tiene un promedio de 8.5 %, dato que se explica con base en las condiciones climáticas; es decir, en las épocas de invierno y otoño se ve un sesgo en la hora de descarga del sistema, que si bien puede la representación de un día atípico, no tiene una influencia significativa en la respuesta obtenida.

Por otro lado, en la gráfica del inciso c) puede apreciarse que, al minimizar el impacto ambiental (Em), para no utilizar completamente el ciclo de la batería, se influye directamente en la cantidad de emisiones de CO₂ que se generan, por esta razón se busca que la energía generada por las turbinas eólicas sean distribuida de forma directa al consumidor para evitar el uso de sistemas de almacenamiento. Además, el porcentaje promedio de descarga es del 12 % en un horario de 8:30 horas, por su parte la carga máxima es de 90 % y se presenta a las 14:30 horas. La única estación del año en la que se modifican estos promedios es en otoño, esto se debe a las condiciones típicas de la velocidad del viento; es decir, el cambio de la temperatura en el ambiente provoca una discrepancia en la velocidad promedio, lo que repercute en los bajos promedios del resultado obtenido.

Ahora bien, al evaluar la solución compromiso de la tecnología eólica (ver gráfica del inciso d), se observa un comportamiento promedio del SoC en función de los escenarios promedio, ya que se busca tener un equilibrio entre las funciones objetivo. El promedio de descarga es del 9 % a las 7:30 horas del día y el punto de carga máxima es del 95 % a las 16:00 horas, aunque cabe aclarar que estos promedios se modifican durante el invierno, debido a las bajas velocidades del viento provocadas por la disminución de la temperatura, a tal grado que no se considera viable para el funcionamiento completo de los aerogeneradores. En estas condiciones no se completa la carga de la batería y esto influye directamente en la respuesta de la optimización.

Tomando en cuenta las consideraciones anteriores se puede afirmar, con base en el análisis de la curva de carga y descarga del SoC, que el funcionamiento de la batería es similar cuando

se relaciona con las tecnologías fotovoltaica y eólica, en ambos casos funciona como un sistema auxiliar al esquema eléctrico que se propone y sirve como sistema de distribución de energía al cliente cuando ninguna de las tecnologías intermitentes está disponible o no cumple con el porcentaje otorgado como su límite de generación.

Bien pues, conociendo el resultado de las funciones objetivo, el comportamiento del sistema de almacenamiento y el funcionamiento del esquema eléctrico propuesto, ahora se debe hacer hincapié en la/las tecnologías seleccionadas para cada función objetivo y analizar si se generó una constante de solución o si se presentan discrepancias para luego seleccionar la combinación de tecnologías que se constituyan como la mejor solución.

6.6.5 Selección de la tecnología

En la Tabla 4 se observan las tecnologías seleccionadas para cada una de las funciones objetivo considerando sus propiedades eléctricas, mecánicas, físicas, económicas y ambientales, y como se puede observar, la respuesta obtenida es la misma para cada objetivo, ya que no existe una combinación de celdas o de aerogeneradores, esto ocurre por las condiciones de la zona señaladas en el capítulo dedicado a la Metodología, esto es, al tener determinada radiación, temperatura, precipitación, velocidad del viento e índice de evapotranspiración, se dan dichos resultados. Además, para el parque fotovoltaico se seleccionó la celda P₁₃ en todas las evaluaciones realizadas, es una celda de silicio policristalino con condiciones del factor térmico de $3 \times 10^{-3} \beta$ (1/°C), una eficiencia de conversión del 12 %, una temperatura nominal de funcionamiento de 25 °C, un factor de impacto ambiental de 30 gCO_{2eq}/kWh, un valor económico de costo fijo de 172 USD, un factor de costo de operación de 8.2×10^{-4} USD/m²año y una relación del costo variable de 720 USD/kW. Para cada panel se utilizó un área de captación de 1.2 m² con el objetivo de no generar un sesgo por la medición en función del dimensionado del sistema.

Tabla 4. Propiedades eléctricas, económicas, ambientales, mecánicas y físicas de las tecnologías seleccionadas en las optimizaciones.

Funciones objetivo	Tecnología seleccionada	Propiedades económicas y ambientales	Propiedades eléctricas, mecánicas
Min TAC_{Ext}	P ₁₃	Costo capital fijo 172 USD Costo capital variable 720 USD/kW Factor ambiental 30 gCO _{2eq} /kWh	Factor térmico $3 \times 10^{-3} \beta$ (1/°C) Eficiencia 12 % Temperatura 25 °C
Min TAC	P ₁₃		
Min Em	P ₁₃		
Min ϕ^{CS}	P ₁₃		
Min TAC_{Ext}	T ₁₇	Costo capital fijo 1780 USD Costo capital variable 1730 USD/kW Factor ambiental 250 gCO _{2eq} /kWh	Diámetro de rotor 105 m Área de barrido 8.99 m ² Altura de la torre 100 m
Min TAC	T ₁₇		
Min Em	T ₁₇		
Min ϕ^{CS}	T ₁₇		
Min TAC_{Ext}	F ₂₃	Costo capital fijo 5,900 USD Costo capital variable 2,900 USD/kW Factor ambiental 730 gCO _{2eq} /kWh	Caudal 40 m ³ /s Salto neto 450 m Eficiencia 49.41 %
Min TAC	F ₂₃		
Min Em	F ₂₃		
Min ϕ^{CS}	F ₂₃		

Por otra parte, se seleccionó la turbina T₁₇ de tipo horizontal para el sistema eólico, el diámetro del rotor de 105 m, un área de barrido o de toma de viento de 8.99 m² con una altura máxima de 100 m para la torre de instalación, un factor de impacto ambiental de 250 gCO_{2eq}/kWh que debe resaltarse porque es uno de los aerogeneradores que tiene una elevada generación de CO₂, un costo capital fijo de 1,982 USD por turbina, un costo capital variable de 1,730 USD/kW y un costo de operación – mantenimiento aproximado de 507×10^{-3} USD/m²año que es el más bajo de todos las turbinas disponibles para este caso de estudio.

El sistema hidroeléctrico solamente se puede seleccionar una tecnología y no una combinación de ellas. En este caso se tiene que la turbina F₂₃ tipo Francis, cumple con las características requeridas para la zona de estudio, ya que tiene un caudal promedio de 40 m³/s, el salto neto para la generación de la energía cinética es de 550 m, tiene una eficiencia global del 49.41 % que es una eficiencia promedio en el rango de las 100 turbinas disponibles,

el costo capital variable es de 2,900 USD/kW, el costo capital fijo es de 5,800 USD, el costo de operación – mantenimiento de 1.1×10^{-2} USD/m²año y el factor de impacto ambiental es de 30 gCO_{2eq}/kWh. Si se observan de forma detallada cada uno de los costos por tipo de tecnología, se podrá apreciar que entre mayor sea la capacidad de generación de energía y entre mayor sea el área de distribución, el costo se incrementa debido a la potencia que se entrega.

Cabe resaltar que los resultados de la Tabla 5 corresponden al perfil eléctrico original del cliente, es decir, se obtienen considerando las condiciones de manejo y distribución normal de la generación de energía eléctrica hasta el punto de consumo principal. La razón de lo anterior es porque uno de los objetivos de este trabajo es generar un reajuste en la demanda del usuario para crear una conciencia social e indicar los beneficios que trae consigo la modificación del perfil eléctrico, considerando las siguientes restricciones:

- Mantener el consumo del cliente, no plantear la reducción de la energía eléctrica que se consume para no generar un descontento en la sociedad.
- Distribuir la energía en un horario en el que no se tenga una tarifa dinámica (en relación al horario) con la red pública y que no se alcancen los picos de potencia para evitar caídas de voltaje o una eficiencia de bajo nivel.
- No generar horarios de entrega de energía eléctrica fuera de la zona de consumo principal, reducir el nivel de la curva sin extensiones en horarios inusuales.

Lo que se busca con el reajuste en la demanda de energía eléctrica del cliente bajo el esquema energético propuesto, es que se modifiquen también los valores del factor económico (TAC), la evaluación de las externalidades con las tecnologías (TACExt), el análisis del impacto ambiental en función de las emisiones de CO₂ (Em). La reestructuración de estos valores es posible dadas las mismas condiciones ambientales del uso del perfil eléctrico original, al considerar las tecnologías seleccionadas, el funcionamiento de la batería del sistema y el dimensionado de cada generador. Empero, el reajuste de la demanda de energía eléctrica no es algo que pueda hacerse de forma obligatoria y sin tomar en cuenta el enfoque de restricción al consumo del cliente, al contrario de esto debe tomarse como una oportunidad para mejorar

las condiciones de la red eléctrica, al considerar los aspectos que envuelven a la sustentabilidad, y así ofrecer un servicio a la sociedad con un bajo costo de producción y con menores cantidades de emisiones que impactan negativamente en el medio ambiente. El enfoque sobre el reajuste de la demanda eléctrica está representado (Capítulo 5. Metodología Sección 5.8), en ellas se observan los límites que debe tener la nueva distribución de la demanda eléctrica para evitar fluctuaciones en las pérdidas de energía por generación y el elevado costo de producción cuando se usa la energía en un horario de tarifa dinámica o demanda pico. En síntesis, para no incrementar la generación de emisiones de GEI y reducir el uso del sistema de almacenamiento en la red se plantea aplanar la curva de demanda.

6.6.6 Solución utilizando el reajuste del perfil eléctrico

En la Figura 17 se observa el reajuste de la demanda de energía eléctrica para cada una de las evaluaciones. En el inciso a) donde se busca minimizar el TAC se observa de color negro punteado la demanda original en la que resaltan picos de energía a las 5:30, 14:30 y 20:00 horas, en esos picos se tiene la una potencia máxima de 39.76 kW.

En la misma gráfica, el caso de la optimización del TAC y las TACExt (líneas roja y verde, respectivamente), se observa que las líneas de distribución se superponen en un 85 % y tienen una potencia máxima de 32.58 kW en el horario de las 18:00 horas. Este comportamiento forma una campana de distribución estable de 29.13 kW en un horario de entre las 9:30 y las 15:00 horas, que es cuando se tiene la mayor cantidad de radiación solar disponible para los paneles fotovoltaicos y velocidad del viento para los aerogeneradores, ambas tecnologías alternas se utilizan como generadores directos. Por otra parte, al minimizar el factor económico se busca que la energía se entregue de forma directa desde la tecnología y se reduzca el uso de energía proveniente de la hidroeléctrica, ya que su costo es más elevado por las condiciones de su operación.

También se puede observar que, al minimizar las emisiones (E_m) se tiene un comportamiento muy similar al de la solución compromiso, ya que los picos de potencia disminuyen en aproximadamente un 20 %, de 39.76 kW a 31.27 kW, lo que significa que se utiliza menos

el sistema de almacenamiento; es decir, entre menor cantidad de energía se almacena en el sistema eléctrico, mayor ahorro de emisiones se generan.

En comparación con la solución compromiso ϕ^{CS} , la demanda eléctrica tiene un 68.56 % de reajuste respecto de la demanda original, lo que influye en los cambios de hábitos de las personas. Se puede observar también que se mantiene una potencia mínima de 9.75 kW a las 4:45 horas y nunca se llega a un sistema nulo de potencia entregada, ya que al generar cargas y descargas completas en el SoC se genera un mayor costo económico, por esta razón al buscar un equilibrio en las funciones objetivo se toma la solución correspondiente a la minimización del TAC y se comparan las funciones objetivo con este reajuste de la demanda, determinando cuál de los perfiles eléctricos brinda mayor beneficio económico y ambiental al cliente y no generar una insatisfacción a la hora de la generación, distribución y consumo de la energía eléctrica.

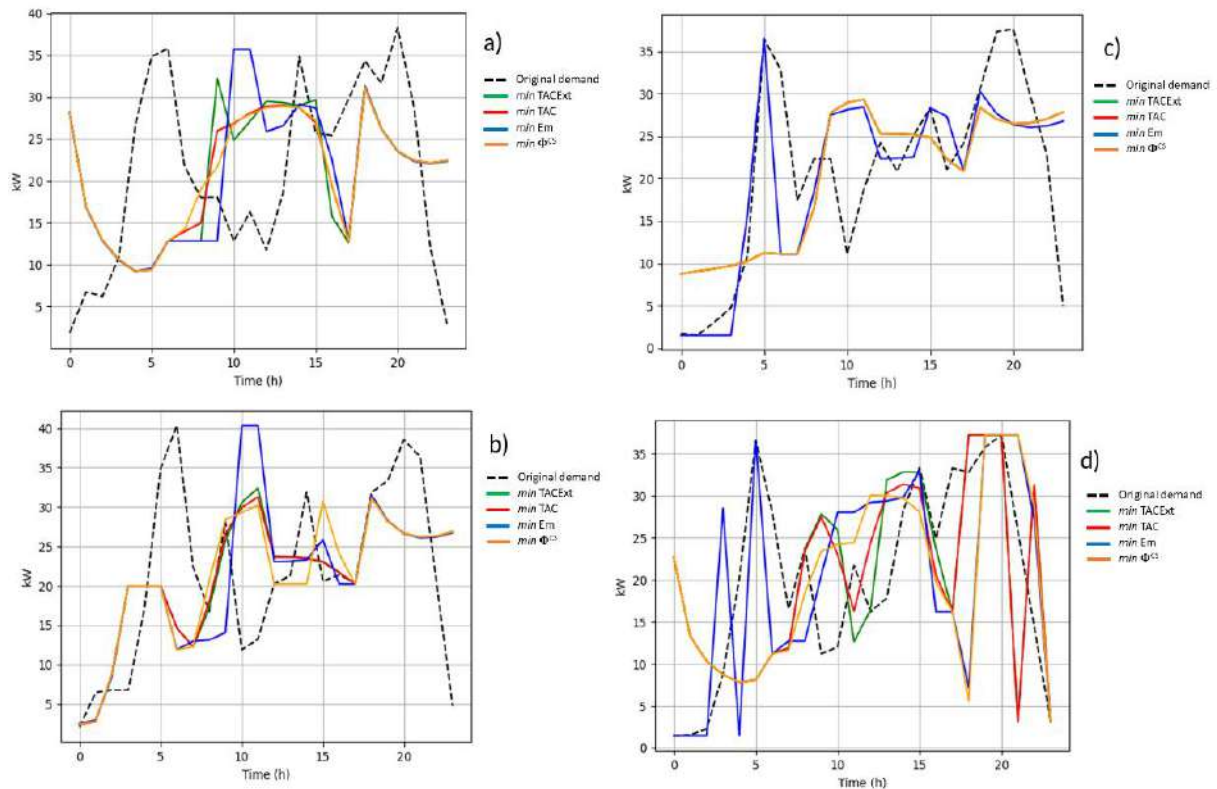


Figura 18. Reajuste de la demanda de energía eléctrica del cliente

Por otra parte, como se puede observar en la gráfica del inciso b), la función objetivo TACExt se minimizó y se evaluaron las emisiones de CO₂, considerando un valor monetario (de igual manera al caso sin externalidades). También se puede observar que los comportamientos del TAC y las TACExt son similares, lo que indica que dar un valor económico al factor ambiental no tiene una influencia significativa sobre el reajuste de la demanda de energía eléctrica, ya que se eliminan directamente los picos de potencia del sistema original, distribuyendo el consumo de energía en el lapso de las 9:30 y las 19:30 horas, horario en el que se tiene un consumo promedio de 26.87 kW pero también la mayor cantidad de generación directa con los paneles fotovoltaicos y aerogeneradores. Sin embargo, este sistema sufre una caída en la generación entre las 23:00 y la 1:30 horas, lapso en el que se tiene un consumo nulo, lo que puede provocar que la batería se cargue directamente del sistema eólico y con ello reducir el consumo de energía por medio de la hidroeléctrica, lo que a su vez propicia a un beneficio económico y ambiental notable.

