



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

**Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la
Producción**

**Planeamiento energético a corto plazo de un sistema de
generación distribuida implementando tecnologías de
hidrógeno para la ciudad de Quito**

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

**MAGÍSTER EN SISTEMAS DE ENERGÍA CON MENCIÓN EN
ENERGÍAS RENOVABLES**

Presentada por:

Fabián Guillermo Jami Cóndor

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2024

TRIBUNAL DE TITULACIÓN

**Jorge Aragundi, Ph.D.
DIRECTOR DE PROYECTO**

**Juan Peralta J., Ph.D.
VOCAL**

DEDICATORIA

A mis hijos Andrea y Esteban por ser la motivación que me ha impulsado a alcanzar metas y retos, pero sobre todo por su amor y apoyo incondicional que siempre cuento.

Y especialmente a mi esposa por ser la persona que me ha brindado en todo momento su apoyo y que sin ella no podría haber alcanzado este sueño.

Fabián Guillermo Jami Córdor

AGRADECIMIENTO

Especialmente a mis hijos y esposa por ser el apoyo que encontré en todo momento y que han sido testigos de la gran dedicación en este trayecto, a mis amigos de grupo de trabajo en la maestría, gracias por su amistad y apoyo durante esta etapa.

A mi Director de proyecto Ph.D. Jorge Aragundi y Co-director Ph.D. Miguel Torres, que gracias a su guía y colaboración que me ha permitido desarrollar este trabajo.

Quiero mostrar mis respetos al Ph.D. Juan Peralta por la guía y apoyo académico durante toda la maestría, a todos los profesores por facilitarme diversas herramientas de investigación y conocimiento a pesar de la distancia y sobre todo a la ESPOL por recibirme como un alumno más. Eternamente agradecido.

Fabián Guillermo Jami Córdor

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este proyecto de titulación, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual del mismo a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

Fabián Guillermo Jami Córdor

RESUMEN

La generación distribuida (GD) ha cambiado considerablemente las nuevas concepciones de transmisión y distribución de energía eléctrica al considerar las nuevas centrales de generación cerca de las ciudades de mayor demanda, reduciendo la infraestructura necesaria para la entrega de la energía, así como la reducción de pérdidas por transmisión y distribución, de esta forma, incrementa la eficiencia, aumenta la confiabilidad del sistema, optimiza el uso de los recursos, disminuye la contaminación ambiental y reduce el tamaño de las centrales de generación. Además, la incorporación de la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde en Ecuador (2023), impulsa la producción y el uso de hidrógeno verde como uno de los puntos de partida determinantes para impulsar una transición energética, y la implementación de una economía del hidrógeno verde le permitirá al Ecuador impulse el despliegue de las energías renovables. El estudio incluirá una combinación de una fuente de energía convencional (Diesel), una fuente de energía renovable convencional (Fotovoltaica) y una fuente de energía renovable no convencional (usando Hidrógeno como combustible). Se muestra un estudio de despacho económico con energías renovables no convencionales (ERNCC), planteado una modelación cómo asignar la potencia de generación, considerando las tres tecnologías propuestas minimizando costos y emisiones mediante dos funciones objetivo, las cuales determinen el valor mínimo de costo total de generación diario o el mínimo total de emisiones diarias, teniendo en cuenta que se pueden combinar los dos casos. Por último, se solucionará el problema planteado mediante Programación que permita obtener los mínimos de las funciones objetivo, teniendo en cuenta que se tienen variables de decisión enteras como la cantidad de generadores o variables de decisión reales como potencia de salida. Con los resultados se analizará el comportamiento de las variables de decisión de acuerdo con lo esperado, observando cuál es el punto de equilibrio entre la optimización de las dos variables objetivo.

Palabras Clave: Generación Distribuida, Energías Renovables, Hidrógeno, Despacho Económico, Programación óptima, Optimización de Pareto.

ABSTRACT

Distributed generation (DG) has considerably changed the new conceptions of transmission and distribution of electric energy by considering new generation plants near the cities with the highest demand, reducing the infrastructure required for energy delivery, as well as reducing transmission and distribution losses, thus increasing efficiency, increasing system reliability, optimizing the use of resources, reducing environmental pollution and reducing the size of generation plants. In addition, the incorporation of the Green Hydrogen Roadmap in Ecuador (2023), promotes the production and use of green hydrogen as one of the key starting points to drive an energy transition, and the implementation of a green hydrogen economy will allow Ecuador to boost the deployment of renewable energies. The study will include a combination of a conventional energy source (Diesel), a conventional renewable energy source (Photovoltaic) and a non-conventional renewable energy source (using Hydrogen as fuel). A study of economic dispatch with non-conventional renewable energies (ERNC) is shown, proposing a modeling of how to allocate the generation power, considering the three proposed technologies, minimizing costs and emissions by means of two objective functions, which determine the minimum value of total daily generation cost or the minimum total daily emissions, taking into account that the two cases can be combined. Finally, the problem will be solved by programming to obtain the minimums of the objective functions, taking into account that there are integer decision variables such as the number of generators or real decision variables such as output power. With the results, the behavior of the decision variables will be analyzed according to the expected, observing which is the equilibrium point between the optimization of the two objective variables.

Keywords: *Distributed Generation, Renewable Energies, Hydrogen, Economic Dispatch, Optimal Scheduling, Pareto Optimization.*

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	6
ABSTRACT	7
ÍNDICE GENERAL.....	8
ABREVIATURAS	10
SIMBOLOGÍA	11
ÍNDICE DE FIGURAS	12
ÍNDICE DE TABLAS.....	13
CAPÍTULO 1	14
1. INTRODUCCIÓN	14
1.1 Descripción del problema	16
1.2 Justificación del problema	18
1.3 Objetivos	19
1.3.1 Objetivo General	19
1.3.2 Objetivos Específicos	19
1.4 Alcance	19
1.5 Revisión de la literatura	20
1.5.1 Despacho Económico de Generación	24
1.5.2 Programación Lineal Entero-Mixta	25
1.5.3 Programación Multiobjetivo	26
1.5.4 Generador fotovoltaico	27
1.5.5 Grupo Electrónico	29
1.5.6 Tipos de Hidrógeno	31
1.6 Marco Normativo	32
CAPÍTULO 2	35
2. METODOLOGIA	35
2.1 Planteamiento del problema	35
2.2 Modelo de optimización	37
2.2.1 Índices	37
2.2.2 Formulación de la función multiobjetivo	39
2.2.2.1 Función objetivo de costos totales de generación	39
2.2.2.2 Función objetivo de emisiones totales de generación	40
2.2.3 Restricciones	41
2.2.3.1 Balance de potencias.....	41
2.2.3.2 Potencia de salida de generadores Diesel	42

2.2.3.3 Potencia de salida de generadores de hidrógeno	42
CAPÍTULO 3	44
3. ANALISIS DE DATOS Y CASOS DE ESTUDIO	44
3.1 Descripción del caso de estudio.....	44
3.2 Estudio de demanda eléctrica.....	45
3.3 Estudio de curvas de generación solar.....	46
3.4 Costos totales de generación	49
3.4.1 Costos de generación Fotovoltaica.....	50
3.4.2 Costos de generación con Diésel	51
3.4.3 Costos de generación con Hidrógeno	51
3.5 Emisiones totales de generación	53
3.5.1 Emisiones de generación Fotovoltaica	53
3.5.2 Emisiones de generación Diesel	54
3.5.3 Emisiones de un sistema de generación por hidrógeno	54
CAPÍTULO 4	57
4. RESULTADOS Y ANÁLISIS	57
4.1 Sistema de Generación Distribuida incluyendo Hidrógeno Gris	58
4.2 Sistema de Generación Distribuida incluyendo Hidrógeno Azul	64
4.3 Sistema de Generación Distribuida incluyendo Hidrógeno Verde.....	70
4.4 Comparación de resultados	74
CAPÍTULO 5	77
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	77
5.1 Conclusiones	77
5.2 Recomendaciones	80
REFERENCIAS.....	81

ABREVIATURAS

MER	=	Ministerio de Energía y Minas del Ecuador
MEER	=	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
LOSPEE	=	Ley Orgánica Del Servicio Público De Energía Eléctrica
LOCE	=	Ley Orgánica de Competitividad Energética
LOEE	=	Ley Orgánica De Eficiencia Energética
ARCERNNR		Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables
ERNC	=	Energías Renovables No Convencionales
GEI	=	Gases de Efecto Invernadero
GD	=	Generación Distribuida
CAPEX	=	Capital Expenditure
OPEX	=	Operational Expenditure
EEQ		Empresa Eléctrica Quito S.A.

SIMBOLOGÍA

Ton	=	toneladas
kg	=	kilogramos
ton CO ₂ -Eq	=	toneladas de CO ₂ equivalente
h	=	horas
m	=	mes
CO ₂	=	dióxido de carbono
kW	=	kilovatio
kWh	=	kilovatio-hora
MW	=	megavatio
MWh	=	Megavatio-hora
GWh	=	Gigavatio-hora
H ₂	=	Hidrógeno
USD	=	Dólar americano
Wh/m ²	=	irradiación solar
gal	=	galones

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1. Esquema de un sistema de potencia tradicional	21
Figura 1.2 Esquema de un sistema de potencia de generación distribuida	22
Figura 1.3 Diagrama de eficiencia para un sistema fotovoltaico.....	28
Figura 1.4 Tipos de Hidrógeno según su producción.....	31
Figura 3.1 Curva de demanda eléctrica Quito, 2023.....	46
Figura 3.2 Curva de irradiación solar de la ciudad de Quito, 2023.....	48
Figura 3.3 Curva de potencia de salida de una unidad fotovoltaica de 10 MW	49
Figura 4.1 Frente de Pareto – H ₂ Gris	59
Figura 4.2 Solución Óptima del Frente de Pareto incluyendo H ₂ Gris.....	61
Figura 4.3 Despacho por tipo de tecnología incluyendo Hidrógeno Gris.....	63
Figura 4.4 Frente de Pareto - H ₂ Azul.....	65
Figura 4.5 Solución Óptima del Frente de Pareto incluyendo hidrógeno azul	68
Figura 4.6 Despacho por tipo de tecnología incluyendo Hidrógeno Azul	69
Figura 4.7 Solución Óptima del Frente de Pareto incluyendo hidrógeno verde... 71	71
Figura 4.8 Despacho por tipo de tecnología incluyendo Hidrógeno Verde.....	72
Figura 4.9 Potencia de salida de las unidades de generación de Hidrógeno verde	73
Figura 4.10 Comparación de los tres casos de estudio	75
Figura 4.11 Comparación de costos de generación.....	76
Figura 4.12 Comparación de emisiones de CO ₂	76