Ahora, cuando se analiza el factor ambiental se observa una distribución similar a la anterior, con la diferencia de que entre las 10:00 y las 11:30 horas se incrementa la generación hasta llegar a un pico máximo de potencia de 41.23 kW y como se busca reducir la cantidad de emisiones generadas a la hora de consumir energía eléctrica, se evita el uso excesivo del sistema de almacenamiento y de la energía generada por la hidroeléctrica, lo que permite un ahorro aproximado de entre el 40% y el 45 % de las emisiones totales del sistema. En la solución compromiso se tiene un cambio en la distribución debido a que el pico máximo de potencia (30 kW) se encuentra en tres diferentes horas del día, a las 10:30, 15:00 y 19:00 horas, en las cuales se disminuyen los picos en aproximadamente el 30 % y se distribuyen en la zona de mayor disponibilidad de energía eólica y fotovoltaica.

En la gráfica del inciso c) (Figura 17), se puede observar la minimización directa de las emisiones de CO₂ sin ninguna evaluación económica, porque el objetivo era usar las tecnologías que menor cantidad de GEI generan y con ello evitar el uso permanente del sistema de almacenamiento. Respecto de este análisis, en la gráfica se observa que, al tomar la función del TAC, TACExt y ϕ^{CS} , se sobreponen entre sí, lo que indica que independientemente de la tecnología de generación, el sistema de almacenamiento es el

elemento con mayor impacto sobre los rubros económico y ambiental. En este caso hay un 60 % de emisiones de GEI cuando se tiene una distribución sin consumo nulo, la mínima potencia se da entre las 23:30 y las 7:00 horas cuando se tiene un rango estable de 10 kW con un incremento directo de 27.5 kW entre las 9:00 y las 23:00 horas aproximadamente. Si bien es cierto que se observa un pico mínimo de potencia de 20 kWh a las 17:00 horas, en promedio se tiene un consumo constante con el cliente.

Ahora, como se pretende tener un equilibrio entre ambas funciones (tal como se observa en la gráfica del inciso b) se evitan cargas de potencia nulas que hacen detener los equipos, se utiliza el sistema de equilibrio para que la energía se almacene, esto reduce los gastos de operación y mantenimiento. En lo que se refiere al factor de emisiones, lo que se observa es un comportamiento similar al de la gráfica anterior (inciso a) aunque cuenta con un sistema de nulo consumo y un pico de máxima potencia de 35 kW a las 5:00 horas, que está relacionado con la apertura de los negocios y con el hecho de que en esas horas los clientes comienzan sus actividades cotidianas.

En la gráfica del inciso d) (Figura 17) se toma en cuenta la minimización de la solución compromiso y al analizar el TAC y las TACExt se obtiene la misma respuesta que en los análisis anteriores, es decir la misma distribución durante el periodo del día. En la gráfica se observa que se presenta una mayor cantidad de ruido en las funciones objetivo analizadas, ya que se busca el mejor acomodo respecto de la función ϕ^{CS} , razón por la que se le da prioridad al consumo de energía en el horario de entre las 9:00 y las 19:00 horas, que es cuando se tiene mayor participación de las tecnologías intermitentes y se disminuye el uso de la batería y la generación del sistema hidroeléctrico, que solo será activado cuando se tengan zonas en las que algunas tecnologías no se puedan utilizar directamente. Lo anterior significa que en la noche se activarían las turbinas hidroeléctricas para generar la energía que no podrían generar los paneles fotovoltaicos por la nula radiación solar o en las mañanas, cuando se da un cambio de temperatura y no existen corrientes de viento disponibles para activar los aerogeneradores y que sirvan como un sistema de emergencia directo.

Por otra parte, se busca que haya un equilibrio entre las funciones principales del problema de optimización, de manera que se pueda obtener una respuesta que mantenga porcentajes 50 - 50 entre el TAC y el Em. Después de lograr el perfil eléctrico con las mejores condiciones para la satisfacción social del cliente, se espera que se apegue a la nueva distribución del consumo eléctrico, ya que esto funciona como una idea de implementación y sugerencia, si es que se desea obtener una ganancia el costo eléctrico, es por esa razón que se realizó un análisis mediante un diagrama de Pareto, para visualizar las funciones objetivo en cada uno de los casos para cada tecnología.

Siguiendo con el análisis, en la Tabla 5 se muestran los resultados que corresponden a las funciones objetivo del problema y al dimensionado del sistema eléctrico en función del equipo de almacenamiento y de cada tecnología seleccionada. El objetivo es realizar una comparación entre la demanda original y el reajuste de la demanda de energía eléctrica que se propone al cliente. A continuación se analizarán cada uno de estos valores.

Tabla 5. Resultados de las optimizaciones de las funciones objetivo con el reajuste de la demanda de energía eléctrica.

Funciones objetivo	TACExt (USD)	TAC (USD)	Em (TonCO _{2eq})	BS (kWh)	A (m ²)	Dimensionado	Tecnología seleccionada
Sistemas fotovoltaicos (PV's)							
<i>Min TACExt</i>	14,119	13,629	24.47	359.23	948.7	791	P ₁₃
<i>Min TAC</i>	14,119	13,629	24.49	359.23	948.7	791	P ₁₃
<i>Min Em</i>	17,073	16,610	23.12	352.16	1,080.9	901	P ₁₃
<i>Min Φ^{CS}</i>	14,137	13,668	23.46	358.86	948.1	791	P ₁₃
Aerogeneradores (Ae)							
<i>Min TACExt</i>	47,879	47,367	47.61	1,405	12,548	100	T ₁₇
<i>Min TAC</i>	47,879	47,367	47.61	1,405	12,548	100	T ₁₇
<i>Min Em</i>	84,547	83,674	34.89	1,200	20,854	167	T ₁₇
<i>Min Φ^{CS}</i>	61,603	61,578	41.07	1,310	14,788	118	T ₁₇
Hidroeléctrica							
<i>Min TACExt</i>	231,983	230,751	90.45	-----	-----	-----	F ₂₃
<i>Min TAC</i>	231,983	230,751	90.45	-----	-----	-----	F ₂₃
<i>Min Em</i>	251,488	251,478	63.26	-----	-----	-----	F ₂₃
<i>Min β^{CS}</i>	233,407	233,800	74.09	-----	-----	-----	F ₂₃

Sistema fotovoltaico

Como se puede observar en la tabla, en el sistema fotovoltaico (P_{13}), se tiene un comportamiento relacionado con el factor económico, ya que al minimizar se obtiene un valor para el TAC de 13,629 USD lo que significa que son 1,229 USD menos si se compara con el resultado obtenido con la demanda original del cliente; por tanto, es un beneficio económico aceptable. De igual manera, cuando se busca dar un valor monetario al carbono mediante un impuesto y se evalúan las condiciones ambientales de la tecnología utilizada y la producción de energía eléctrica, lo que se observa es que se cumple con la diferencia nula entre ambos rubros, lo que significa que ese valor monetario no tiene un impacto considerable por la escasa influencia que tiene sobre la respuesta del problema.

También en la Tabla 6 se puede observar que, al minimizar el factor ambiental (Em) manteniendo un perfil eléctrico con un reajuste directo en la demanda se obtiene un Em de 23.12 Ton CO_{2eq} mientras que con la demanda original se tiene un Em de 24.48 Ton CO_{2eq} , como se puede observar hay una diferencia de 1.36 Ton CO_{2eq} , una diferencia que puede no ser tan significativa, pero en tanto que se tienen políticas públicas nacionales e internacionales que promueven la disminución de actividades con impacto ambiental negativo, dicha diferencia se puede ver como un beneficio, ya que si se considera a la zona como una parte pequeña del sector eléctrico nacional, este ahorro de emisiones se vería afectado de forma proporcional al número total de clientes que opten por esta distribución.

Ahora, al evaluar la solución compromiso para esta tecnología se obtienen valores para el TAC de 13,668 USD y para las Em de 23.46 Ton CO_{2eq} . y a diferencia de la solución compromiso del análisis anterior cuyos valores eran un TAC de 17,276 USD y un Em de 26.66 Ton CO_{2eq} , en este caso sí existe una diferencia significativa para la solución que se está buscando, ya que la diferencia es de 3,608 USD respecto del TAC y de 3.2 Ton CO_{2eq} para las Em , diferencias que representan un cambio que refleja las ventajas de modificar el perfil eléctrico del cliente, aunado a ello debe reconocerse que estas diferencias representan ahorros económicos anuales. Entonces, si el sistema fotovoltaico tuviese una vida útil de 25 años con una eficiencia estable, se estima que los beneficios generados en ese período serían

de 90,200 USD y de 80 Ton CO_{2eq}, los cuáles, como se podrá inferir, no son desdeñables. Otro factor es el almacenamiento, con la demanda original se utiliza una batería de 427.88 kWh, pero con la demanda reajustada se utiliza una de 358.86 kWh, la diferencia es de 69.02 kWh. Además, como se reduce el uso de la batería también disminuye el dimensionado de los paneles fotovoltaicos, con la demanda original el dimensionado era de 1,094 m² para un total de 912 paneles fotovoltaicos de tipo policristalino, mientras que para la demanda modificada se requiere una área de 948.1 m² para un total de 790 paneles fotovoltaicos policristalinos. Ambas reducciones representan un beneficio económico y ambiental.

Sistema eólico

En el sistema eólico se presenta el mismo comportamiento cuando se minimiza el TAC y el TACExt (Ver Tabla 6) y se obtiene la misma respuesta que en el sistema fotovoltaico, la monetización de las emisiones mediante un impuesto no tiene influencia sobre los resultados debido al valor arbitrario que se considera para el carbono. En lo que se refiere al factor económico, bajo las condiciones de la demanda eléctrica reestructurada se obtiene un TAC de 47,367 USD (demanda original era de 64,891 USD); entonces hay una diferencia de 17,524 USD positiva mayor entre las tecnologías y se explica porque entre mayores o menores sean los costos de operación - mantenimiento, el ahorro se ve reflejado con mayor consideración.

Por otra parte, al minimizar el factor ambiental (Em) se obtiene un Em de 34.99 Ton CO_{2eq}, si se le compara con el Em de la demanda original (57.89 Ton CO_{2eq}) se observa una diferencia de 22.9 Ton CO_{2eq} en favor de esta tecnología en la solución compromiso. En dicha solución existe un equilibrio entre las respuestas obtenidas, ya que los resultados para la demanda modificada son un TAC de 61,578 USD y un Em de 41.07 Ton CO_{2eq}, mientras que con la demanda se tenía un TAC de 78,578 USD y un Em de 61.07 Ton CO_{2eq}, la diferencias, como se puede observar son de 17,000 USD y de 20 Ton CO_{2eq} para cada función objetivo respectivamente. Estas diferencias se obtienen porque, cuando se hace un reajuste en la demanda de energía eléctrica del cliente, se tienen mejores condiciones para la operación de los sistemas eólico y fotovoltaico. Ahora en este caso y con la demanda

modificada, el sistema de almacenamiento tiene una capacidad de 1,310 kWh, mientras que con la demanda original era de 1,690 kWh, una diferencia de 380 kWh que equivale aproximadamente a la capacidad de la batería utilizada para el sistema fotovoltaico y representa un ahorro significativo en los rubros económico y ambiental.

En cuanto al dimensionado del sistema para la demanda modificada se tiene que la superficie del diseño fue de 14,788 m² para ubicar un total de 120 aerogeneradores horizontales del tipo 17, mientras que para la demanda original se tiene una área de 19,941 m² para un total de 160 aerogeneradores horizontales del mismo tipo, como se puede apreciar, entre demanda de energía y otra hay un ahorro significativo de aproximadamente 40 turbinas eólicas, lo que impacta sobre los factores económico y ambiental.

Finalmente, se estima que con un factor constante de mantenimiento del 80 %, la vida útil del sistema eólico podrá ser de 30 años, lo que permitiría un ahorro durante este período de 510,000 USD y de 600 Ton CO_{2eq} lo que en términos porcentuales significa un ahorro aproximado del 554.34 % en el TAC y de 750 % en las Em en comparación del sistema fotovoltaico.

Sistema hidroeléctrico

En lo que se refiere al sistema hidroeléctrico, que sirve como sistema operativo de entrega en lugar de un sistema convencional (ciclo combinado), cuando se busca minimizar cualquiera de las funciones TAC o TACExt se observa en la Tabla 6 un mismo comportamiento entre ambas, nuevamente porque el valor utilizado como impuesto del carbono es arbitrario, lo que se debería de hacer es darle un costo justo bajo consideraciones políticas y de remediación ambiental según la tecnología seleccionada para realizar un análisis más equitativo y hacer una comparación real. Al minimizar el TAC con la demanda reestructurada se obtiene un valor de 230,751 USD, si se le compara con el TAC obtenido con la demanda original se observa una diferencia de 28,967 USD anuales, ya que el TAC con la demanda original fue de 259,751 USD. Lo mismo ocurre cuando se analiza el factor ambiental con la demanda reestructurada, al minimizar esta función objetivo se obtiene un

Em de 63.26 Ton CO_{2eq}, ya que el valor de la demanda eléctrica original es de 75.26 Ton CO_{2eq}, lo que permite observar una diferencia global de 12 Ton CO_{2eq}. Además, como este sistema entrega la energía directamente al cliente para cubrir su demanda y como no se reconoce como una tecnología intermitente, se puede generar un análisis nulo del sistema de almacenamiento, ya que el sistema es tomado como generador principal.

En los resultados de las funciones objetivo para la solución compromiso con la demanda reestructurada, se obtiene un TAC de 233,800 USD y un Em de 74.09 Ton CO_{2eq}, al comparar estos valores con los obtenidos con la demanda original (TAC de 281,800 USD y Em de 84.09 Ton CO_{2eq}) se observan diferencias significativas en ambas funciones 48,000 USD de diferencia en el TAC y de 10 Ton CO_{2eq} en las Em. Estas diferencias se explican debido a que una hidroeléctrica puede tener una vida útil de 75 años manteniendo su nivel de eficiencia general por arriba del 80%, y además si se utiliza la turbina seleccionada (Francis 23), se estima un ahorro global de 3,600,000 USD y de 750 Ton CO_{2eq} durante la vida útil del sistema hidroeléctrico.

Por las razones expuestas, esta tecnología es la que brinda las mejores condiciones de costo - beneficio en el esquema eléctrico planteado, ya que, si se le compara con una tecnología de ciclo combinado, la hidroeléctrica genera un ahorro aproximado del 30.5 % en el factor económico y un 65.8 % en el factor ambiental respecto al carbono y ruido generado por kW.

6.6.7 Diagramas de Pareto con la demanda reajustada

Ahora bien, para analizar cada una de las funciones objetivo de cada tecnología, tomando en cuenta el reajuste de la demanda de energía eléctrica, se realizó un diagrama de Pareto.

- **Sistema de paneles fotovoltaicos**

En la Figura 18 se muestran los datos que corresponden al sistema de paneles fotovoltaicos y se puede observar que la solución utópica UP (punto rojo) se encuentra bajo las coordenadas TAC (13,629 USD) y Em (23.12 Ton CO_{2eq}), lo que indica que la mejor solución

o solución ideal tiene estos valores, pero como se ha señalado anteriormente, jamás se podrá llegar a ese resultado por las condiciones del problema. La solución nadir NS (punto morado) se ubica en las coordenadas TAC (16,610 USD) Em (24.49 Ton CO_{2eq}) Em, y como se puede observar los valores correspondientes del TAC (verde) del TACExt (azul) se sobreponen en la gráfica debido a que tienen la misma solución, esto permitió comprobar la evaluación monetaria de la emisiones y el valor arbitrario que se le da al carbono bajo estas condiciones de generación de energía eléctrica. Cuando se afirma que las emisiones no tienen impacto en la monetización es porque se ubican en las coordenadas del valor utópico, pero el valor del factor económico está más en relación con el punto nadir, lo mismo ocurre cuando analiza solamente el factor económico con sus respectivas respuestas.

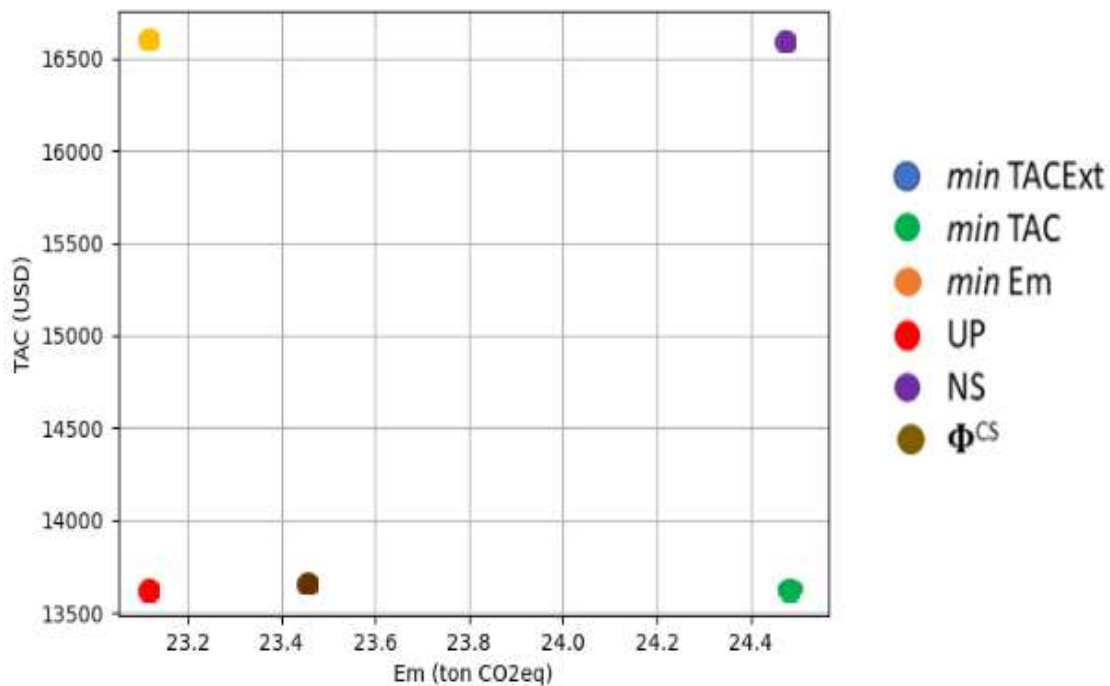


Figura 19. Diagrama de Pareto para el sistema fotovoltaico considerando un reajuste en la demanda de energía eléctrica.

Por otra parte, al minimizar las Em se observa que estas se encuentran bajo las mismas condiciones (eje de las Em) que la solución utópica, pero respecto el TAC se observa que sus valores son similares (eje de las TAC) a los del punto nadir, esto significa que la respuesta que resulta de minimizar las Em no está equilibrada, por esta razón la solución compromiso

(punto café) es la que seleccionamos como la mejor respuesta para el caso que se está evaluando bajo el esquema eléctrico que se propone. Como se puede apreciar en el diagrama, el punto de la solución compromiso se encuentra en la región factible del problema, sus coordenadas están en un TAC (13,668 USD) y un Em (23.46 Ton CO_{2eq}), para este caso se considera como la mejor solución posible por la cercanía que tiene con el punto utópico, es la mejor solución para los paneles fotovoltaicos.

Ahora bien, para la solución compromiso del sistema con paneles fotovoltaicos se sugiere un sistema de almacenamiento con una batería de ácido - plomo, ya que se considera que se cumplen ciclos completos para la carga y descarga del dispositivo, lo que genera un ahorro económico que se refleja en el tiempo de vida del sistema. También es importante señalar que no se considera un sistema de recuperación para el mantenimiento de la eficiencia, sólo se toma en cuenta un factor de decaimiento direccional, es decir que no se vuelve a recuperar la eficiencia de transmisión global del sistema en ninguna circunstancia, lo que se ve reflejado en la respuesta del diagrama de Pareto en comparación de cuando se utiliza la demanda original del cliente.

- **Sistema con aerogeneradores**

El diagrama de Pareto que corresponde al sistema eólico con la demanda ajustada se muestra en la Figura 19, y como se puede apreciar la solución utópica UP (punto rojo) se ubica en las coordenadas TAC (847,367 USD) y Em (34.89 Ton CO_{2eq}). Además, cuando se maximizan las respuestas de las funciones objetivo, la solución nadir NS (punto morado) que es la peor solución del problema, se encuentra en las coordenadas TAC (83,674 USD) y Em (47.61 Ton CO_{2eq}) de la región factible, razón por lo que puede ser una respuesta al problema, una solución válida pero no es deseada.

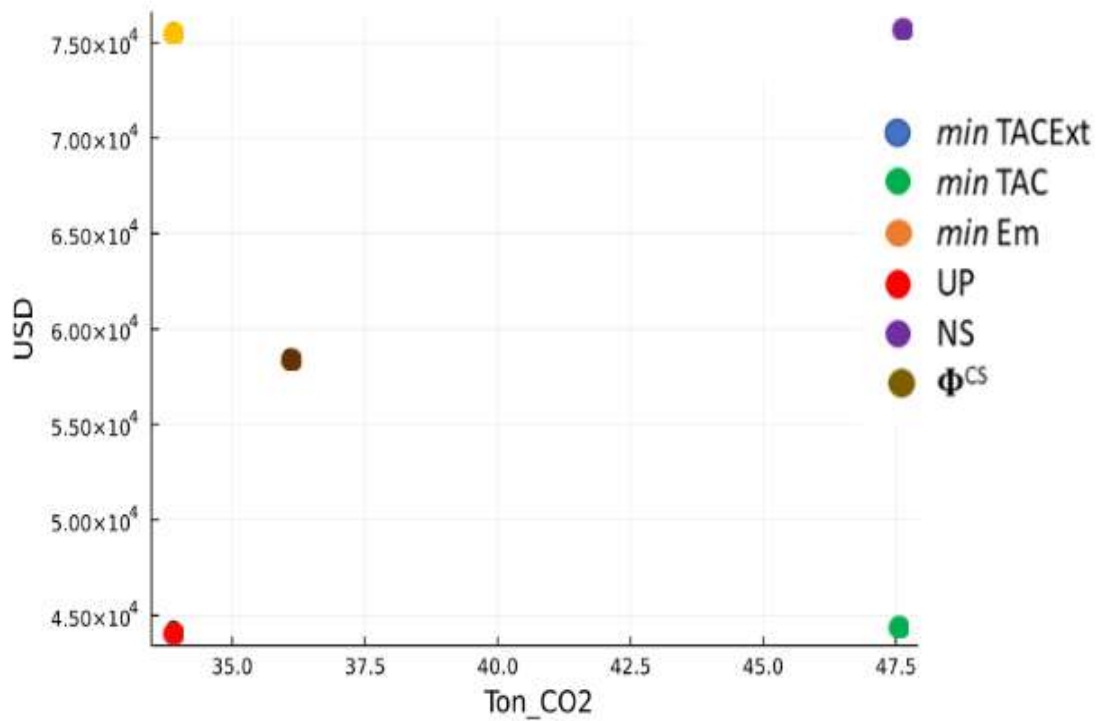


Figura 20. Diagrama de Pareto para el sistema eólico considerando un reajuste en la demanda de energía eléctrica del usuario.

Al igual que en el sistema fotovoltaico, los factores económicos TAC (punto verde) y TACExt (punto azul) están superpuestos, significa que no tienen una influencia fuerte en la monetización de las emisiones, estos valores tienen coordenadas de TAC (47,367 USD) y Em (47.61 Ton CO_{2eq}).

Por su parte, la solución compromiso (punto café) que es la mejor solución al problema (factible), se encuentra en las coordenadas TAC (61,578 USD) y Em (41.07 Ton CO_{2eq}) y si se consideran sus valores extremos respecto del eje TAC se observa que se ubica en el punto intermedio, pero en el eje de las Em se ubica más cercano al punto utópico debido al bajo uso del sistema de almacenamiento directo. Lo anterior implica que la solución seleccionada para esta tecnología está más alejada de la solución ideal que la del sistema fotovoltaico, sin embargo, bajo las condiciones del reajuste de la demanda de energía eléctrica, ambas generan beneficios económico y ambiental para satisfacer las necesidades del cliente en la generación de energía eléctrica.

En lo que toca al sistema de almacenamiento, en el sistema con aerogeneradores se sugiere utilizar una batería ácido – plomo para almacenar la energía que se genere en horas de baja demanda, dicho almacenamiento tiene una influencia aproximadamente de entre el 30 y el 35 % en la solución, debido al impacto generado por las emisiones y el costo económico que tiene por ciclo.

- **Sistema hidroeléctrico**

El diagrama de Pareto para este sistema, cuando se reajusta la demanda, se puede observar en la Figura 20. Se observó que la solución utópica UP (punto rojo) se encuentra en las coordenadas TAC (233,800 USD) y Em (74.09 Ton CO_{2eq})

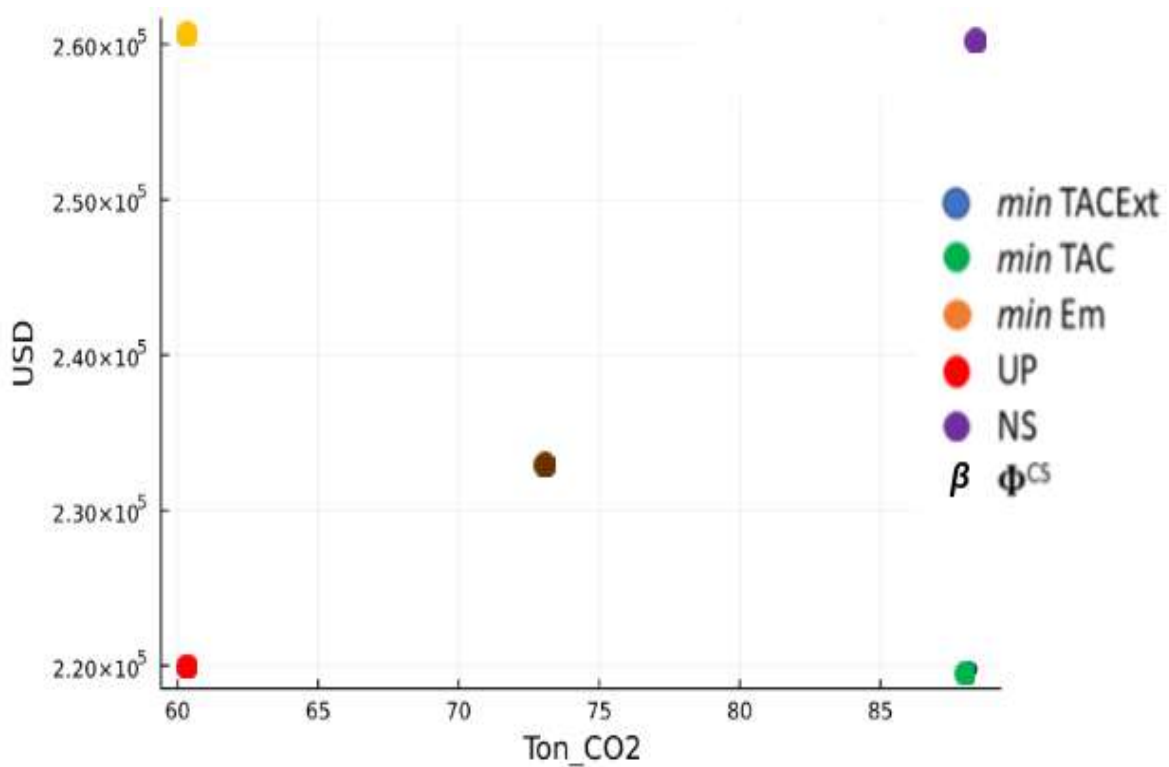


Figura 21. Diagrama de Pareto para el sistema hidroeléctrico en función del reajuste de la demanda de energía eléctrica

Como este sistema utiliza una tecnología de costos elevados para su operación - mantenimiento, produciendo grandes cantidades de energía por tener el límite máximo de producción del 50 % del total de la red eléctrica, se espera que la solución compromiso se encuentre en el punto intermedio del diagrama de Pareto y que represente el equilibrio general entre las funciones objetivo. Al maximizar la respuesta de las funciones objetivo, la solución nadir (punto morado), la peor solución posible, se encuentra dentro de la región factible, con las coordenadas TAC (251,478 USD) y Em (90.45 Ton CO_{2eq}).