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1 Matriz de datos horaria de un día promedio de cada mes	35
Tabla 3.1 Demanda eléctrica [MW] Quito, 2023	45
Tabla 3.2 Promedio horario de la irradiación solar (Wh/m ²)	47
Tabla 3.3 Potencia de salida de una unidad fotovoltaica de 10 MW.....	49
Tabla 3.4 Resumen - Costos por unidad de generación	53
Tabla 3.5 Resumen - Cantidad de emisiones por unidad de generación.....	56
Tabla 4.1 Casos de estudio de generación distribuida	57
Tabla 4.2 Método épsilon – Frente de Pareto – H ₂ Gris	58
Tabla 4.3 Máximo y Mínimo de Funciones – H ₂ Gris.....	59
Tabla 4.4 Funciones de pertenencia - H ₂ Gris	60
Tabla 4.5 Mínimo de las funciones de pertenencia - H ₂ Gris.....	60
Tabla 4.6 Resultados incluyendo H ₂ Gris	61
Tabla 4.7 Despacho por tipo de tecnología - H ₂ Gris.....	62
Tabla 4.8 Costo de generación por kWh - H ₂ Gris.....	64
Tabla 4.9 Emisiones Unitarias (Ton-CO ₂ / MWh) - H ₂ Gris	64
Tabla 4.10 Método épsilon – Frente de Pareto - H ₂ Azul.....	65
Tabla 4.11 Máximo y Mínimo de Funciones - H ₂ Azul	66
Tabla 4.12 Funciones de pertenencia – H ₂ Azul	66
Tabla 4.13 Mínimo de las funciones de pertenencia – H ₂ Azul.....	67
Tabla 4.14 Resultados incluyendo H ₂ Azul.....	67
Tabla 4.15 Despacho por tipo de tecnología incluyendo H ₂ Azul	68
Tabla 4.16 Costo de generación por kWh incluyendo H ₂ Azul	70
Tabla 4.17 Emisiones Unitarias (Ton-CO ₂ / MWh) incluyendo H ₂ Azul	70
Tabla 4.18 Resultados incluyendo H ₂ Verde	70
Tabla 4.19 Despacho por tipo de tecnología incluyendo H ₂ Verde.....	72
Tabla 4.20 Costo de generación por kWh incluyendo H ₂ Verde	74
Tabla 4.21 Emisiones Unitarias (Ton-CO ₂ / MWh) incluyendo H ₂ Verde.....	74
Tabla 4.22 Comparación de los tres casos de estudio	75
Tabla 4.23 Comparación de costos de generación	75
Tabla 4.24 Comparación de emisiones de CO ₂	76

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

La generación distribuida o generación descentralizada de energía eléctrica (GD), “consiste en el proceso de producción y distribución de electricidad a pequeña y/o mediana escala, cercana a los centros finales de consumo y con posibilidad de interactuar con las redes de interconexión eléctrica, mediante la integración de redes inteligentes (RI) o Smart Grids” (VARÓN, 2020).

Los sistemas de GD integran diferentes tipos de generadores de acuerdo con el combustible o materia prima que implementan para el proceso de generación de energía eléctrica, los cuales pueden ser fuentes de:

- **Energías No Renovables Convencionales:** Son aquellas que utilizan combustibles fósiles limitados como fuente de generación, caracterizándose por altas emisiones de dióxido de carbono. Algunos ejemplos son la generación con carbón, petróleo, diesel, entre otras.
- **Energías Renovables Convencionales:** Son aquellas que utilizan elementos naturales como fuente de generación, caracterizándose por ser ilimitadas, con bajas emisiones de dióxido de carbono y alto grado de desarrollo a nivel industrial. Algunos ejemplos son la generación fotovoltaica, eólica, hidroeléctrica (mayor a 10 MW), entre otras. (AGENCIA DE REGULACION Y CONTROL DE ELECTRICIDAD, 2015).
- **Energías Renovables No Convencionales (ERNC):** Son aquellas que utilizan elementos naturales como fuente de generación, caracterizándose por ser ilimitadas, con bajas emisiones de dióxido de carbono y alto grado de desarrollo a nivel industrial. Algunos ejemplos son la generación fotovoltaica, eólica, hidroeléctrica (potencia nominal menor o igual a 10 MW), entre otras. Además, tecnologías de generación menos desarrolladas, como la generación mareomotriz, geotérmica, con base en Hidrógeno, entre otras (ARCERNR, 2021).

En el Ecuador la mayor parte de la energía eléctrica consumida es generada por grandes instalaciones de generación de una forma totalmente centralizada,

siendo transportada por el Sistema Nacional Interconectado (SNI) a grandes distancias hasta los consumidores. Todo esto implica la existencia de una gran infraestructura eléctrica para realizar esa función de transporte desde la generación hasta el consumo.

De acuerdo al Plan Maestro de Electricidad del Ecuador, (MINISTERIO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, 2018), donde establece estrategias relativas a la expansión de generación, y una de ellas es de dar impulso a la generación distribuida con especial énfasis en las mini y micro centrales de generación hidroeléctrica y de otras fuentes de energía renovables no convencional y a la Hoja de ruta del hidrógeno verde en Ecuador (Ministerio de Energía y Minas, 2023), que impulsa la producción y el uso de hidrógeno verde como uno de los puntos de partida determinantes para impulsar una transición energética justa y la implementación de una economía del hidrógeno verde le permitirá a Ecuador impulsar el despliegue de las energías renovables, de manera que se continúen los esfuerzos de descarbonización de la matriz energética del país, haciendo un uso eficiente de los recursos renovables inexplorados disponibles en el país.

Ante el crecimiento de la demanda eléctrica en las grandes ciudades del mundo, una alternativa es la implementación de sistemas de generación distribuida cerca a los usuarios finales, aprovechando los diferentes recursos energéticos renovables disponibles y minimizando pérdidas de energía por transporte.

Además, varios países buscan incluir generación eléctrica mediante hidrógeno en sus matrices energéticas, especialmente hidrógeno verde que es obtenido a partir de energías renovables para disminuir las emisiones de GEI. En 2021, China puso en marcha 160 MW de potencia generada mediante hidrógeno, mientras que Europa incluyó en sus sistemas de potencia 30 MW (IEA, 2023).

La capacidad de generación de energía a partir de hidrógeno y amoníaco podría acercarse a los 5 800 MW para 2023, basado en anuncios de proyectos, principalmente a partir de hidrógeno en ciclo combinado para turbinas de gas. La State Power Investment Corporation (China) está trabajando en un Proyecto para probar la combustión de hidrógeno puro en una turbina de gas de 1,7 MW para finales de 2023. (IEA, 2023)

Por otra parte, actualmente la crisis energética en el Ecuador que conlleva a los racionamientos de energía eléctrica a escala nacional debido a la falta de lluvias en las zonas de la Amazonía y el Austro donde están las hidroeléctricas que proveen de más del 50 por ciento de electricidad al país, así como, incidentes en las centrales hidroeléctricas, no ejecutar un adecuado plan de mantenimiento de centrales termoeléctricas y la falta de entrada en operación de centrales de acuerdo al PME, nos conlleva a presentar alternativas de generación cerca de las grandes ciudades de consumo del país, como lo es la ciudad de Quito en nuestro país.

Para los Sistemas de Generación Distribuida las configuraciones de unidades de generación y sus tipos son muy diversas y dependen en gran medida de los inversores que deseen actuar como generador a pequeña escala, sin embargo, al analizar la opción de implementar energías convencionales y energías renovables no convencionales desde el punto de vista técnico-económico, se puede llegar a reducir costos de generación, cantidad de emisiones y ajustar el sistema de potencia de acuerdo con las necesidades demandadas por la carga total del sistema de potencia.

En el presente trabajo, para obtener la cantidad de generadores y de potencia inyectada a la red por los sistemas de generación distribuida y el tipo de unidad de generación adecuada para mejorar el sistema en algún aspecto (económico o ambiental), se propone adaptar un modelo matemático para optimizar el sistema de acuerdo con los aspectos mencionados. Este modelo incluye algunos de los parámetros técnico-económicos más relevantes que rigen las diferentes variables que se presentan en el sistema de generación distribuida, específicamente para el caso de estudio presentado.

El presente trabajo presenta los diferentes aspectos que respaldan el desarrollo de este proyecto para su realización, el alcance de actividades a realizar. Posteriormente, se presentará el desarrollo matemático, los parámetros del modelo y los resultados obtenidos.

1.1 Descripción del problema

Los sistemas de potencia convencionales, que representan la mayor parte de la infraestructura eléctrica mundial, se caracterizan por tener grandes instalaciones

de generación centralizadas y alejada de la carga o usuario final, conllevando a un modelo unidireccional del flujo de potencia desde la red hacia el usuario. Este sistema tradicional presenta desventajas como la ubicación que generan pérdidas en el sistema de transmisión, diferentes fallas técnicas, falta de calidad en el servicio, impactos ambientales, entre otras.

La generación distribuida, es aquella que está más cerca al consumidor, donde en algunos casos es el mismo consumidor el que genera su propia energía eléctrica. Con la inclusión de diferentes tipos de pequeños generadores comerciales como paneles solares o turbinas eólicas, los puntos de conexión de generadores distribuidos han aumentado y ha generado un cambio en el modelo tradicional del sistema de potencia.

El usuario final presenta una demanda de energía eléctrica que el mismo puede generar mediante fuentes de Generación Distribuida, donde esta cantidad puede suplir la carga demandada total y entregar la potencia restante al sistema de potencia del operador de red o suplir la demanda propia parcialmente y obtener potencia del operador de red.

Teniendo esto en cuenta, se observa que el usuario final es dinámico y puede cambiar el flujo de potencia de acuerdo con las condiciones propias.

Con esta perspectiva, se presentan problemas de gestión energética relacionados con la configuración de los sistemas de Generación Distribuida y se refieren a la optimización de un sistema de generación distribuida con Fuentes de Energía Convencionales y Energías Renovables para reducir costos de generación y emisiones de dióxido de carbono.

Para los proyectos de generación distribuida, es importante definir de manera óptima qué cantidad de generadores se requieren para satisfacer una demanda eléctrica definida, en el caso del presente proyecto, la ciudad de Quito.

El estudio incluirá una combinación de una fuente de energía convencional (Diesel), una fuente de energía renovable convencional (Fotovoltaica) y una fuente de energía renovable no convencional (usando Hidrógeno como combustible).

1.2 Justificación del problema

Cuando se diseña un sistema de generación distribuida se involucran distintos métodos de generación, ya sean convencionales, renovables o híbridos, que son la combinación de los dos anteriores. Por ende, al tratarse de un sistema que involucra distintas variables, es importante presentar una configuración óptima de operación, teniendo en cuenta algunos parámetros fundamentales como el costo y confiabilidad del sistema. De esta forma, la configuración permite que se logre el mejor resultado según el beneficio que se priorice (costos o emisiones de CO₂).

Además, en Ecuador se plantea que hacia el año 2030 la capacidad de energías renovables alcancen los 6 GW y en electrólisis un 3 GW según la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde en Ecuador, 2023 (Ministerio de Energía y Minas, 2023), el cual, se podría proponer la utilización de una parte para la generación de energía eléctrica mediante Hidrógeno para que sea un vector energético, por lo que es importante conocer actualmente la viabilidad de implementar esta tecnología en GD y en caso de un resultado negativo, analizar la evolución de precios a futuro con el fin de obtener un tiempo aproximado donde implementar sistemas con Hidrógeno sea viable económicamente.