Se aprecia en el diagrama, al igual que en el análisis de los sistemas anteriores (paneles fotovoltaicos y aerogeneradores) el TAC (punto verde) y el TACExt (punto azul) tienen un impacto nulo de la monetización por el impuesto del carbono, por ello estos factores económicos se superponen uno con el otro, ambos (utópico y nadir) tienen las mismas coordenadas, TAC (230,751 USD) pero con el factor ambiental del punto nadir en 90.45 Ton CO_{2eq}. Por otra parte, al minimizar las emisiones de efecto invernadero Em, la solución utópica UP se ubica en las coordenadas TAC(251,478 USD) y Em (74.09 Ton CO_{2eq}), obsérvese que el punto nadir también tiene el mismo valor para TAC.

Si se comparan estos datos con los que fueron analizados para la demanda eléctrica original, en este sistema hidroeléctrico sí se observa una diferencia promedio de 30.48 % en ambas funciones objetivo, esta diferencia se ve reflejada en el análisis de la solución compromiso, ya que para este caso la solución compromiso que es la mejor solución para el problema, se ubica en las coordenadas TAC (233,800 USD) y Em (74.09 Ton CO_{2eq}), lo que significa que considerar como fuente de generación de energía un sistema hidroeléctrico, es la mejor solución para el problema planteado. Cabe mencionar que el sistema hidroeléctrico no cuenta con una distribución en una área debido a que, en comparación con los sistemas que utilizan paneles fotovoltaicos y aerogeneradores, en el sistema hidroeléctrico sólo puede instalarse una turbina, lo que influye directamente en el factor económico y ambiental ya que la selección de cada una de las tecnologías se hace en función del equilibrio otorgado entre las funciones objetivo

6.6.8 Sistema de almacenamiento (reajuste de demanda)

De manera general, puede decirse que la batería de plomo ácido cumple con las condiciones de operación señaladas para el sistema fotovoltaico como para el eólico. En estos casos, no generó un sesgo a la hora de evaluar los resultados de las funciones objetivo, ya que se pretende encontrar una solución lo más apegado a la realidad.

- **Sistema fotovoltaico**

En la Figura 21 se presentan las gráficas que describen el comportamiento del sistema de almacenamiento para el sistema fotovoltaico. Se puede observar que tiene un comportamiento similar al de la demanda original, esto se debe a que en ambos casos la batería está en constante funcionamiento, con ciclos completos en su operación lo que reduce el tiempo del mantenimiento, los costos de operación y la cantidad de emisiones de CO₂ que se producen. Cuando se tiene un sistema de almacenamiento eficiente como en este caso, no se tiene una dependencia directa de la fuente de generación de energía eléctrica convencional, este caso del sistema hidroeléctrico. Las ventajas de este tipo de almacenamiento se reflejan en la relación costo-beneficio de la producción de un kWh con paneles fotovoltaicos o aerogeneradores.

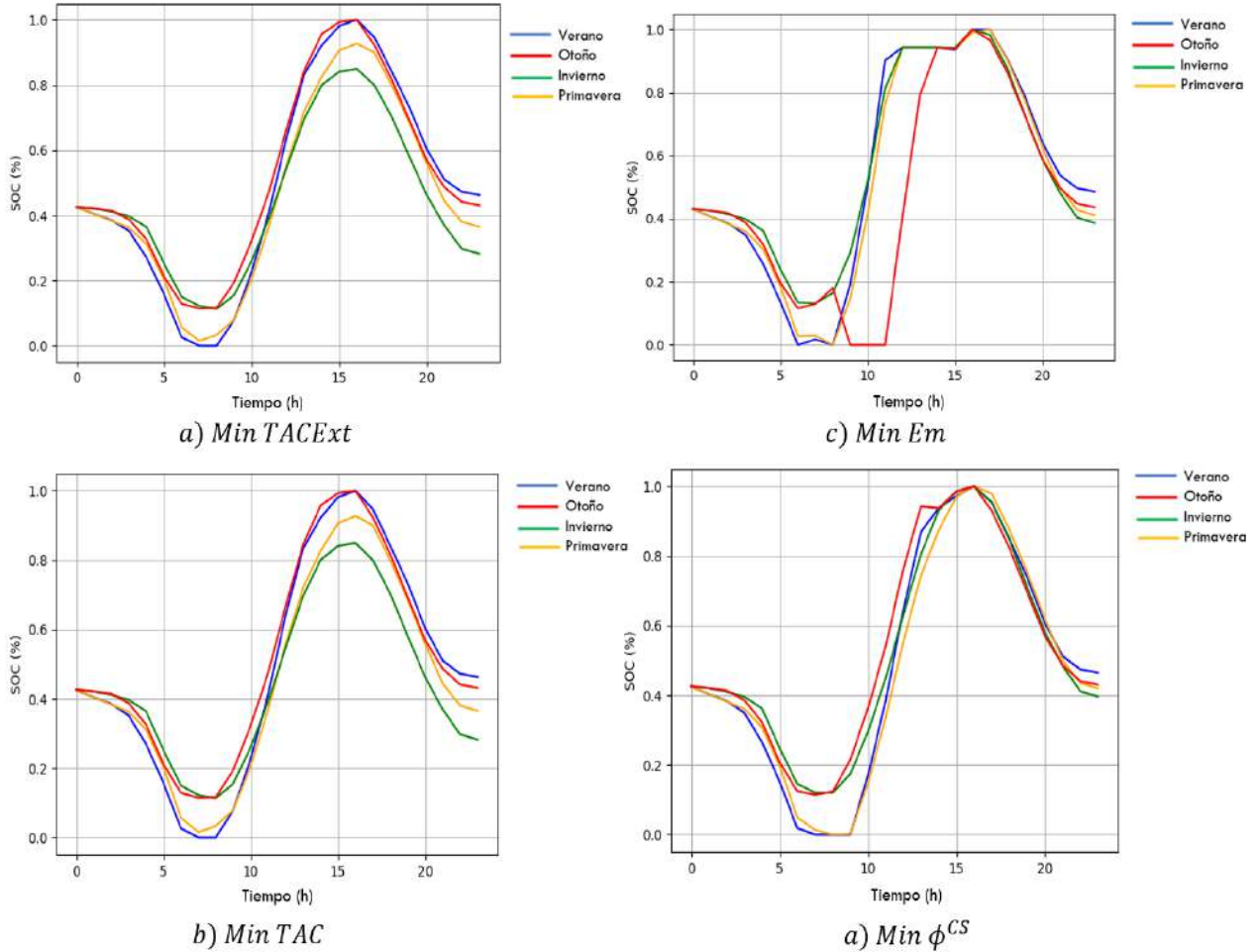


Figura 22. Diagrama de funcionamiento de la batería en función del SoC para cada optimización

En la gráfica del inciso a) de la figura 21 puede observarse que, cuando se minimiza el TACExt todas las estaciones del año tienen un sistema de carga y descarga completo, un promedio de descarga del 2 % y uno de carga del 98.5 %, lo que indica que no existe ningún problema para que funcionen adecuadamente. La carga ocurre cuando se tiene la mayor cantidad de radiación disponible, entre las 9:00 y las 17:00 la batería llega a su límite máximo de carga lo que permite que, cuando la radiación se vea interrumpida por la intermitencia de las variables ambientales, la energía de la batería se distribuya directamente al cliente en el periodo nocturno.

En el inciso b) de la misma figura, se observa que al minimizar el TAC este tiene el mismo comportamiento que el TACExt, entre ambos no existe una diferencia significativa y esto

significa, como se ha señalado anteriormente, que la asignación de un impuesto a la generación de CO₂ no provoca un sesgo en el sistema de carga y descarga de la batería, la cual durante todas las estaciones del año tiene un promedio de carga completa del 98 % y descarga del 6 %, estos promedios dan cuenta de un funcionamiento eficiente del equipo. Sin embargo, en invierno se presenta el mayor sesgo ya que el cambio en la temperatura genera una radiación solar no directa o difusa que produce una menor cantidad de disponibilidad para la producción de energía eléctrica. Cabe destacar que el horario de distribución de la energía es igual al de la radiación solar de las estaciones, entre las 8:45 y las 17:40 horas la batería se carga por completo y luego se descarga en el horario nocturno. En el otoño la batería no se descarga completamente, su mínimo llega al 10 %, lo que quiere decir que el cambio de temperatura, la presencia de lluvia y la nubosidad de la época del año afectan en cierta medida al sistema de almacenamiento, ya que, en primavera y verano, cuando la radiación es la más elevada en todo el año, no existe ningún problema del sistema auxiliar.

En el inciso c) de la Figura 21 se observa que, cuando se minimizan las emisiones de GEI enfocadas al CO₂, en otoño se presenta un sesgo en el tiempo de descarga completa entre las 9:30 y las 10:30 horas, este dato nos permite reconocer que el funcionamiento del sistema de la batería es muy sensible a las condiciones climáticas o ambientales de la zona, ya que el periodo de carga máxima durante el otoño ocurre a las 15:30 horas y permanece estable un máximo de dos horas. En el invierno se tiene una descarga máxima con límite de 17.5 % debido a condiciones ambientales como la radiación difusa que disminuyen la eficiencia de los paneles fotovoltaicos debido al balance térmico del dispositivo. También se observa que el punto de descarga promedio se da a las 9:25 horas con un límite mínimo del 5.8 % y el punto de carga máxima del sistema se da a las 13:45 horas con un valor de 95.6 %.

En el inciso d) se observa la gráfica en la que se minimiza la función compromiso y se establece una relación equilibrada entre las funciones objetivo, para evitar que se genere un sesgo por el peso de alguna de las respuestas, es decir se mantiene un equilibrio del 50 – 50 entre las funciones. En el caso de la batería se observa que la única estación en la que se tiene un 0.0 % de descarga es en verano, ya que es la época donde se presenta la mayor cantidad de radiación solar directa y se puede aprovechar de la mejor forma.

En primavera, otoño e invierno se tiene un promedio de descarga del 15 %, razón por la que en estas estaciones se incrementan los costos de operación – mantenimiento y los ciclos incompletos generan un desgaste en menor tiempo.

El punto de carga promedio es de 88.5 % debido a que, por las condiciones ambientales que se presentan en invierno se tiene un promedio del 81.6 %. Lo que indica esta gráfica (inciso d) del comportamiento de la batería es que la eficiencia del SoC es sensible a cualquier elemento que se refleje en las condiciones de generación y distribución, es decir es sensible a cualquier variable que se relacione con la entrega de la energía y la necesidad del cliente.

Por otra parte, el SoC con la demanda ajustada tiene el mismo comportamiento en todos los casos analizados, debido a que los factores económico y ambiental no generan una discrepancia entre las mediciones.

- **Sistema con aerogeneradores**

En la Figura 22 se muestran los resultados del comportamiento del SoC en función de cada la época del año. En las gráficas de los incisos a) y b) se observa que, al minimizar el TACExt el comportamiento es similar al del TAC, ya que no tiene ningún peso monetizar las emisiones de GEI enfocadas al CO₂.

En cuanto a las estaciones del año se observan ciclos completos del SoC, sólo hay un sesgo en invierno y otoño por las condiciones ambientales que se presentan en estos periodos, sin embargo, al tener un reajuste en la distribución de la demanda del cliente se espera que este comportamiento no afecte directamente el promedio de horas de carga y descarga del equipo. En este caso la batería se carga cuando se presenta una mayor disponibilidad de viento, lo que permite generar energía con los aerogeneradores horizontales, entre las 10:00 a las 18:30 horas no se mantiene constante la generación de energía con esta tecnología, ya que en ciertas horas se generan puntos ciegos de potencia o se desactiva por la baja velocidad de viento.

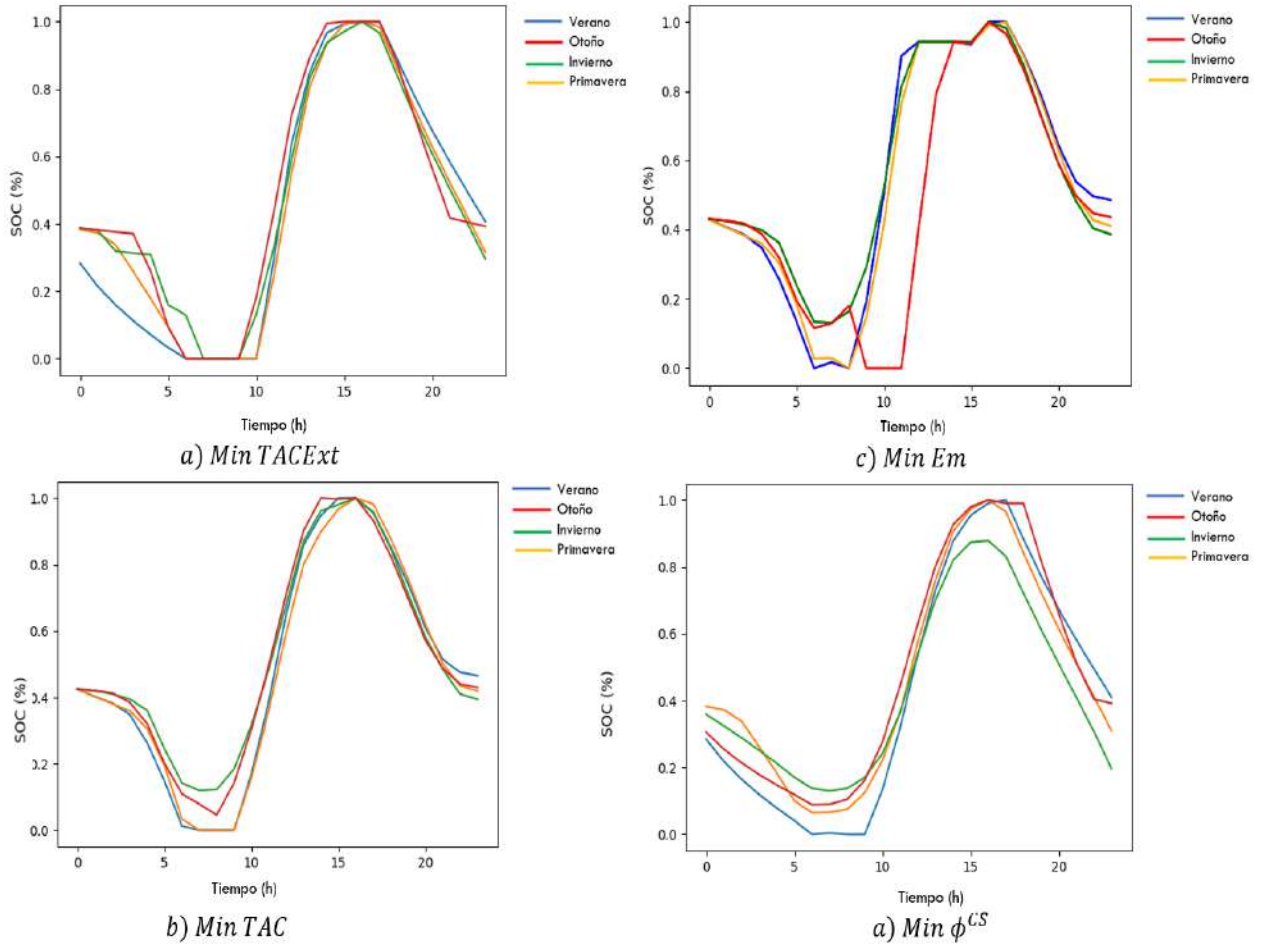


Figura 23. Comportamiento del SoC para el sistema de almacenamiento en los aerogeneradores

Por su parte, en la gráfica del inciso c) se observa que al minimizar las emisiones GEI en función del CO₂, la producción y distribución de energía eléctrica por medio de la batería no sufre fluctuaciones significativas en primavera y verano, ya que se generan los ciclos completos y el equilibrio entre las funciones objetivo se mantiene estable, la batería tiene un periodo de descarga promedio de entre el 1 y el 2 % a las 7:00 horas y el periodo de carga de 98.9 % se da a las 16:00 horas. Por otro lado, en invierno y otoño se tiene un comportamiento con un cierto porcentaje de sesgo en comparación con las otras estaciones, ya que en invierno no se tiene una descarga completa de la batería, llega a su punto mínimo de 19.4 % a las 7:40 horas y a su punto máximo de carga de 91 % de forma constante entre las 11:30 y las 16:00 horas. En otoño el sistema tiene un desplazamiento en el tiempo de descarga total a las 10:00

horas y el tiempo de carga ocurre hasta las 16:00 horas cuando tiene un valor promedio de 95.5 %.

En la gráfica del inciso d) se muestran los resultados de la evaluación de la solución compromiso, en ella se observa el comportamiento de la batería la cual tiene ciclos completos sin sesgos de medición por los horarios durante las cuatro estaciones del año, lo único que resalta es el comportamiento en invierno donde no tiene ciclos cerrados, la descarga de la batería llega al 21 % y la carga al 80 %, esto quiero decir que tiene un porcentaje estable del 60 %, lo que tiene implicaciones a la hora de analizar los costos de operación y mantenimiento, ya que para las funciones objetivo este costo representa entre un 35 y un 40 % de los costos generales del modelo, es decir tiene una implicación elevada modificar este elemento de forma directa.

Considerando los datos anteriores se puede deducir que este sesgo podría estar dado por un día atípico en lo que respecta a la velocidad del viento, ya que al plantear una demanda reajustada en función de las condiciones favorables tanto económicas como ambientales, se tiene una implicación en el uso de la batería, porque las condiciones ambientales que influyen en la eficiencia de las tecnologías intermitentes son las que mantienen el control de producción de energía eléctrica y delimitan el uso de este sistema, el cual puede ser integrado con las dos tecnologías (fotovoltaica y de aerogeneradores) al mismo tiempo como lo señala el problema planteado. Cabe aclarar que la generación, distribución y almacenamiento de la energía, depende directamente de la eficiencia de cada tecnología y del horario de consumo del cliente. Es por ello el comportamiento de la batería resulta adecuado para la zona estudiada. El sistema de almacenamiento tiene una influencia del 80 % en la distribución del perfil eléctrico para este caso.

6.6.9 Evaluación de las externalidades

Las externalidades ambientales están asociadas directamente con la monetización basada en el precio del carbono, ya sea por una sanción o por los términos de una política pública nacional. dichas externalidades pueden ser analizadas en función del impacto ambiental

generado por la tecnología. Esta influencia se puede analizar como un impuesto al carbono CO_2 que, al no estar establecido por alguna institución avalada desde el ámbito federal, se convierte en un valor arbitrario e independiente del factor de generación, esto sucede porque aún no existe un costo directo para cada acción enfocada al esquema eléctrico. Para el caso de la demanda original en función de las tecnologías seleccionadas, se obtienen los siguientes resultados de la evaluación realizada:

$$v_{min}^{CO_2-PV} = \frac{TAC^{UB} - TAC^{LB}}{Em^{UB} - Em^{LB}} = \frac{USD\ 31,755 - USD\ 14,858}{27.98\ tonCO_{2eq} - 24.48\ tonCO_{2eq}} = \$4,827.71\ USD/tonCO_{2eq}$$

$$v_{min}^{CO_2-Ae} = \frac{TAC^{UB} - TAC^{LB}}{Em^{UB} - Em^{LB}} = \frac{USD\ 95,674 - USD\ 64,367}{67.61\ tonCO_{2eq} - 57.89\ tonCO_{2eq}} = \$3,220.81\ USD/tonCO_{2eq}$$

$$v_{min}^{CO_2-PV} = \frac{TAC^{UB} - TAC^{LB}}{Em^{UB} - Em^{LB}} = \frac{USD\ 300,478 - USD\ 259,751}{108.4\ tonCO_{2eq} - 75.26\ tonCO_{2eq}} = \$1,288.43\ USD/tonCO_{2eq}$$

Los valores obtenidos en la evaluación de las externalidades indican que por cada tonelada generada de CO_{2eq} en un sistema fotovoltaico se tiene un costo de 4,827.71 USD considerando el sistema operativo del mercado energético y la arbitrariedad del impuesto del carbono, lo que se toma como un valor no negociable por la nula restricción de alguna instancia administrativa que regule el control de las emisiones de forma monetaria. Para el caso del sistema fotovoltaico, el factor que influye con mayor peso es el sistema de almacenamiento, ya que representa más del 45 % de las emisiones generadas por cada kWh almacenado y distribuido para el consumo del cliente.

En el caso de los aerogeneradores se tiene que por cada tonelada generada de CO_{2eq} , el costo es de 3,220.81 USD, en comparación con el sistema fotovoltaico este sistema resulta más eficiente si se toma en cuenta el factor económico, ya que la entrega de energía de las turbinas eólicas depende directamente de las condiciones ambientales. En la zona de estudio se genera la energía eléctrica cuando se tiene la curva de demanda más alta, lo que genera que la energía más factible (fotovoltaica) sea la que se direcciona a la red, ya que se encuentra en su límite cuando se tiene una demanda estable. Por otra parte, al no tener la inyección directa de

energía eólica al sistema de almacenamiento por medio de la batería y al considerar sólo entre 40 y 50 % de la potencia total generada por las turbinas, se tiene que el sistema fotovoltaico cumple directamente como el sistema de trayectoria a la batería, mientras que el eólico cubre la demanda parcial del cliente.

En lo que se refiere al sistema hidroeléctrico, el costo promedio por cada tonelada generada de CO_{2eq} es de 1,288.43 USD, lo que equivale a una tercera parte del costo que tiene con el sistema fotovoltaico y a la mitad del costo con el sistema eólico. La diferencia positiva en los costos con este sistema se debe principalmente al nulo uso del sistema de almacenamiento, ya que se tiene una distribución directa de la tecnología de generación al cliente y se utiliza como el sistema base del esquema eléctrico que se propone, estos resultados se obtienen cuando se maneja el perfil eléctrico sin modificaciones.

Ahora bien, al reajustar la distribución de la demanda de energía eléctrica del cliente, se observa que existen cambios significativos en los valores de las tecnologías de generación cuando se considera la valoración de las externalidades ambientales. A continuación, se muestran los resultados que se obtuvieron:

$$v_{min}^{CO_2-PV} = \frac{TAC^{UB} - TAC^{LB}}{Em^{UB} - Em^{LB}} = \frac{USD\ 16,610 - USD\ 13,629}{24.49\ tonCO_2 - 23.12\ tonCO_2} = \$\ 2,175.91\ USD/tonCO_2$$

$$v_{min}^{CO_2-Ae} = \frac{TAC^{UB} - TAC^{LB}}{Em^{UB} - Em^{LB}} = \frac{USD\ 73,674 - USD\ 57,367}{47.61\ tonCO_2 - 34.89\ tonCO_2} = \$\ 1,281.9\ USD/tonCO_2$$

$$\beta_{min}^{CO_2} = \frac{TAC^{UB} - TAC^{LB}}{IA^{UB} - IA^{LB}} = \frac{USD\ 251,478 - USD\ 230,751}{90.45\ tonCO_2 - 63.26\ tonCO_2} = \$\ 762.31\ USD/tonCO_2$$

A diferencia de los resultados que se obtienen cuando se utiliza el perfil eléctrico original del cliente, cuando la demanda se ajusta, en el sistema fotovoltaico el costo por cada tonelada de CO_{2eq} generada es de 2,175.91 USD, lo que representa una reducción del 45.07 % en comparación con el costo obtenido en el sistema con celdas, este dato indica que a mayor escala y cuando se reajusta a demanda eléctrica, resulta un mejor opción la instalación de los

paneles, ya que se genera menor impacto en el ambiente porque se disminuye el uso de la batería y se prioriza la entrega de la energía de forma directa entre el generador y el cliente, a tal grado que la batería sólo permanecerá activa en el horario nocturno, cuando los paneles y aerogeneradores no estén disponibles en su totalidad.

En el caso de las turbinas eólicas se observa un comportamiento similar, el costo por cada tonelada generada de CO_{2eq} es de 1,281.9 USD, lo que representa una disminución del 39.81 % en los costos comparado con el costo obtenido con la demanda original, esto implica que la energía distribuida por el generador eólico disminuya y se entregue de forma directa al cliente. Sin embargo, cabe aclarar que estos factores dependen directamente del comportamiento del perfil eléctrico y del tipo de consumidor que se está evaluando, ya que para un sistema de baja o media potencia se puede generar este tipo de análisis, pero para un sistema de mayor alcance se debe hacer una reestructuración del sistema, específicamente del uso del equipo de almacenamiento ya que al ser una gran cantidad de energía eléctrica la que se requiere consumir, debe ser dirigida desde el factor de generación hasta el consumidor final.

Los valores analizados representan la dinámica del mercado energético que depende directamente de la demanda de energía eléctrica del consumidor, ya que el uso del sistema de almacenamiento, independiente de la tecnología utilizada, tiene un impacto elevado, es por esto que se puede deducir que, si lo que se busca es tener un precio menor del kWh respecto del que se tiene en la actualidad, se debe de buscar la mejor relación posible entre las tecnologías intermitentes, ya que cuando no se realiza la generación de energía mediante el proceso de combustión se reduce la cantidad de emisiones de los GEI y el costo – beneficio del proceso se incrementa por el tiempo de vida útil y la eficiencia que tiene cada generador. Con base en los análisis realizados, se puede observar que el ahorro con la tecnología fotovoltaica es de 2,651.8 USD anuales y si la vida útil del sistema es de 30 años como promedio, entonces se tendría un ahorro total de 79,554 USD en ese periodo. En el sistema eólico se tiene una diferencia de 1,918.91 USD anuales y como el tiempo de vida de la tecnología es de 35 años, el ahorro total durante ese período sería de 67,161.85 USD, lo que

convierte a esta tecnología en una atractiva inversión para el sector privado y una brecha de oportunidad de mejora para las condiciones de la red pública.

En lo que se refiere al sistema hidroeléctrico la diferencia económica que resulta cuando se utiliza la demanda eléctrica convencional y el reajuste de la distribución del perfil eléctrico es de 526.12 USD por año, si se toma en cuenta que es una de las tecnologías con mayor tiempo de vida útil, aproximadamente de 75 años, se tendría un ahorro global durante su vida útil de 39,459 USD y, aunque el ahorro generado anualmente por esta tecnología es el más bajo en comparación con las otras tecnologías evaluadas, el alto valor que tiene es el uso nulo de un sistema de almacenamiento que influye directamente en el impacto ambiental y el costo operativo del sistema eléctrico, esto representa un ahorro bruto total de la generación del kWh con una distribución lineal.

6.6.10 Evaluación del impacto social

El análisis del factor social influye directamente en la toma de decisiones y en la elaboración de proyectos apegados al concepto de la generación, distribución y almacenamiento de energía eléctrica, ya que al estar vinculado con la sociedad o las personas, se debe crear una satisfacción en el consumidor cuyo objetivo es obtener una respuesta positiva por el servicio brindado, esto va aunado con las funciones objetivo económica y ambiental. El análisis de las externalidades es el punto de evaluación que permite considerar si conviene o no instalar una red de generación distribuida con paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y una turbina hidroeléctrica al observar el ahorro económico o monetario y en emisiones de CO₂ que se pueden obtener al hacer un reajuste en el perfil eléctrico del cliente, esta es una de las mejores formas de ofrecer un servicio renovado. Bajo esta lógica se pretende que el cliente modifique su distribución de consumo de energía eléctrica y obtenga algunos beneficios a corto, mediano y largo plazo.

En la Tabla 6 se observan los resultados obtenidos de cada una de las optimizaciones para los factores económico y ambiental y como se puede observar, al minimizar el TAC y el TACExt se obtiene el mismo resultado, esto se debe a que la valoración de las externalidades

ambientales respecto a la toma de decisiones no tiene un impacto significativo. Por ejemplo se tiene el mismo resultado de 0.365 USD/kWh, significa que por cada kWh de la demanda de energía eléctrica del cliente en comparación con su demanda original, se obtiene un ahorro económico de 0.365 USD.