Sin embargo, un factor de importancia en la decisión de implementar sistemas de GD y la utilización del Hidrógeno como vector energético, son los incentivos económicos y/o tributarios que debe impulsar el gobierno nacional a los usuarios que integren GD al sistema eléctrico, en la Ley solamente se señala que los proyectos que utilicen energías renovables, podrán acceder a un esquema de incentivos que se determine en la normativa jurídica respectiva (MINISTERIO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, 2018).

Estos factores económicos externos influyen en la viabilidad de un proyecto de GD, por lo que es importante incluir, en trabajos futuros, el análisis de tasas de retorno teniendo en cuenta los incentivos aplicables de acuerdo con la capacidad instalada, las fuentes integradas y los beneficios ambientales que apliquen.

Por último, como agregado al presente proyecto, se busca integrar el hidrógeno como vector energético, el cual es foco de investigación a nivel mundial (IEA,

2023) y, en Ecuador, mediante la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde (Ministerio de Energía y Minas, 2023) ha planteado incorporar a nivel nacional como participante de la matriz energética para los próximos años, por lo que analizar la viabilidad mediante reducción de costos es importante debido a los altos precios que este presenta actualmente.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Modelar un sistema de generación distribuida con diferentes tipos de generación convencional y renovable y definir las funciones objetivo para determinar el valor mínimo de costo total de generación y el mínimo de emisiones de GEI.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Definir los diferentes parámetros que modelan el sistema propuesto.
- Definir los tipos de generación de acuerdo con el combustible que se implementará.
- Caracterización promedio horaria de la demanda eléctrica de la ciudad de Quito.
- Solucionar el problema planteado que permita obtener los mínimos de las funciones objetivo.

1.4 Alcance

En este trabajo se realiza un estudio de la demanda energética en la ciudad de Quito del año 2023 utilizando la base de datos del Departamento De Control De Calidad De Producto y Pérdidas Técnicas de la Empresa Eléctrica Quito S.A., para proponer un sistema de generación distribuida que permita reducir los costos de generación eléctrica o la cantidad de emisiones de CO₂ realizando el análisis de las diferentes variables que modelan el sistema.

Para cumplir esto, se diseña mediante programación matemática, una metodología que permita obtener tanto el número de generadores como los valores óptimos de potencia de diferentes fuentes de generación que garanticen la demanda eléctrica de la ciudad. El estudio incluye una combinación de una fuente de energía convencional (Diesel), una fuente de energía renovable

convencional (Fotovoltaica) y una fuente de energía renovable no convencional (usando Hidrógeno como combustible). Los resultados obtenidos serán de carácter teórico y estarán en formato de cantidad de generadores o potencia de salida de generación para la hora promedio de cada mes durante un lapso de un año y será validado a través de software de programación matemática (por ejemplo: Matlab, GAMS, Xpress).

Todos los resultados entregados en el presente proyecto son dependientes directamente de las diferentes fuentes de información de las diferentes partes involucradas, siendo estos valores estimados y en los cuales no se incluyen valores estrictamente precisos que, sin embargo, son útiles para el planeamiento planteado en el presente.

1.5 Revisión de la literatura

En esta sección de revisión de literatura, se explorarán los fundamentos teóricos relacionadas con diferentes sistemas de GD y las publicaciones especializadas sobre la modelación de sistemas energéticos, el uso del Hidrógeno y su aplicación.

Los sistemas de potencia convencionales, que representan la mayor parte de la infraestructura eléctrica mundial, se caracterizan por tener grandes instalaciones de generación centralizadas y alejada de la carga o usuario final (Wildi, 2007), conllevando a un modelo unidireccional del flujo de potencia desde la red hacia el usuario, como se presenta en la Figura 1.1

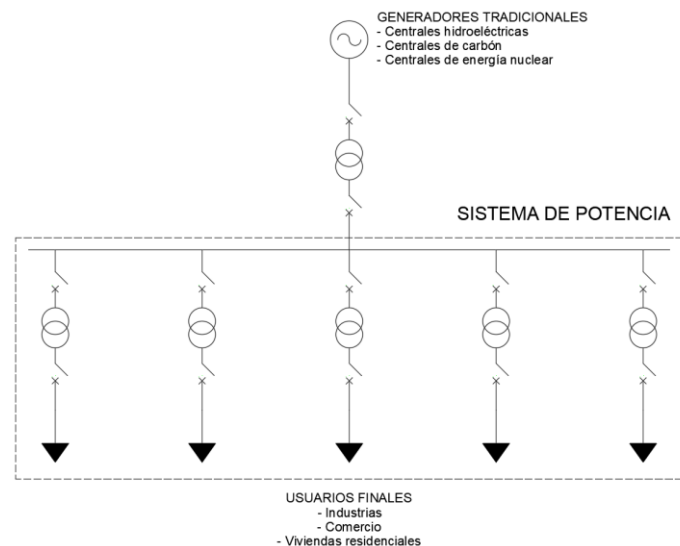


Figura 1.1. Esquema de un sistema de potencia tradicional

Fuente(s): (Wildi, 2007)

Sin embargo, el sistema tradicional presentado en la Figura 1.1 presenta desventajas como la ubicación de las grandes centrales de generación alejadas de los usuarios finales que generan pérdidas en el sistema de transmisión, diferentes fallas técnicas, falta de calidad en el servicio, impactos ambientales, entre otras.

La generación distribuida, es definida como pequeñas centrales de generación instaladas cerca del consumo y conectadas a la red de la distribuidora (ARCERNNR, 2021). Con la inclusión de diferentes tipos de pequeños generadores comerciales como paneles solares o turbinas eólicas, los puntos de conexión de generadores distribuidos han aumentado y ha generado un cambio en el modelo tradicional del sistema de potencia, de tal forma que, actualmente, se modela como el presentado en la Figura 1.2. (Colmenar, Borge, Collado, & Castro, 2015)

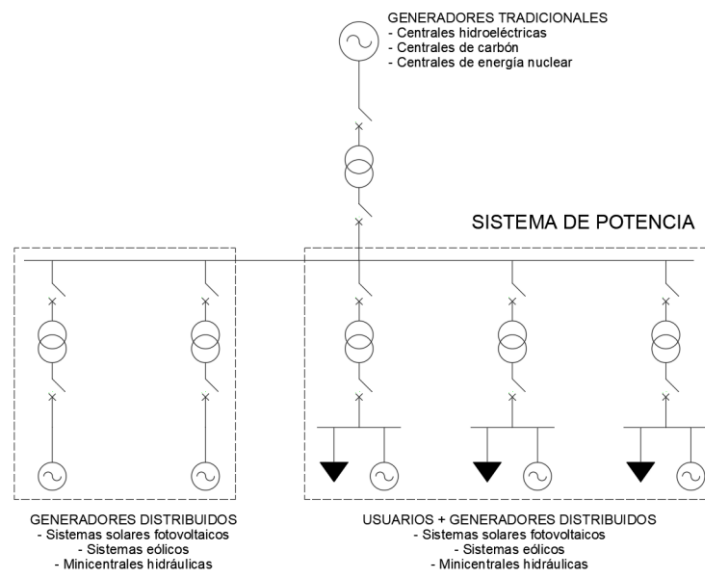


Figura 1.2 Esquema de un sistema de potencia de generación distribuida

Fuente(s): (Colmenar, Borge, Collado, & Castro, 2015)

Como se observa en el esquema de la Figura 1.2, el usuario final presenta una demanda de energía eléctrica que el mismo puede generar mediante fuentes de GD, tales como paneles solares, turbinas eólicas, celdas de combustible, entre otras, donde esta cantidad puede suplir la carga demandada total y entregar la potencia restante al sistema de potencia del operador de red o suplir la demanda propia parcialmente y obtener potencia del operador de red.

Teniendo esto en cuenta, se observa que el usuario final es dinámico y puede cambiar el flujo de potencia de acuerdo con las condiciones propias. Algunas ventajas que tiene implementar este tipo de modelo energético son la disminución de las pérdidas de energía debido a la disminución de distancia del transporte, mayor eficiencia en la red, confiabilidad mayor gracias a la diversificación de las fuentes y por supuesto, menores emisiones de CO₂ al medio ambiente y beneficios tributarios arraigados a esta última ventaja (Quintero, 2008).

Con esta perspectiva, se presentan problemas de gestión energética relacionados con la configuración de los sistemas de GD. Estos problemas fueron planteados por (A. Saif, 2010) y se refieren a la optimización de un sistema de generación distribuida con energías convencionales y ERNC para reducir costos de generación y emisiones de dióxido de carbono. En la aplicación

de este modelo se realiza un análisis de las variables involucradas y precios en USD que buscan resolver el problema para una ciudad similar a Masdar City en Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos con 50000 habitantes mediante programación lineal multiobjetivo. Los autores plantearon las funciones objetivos para el modelo y sus respectivas restricciones, resuelto como un problema de programación lineal, el cual es un modelo simplificado debido a que omite diferentes aspectos no lineales de elementos como los generadores. Sin embargo, es un modelo ampliamente aceptado para el planeamiento energético por la capacidad de combinar elementos de priorización en forma de optimización multiobjetivo, por lo tanto, es de suma importancia en el desarrollo del proyecto.

Un estudio desarrollado por (A. Ameli, 2017) presentan una metodología para unidades de generación distribuida GD renovables no convencionales y no renovables, implementando una técnica de optimización multiobjetivo que involucra factores técnicos, económicos y ambientales. Presentaron un enfoque importante en el desarrollo del modelo matemático y lo implementaron en un sistema de potencia que incluye generadores distribuidos.

El autor (Cusi, 2021) se planteó mostrar la resolución de despacho económico enfocado a la planeación y operación del sector eléctrico, evaluado en un corto plazo, teniendo en cuenta la influencia de generadores hidroeléctricos y térmicos y su implicación en los costos de operación e impactos ambientales relacionados con emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), donde propusieron un modelo de optimización de carácter multiobjetivo que ayuda a minimizar los costos por operación del sistema y el impacto ambiental durante un tiempo estipulado de 24 horas, teniendo en cuenta que el problema se encuentra sujeto a restricciones técnicas de las unidades de generación y demanda. La solución del estudio fue implementada mediante el software GAMS.

Por otra parte, (Salcedo, 2020) analizó la integración de la tecnología Power to Gas a partir de hidrógeno en una microrred para zonas rurales en Colombia teniendo en cuenta función de costos, producción, beneficios energéticos, vida útil, entre otros parámetros técnico-económicos que influyen en el modelo. Este modelo analiza la viabilidad de utilizar la energía renovable no utilizada para

producir Hidrógeno, almacenarlo y posteriormente utilizarlo para generar electricidad mediante celdas de combustible, siendo una estrategia de almacenamiento energético atractivo.

1.5.1 Despacho Económico de Generación

Servicio orientado a seleccionar las unidades y centrales con el aporte correspondiente para el abastecimiento de la demanda de energía nacional e internacional, articulada con la planificación operativa del sistema, bajo restricciones de seguridad y calidad de servicio, al mínimo costo.