Tabla 6. Evaluación de las externalidades sociales enfocadas al reajuste de la demanda eléctrica.

Funciones objetivo (optimizaciones)	Π^{eco} (USD/kWh)	Π^{amb} (gCO _{2eq} /kWh)
<i>Min TACExt</i>	0.365	443.43
<i>Min TAC</i>	0.365	443.81
<i>Min Em</i>	0.795	227.55
<i>Min Φ^{CS}</i>	0.544	339.24

Respecto del rubro ambiental se tiene un resultado de 443.43 y 443.81 gCO_{2eq}/kWh, en promedio sería un valor de 443.57 gCO_{2eq}/kWh. Al minimizar las emisiones de carbono se obtiene un resultado económico 0.795 USD/kWh y uno ambiental de 227.55 gCO_{2eq}/kWh, estos valores indican que al reducir la cantidad del CO₂ generado se tiene un ahorro económico más grande debido a que no se utiliza el sistema de almacenamiento de forma directa y se prioriza un consumo lineal respecto a la generación de energía. Este balance considera las tecnologías de manera integrada o global ya que de esta manera se puede evaluar el concepto de generación distribuida contemplando la entrega de energía por equipo, el uso del sistema de la batería y el reajuste de la demanda del consumidor.

En la misma tabla se observa que, al optimizar la solución compromiso que equilibra las funciones objetivo del problema planteado, se tiene una solución económica promedio de 0.544 USD/kWh y una ambiental de 339.24 gCO_{2eq}/kWh, lo que permite señalar que para el reajuste de la demanda que se plantea se distribuyen de diferente manera un total de 68.2 kWh y cuando se minimizan el TAC y el TACExt, para la solución compromiso, el factor de emisiones es de 47.6 kWh y la demanda distribuida total es de 81.4 kWh, lo que significa un ahorro significativo.

Por las razones anteriores, esta respuesta se considera como la mejor opción, cuyos valores serían de 44.28 USD/año en lo económico y de 0.02761 tonCO_{2eq}/año en lo ambiental, los cuales serían posibles a condición de que se considere una vida útil del esquema eléctrico de aproximadamente 50 años; que dicho esquema mantenga un promedio de eficiencia en toda la red de distribución y un ahorro total de 2,214 USD, así como un beneficio ambiental de 1.38 tonCO_{2eq}. Se podría pensar que los valores anteriores son cantidades bajas para la cantidad de servidores que resultan, pero si se toma en cuenta que por cada 250 consumidores se pueden obtener resultados de esta índole, entonces se podría generar una red eléctrica como la que se propone.

Desde un marco de referencia ambiental el cambio en el comportamiento del consumidor se traduce en una importante reducción de las emisiones de CO_{2eq}. Algo similar pasa con el comportamiento económico, las soluciones con contenido predominantemente económico mejoran sustancialmente al reducir las emisiones generadas.

Por otro lado, cuando se comparan las emisiones generadas por los sistemas con diferentes tecnologías, el valor de ajuste es superior a las emisiones de CO_{2eq}/kWh del esquema eléctrico. Esto implica que, en el sistema, el comportamiento del usuario se convierte en un elemento mucho más importante que la configuración propia de la tecnología, porque modificar las formas de consumo de energía permite suavizar el equilibrio entre el desempeño económico y ambiental del sistema y utilizar la misma configuración tecnológica, con una política operativa apropiada para lograr los objetivos ambientales y económicos mientras se minimizan los conflictos.



Capítulo 7. Conclusiones

En este capítulo se presentan las conclusiones del trabajo de tesis haciendo énfasis en el modelo que se propone, en la estrategia de optimización utilizada, en los resultados obtenidos al considerar las funciones objetivo, el comportamiento del esquema eléctrico que se plantea, el impacto que tiene cada una de las tecnologías aplicadas como generadoras de energía eléctrica, el reajuste de la demanda del cliente y la evaluación de las externalidades ambientales y sociales del problema.

Capítulo 7. Conclusiones

En este trabajo se propuso un modelo matemático cuyo objetivo era optimizar una generación distribuida (GD) para una zona de media – alta demanda de energía eléctrica ubicada en la ciudad de Tepic, Nayarit. El modelo integra la generación de energía fotovoltaica (un 25 %), energía eólica (un 25 %) y como base de potencia la utilización de un sistema hidroeléctrico para la generación del 50 % de la energía.

Para lograr el objetivo se diseñó una superestructura de decisión en la que se plantean las rutas posibles de solución considerando la mayor cantidad de variables posibles como: los costos capitales fijos, los costos capitales variables, los costos de operación - mantenimiento y el factor del impacto ambiental dado por las emisiones de GEI para cada una de las tecnologías. Para dicha superestructura se utilizó un sistema de almacenamiento de energía basado en el uso de una batería de ácido – plomo que sirve como equipo auxiliar de las tecnologías de generación en la distribución de la energía generada como excedente.

Para obtener soluciones desde el modelo matemático se plantearon tres funciones objetivo, una que evalúa el factor económico (TAC), otra que evalúa las externalidades ambientales (TACExt) y una más para evaluar el factor ambiental (Em). Además, se consideró un sistema multiobjetivo, multiperiodo y multi-escenario con el fin de encontrar la configuración óptima para la GD. Para llevar a cabo la escritura del modelo se utilizó el lenguaje de programación en el software Julia bajo el lenguaje de JuMP. Los elementos principales de la superestructura fueron las siguientes:

- En el sistema fotovoltaico se tuvo una disponibilidad de 20 celdas de silicio, de las cuales 10 fueron monocristalinas y las otras 10 policristalinas. El modelo para esta tecnología se realizó con una programación no lineal (NLP por sus siglas en inglés).
- Para el sistema eólico se contó con un total de 20 aerogeneradores horizontales disponibles para seleccionar. El modelo se planteó mediante la programación no lineal (NLP).

- En el sistema hidroeléctrico se tuvieron 100 turbinas disponibles, de las cuales 20 son Kaplan, 20 Francis, 20 Pelton, 20 Bulbo y 20 Flujo cruzado. El modelo se realizó con la programación mixta entera lineal (MILP por sus siglas en inglés) debido a que este sistema no utiliza un equipo de almacenamiento y su entrega de energía es directa al consumidor.

Los datos de entrada del modelo como: temperatura directa, radiación solar, nubosidad, precipitación promedio anual, índice de evapotranspiración, velocidad del viento y demanda de energía eléctrica del cliente, fueron extraídos del software Modelo de Asesor del Sistema (SAM por sus siglas en inglés). Los datos del sistema operativo eléctrico monetario fueron adquiridos directamente de la Comisión Federal de Energía (CFE) y de las instituciones relacionadas con el sector eléctrico.

El modelo matemático calcula la solución óptima que incluye: la selección y dimensionado de las tecnologías; el sistema de almacenamiento y; la política de operación que incluye el nivel de almacenamiento y despacho de la energía de las baterías. Se consideró un esquema de solución bajo una solución compromiso utilizando la técnica de Utopía-tracking para evaluar las funciones objetivo particulares y encontrar una solución equilibrada, los resultados se muestran en un diagrama de Pareto para evaluar la zona de factibilidad y la respuesta más cercana a la solución ideal.

Una vez que se realizó el reajuste del perfil eléctrico del cliente mediante la distribución directa y se eliminaron los picos de potencia de la demanda del consumidor, se obtuvo un resultado promedio de TAC de 309,046 USD y de Em de 138.62 tonCO_{2eq}, con una diferencia del 34.74 % para el factor económico y del 19.32 % para las emisiones de CO₂. Con un reajuste general de 81.4 kWh se genera un ahorro total de 2,214 USD y 1.38 tonCO_{2eq} y considerando las dos tecnologías que la usan, la capacidad de la batería propuesta es de 1,800 kWh, la batería es el factor que mayor impacto tiene en la evaluación de las funciones objetivo. Para la evaluación de externalidades, las demandas óptimas se calcularon de manera que coincidiera el rendimiento del sistema eléctrico con las demandas del usuario. Los resultados muestran que en el caso del esquema propuesto, las penalizaciones estándar de

carbono no tienen un efecto significativo en el diseño y la operación, y para lograr compensaciones entre lo económico y lo ambiental con el rendimiento del sistema se requiere dejar de aplicar penalizaciones poco prácticas, en ese sentido las sanciones como el impuesto al carbono no deberían tener como único criterio el desempeño tecnológico.

Trabajos futuros

Cuando se tiene un problema determinista, los datos pueden ser tomados de manera puntual y se puede lograr una optimización directa, lo que no se puede garantizar es que las variables tengan el mismo comportamiento o un comportamiento similar en un determinado tiempo, lo que buscaría convertir al modelo en un problema estocástico, es decir obtener datos aleatorios de las variables de entrada de cada una de las tecnologías involucradas como generadoras de energía eléctrica para evaluar cuál sería el peor o el escenario promedio en “n” años, nos permite tener un régimen eléctrico para cualquier caso que se presente, del mismo modo se podrían deducir las variables de mayor impacto a un plazo indeterminado, añadiendo esto al modelo se tornaría un sistema más complejo.

En esa misma ruta se buscaría seleccionar el sistema de almacenamiento posible, en lugar de ser los paneles fotovoltaicos, aerogeneradores o turbinas hidroeléctricas, se podría tener una gama de diferentes baterías para evaluarlas mediante un análisis costo – beneficio tomando en cuenta los factores social y ambiental para seleccionar la batería que mejor convenga instalar a un plazo de “t” años, esto con la finalidad de evaluar el factor que mayor impacto tiene en las funciones objetivo que se evaluaron. De igual forma, la idea de ir agregando más tecnologías intermitentes al modelo, como la quema de biomasa sólida, el uso de los biocombustibles, la energía térmica etc., podrá ayudar a diseñar sistemas en los que se minimice el uso de tecnologías de alto impacto ambiental o de alto costo económico.

Otros estudios podrían incluir una variable que relacione la localización óptima de las tecnologías en función de la demanda del cliente con las diferentes zonas de consumo, en esos casos se podría considerar también la mayor cantidad de factores relacionados con los aspectos económico y ambiental. En lo ambiental se podrían evaluar variables como los

costos de transporte o aduanas, el cambio de uso de suelo, el traslado de especies, entre otras. En lo que toca al aspecto social se podrían evaluar variables como el índice de generación de empleo y la satisfacción social del cliente. De igual forma, para generar un modelo global que incluya las tecnologías de generación, el sistema de almacenamiento y el perfil de consumo del cliente, se puede aplicar para un sector privado utilizando las restricciones políticas y de superficie de la zona, y dicho modelo puede ser dirigido tanto a una zona de alta potencia como a una zona industrial o una región con diferentes características eléctricas o con fluctuaciones en la demanda de consumo directo por medio del esquema eléctrico nacional.

Anexos**Anexo A: Modelo del análisis económico y ambiental de la generación distribuida**

En esta sección se presenta el modelo para cada una de las funciones objetivo en función de la tecnología de generación de potencia eléctrica utilizando un sistema de almacenamiento directo como dispositivo auxiliar. En las ecuaciones 1 – 22 se presenta el modelo que se utilizó para resolver el problema planteado para el análisis económico y ambiental de una zona residencial de media potencia.

$$\min TAC \quad (A1)$$

$$\min TAC = k \cdot CCost + OMCost + LCost - Inc \quad (A2)$$

$$CCost = CCost^{PV} + CCost^{Ae} + CCost^{Hi} + CCost^{BS} \quad (A3)$$

$$CCost^{PV} = \sum_{p=1}^{p=P} (\vartheta_p^{PV} \cdot \varrho_p + \xi_p^{PV} \cdot W_p^{PV-cl}) \quad (A4)$$

$$CCost^{Ae} = \sum_{a=1}^{a=A} (\vartheta_a^{Ae} \cdot \varrho_a + \xi_a^{Ae} \cdot W_a^{Ae-cl}) \quad (A5)$$

$$CCost^{Hi} = \sum_{\phi=1}^{\phi=\phi} (\vartheta_{\phi}^{Hi} + \xi_{\phi}^{Hi} \cdot W_{\phi}^{Hi-cl}) \cdot y_{\phi} \quad (A6)$$

$$CCost^{BS} = \vartheta^{BS} + \xi^{BS} \cdot E^{BS} \quad (A7)$$

$$OMCost = OMCost^{PV} + OMCost^{Ae} + OMCost^{Hi} + OMCost^{BS} \quad (A8)$$

$$OMCost^{PV} = \sum_{p=1}^{p=P} (\pi_p^{OM-PV} \cdot A_p^{PV}) \quad (A9)$$

$$OMCost^{Ae} = \sum_{a=1}^{a=A} (\pi_a^{OM-Ae} \cdot A_a^{Ae}) \quad (A10)$$

$$OMCost^{Hi} = \sum_{\phi=1}^{\Phi=\phi} (\pi_{\phi}^{OM-Ae} \cdot W_{\phi}^{Hi-Cl}) \quad (A11)$$

$$OMCost^{BS} = \theta \cdot \pi^{OM-Bs} \cdot \sum_{t=1}^{t=T} \sum_{s=1}^{s=S} W_{t,s}^{BS-Cl} \quad (A12)$$

$$LCost = \theta \cdot \pi^{Grid} \cdot \sum_{t=1}^{t=T} \sum_{s=1}^{s=S} W_{t,s}^L \quad (A13)$$

$$Inc = \theta \cdot \pi^{Grid} \cdot \sum_{t=1}^{t=T} \sum_{s=1}^{s=S} W_{t,s}^D \quad (A14)$$

$$\min Em = Em^{Tec} + Em^{BS} \quad (A15)$$

$$Em^{PV} = \theta \cdot \sum_{p=1}^{p=P} \lambda_p^{PV} \cdot \sum_{t=1}^{t=T} \sum_{s=1}^{s=S} W_{p,t,s}^{PV} \quad (A16)$$

$$Em^{Ae} = \theta \cdot \sum_{a=1}^{a=A} \lambda_a^{Ae} \cdot \sum_{t=1}^{t=T} \sum_{s=1}^{s=S} W_{a,t,s}^{Ae} \quad (A17)$$

$$Em^{Hi} = \theta \cdot \sum_{\phi=1}^{\phi=\phi} \lambda_{\phi}^{Hi} \cdot \sum_{t=1}^{t=T} \sum_{s=1}^{s=S} W_{\phi,t,s}^{Hi} \quad (A18)$$

$$Em^{BS} = \theta \cdot \lambda^{BS} \cdot \sum_{t=1}^{t=T} \sum_{s=1}^{s=S} W_{t,s}^{BStec-Cl} \quad (A19)$$

$$\min EmCost \quad (A20)$$

$$TACExt = TAC + EmCost \quad (A21)$$

$$\min EmCost = v^{CO_2} \cdot Em \quad (A22)$$

En las ecuaciones 23 - 37 se observa la obtención de la potencia para cada una de las tecnologías que se relación de forma directa con el impacto económico y ambiental del problema planteado.

Fotovoltaica

$$W_{p,t,s}^{PV} \quad \forall t \in \tau, \forall s \in \sigma, \forall p \in \delta \quad (A23)$$

$$W_{p,t,s}^{PV} = \alpha_{p,t,s} \cdot \eta_{p,t,s}^{PV} \cdot A_p^{PV} \quad \forall t \in \tau, \forall s \in \sigma, \forall p \in \delta \quad (A24)$$

$$\eta_{p,t,s}^{PV} = \eta_p^{PV} \cdot \left(1 - \beta_p \cdot (T_{t,s}^{amb} - T_p^{Ref})\right) \quad \forall t \in \tau, \forall s \in \sigma, \forall p \in \delta \quad (A25)$$

$$\beta_{ref} = \frac{1}{(T_O - T_{ref})} \quad (A26)$$

Eólico

$$W_{A,t,s}^{Ae} \quad \forall t \in \tau, \forall s \in \sigma, \forall A \in \phi \quad (\text{A27})$$

$$W_{A,t,s}^{Ae} = D_1^v \cdot Ab_r \cdot \left(V_{t,s}^v \cdot \left(\frac{\Omega_o}{\Omega_{ref}} \right)^\zeta \cdot 0.27778 \right) \cdot \eta_T \quad \forall t \in \tau, \forall s \in \sigma, \forall A \in \phi \quad (\text{A28})$$

$$\eta_A^{Ae} = \eta_A^{Aer} \cdot \eta_A^{Mec} \cdot \eta_A^{Ele} \quad \forall A \in \phi \quad (\text{A29})$$

Hidroeléctrica

$$W_{\phi,t,s}^{Hi} \quad \forall t \in \tau, \forall s \in \sigma, \forall \phi \in \phi \quad (\text{A30})$$

$$W_{\phi,t,s}^{Hi} = X_{\phi,t,s}^{Hi} \cdot Q_{\phi}^{Hi} \cdot Hn_{\phi}^{Hi} \cdot \eta_{\phi}^{Hi} \cdot e_{\phi}^{Euler} \cdot \theta \quad \forall t \in \tau, \forall s \in \sigma, \forall \phi \in \phi \quad (\text{A31})$$

$$\eta_{\phi}^{Hi} = \eta_{\phi}^{vol} \cdot \eta_{\phi}^{man} \cdot \eta_{\phi}^{mec} \cdot \eta_{\phi}^{gen} \quad \forall \phi \in \phi \quad (\text{A32})$$

Sistema de almacenamiento (batería ácido-plomo)

$$W_{t,s}^{Ae} = W_{t,s}^{Ae-B} + W_{t,s}^{Ae-BS} \quad \forall t \in T, \forall s \in S \quad (\text{A33})$$

$$W_{t,s}^{PV} = W_{t,s}^{PV-B} + W_{t,s}^{PV-BS} \quad \forall t \in T, \forall s \in S \quad (\text{A34})$$

$$\frac{E_{t,s}^{BS} - E_{t-1,s}^{EB}}{\eta_{t,s}^{BS}} = W_{t,s}^{PV-BS} - W_{t,s}^{BS-cl} \quad \forall t \in T, \forall s \in S \quad (\text{A35})$$

$$\begin{aligned} \eta_{t,s}^{BS} &= h(SOC_{t,s}) \\ &= a \cdot SOC_{t,s}^3 + b \cdot SOC_{t,s}^2 + c \cdot SOC_{t,s} + d \end{aligned} \quad \forall t \in T, \forall s \in S \quad (\text{A36})$$

$$E^{BS} \geq E_{t,s}^{BS} \quad \forall t \in T, \forall s \in S \quad (\text{A37})$$

$$CCost^{BS} = \vartheta^{BS} + \xi^{BS} \cdot E^{BS} \quad \forall t \in T, \forall s \in S \quad (\text{A38})$$

$$OMCost^{BS} = \theta \cdot \pi^{OM-BIS} \cdot \sum_{t=1}^{t=T} \sum_{s=1}^{s=S} W_{t,s}^{BS-cl} \quad \forall t \in T, \forall s \in S \quad (\text{A39})$$

$$Em^{BS} = \theta \cdot \lambda^{BS} \cdot \sum_{t=1}^{t=T} \sum_{s=1}^{s=S} W_{t,s}^{BStec-cl} \quad \forall t \in T, \forall s \in S \quad (\text{A40})$$

Referencias

Z. Abdmouleh., et al. Review of optimization techniques applied for the integration of distributed generation from Renewable energy sources. *Journal Renewable Energy*, 113:266 – 280, 2017.

R. P. Abritta et al. Hydroelectric Operation Optimization and Unexpected Spillage Indications. *Energies*, 13: 53-68, 2020. ISSN 1996-1073 DOI: <https://doi.org/10.3390/en13205368>

S. Acha et al., Optimal design and operation of distributed low-carbon energy technologies in commercial buildings. *Journal Energy*, 142:578 – 591, 2018.

T. Adefarati y R.C. Bansal. Reliability assessment of distribution system with the integration of renewable distributed generation. *Journal Applied Energy*, 185:158 – 171, 2017.

L. M. Aguayo-Pérez, et al. Environmental and economic valuation of user behavior in the optimal design of renewable energy Systems. *Journal Clean Technologies and Environmental Policy*, 2023.

A. Ahl, et al. Challenges and opportunities of blockchain energy applications: Interrelatedness among technological, economic, social, environmental, and institutional dimensions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 166:112623, 2022. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112623>

V.B.H. Ahmadreza y C.I. Archer. Wind farm hub height optimization. *Journal Applied Energy*, 1:905 – 921, 2017.

M. Akhsassi, et al. Experimental investigation and modeling of the thermal behavior of a solar PV module. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 180:271–279, 2018. ISSN 0927-0248. doi: <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2017.06.052>.

S. Ali, et al. Analysis of solar energy production, utilization, and management for facilitating sustainable development in and around the deserts of Pakistan. *University Manchester*, 2:1 141 – 156, 2012.

A. Alsalemi, et al. The role of micromoments: A survey of habitual behavior change and recommender systems for energy saving. *IEEE Systems Journal*, 13(3):3376–3387, 2019. doi: 10.1109/JSYST.2019.2899832.

Y.M. Atwa et al. Optimal Renewable Resources Mix for Distribution System Energy Loss Minimization. *IEEE Transactions on Power Systems* 25(1): 360-370, 2010.

A. Barnes. The challenges and prospects for carbon pricing in Europe. Technical Report NG 168, Oxford Institute for Energy Studies, May 2021.

J. Bezanson, A. Edelman, S. Karpinski, and V. B. Shah. Julia: A fresh approach to numerical computing. *SIAM Review*, 59(1):65–98, 2017. doi: 10.1137/141000671. URL <https://doi.org/10.1137/141000671>.

B. Bhangu, P. Bentley, D. Stone, y C. Bingham. Nonlinear observers for predicting state-of-charge and state-of-health of lead-acid batteries for hybrid-electric vehicles. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, 54(3): 783–794, 2005. doi: 10.1109/TVT.2004.842461.

J. Borges, et al. Implementación de paneles fotovoltaicos en una casa habitación. Techreport, Instituto Politécnico Nacional IPN 2:121 – 128, 2019.

R.E. Bukard y E. Cela. Linear assignment problems and extensions. In Z. Du y P. Pardalos, editors, *Handbook of Combinatorial Optimization* 1:75 – 149, 1999.

J. P. Cárdenas-Álvarez, J. M. España, y S. Ortega. What is the value of peer-to-peer energy trading? A discrete choice experiment with residential electricity users in Colombia. *Energy Research & Social Science*, 91:102737, 2022. ISSN 2214-6296. doi: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102737>.

E. Castillo, et al. Formulación y resolución de modelos de programación matemática en ingeniería y ciencia. Techreport, Universidad Politécnica de México, UPM 3:01-574, 2022.

J. Carrillo, et al. Estudio para la electrificación con energías alternativas utilizando celdas FV para electrificar el poblado de Cañada Colorado municipio de Apaxco, Estado de México. Instituto Politécnico Nacional, IPN, 1:34 – 56, 2022.

Centro de Distribución Solar (CDS). Catálogo 2022. Digital pdf, 2022. URL <https://solar-center.mx/Catalogo2021.pdf>. Accessed 10/13/2022.

CFE. Energías renovables en interconexión a la red eléctrica. Comisión Federal del manejo de distribución de energías. 1 – 20, 2019 para: <http://www.cre.gob.mx/documento/1528.pdf>.

W. Chen, et al. Solar Photovoltaic System: Technology, Communication and Transport. *Journal Energy*, 11:34 – 68, 2019.

Y. Cheng, A. Sinha, V. Ghosh, T. Sengupta, and H. Luo. Carbon tax and energy innovation at crossroads of carbon neutrality: Designing a sustainable decarbonization policy. *Journal of Environmental Management*, 294: 112957, 2021. ISSN 0301-4797. doi: <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2021.112957>.

A. Colmenar-Santos, et al. A methodology for assessing islanding of microgrids: Between utility dependence and off-grid systems. *Energies*, 8(5):4436–4454, May 2015. ISSN 1996-1073. doi: 10.3390/en8054436.

Y. Crama y F.C.R. Spikksma. Approximation algorithms for threedimensional assignment problems with triangle inequalities. *European Journal of Operational Research*, 60(3): 273 – 279, 2017

CRE. Ley para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento de la transición energética. Comisión de Energías, 1, 12 – 24, 2021 para: <http://www.cre.gob.mx/documento/3870.pdf>.

CRE. Desarrollo de la Generación Distribuida a nivel Nacional. Comisión de Energías, 1.5, 16 – 21, 2021 para https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/342418/04_GDL_CRE.pdf.

U.K. Das, et al. Forecasting of photovoltaic power generation and model optimization: A review. *Journal Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81:912 – 928, 2018.

De Lira-Flores. Aplicación técnicas de convexificación de funciones para la optimización global. Instituto Tecnológico de Celaya, ITC GTO IQ, 1:23 – 45, 2010.

G. R. Timilsina. ¿Son las tecnologías de energía renovable competitivas en costos para la generación de electricidad?. *Energías Renovables*, 180, 658-672, 2021.

G. Dubois, et al. It starts at home? climate policies targeting household consumption and behavioral decisions are key to low-carbon futures. *Energy Research & Social Science*, 52:144–158, 2019. ISSN 2214-6296. doi: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.02.001>.

S. Dubey, J. N. Sarvaiya, y B. Seshadri. Temperature dependent photovoltaic (pv) efficiency and its effect on pv production in the world – a review. *Energy Procedia*, 33:311–321, 2013. ISSN 1876-6102. doi: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.05.072>.

I. Dunning, J. Huchette, and M. Lubin. Jump: A modeling language for mathematical optimization. *SIAM Review*, 59(2):295–320, 2017. doi: 10.1137/15M1020575.

E. Eimhjellen, et al. Optimal design of photovoltaic power plants. *University Bernensis UB*, 1:61 – 65, 2018.

A. Fieber, et al. Building integration of solar energy. A multifunction Approach Thesis, 1:175 201, 2017.

D. Kirat, & Ahamada, I. (2011). The impact of the European Union emission trading scheme on the electricity-generation sector. *Energy Economics*, 33(5), 995-1003.

M.M. Fouad, et al. An integrated review of factors influencing the performance of photovoltaic panels. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80: 1499 – 1511, 2017.

L. F. Fuentes-Cortés, J. M. Ponce-Ortega, and V. M. Zavala. Balancing stakeholder priorities in the operation of combined heat and power systems. *Applied Thermal Engineering*, 128:480–488, 2018. ISSN 1359-4311. doi: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.09.052>.

L. F. Fuentes-Cortés y A. Flores-Tlacuahuac. Integration of distributed generation technologies on sustainable buildings. *Journal Applied Energy*, 224:582 – 601, 2018.

L. A. Gallego Pareja, López-Lezama, J. M., & Gómez Carmona, O. (2022). A mixed-integer linear programming model for the simultaneous optimal distribution network reconfiguration and optimal placement of distributed generation. *Energies*, 15(9), 3063, 2022.

J. Gao, et al. Renewable energy policy comparison between EU and China. *Teach report Solar Industrial* 19: 34 – 41, 2014.

A. J. Gil Mena y J. A. Martín García. An efficient approach for the siting and sizing problem of distributed generation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 69:167 – 172, 2015.

I. Grossmann. Electric Power Infrastructure Planning: Mixed – Integer Programming Model and Nested Decomposition Algorithm. *European of Operations Research*, 2: 1 – 35, 2017.

Industronic. Industronic - website. WebSite, Oct. 2022. URL <https://grupoindustronic.com/>. Web Site of a Company. Accessed 10/14/22.

P. I. Hancevic, et al. Distributed photovoltaic power generation: Possibilities, benefits, and challenges for a widespread application in the Mexican residential sector. *Energy Policy*, 110:478 – 489, 2017.

S. E. Haupt, et al. Blending distributed photovoltaic and demand load forecasts. *Journal Solar Energy*, 157: 542 – 551, 2017.

W. P. Heller and D. A. Starret. On the nature of externalities. In S. A. Lin, editor, *Theory and Measurement of Economic Externalities*, pages 9–27. Academic Press, 2016. ISBN 978-0-12-450450-9. doi: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-450450-9.50008-7>.

I.G. Hidalgo, D.G. Fontane, M. Arabi, J.E. Lopes, J.G. Andrade and L.C. Ribeiro. Evaluation of optimization algorithms to adjust efficiency curves for hydroelectric generating units. *Journal of Energy Engineering*, 138: 172-178, 2012. DOI: [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)EY.1943-7897.0000074](https://doi.org/10.1061/(ASCE)EY.1943-7897.0000074)

S. Hussan, et al. Design and implementation of a solar power system in rural Haiti. *Massachusetts Institute of Technology*, 1:14 – 23, 2021.