Una vez definida la selección de unidades, se realiza la modelación de la red de transmisión del sistema de potencia y se procede a ejecutar el Despacho Económico, éste distribuye la potencia efectiva entre las máquinas que fueron comprometidas para cubrir la carga y pérdidas del sistema. La función objetivo, de esta optimización, es minimizar los costos de operación de las unidades que deben abastecer la demanda en cada instante del período considerando y las pérdidas asociadas considerando la calidad del producto y del servicio técnico.

Los costos de producción de las unidades generadoras se dividen en costos fijos (CF) y costos variables (CV), donde los CF hacen referencia a costos no asociados en el ámbito de producción como los sistemas SCADA, mientras los CV se asocia a niveles productivos como los costos de combustibles (CVC) y de no combustibles (CVNC).

Existen 3 niveles de despacho económico, esto según el horizonte temporal en el que se desee realizar, por lo cual se encuentra:

1. Largo plazo: Se considera un periodo de tiempo en el orden de 2 a 5 años. Tanto el despacho como la demanda datan de datos probabilísticos y consideran aspectos como tasas de crecimiento, proyectos de inversión en generación, transmisión y consumos.
2. Mediano plazo: Se considera en un lapso de 1 o 2 años de forma discreta en pasos mensuales o semanales teniendo en cuenta aspectos como plan de mantenimiento de unidades de generación para determinar la disponibilidad de estas y características de la red de transmisión.

3. Corto plazo: El horizonte de análisis varía entre un día y dos semanas, siendo elaborado de forma discreta en períodos de una hora y contempla características como la demanda de energía y potencia de baja incertidumbre, curva de carga, mantenimientos programados, entre otros (CONELEC, 2000).

En el presente trabajo, analizaremos un Planeamiento Energético, relacionado con el Despacho Económico a Largo Plazo, debido a que se enfoca a los costos de inversión para un proyecto de GD, utilizando datos históricos disponibles para un año, implementando un modelo determinístico.

1.5.2 Programación Lineal Entero-Mixta

La programación lineal entera-mixta MILP (Mixed-Integer Linear Programming) es una técnica de optimización que combina los conceptos de la programación lineal y la programación entera. La MILP se utiliza para resolver problemas de decisión en los que algunas variables de decisión deben tomar valores enteros y otras variables de decisión pueden tomar valores continuos. En la MILP, se utilizan restricciones lineales para modelar las relaciones entre las variables de decisión.

La programación lineal entera-mixta es una generalización de la programación lineal y la programación entera, y es útil para resolver problemas caracterizados por su naturaleza mixta, donde variables deben ser restrictamente enteras y otras pueden ser reales. (Warwicker & Rebennack, 2023). La MILP ha sido utilizada con éxito en áreas como la ingeniería, la logística, la producción y la planificación financiera. Para la formulación del modelo, se implementa de acuerdo con el tipo de MILP que se tenga, en el caso del presente proyecto donde se presentan variables de decisión reales y enteras, sin restricciones binarias o combinadas, se formula el problema como Programación Lineal Entero-Mixta General, como se presenta en las siguientes ecuaciones (Sioshansi & Conejo, 2017):

$$\min_{x_1, \dots, x_n} c_0 \sum_{i=1}^n c_i x_i \quad (1-1)$$

$$s. t. \sum_{i=1}^n A_{j,i}^e x_i = b_j^e, \quad \forall_j = 1, \dots, m_e \quad (1-2)$$

$$\sum_{i=1}^n A_{j,i}^g x_i \geq b_j^g, \quad \forall_j = 1, \dots, m_g \quad (1-3)$$

$$s. t. \sum_{i=1}^n A_{j,i}^l x_i \leq b_j^l, \quad \forall_j = 1, \dots, m_l \quad (1-4)$$

$$x_i \in \mathbb{Z}, \quad \text{form some } i = 1, \dots, n \quad (1-5)$$

$$x_i \in \mathbb{R}, \quad \text{form the remaining } i = 1, \dots, n \quad (1-6)$$

Donde la restricción presentada en la ecuación (1-5) define la variable x_i como entera, mientras que la restricción presentada en la ecuación (1-6) define la variable x_i como real.

1.5.3 Programación Multiobjetivo

En un problema de optimización no necesariamente se tiene una sola función objetivo, debido a que, dependiendo de los requerimientos del modelo, se busca minimizar o maximizar varios objetivos simultáneamente, convirtiéndose en un problema multiobjetivo. Una de las características de un problema multiobjetivo, radica en que tiene la posibilidad obtener un conjunto de soluciones que satisface los objetivos simultáneamente con pesos de priorización de cada uno de ellos, cumpliendo con las restricciones conjuntas para el problema que se desea resolver.

Matemáticamente, una forma de expresión de los problemas multiobjetivos, sin ser la única, es el método de suma ponderada, donde los escalares de cada objetivo son sumados de acuerdo con diferentes pesos definidos por el tomador de decisiones. El planteamiento de un problema multiobjetivo se presenta en la ecuación (1-7) (Sela, 2020).

$$\begin{array}{l} \text{Minimize } f_1(x) \\ \vdots \\ \text{Minimize } f_m(x) \end{array} \quad (1-7)$$

Reescribiendo las funciones objetivo presentadas en la ecuación (1-7) en una suma ponderada, se tiene el modelo presentado en la ecuación (1-8) (Sela, 2020).

$$\text{Minimize } w_1f_1(x) + w_2f_2(x) + \dots + w_mf_m(x) \quad (1-8)$$

De este modo, los problemas de optimización multi-objetivo presentan diferentes soluciones de acuerdo a la priorización de los pesos $w_{1\dots m}$, por lo que este conjunto de soluciones conforma el Frente de Pareto o Curva de Pareto, en el cual se establece que una solución es óptima siempre y cuando no exista ninguna otra solución que disminuya o mejore algunos de los objetivos sin desmejorar el otro de manera simultánea (García , Carlos, & Edwin, 2015).

1.5.4 Generador fotovoltaico

Los proyectos, sistemas o centrales fotovoltaicas (PFV) han surgido como una tecnología pionera en al horizonte de la producción de energía, jugando un papel fundamental en la generación de electricidad de manera limpia y sostenible. Estos sistemas, a través del uso de módulos, celdas o paneles fotovoltaicos y mediante reacciones químicas, convierten la radiación solar en energía eléctrica, siendo una alternativa de generación prácticamente nueva y muy innovadora. Su crecimiento ha sido muy acelerado, en donde se pueden apreciar aplicaciones a pequeña escala hasta proyectos de escala industrial o llegar a formar parte de un gran sistema eléctrico de potencia. Dividiendo estos sistemas en: pequeña, mediana y gran escala (Salazar, 2024).

Las celdas solares representan la unidad fundamental de conversión en un sistema de generación fotovoltaico y están diseñadas en un gran porcentaje en silicio cristalino, el cual proporciona a la celda una vida útil de aproximadamente 20 años y una eficiencia del 20 %.

Debido a los retos que se presentan, estos sistemas se apoyan de algoritmos de Seguimiento del Punto Máximo de Potencia, conocido como MPPT (Maximum Power Point Tracker), los cuales aumentan hasta un 30% la energía generada por las celdas solares, teniendo en cuenta otros algoritmos para la compensación de temperatura que ayudan a prolongar la vida útil de estas (Berrío & Zuluaga, 2014). Para realizar el modelo de esta fuente de generación se presenta la eficiencia, potencia de salida, vida útil, costos y demás factores en la sección datos.

La eficiencia de un sistema fotovoltaico básicamente depende de la eficiencia de los elementos que lo componen. Sin embargo, se destaca que un sistema fotovoltaico que se encuentra conectado a la red es más eficiente que uno aislado con almacenamiento de baterías. La Figura 1.3 muestra la máxima eficiencia de un sistema fotovoltaico con relación a sus componentes (Benitez, Torres, Gámez, & Pacheco, 2013).

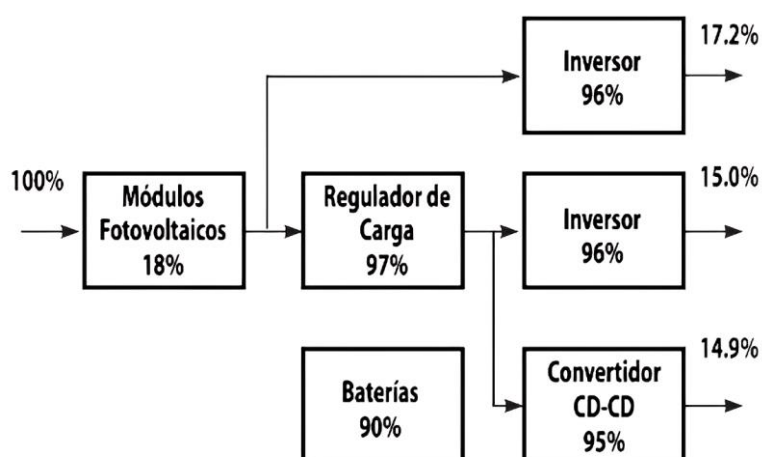


Figura 1.3 Diagrama de eficiencia para un sistema fotovoltaico

Fuente: (Benitez, Torres, Gámez, & Pacheco, 2013)

Se observa en la Figura 1.3 que el componente más crítico del sistema es el módulo fotovoltaico con una eficiencia muy baja del 18% la cual es afectada por las condiciones de operación. Dado que no es posible actuar sobre las condiciones climáticas para mejorar la eficiencia del módulo, surge la opción de corregir la orientación de los paneles con respecto al Sol, obteniéndose un incremento de la eficiencia hasta de un 42.8%, pero con la utilización de un seguidor solar (Benitez, Torres, Gámez, & Pacheco, 2013).

1.5.5 Grupo Electrónico

Los grupos eléctricos han sido implementados en la red eléctrica con el fin de solucionar problemas de corte de energía en los sistemas de distribución, es decir, funcionan como un sistema de respaldo que brinde robustez al sistema. Dichos problemas son muy comunes en lugares en donde la red eléctrica no se encuentra disponible, es escasa o poco rentable (lugares difícil acceso para transportar la energía).

Estos elementos de generación son de uso obligatorio en lugares de alta concentración de personas, centros de atención médica y otros lugares críticos (Ministerio de Minas y Energía, 2024) como elementos de respaldo energético, sin embargo, pueden ser implementados como sistemas de autogeneración que permita satisfacer una demanda eléctrica e incluso, inyectar potencia al Sistema de Distribución Local (SDL) (Fernández & Portilla, 2021). Con este panorama, se tienen tres modos de implementación de grupos eléctricos:

- De forma prolongada durante 24 horas y continuamente como generación base.
- De forma discontinua para servicios en donde se necesita equilibrar el consumo (cubrir picos excesivos de consumo).
- Como servicio de emergencia en clínicas, dispensarios, centros de alta concentración de personas, entre otros.