IEA. Unlocking the potential of distributed energy resources – power system opportunities and best practices. techreport, International Energy Agency – Energy Efficiency Division, May 2022. URL https://iea.blob.core.windows.net/assets/3520710c-c828-4001-911c-ae78b645ce67/UnlockingthePotentialofDERs_Powersystemopportunitiesandbestpractices.pdf.

L. Israel, et al. La generación de energía eléctrica y el ambiente. *Gaceta Ecología*, 1:02 – 09, 2010.

- M. Z. Jacobson, M. A. Delucchi, M. A. Cameron, and B. V. Mathiesen. Matching demand with supply at low cost in 139 countries among 20 world regions with 100 purposes. *Renewable Energy*, 123:236–248, 2018. ISSN 0960-1481. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.02.009>.
- D. S. Johnson y A. McGeoch. Experimental analysis of heuristics for the STSP. In G. Gutin y A.P. Punnen, editors, *The Travelling Salesman Problem and its Variations*, 1: 369 – 444, 2017.
- V. Jusevičius, Oberdieck, R., & Paulavičius, R. (2021). Experimental analysis of algebraic modelling languages for mathematical optimization. *Informatica*, 32(2), 283-304, 2021.
- A. Wächter A. and L.T. Biegler. On the implementation of an interior-point filter line-search algorithm for large-scale nonlinear programming. *Mathematical Programming*, 106(1):25-57, 2006. ISSN 1436-4646. doi: 10.1007/s10107-004-0559-y.
- S. Kaur, et al. "A MINLP technique for optimal placement of multiple DG units in distribution systems." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 63(Supplement C): 609-617. 2021.
- R. Kommalapati, et al. Review of the life cycle greenhouse gas emissions from different photovoltaic and concentrating solar power electricity generation systems. *Energies*, 10(3):350, 2017. ISSN 1996-1073. doi: 10.3390/en10030350.
- X. Liu, et al. "Integrated Analysis and Planning of Energy Conversion and Storage Devices in Multi-vector Energy Systems." *Energy Procedia* 142: 2015-2020, 2017.
- S. Lo Piano y S. Smith. Energy demand and its temporal flexibility: Approaches, criticalities, and ways forward. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 160:112249, 2022. ISSN 1364-0321. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112249>.
- J. M. López-Ledezma, et al. Ubicación óptima de generación distribuida en sistemas de energía eléctrica. *Ingeniería y Ciencia* 5(9): 9-23, 2021.
- B. Lumby. *Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants – A Project Developer’s Guide*. International Finance Corporation – World Bank Group, 2121 Pennsylvania Avenue, N.W. Washington, D.C. 20433. USA, 2nd edition, 2015.
- Y. Lu, et al. Optimal scheduling of buildings with energy generation and thermal energy storage under dynamic electricity pricing using mixed-integer nonlinear programming. *Applied Energy* 147: 49-58, 2015.
- C. Mardones y C. Mena. Economic, environmental and distributive analysis of the taxes to global and local air pollutants in Chile. *Journal of Cleaner Production*, 259:120893, 2020. ISSN 0959-6526. doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120893>.

- E. Markert, Celik, I., & Apul, D. Private and externality costs and benefits of recycling crystalline silicon (c-Si) photovoltaic panels. *Energies*, 13(14), 3650, 2020.
- M. Martina, et al. Numerical method for wind energy analysis in WTG siting. *Renewable Energy*, 196: 202 – 210, 2019.
- M. Martínez, et al. Stand-alone hybrid Renewable energy systems. Universidad Politécnica de Catalunya. 1:2, 102 – 184, 2016.
- Ł. Mazur, Cieślik, S., & Czapp, S. Trends in Locally Balanced Energy Systems without the Use of Fossil Fuels: A Review. *Energies*, 16(12), 4551, 2023.
- V. H. Méndez Quezada, et al. (2006). Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation. *IEEE Transactions on Power Systems* 21(2): 533-540, 2021.
- E. Mendoza-Martínez, et al. Retos del sector eólico en México. *Comisión de Regulación Energía* 2022; 125: 57 – 61, 2022.
- C. Miguélez, et al. Evaluation of a micro-power plant using solar cells. Publication GACETA UAS 2407. 56 – 61, 2021.
- R. F. Miranda, Salgado-Herrera, N. M., Rodríguez-Hernández, O., Rodríguez-Rodríguez, J. R., Robles, M., Ruiz-Robles, D., & Venegas-Rebollar, V. Distributed generation in low-voltage DC systems by wind energy in the Baja California Peninsula, Mexico. *Energy*, 242, 122530, 2022.
- B. L. Miranda, et al. The drop in the price of oil. *Facultad de especialidades empresariales en el comercio. Universidad Católica de Santiago de Guayaquil*, 1: 4 – 17, 2021
- D. Nagpaland, B. Parajuli, and R. Ferroukhi. Off-grid renewable energy solutions to expand electricity access: An opportunity not to be missed. techreport, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2019.
- Q. H. Nazar, et al. The wind power of Mexico. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14: 2830 – 2840, 2020
- D. K. Nguyen. On the determinants of Renewable energy consumption: International evidence. *Energy*, 72: 554-560, 2014. ISSN 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.05.081>
- L. F. G. Noreña, L. F. G. Diseño y operación de sistemas de distribución bajo un ambiente de redes inteligentes. Master. 34 – 4, 2015.
- M.G. Oladokun and I.A. Odesola. Household energy consumption and carbon emissions for sustainable cities – A critical review of modeling approaches. *International Journal of Sustainable Built Environment*, 2: 231-247, 2022. ISSN 2212-6090. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijbsbe.2015.07.005>

L.P. Omri and D. K. Nguyen. On the determinants of Renewable energy consumption: International evidence. *Energy*, 72: 554-560, 2014. ISSN 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.05.081> URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214006483>

R. Passey, S. Oliva-H, and M. A. Abdullah. A semi-empirical financial assessment of combining residential photovoltaics, energy efficiency, and battery storage systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 105: 206-214, 2019. ISSN 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.042>

C. Peña y E. Bello. Ubicación óptima de generación distribuida ante variaciones de carga y recursos energéticos utilizando algoritmos genéticos. *Ingeniero Eléctrico Monografía Francisco José de Caldas*. 168 – 174, 2010.

A. D. Pilehvarani, Hakimzadeh, M., Far, M., & Sedaghati. Aplicación de GAMS y GA en la localización y penetración de la generación distribuida. *Ingeniería Eléctrica, Informática, Energética, Electrónica y de Comunicaciones*, 8(11), 1786-1790, 2014.

P. Ponce, K. Polasko, and A. Molina. End user perceptions toward smart grid technology: Acceptance, adoption, risks, and trust. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60:587–598, 2016. ISSN 1364-0321. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.101>.

C. Pérez, P. Ponce, A. Meier, L. Dorantes, J. O. Sandoval, J. Palma, and A. Molina. S4 framework for the integration of solar energy systems in small and medium-sized manufacturing companies in Mexico. *Energies*, 15(19):6882, Sep 2022. ISSN 1996-1073. doi: 10.3390/en15196882.

S-i. Ramedica, et al. Structural changes of filled ice Ic structure for hydrogen hydrate under high pressure, *J Chem Phys*, 129(22): 224505, 2019.

I. Ranaweera and O.-M. Midtgård. Optimization of operational cost for a grid-supporting pv system with battery storage. *Renewable Energy*, 88:262–272, 2016. ISSN 0960-1481. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.11.044>.

I. Reti, et al. High efficiency semiconductor based solar cells. *SZENT ISTVÁN* 34(11), 165 – 177, 2022.

M. Rezaei, et al. Sensitivity analysis of criteria to optimize wind farm localizing: A case study, *Wind Eng*, 1: 1 – 19, 2019

A. Rezaee Jordehi. Allocation of distributed generation units in electric power systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews (Supplement C)*: 893-905, 2017.

N. Reich, E. Alsema, W. van Sark, W. Turkenburg, and W. Sinke. Greenhouse gas emissions associated with photovoltaic electricity from crystalline silicon modules under various energy supply

options. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 19(5):603–613, 2011. doi: <https://doi.org/10.1002/pip.1066>.

H. M. Ridha, C. Gomes, H. Hizam, M. Ahmadipour, A. A. Heidari, and H. Chen. Multi-objective optimization and multi-criteria decision-making methods for optimal design of standalone photovoltaic system: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 135:110202, 2021. ISSN 1364-0321. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110202>.

C. Roberts, F.W. Geels, M. Lockwood, P. Newell, H. Schmitz, B. Turnheim and A. Jordan. The politics of accelerating low-carbon transitions: Towards a new research agenda. *Energy Research & Social Science*, 44: 304-311, 2018 INSS 2214-6296. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.06.001>

F. Riva, E. Colombo, and C. Piccardi. Towards modelling diffusion mechanisms for sustainable off-grid electricity planning. *Energy for Sustainable Development*, 52:11–25, 2019. ISSN 0973-0826. doi: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2019.06.005>.

B. Rohde and T. Hofmann. Solar power Mexico 2021. Directory - pdf file, 2021. URL https://www.hfmexico.mx/solarpowermexico/es/wp-content/uploads/2021/11/Directorio_SPM_2021-3.pdf. Accessed October 2022

R. P. Rudharshan, et al. The role of environmental technology for energy demand and energy efficiency: Evidence from OECD countries. *A review Renewable and Sustainable Energy* 2022; 21 2 – 7, 2022.

R. Salazar, et al. Valor presente neto y otros criterios de inversión. *LIMPP* 261 – 284, 2016.

H. K. Salim, R. A. Stewart, O. Sahin, and M. Dudley. Drivers, barriers and enablers to end-of-life management of solar photovoltaic and battery energy storage systems: A systematic literature review. *Journal of Cleaner Production*, 211:537–554, 2019. ISSN 0959-6526. doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.11.229>.

L. Sánchez, D. Echeverría, P. Wooders, K. Kuehne, T. Lean, C. Beaton, S. Shama, and Y. Oharenko. Improving and refocusing energy subsidies – options for optimization in Mexico. techreport, CONECC – BMU – SEMARNAT – SENER – International Institute for Sustainable Development – The German-Mexican Energy Partnership, Dec. 2018.

SENER. *Prospectiva de energías renovables 2016 – 2030*. Sistema Nacional de Energías 2.4: 67 – 111, 2021 para:

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177622/Prospectiva_de_Energias_Renovables_2016-2030.pdf.

SENER. *Energía solar activa para México 2016 - 2024*. Centro de control de la producción de energía. 031. 1 – 8, 2022 para: http://www.revistaciencia.amc.edu.mx/images/revista/61_2/PDF/EnergiaSol.pdf.

T. Shahriar, T. Habib, M.A. Hasanuzzaman, M. Shahrear and M. Zaman. Modeling and optimization of Searaser wave energy converter-based hydroelectric power generation for Saint Martin's Island in Bangladesh. *Ocean Engineering ELSEVIER*, 192: 106-289, 2019. ISSN 0029-8018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2019.106289>

K. Shivarama Krishna, y K. Sathish Kumar. Generation System Reliability Assessment Incorporating Photovoltaic Energy. 436: 647-654, 2018.

B. Singh, y J. A. Sharma. Review on distributed generation planning. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 76 (Supplement C): 529-544, 2017.

J. W. Steinbuks, J., Kochnakyan, A., & Foster, V. Forecasting Electricity Demand. An Aid for Practitioners. Live Wire. World Bank, Washington, DC. 2017.

P. Steven, et al. Solar energy: the solution for rising electricity demand. BSc28 – 18 MMK 46 – 50, 2021.

D . F. P. Suarez. Diseño óptimo de sistemas de distribución. Maestría en Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional de Colombia. 148 – 153, 2014.

H. Sun, et al. Investigation into sácing restriction and layout optimization of wind farm with multiple types of wind turbines, *Energy* 11.073: 1 – 23, 2018.

F. Suolond, et al. Distributed energy resources and microgrid infrastructure. *Renewable Energy* 2018; 1: 1 – 18, 2018.

J. L. Tena-García, L. M. García-Alcala, D. C. López-Díaz, and L. F. Fuentes-Cortés. Implementing data reduction strategies for the optimal design of renewable energy systems. *Process Integration and Optimization for Sustainability*, 6(1):17–36, Mar 2022. ISSN 2509-4246. doi: 10.1007/s41660-021-00196-1.

W. L. Theo, et al. Review of distributed generation (DG) system planning and optimization techniques: Comparison of numerical and mathematical modelling methods. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 67(Supplement C): 531- 573, 2017.

I. Török, et al. Yields of PV solar energy systems and operational efficiency. University of Debrecen 0129. 112 – 123, 2017.

R. Viral, y D.K. Khatod. Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16(7): 5146 – 5165, 2020.

R. Wang, S.-C. Hsu, S. Zheng, J.-H. Chen, and X. I. Li. Renewable energy microgrids: Economic evaluation and decision making for government policies to contribute to affordable and clean energy.

Applied Energy, 274: 115287, 2020. ISSN 0306-2619. doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115287>.

X. Wang, H. Wang, and S.-H. Ahn. Demand-side management for off-grid solar-powered microgrids: A case study of rural electrification in tanzania. Energy, 224:120229, 2021. ISSN 0360-5442. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120229>.

Y. Xu, J. Li, Q. Tan, A. L. Peters, and C. Yang. Global status of recycling waste solar panels: A review. Waste Management, 75: 450-458, 2018. ISSN 0956-053X
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2018.01.036>
URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0956053X18300576>

J. Yin, H. Lin, J. Shi, Z. Lin, J. Bao, Y. Wang, X. Lin, Y. Qin, X. Qiu, and W. Zhang. Lead-carbon batteries toward future energy storage: From mechanism and materials to applications. Electrochemical Energy Reviews, 5(3):2, Jul 2022. ISSN 2520-8136. doi: 10.1007/s41918-022-00134-w.

V. M. Zavala and A. Flores-Tlacuahuac. Stability of multiobjective predictive control: A utopia-tracking approach. Automatica, 48(10):2627–2632, 2012. ISSN 0005-1098. doi: <https://doi.org/10.1016/j.automatica.2012.06.066>.

Y. Zhang, X. Bai, F. P. Mills, and J. C. Pezzey. Rethinking the role of occupant behavior in building energy performance: A review. Energy and Buildings, 172:279–294, 2018. ISSN 0378-7788. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2018.05.017>.