Debido a que los grupos eléctricos son máquinas de combustión interna, en el presente proyecto se han planteado dos tipos, los cuales dependen de la naturaleza del combustible utilizado para la etapa de combustión.

Grupo eléctrico Diésel

Son aparatos similares a los motores de combustión por gasolina, es decir que su principio de funcionamiento es el mismo, radicando en tres diferencias. La primera radica en el encendido, ya que lo hace por medio del calor generado por compresión. En segundo lugar, se tiene que este tipo de grupo eléctrico aspiran el aire del motor solamente cuando se llenan los cilindros del mismo y finalmente introducen el combustible en cilindros en forma de chorro pulverizado

a presiones elevadas, por lo que necesitan una bomba de inyección (Kates & Luck, 2023).

El generador diésel es un elemento importante en una red de GD debido a que, a diferencia de las fuentes renovables solar y eólica, permite regular la potencia de salida en un rango determinado y así mantener la relación potencia generada igual a demanda. Por otro lado, se tiene que es una fuente confiable, pero con un precio elevado comparado a las ERNC y depende del combustible utilizado, el cual presenta variaciones en el tiempo.

Grupo electrógeno de Hidrógeno

Este tipo de grupo electrógeno, se caracteriza por utilizar Hidrógeno como combustible, el cual es ingresado a una cámara de combustión similar al de un generador mediante gas, donde, al generar una ignición conjunta con oxígeno, produce energía cinética que se utiliza en una máquina rotativa para generar electricidad. Se caracteriza principalmente por tener una mejor eficiencia que un generador Diesel y emitir menos cantidad de GEI, debido a que el residuo de la combustión es vapor de agua (Fleurisca, y otros, 2012).

Actualmente, los grupos electrógenos que admiten Hidrógeno como combustible tienen capacidades nominales de generación entre los 400 kW con eficiencias mínimas de 42,1% según el fabricante Caterpillar (Cat, 2024) hasta los 655 MW con eficiencia de 64% según el fabricante Siemens Energy (Siemens Energy, 2024). Esta diversidad de equipos con diferentes características eléctricas, permite que se pueda implementar este tipo de grupos generadores de acuerdo a las diversas necesidades de las cargas, agregando valor al sistema eléctrico al incluir ERNC.

Debido a que el combustible de estos generadores es el Hidrógeno, las emisiones de CO₂ dependen principalmente del proceso de extracción del mismo, clasificándose por colores de acuerdo a la cantidad emitida al medio ambiente. Los diferentes tipos de Hidrógeno más comunes analizados en diversos medios de información, son el Hidrógeno Gris, Hidrógeno Azul e Hidrógeno Verde, los cuales son descritos en la sección 1.5.6.

1.5.6 Tipos de Hidrógeno

El hidrógeno es un gas incoloro; sin embargo, según el tipo de producción, se asignan diferentes colores a la producción de hidrógeno. En la Figura 1.4 se presenta una ilustración de diferentes tipos de Hidrógeno (Global Energy Infrastructure, 2024).

	Terminología	Tecnología	Materia prima / Fuente de electricidad	Huella de gases de efecto invernadero
Producción a partir de electricidad	Hidrógeno Blanco	Hidrógeno de origen natural		
	Hidrógeno verde	Electrólisis	Eólica, solar, hidráulica, geotérmica, mareomotriz	Mínima
	Hidrógeno Púrpura/rosado		Nuclear	
	Hidrógeno amarillo		Energía de la red de origen mixto	Media
Producción a partir de combustibles fósiles	Hidrógeno azul	Reformado de gas natural + CCUS Gasificación + CCUS	Gas natural, carbón	Baja
	Hidrógeno turquesa	Pirólisis	Gas natural	Carbón sólido (derivado)
	Hidrógeno gris	Reformado de gas natural		Media
	Hidrógeno café	Gasificación	Carbón café (lignito)	Alta
	Hidrógeno negro	Gasificación	Carbón negro	

Figura 1.4 Tipos de Hidrógeno según su producción

Fuente: (Global Energy Infrastructure, 2024)

Como parte del alcance del presente trabajo, citaremos los siguientes tipos de Hidrógeno:

Hidrógeno Gris

Es el Hidrógeno que se produce a partir de combustibles fósiles, especialmente mediante el reformado del gas natural o la gasificación del carbón y que no cuenta con ningún sistema de Captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS), con factores de emisión de $9,5 \text{ kg} - \text{CO}_2/\text{kg} - \text{H}_2$ para el gas natural, y de $20 \text{ kg} - \text{CO}_2/\text{kg} - \text{H}_2$ para el carbón (IEA, The Future of Hydrogen, 2019).

Hidrógeno Azul

Es el hidrógeno que se produce a partir de combustibles fósiles, especialmente por la descomposición del metano (CH_4) y que cuenta con un sistema de Captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS), como parte de su proceso

de producción y se considera fuentes a partir de combustibles fósiles (Global Energy Infrastructure, 2024).

Hidrógeno Verde

Es el hidrógeno producido a partir de ERNC, tales como la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, el calor geotérmico, la solar, los mareomotriz, entre otros, (Global Energy Infrastructure, 2024).

1.6 Marco Normativo

Como parte del Plan Maestro de Electricidad, contempla el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables no convencionales, presentando un portafolio de 39 proyectos, de los cuales 21 son de energías renovables no convencionales (MINISTERIO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, 2018).

La Normativa vigente del Ecuador plantea la Generación Distribuida como una alternativa, promueve el uso de las energías renovables no convencionales, sin embargo, aún, no existe una normativa y/o compatibilidad del uso de tecnologías del Hidrógeno, como en otros países de Latinoamérica. En el año 2023 se presentó la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde en Ecuador (Ministerio de Energía y Minas, 2023) pero no establece claramente el potencial del Hidrógeno como vector energético para la generación de electricidad. Por lo tanto, el presente trabajo enfoca esta alternativa para mediano y largo plazo ante la crisis de generación eléctrica a gran escala que vive el país.

Se presentan algunos reglamentos, resoluciones y normas emitidos por las entidades pertinentes, las cuales rigen el sector energético, que presentan una relación directa o indirecta con el presente proyecto, ya que involucran los temas de interés que se abarcan en el mismo.

Ley Orgánica Del Servicio Público De Energía Eléctrica (LOSPEE)

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable promueve el uso de tecnologías limpias y energías alternativas, de conformidad con lo señalado en la Constitución que propone desarrollar un sistema eléctrico sostenible, sustentado en el aprovechamiento de los recursos renovables de energía.

La electricidad producida con este tipo de energías contará con condiciones preferentes establecidas mediante regulación expedida por el ARCONEL.

Promueve la construcción de una matriz de generación eléctrica económica y ecológicamente equilibrada, incrementando la participación de las energías limpias y renovables como la eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz e hidroeléctrica, disminuyendo la generación térmica ineficiente que utiliza combustibles fósiles.

Ley Orgánica de Competitividad Energética (LOCE)

Promueve soluciones económicas y de generación de energía a fin de superar la crisis energética, optimizando el manejo de los recursos públicos asociados al sector eléctrico en el ámbito público y privado, así como en todo el territorio nacional.

Ley Orgánica De Eficiencia Energética (LOEE)

Establece el marco legal y régimen de funcionamiento del Sistema Nacional de Eficiencia Energética – SNEE, y promover el uso eficiente, racional y sostenible de la energía en todas sus formas, a fin de incrementar la seguridad energética del país; al ser más eficiente, aumentar la productividad energética, fomentar la competitividad de la economía nacional, construir una cultura de sustentabilidad ambiental y eficiencia energética, aportar a la mitigación del cambio climático y garantizar los derechos de las personas a vivir en un ambiente sano y a tomar decisiones informadas.

REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-002/21, “Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación”

Establece las condiciones técnicas y comerciales a cumplirse con respecto al desarrollo y operación de centrales de generación distribuida, de propiedad de empresas que sean habilitadas por el Ministerio Rector para ejecutar la actividad de generación, siendo útil en el presente trabajo para analizar y definir la implementación de generación distribuida.

REGULACIÓN No. ARCONEL- 004/15, “Requerimientos Técnicos para la Conexión y Operación de Generadores Renovables No Convencionales a Las Redes de Transmisión y Distribución”

Establece los criterios y requisitos técnicos relacionados con la conexión de los generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución, a fin de: no degradar la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica, en la zona de influencia del generador; mantener en todo momento los niveles de corrientes y voltajes del sistema dentro de sus rangos admisibles; y, asegurar la operación eficiente y segura de la red.

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGIA

Como parte del presente trabajo en el CAPÍTULO 1 se detalló la teoría para que sirva como base para el desarrollo de la metodología propuesta que consiste en el planteamiento del problema y el modelo de optimización que se presenta a continuación.

2.1 Planteamiento del problema

Debido a la falta de proyectos de generación distribuida en Ecuador, y a la falta de información sobre el tema, se planteó la necesidad de definir una metodología para establecer de manera óptima qué cantidad de generadores se requieren para satisfacer una demanda eléctrica definida, como es el caso del presente trabajo para la ciudad de Quito.

Para este objetivo se plantea realizar una caracterización promedio horaria de la demanda eléctrica del área de estudio, de tal manera que se presenta una matriz de datos como la presentada en la Tabla 2.1

Hora promedio	Mes del año del caso de estudio				
	m1	m2	.	m11	m12
h1	$X_{1,1}$	$X_{1,2}$.	$X_{1,11}$	$X_{1,12}$
h2	$X_{2,1}$	$X_{2,2}$.	$X_{2,11}$	$X_{2,12}$
.
h23	$X_{23,1}$	$X_{23,2}$.	$X_{23,11}$	$X_{23,12}$
	$X_{24,1}$	$X_{24,2}$.		
h24			.	$X_{24,11}$	$X_{24,12}$

Tabla 2.1 Matriz de datos horaria de un día promedio de cada mes

Para planear un sistema de generación distribuida se deben definir los tipos de generación de acuerdo con el combustible que se implementa, sea energías convencionales, energías renovables convencionales o energías renovables no

convencionales. Para el presente trabajo se establece los siguientes tipos de generación:

- Generación mediante grupo electrógeno de combustible Diesel,
- Generación mediante grupo electrógeno de combustible a base de Hidrógeno, y
- Generación Solar Fotovoltaica.

En los sistemas de GD se pueden presentar muchos más tipos de generación combinados, sin embargo, y debido al alcance definido en la sección 1.4, se establecen los mencionados anteriormente para realizar el planeamiento.

Se debe realizar la consulta de los diferentes parámetros que modelan el sistema, entre los cuales se tiene:

- Demanda eléctrica de la ciudad de Quito, Ecuador.
- Costos de capital (CAPEX) para cada unidad de generación
- Costos de mantenimiento (OPEX) para cada unidad de generación
- Costos de combustible para las unidades que lo requieren
- Curvas de generación para las unidades renovables de acuerdo con la ciudad de Quito.
- Emisiones de GEI de los diferentes procesos mencionados

Entre los parámetros descritos, se resalta que la curva de generación para las unidades fotovoltaicas depende de la curva de irradiación solar y las magnitudes que la compongan, de tal manera que los datos se presentan en una matriz como la mostrada en la Tabla 2.1, además de que se debe realizar el análisis de todos los parámetros con el fin de establecer unidades para todo el proyecto.

Se plantea modelar cómo asignar la potencia de generación, considerando las tres tecnologías propuestas minimizando costos y emisiones mediante dos funciones objetivo, las cuales determinen el valor mínimo de costo total de generación diario o el mínimo total de emisiones diarias, teniendo en cuenta que se pueden combinar los dos casos. Para esto, se deben tener en cuenta los componentes de los parámetros para obtener costos totales de generación diaria y emisiones diarias totales, así mismo, se deben tener en cuenta las diferentes

restricciones que rigen las características físicas y eléctricas de los componentes del sistema, como lo son:

- Balance de demanda eléctrica
- Capacidad máxima instalada de las unidades de generación
- Restricciones de capacidad de generación de acuerdo con las condiciones climáticas
- Otras que sean convenientes para adaptar el modelo a la realidad

Finalmente, se debe solucionar el problema planteado mediante Programación Lineal Entero-Mixto que permita obtener los mínimos de las funciones objetivo, teniendo en cuenta que se tienen variables de decisión enteras como la cantidad de generadores o variables de decisión reales como potencia de salida. Con los resultados esperados se deberá realizar el análisis del frente de Pareto, con el cual se analizará el comportamiento de las variables de decisión de acuerdo con lo esperado, observando cuál es el punto de equilibrio entre la optimización de las dos variables objetivo. Las variables de decisión se deberán observar en una matriz hora mes, de tal manera que se cumpla con las restricciones planteadas.

Con el problema presentado se busca responder: ***¿Cuál es la cantidad de generadores y el valor de potencia de cada uno de ellos en cada hora, tales que satisfagan la demanda de energía eléctrica de Quito dentro de un horizonte temporal de 1 año, tal que minimicen los precios y las cantidades de emisiones en la generación, teniendo en cuenta los costos de inversión y operación de estos proyectos en Ecuador?***

2.2 Modelo de optimización

2.2.1 Índices

Debido a que el modelo matemático presenta diferentes términos respecto a unidades de generación, tipo y parámetros técnico económicos asociados. Se definen abreviaturas para referirse a la variable correspondiente con el fin de plantear de manera entendible las ecuaciones del modelo. A continuación, se presentan los diferentes términos, su definición y el rango al cual pertenece cada uno.

Componentes y subíndices

h	Hora promedio	$h \in \{1 : 24\}$
m	Meses del caso de estudio	$m \in \{1 : 12\}$
GF	Generador Fotovoltaico	$UND \in \mathbb{Z}^+$
GD	Generador Diesel	$UND \in \mathbb{Z}^+$
GH	Generador Hidrógeno	$UND \in \mathbb{Z}^+$

VARIABLES DE DECISIÓN

CTG	Costo Total de Generación	\$USD/día
ETG	Emisiones Totales de Generación	Ton-CO ₂ /día
N_x	Cantidad de unidades de generación de la unidad x	$UND \in \mathbb{Z}^+$
PGD (h,m)	Potencia de salida unidades de generación Diesel	kW
PGH (h,m)	Potencia de salida unidades de generación Hidrógeno	kW
P_{gen}	Potencia total de salida generada	kW

Parámetros

p	Peso de decisión sobre las funciones objetivo	$0 < p < 1$
CI_x	Costos iniciales de inversión para la unidad x	\$USD
CM_x	Costos de operación y mantenimiento para la unidad x	\$USD/día
VU_x	Vida útil de la unidad x	Días
CD	Costo de combustible Diesel	\$USD/kWh
CH	Costo de combustible Hidrógeno	\$USD/kWh
EE_x	Emisiones embebidas totales asociadas al generador x	Ton-CO ₂
ED	Emisiones directas del combustible Diesel	Ton-CO ₂
EH	Emisiones directas combustible Hidrógeno	Ton-CO ₂
PN_x	Potencia nominal de salida del generador x	kW
RG_{min}	Reserva mínima de giro del grupo eléctrico x	%D(h,m)
PGF (h,m)	Potencia nominal de salida de una unidad fotovoltaica	kW
D (h,m)	Demanda eléctrica	kW
P_{dem}	Potencia demandada	kW

2.2.2 Formulación de la función multiobjetivo

Para el desarrollo de la problemática se ha tomado el modelo de (A. Saif, 2010), debido a que aborda una gran parte de las variables involucradas en el problema que se desea solucionar. Sin embargo, se han realizado una serie de ajustes que permita llevar el modelo de referencia al caso de estudio planteado en el presente proyecto. El modelo general se describe en la ecuación (2-1).

$$FO = (p)CTG + (1 - p)ETG \quad (2-1)$$

La función objetivo a minimizar toma en cuenta tanto los costos totales de generación CTG como las emisiones totales de generación del sistema ETG, es decir, se podrá priorizar ya sean los costos o las emisiones. De manera más detallada, estas funciones se pueden expresar como:

2.2.2.1 Función objetivo de costos totales de generación

La función de costos totales de generación abarca los componentes de costos iniciales de cada unidad de generación, definidos por algunos autores como CAPEX, reduciéndolo a un valor por kW instalado. Por este motivo, fue de suma importancia establecer una potencia de generación por cada unidad debido a que la magnitud del proyecto influye en estos costos.

Otro componente de costos totales es el de operación y mantenimiento OPEX, el cual aplica para cada una de las unidades generadoras y corresponde a las necesidades de cada una para operar de manera correcta, incluyendo mantenimientos preventivos, correctivos y demás parámetros. Por último, los generadores por grupo electrógeno requieren combustible para su producción energética, por lo que esto se ve reflejado como el otro componente de costos.

La función objetivo que compila todos estos parámetros se presenta en la ecuación (2-2).

$$CTG = N_{GF} \left(\frac{CI_{GF}}{VU_{GF}} + CM_{GF} \right) + N_{GD} \left(\frac{CI_{GD}}{VU_{GD}} + CM_{GD} \right) + N_{GH} \left(\frac{CI_{GH}}{VU_{GH}} + CM_{GH} \right) + CD \left(\frac{\sum_{h=1}^{24} \sum_{m=1}^{12} PGD(h, m)}{12} \right) + CH \left(\frac{\sum_{h=1}^{24} \sum_{m=1}^{12} PGH(h, m)}{12} \right) \quad (2-2)$$

Como se observa en la ecuación (2-2), se realizan conversiones mediante parámetros como la vida útil o la cantidad de meses, con el fin de obtener los costos totales en formato \$USD por día, de tal modo que los resultados totales se presentarán para cada día del planeamiento.

2.2.2.2 Función objetivo de emisiones totales de generación

Para la función objetivo de emisiones totales, hay dos componentes principales. El primero son las emisiones de gases de efecto invernadero, que para este proyecto se enfoca en el dióxido de carbono producido por la fabricación, el transporte y la puesta en marcha de cada unidad de generación. Por otra parte, se tienen las emisiones que se generan por el uso de combustibles para la producción de energía, en el caso de los generadores mediante grupo electrógeno, por lo que estas dos componentes se presentan en la ecuación (2-3) de tal forma que se obtengan las emisiones totales emitidas por todo el sistema de generación planteado.

$$ETG = N_{GF} \left(\frac{EE_{GF}}{VU_{GF}} \right) + N_{GD} \left(\frac{EE_{GD}}{VU_{GD}} \right) + N_{GH} \left(\frac{EE_{GH}}{VU_{GH}} \right) + ED \left(\frac{\sum_{h=1}^{24} \sum_{m=1}^{12} PGD(h, m)}{12} \right) + EH \left(\frac{\sum_{h=1}^{24} \sum_{m=1}^{12} PGH(h, m)}{12} \right) \quad (2-3)$$

Al igual que los CTG, las emisiones totales se presentan en formato de Ton-CO₂ por día, por lo que se aplican los mismos parámetros de conversión de unidades para obtener los resultados esperados.

Para las dos funciones objetivo presentadas en las ecuaciones (2-2) y (2-3), se tienen sumatorias en los componentes que dependen de la potencia generada, esto debido a que se busca obtener un promedio total por cada mes, el cual se puede tomar como día debido al tratamiento de datos realizado anteriormente. De este modo, las variables de decisión PGD (Potencia Generada Diesel) y PGH (Potencia Generada Hidrógeno) son las que definen estos componentes de las ecuaciones y, de acuerdo a los pesos de la función objetivo total, se presentan variaciones en los resultados.

2.2.3 Restricciones

Debido a que las funciones objetivo presentadas en las ecuaciones (2-2) y (2-3) hacen énfasis en los costos totales y emisiones de GEI, las restricciones ajustan el modelo de acuerdo con las características técnicas, físicas y eléctricas que presentan los diferentes componentes del modelo. En este caso, se plantean las restricciones generales que parametrizan un sistema de generación distribuida.

2.2.3.1 Balance de potencias

En los sistemas eléctricos de potencia, una de las principales restricciones que presenta es el balance de potencias, donde la potencia generada debe ser, en lo posible, igual a la potencia consumida. En términos técnicos, esta condición garantiza la estabilidad en parámetros eléctricos como la frecuencia, la cual debe estar muy cercana a su valor nominal según establezcan los entes reguladores. La ecuación (2-4) muestra la condición básica que debe cumplirse.

$$P_{gen} \geq P_{dem} \quad (2-4)$$

En el caso del presente modelo planteado, se toma la potencia suplida por cada unidad de generación para obtener el total para cada hora mes, teniendo en cuenta que se puede presentar una carga no suplida y que, por lo tanto, este valor puede ser mayor o igual que la potencia demandada. Debido al modelo general de planeamiento, se desprecian términos de pérdidas y demás factores similares que afectan la ecuación. La restricción de balance de potencias se presenta en la ecuación (2-5).

$$D(h, m) \leq PGD(h, m) + PGH(h, m) + N_{GF} * PGF(h, m) \quad (2-5)$$

Como se observa en la restricción de balance de potencias, la potencia generada más la potencia no suplida debe ser igual o mayor que la potencia demandada para cada valor en función de h y m, garantizando la condición para cada término de la matriz. El término CNS o Carga No Suplida es variable de decisión debido a que se ajusta de acuerdo con los resultados del programa para obtener valores óptimos, y también varía en función de la hora y el mes. También se observa el

parámetro $PGF(h,m)$, el cual es una entrada al sistema, ya que representa la potencia de las unidades fotovoltaicas, que dependen directamente de las condiciones de irradiancia solar y su potencia de salida es fija, por lo que solamente se puede determinar la cantidad de unidades generadoras.

2.2.3.2 Potencia de salida de generadores Diesel

Debido a que las unidades de generación Diesel son equipos con características nominales de operación, presentan una potencia determinada de salida la cual no pueden superar. Esta condición es una restricción física y eléctrica del equipo, la cual se debe garantizar para obtener resultados acordes a la realidad. Para esto, se analiza la potencia de salida de todas las unidades de generación Diesel más la potencia de reserva de giro, con el fin de garantizar que siempre sea menor o igual a la cantidad de equipos por su potencia nominal. La ecuación (2-6) representa la restricción descrita.

$$PGD(h, m) + RG_{GD}(h, m) \leq N_{GD} * PN_{GD} \quad (2-6)$$

En la restricción de potencia de salida de los generadores Diesel, mostrada en la ecuación (2-6), el término $PGD(h,m)$ es la potencia de salida de todas las unidades de generación Diesel, siendo una variable de decisión que depende de h y m . El término RG_{GD} es la reserva de giro de los generadores Diesel que garantizan los cambios en la potencia de salida respecto a las variaciones en la demanda energética y las demás potencias de generación. El término de unidades de generación N_{GD} , que es variable de decisión y se presenta en números enteros y, por último, el término PN_{GD} , el cual representa la potencia nominal de los generadores.

2.2.3.3 Potencia de salida de generadores de hidrógeno

Al igual que la potencia de salida de generadores Diesel, los generadores mediante Hidrógeno, también pertenecientes al grupo electrógeno, presenta la misma restricción planteada para esas unidades, donde se debe garantizar que, las unidades de generación, no sobrepasen los límites nominales establecidos

por el fabricante. La restricción para las unidades electrógenas con hidrógeno se presenta en la ecuación (2-7).

$$PGH(h, m) + RG_{GH}(h, m) \leq N_{GH} * PN_{GH} \quad (2-7)$$

Los términos de esta restricción son equivalentes a los presentados para la restricción presentada en (2-6).

CAPÍTULO 3

3. ANALISIS DE DATOS Y CASOS DE ESTUDIO

3.1 Descripción del caso de estudio

Debido a que el enfoque del presente trabajo es realizar un planeamiento del sistema de potencia y buscar una alternativa de generación eléctrica ante la crisis del país, se buscó realizar el estudio para una demanda eléctrica de gran tamaño en el Ecuador, donde se puedan plantear diferentes métodos de generación eléctrica que permita utilizar costos relacionados con grandes proyectos de generación llevados a cabo por centrales generadoras, sectores privados y demás entidades.

Por tal motivo, se seleccionó a la ciudad de Quito como caso de estudio, ya que representa un componente importante en el mercado energético Ecuatoriano, donde en el año 2022 registró un consumo energético de alrededor de 3.600 GWh, representando aproximadamente un 16% del consumo total del Ecuador (Ministerio de Energía y Minas, 2022).

En la ciudad de Quito no se han desarrollado e implementado la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación, por tal motivo, el presente trabajo quiere abrir el camino al crecimiento de estos sistemas de generación distribuida. A pesar de no contar con las mejores condiciones climáticas para implementar generación mediante paneles fotovoltaicos, la ciudad de Quito es la segunda ciudad en el país con un alto consumo energético, por lo que implementar este tipo de métodos de generación, sería un factor clave para robustecer su red y, además, contribuir con el medio ambiente.

El medio ambiente es otro factor importante para la realización de este tipo de proyectos, por lo que implementar fuentes de generación renovables y limpias es un buen camino para la descarbonización de la ciudad de Quito.

3.2 Estudio de demanda eléctrica

La demanda energética es uno de los parámetros más relevantes en el desarrollo de cualquier proyecto de planeamiento energético, debido a que es la restricción más importante respecto a la capacidad y cantidad de unidades de generación. Para realizar el estudio de demanda eléctrica, se definió un lapso de un año (desde enero hasta diciembre del 2023) en el cual se tomaron datos de demanda proporcionados por el Departamento De Control De Calidad De Producto y Pérdidas Técnicas de la Empresa Eléctrica Quito S.A., en el cual se relaciona la potencia consumida por la ciudad de Quito en cada hora del mes.

Con esta información, se realizó el promedio de cada hora para los 12 meses de información, obteniendo la matriz presentada en la Tabla 3.1.

Hora	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23
1	378,83	389,42	390,74	395,43	394,86	392,40	408,01	401,90	397,83	385,10	385,86	397,47
2	351,73	362,51	363,81	370,22	369,95	367,68	383,43	376,46	376,57	364,06	364,23	374,29
3	337,79	348,31	349,90	355,84	356,97	355,25	369,98	363,23	365,79	353,60	354,83	362,97
4	332,07	342,12	344,06	350,07	351,20	349,84	363,75	356,70	360,73	346,99	349,29	355,78
5	336,82	346,21	349,67	354,66	357,32	354,78	365,87	359,55	366,63	348,33	353,46	358,05
6	372,56	379,52	388,49	389,85	395,74	390,16	389,44	385,40	400,92	380,74	387,21	385,87
7	409,00	414,52	431,04	422,67	428,89	423,44	414,65	411,01	430,80	408,66	411,52	408,59
8	419,72	426,72	442,99	439,84	449,00	448,53	451,85	440,40	448,92	426,11	433,17	428,35
9	468,59	476,36	494,41	490,40	496,71	495,66	502,54	490,88	489,98	457,49	467,51	474,91
10	505,42	512,76	531,85	526,63	529,38	526,71	533,89	525,32	519,68	481,29	497,07	503,93
11	528,03	533,15	552,24	545,90	547,51	543,32	549,08	545,50	538,21	495,15	492,43	502,61
12	545,14	548,78	568,76	560,77	561,08	555,92	558,76	559,79	550,78	507,29	496,51	502,33
13	542,01	546,14	565,23	556,48	556,88	553,12	560,81	562,55	545,69	504,03	487,70	502,51
14	532,77	536,57	553,42	546,26	546,34	542,35	550,34	552,89	536,46	497,10	483,33	498,09
15	525,11	527,44	545,79	537,94	538,15	532,55	538,47	541,52	529,29	491,41	482,29	483,24
16	518,69	520,31	541,57	532,54	532,99	525,67	531,30	535,62	527,69	488,23	475,61	475,66
17	510,81	512,14	535,13	529,11	527,72	520,69	524,64	529,53	521,59	485,04	465,91	465,66
18	505,94	505,83	527,89	526,35	522,60	514,22	517,26	521,53	514,61	487,48	469,67	464,90
19	532,22	527,30	552,74	564,11	561,36	546,51	542,52	546,71	546,11	532,48	536,62	523,01
20	592,87	592,15	609,54	607,42	607,23	594,83	595,55	601,46	587,19	561,36	581,80	575,06
21	588,35	588,06	601,83	595,48	595,08	583,35	585,35	590,89	574,24	549,57	570,71	566,10
22	552,45	553,15	563,16	556,65	556,83	546,68	552,50	555,27	538,92	518,12	534,72	536,50
23	493,06	498,27	504,03	499,92	500,87	493,52	503,45	502,80	488,67	471,14	481,31	487,94
24	428,71	436,65	439,74	439,57	440,24	435,95	449,43	445,03	435,54	422,21	427,84	436,94

Tabla 3.1 Demanda eléctrica [MW] Quito, 2023

Fuente: Empresa Eléctrica Quito S.A.

Para un mejor entendimiento sobre el comportamiento de la demanda de la ciudad de Quito presentada en la Tabla 3.1, se realizó la gráfica que presenta las curvas de demanda promedio para todos los meses, la cual se grafica en la Figura 3.1.

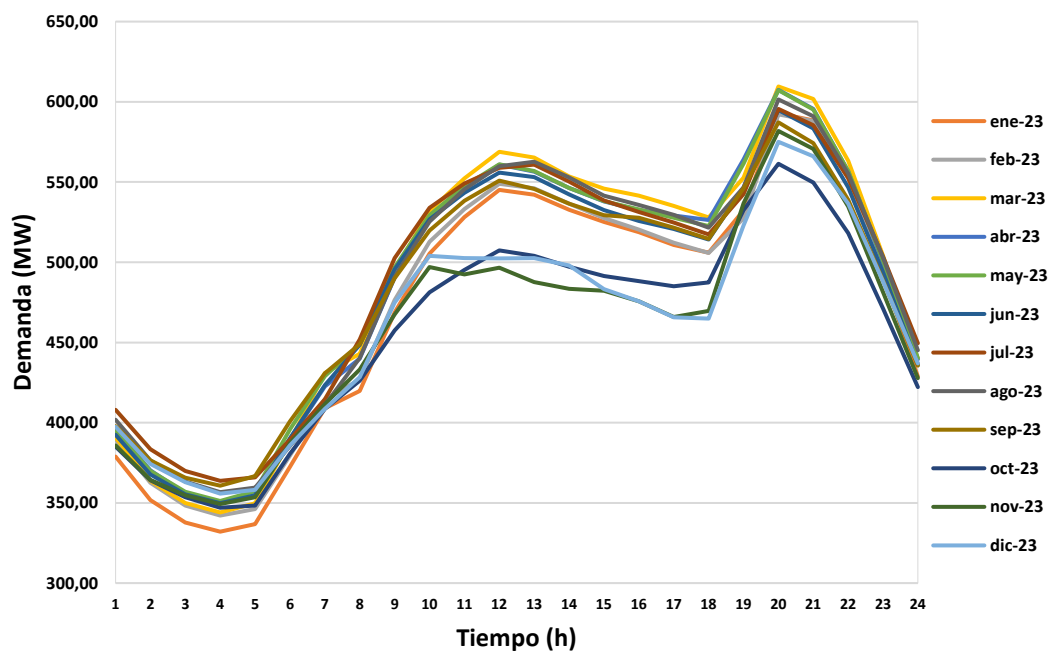


Figura 3.1 Curva de demanda eléctrica Quito, 2023

Fuente: Empresa Eléctrica Quito S.A.

En la Figura 3.1 se muestra el comportamiento de la demanda de la ciudad de Quito para todos los meses del 2023 en un lapso de un día, donde los datos fueron promediados para cada hora. Se puede observar que las horas pico de demanda máxima es alrededor de las 10:00 y las 12:00 y entre las 19:00 hasta las 21:00 horas con un valor máximo aproximado de 609 MW. Y en horas de menos consumo de demanda alrededor de las 3:00 hasta las 5:00 horas con un valor mínimo de 332 MW. Por otra parte, se observa que los meses de menor demanda son en octubre, noviembre y diciembre, sin embargo, hay que señalar que estas demandas son atípicas, ya que, en el año 2023, existieron racionamientos de energía a nivel de país, ya que estos meses generalmente, son los de mayor consumo.

Con este breve análisis, la potencia generada se debe ajustar para satisfacer esta demanda de acuerdo a sus variaciones en los días y en el mes.

3.3 Estudio de curvas de generación solar

En el sector de generación solar fotovoltaica, se presenta una dependencia directa respecto a las condiciones climáticas. Debido a que el presente trabajo presenta un estudio de planeamiento energético, se tiene en cuenta únicamente

el parámetro de irradiación solar (Wh/m^2), siendo el más importante para este tipo de generación. Bajo este modelo, se realizó la búsqueda de información de irradiación solar del año 2023 en la ciudad de Quito en la base de datos de La Red Metropolitana de Monitoreo Atmosférico de Quito (REMMAQ), donde se tiene una configuración promedio horaria histórica, la cual se presenta en la Tabla 3.2.

Hora	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	13,60	15,53	14,22	28,32	34,90	32,00	26,22	30,97	54,13	56,40	64,81	37,67
8	136,68	164,98	124,97	170,40	184,09	199,01	181,85	203,76	265,31	221,44	262,60	204,54
9	333,32	362,09	310,02	366,56	418,57	399,29	406,40	435,81	492,16	431,39	485,21	387,73
10	556,42	504,12	450,79	540,10	545,58	547,32	564,76	638,64	699,19	603,44	716,53	570,13
11	679,57	693,76	540,51	675,35	651,12	684,15	744,28	818,62	883,85	736,99	771,69	678,14
12	703,08	796,54	494,01	656,96	682,26	763,17	834,75	873,81	887,16	749,13	760,46	713,59
13	651,78	721,14	450,29	581,56	606,21	700,46	769,86	781,75	803,64	577,22	659,69	586,42
14	481,67	628,64	394,66	453,75	479,54	576,72	682,77	646,85	646,76	473,10	481,30	485,60
15	398,67	489,65	309,38	330,09	363,17	443,21	551,32	521,42	497,80	371,14	372,71	383,89
16	285,83	331,65	221,65	186,73	275,03	325,79	402,66	339,37	314,88	236,18	288,83	238,56
17	151,08	184,14	130,25	110,41	163,92	177,31	230,17	196,80	177,19	118,28	155,11	133,00
18	54,31	65,58	48,25	34,10	41,36	47,41	67,17	59,84	48,49	23,26	32,66	37,65
19	2,62	3,29	1,44	0,00	0,00	0,00	0,21	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 3.2 Promedio horario de la irradiación solar (Wh/m^2)

Fuente: Red Metropolitana de Monitoreo Atmosférico de Quito (REMMAQ)

De la misma manera, se realizó el gráfico con los datos presentados en la Tabla 3.2 donde se observa las curvas de irradiación para cada mes del 2023, de tal modo que se pueda realizar el análisis de potencias generadas por las unidades fotovoltaicas y que tengan como restricción dichas curvas. De este modo se garantiza que el modelo de programación matemática tenga en cuenta las condiciones climáticas y no entregue resultados no factibles al considerar las curvas de irradiación como restricciones. La gráfica se presenta en la figura 4.2.

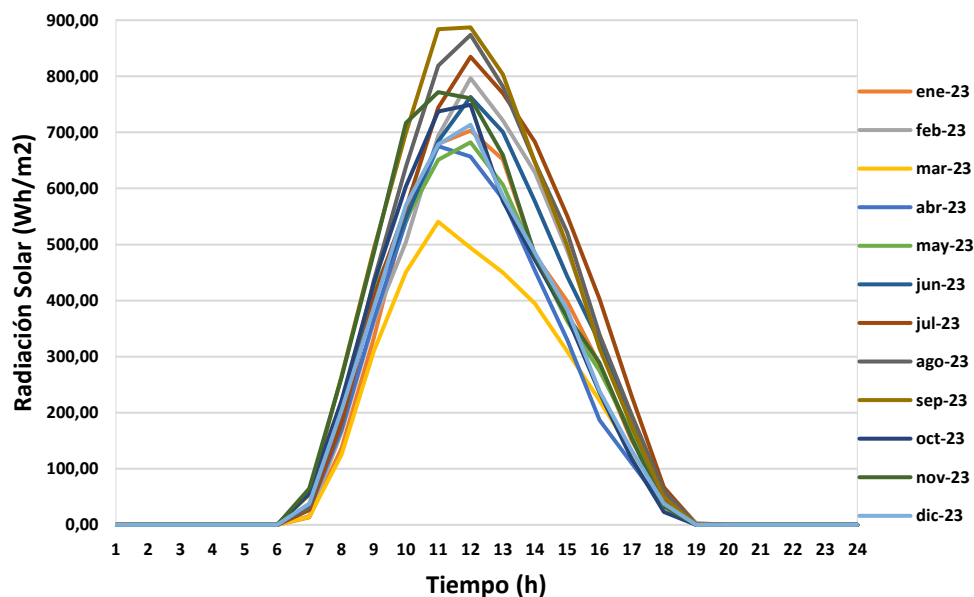


Figura 3.2 Curva de irradiación solar de la ciudad de Quito, 2023

Fuente: Red Metropolitana de Monitoreo Atmosférico de Quito (REMMAQ)

Para el análisis de estudio se tomaron los datos de irradiación de Quito como referencia con el fin de normalizar la potencia de salida de cada unidad de generación, vamos a asumir que en el valor máximo de irradiación solar se presenta el máximo de potencia generada, en el presente caso 10 MW, mientras que los datos serán proporcionales a cada hora.

Bajo esta consideración, se realizó la tabla de potencias entregadas por cada unidad fotovoltaica, asumiendo que todas tendrán el mismo comportamiento. Se presenta en la Tabla 3.3 los valores normalizados de potencia por unidad de generación fotovoltaica de acuerdo con el máximo valor mensual, asumiendo que cada unidad está diseñada para que en cualquier mes entregue su capacidad nominal. Así mismo, se generan las curvas de potencia de salida para cada mes, la cual se presenta en la Figura 3.3.

Hora	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,19	0,19	0,26	0,42	0,51	0,42	0,31	0,35	0,61	0,75	0,84	0,53
8	1,94	2,07	2,31	2,52	2,70	2,61	2,18	2,33	2,99	2,96	3,40	2,87
9	4,74	4,55	5,74	5,43	6,14	5,23	4,87	4,99	5,55	5,76	6,29	5,43
10	7,91	6,33	8,34	8,00	8,00	7,17	6,77	7,31	7,88	8,06	9,29	7,99
11	9,67	8,71	10,00	10,00	9,54	8,96	8,92	9,37	9,96	9,84	10,00	9,50
12	10,00	10,00	9,14	9,73	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	9,85	10,00
13	9,27	9,05	8,33	8,61	8,89	9,18	9,22	8,95	9,06	7,71	8,55	8,22
14	6,85	7,89	7,30	6,72	7,03	7,56	8,18	7,40	7,29	6,32	6,24	6,81
15	5,67	6,15	5,72	4,89	5,32	5,81	6,60	5,97	5,61	4,95	4,83	5,38
16	4,07	4,16	4,10	2,76	4,03	4,27	4,82	3,88	3,55	3,15	3,74	3,34
17	2,15	2,31	2,41	1,63	2,40	2,32	2,76	2,25	2,00	1,58	2,01	1,86
18	0,77	0,82	0,89	0,50	0,61	0,62	0,80	0,68	0,55	0,31	0,42	0,53
19	0,04	0,04	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 3.3 Potencia de salida de una unidad fotovoltaica de 10 MW

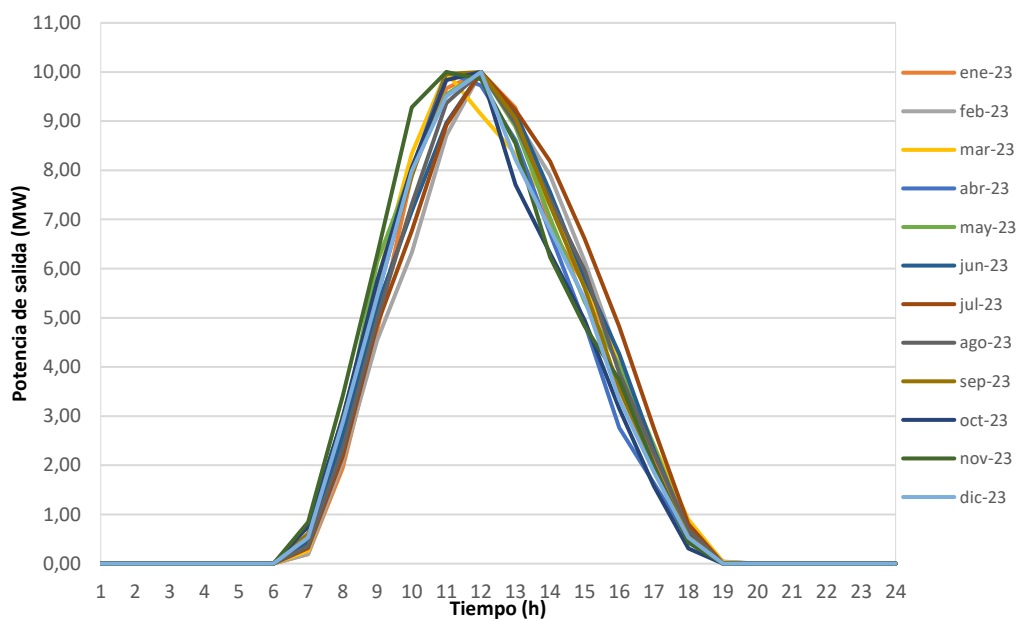


Figura 3.3 Curva de potencia de salida de una unidad fotovoltaica de 10 MW

3.4 Costos totales de generación

En la sección 2.2, se detalló que la función objetivo se divide en dos secciones. La sección 2.2.2.1 aborda lo correspondiente a los costos de inversión (CAPEX), los costos de operación y mantenimiento (OPEX) y los costos de combustible de cada uno de los sistemas de generación implementados. Por lo cual, se realizó la revisión bibliográfica en entidades gubernamentales encargadas de la regulación del sistema eléctrico a nivel nacional, con el fin de obtener los

parámetros necesarios para lograr dar solución al problema propuesto en este trabajo.

Se debe indicar que los costos son estimados y pueden variar significativamente de acuerdo con la cantidad de unidades de generación implementadas, impuestos por importación de equipos, variaciones futuras en los costos de cada elemento que componga la unidad de generación y demás factores que tengan correlación con el sistema propuesto.

3.4.1 Costos de generación Fotovoltaica

De acuerdo al Atlas de sector eléctrico Ecuatoriano en generación fotovoltaica Ecuador cuenta con una capacidad total instalada de 29,06 MW, es decir un 0,53% del total de generación en el país. Siendo las unidades más grandes de 5,99 MW y en Pichincha está declarado una central de 1 MW (ARCERNR, 2023). Por tal motivo, como objeto de estudio se asumió una unidad de generación de 10 MW de capacidad instalada, para incentivar esta fuente de energía renovable para la cual se define el CAPEX y OPEX por el total de potencia generada.

Como referencia en Colombia para el 2023 se tiene que el CAPEX por vatio (W) instalado de un sistema fotovoltaico se estima en un valor aproximado de 1 USD (CNE, 2021). De este modo, al definir que cada planta de generación tiene capacidad nominal de 10 MVA, el CAPEX total se estimaría de 10 millones de dólares (USD).

El OPEX se estipula en aproximadamente 14 USD por kWh-año (IRENA, 2019). Debido a que el valor es implementado en el modelo en unidades de USD/día, se realiza la conversión asumiendo un comportamiento estándar de generación y se obtiene un OPEX de 383,56 USD/día.

El tiempo de vida útil esperado de una unidad fotovoltaica es de 25 años (Berrío & Zuluaga, 2014), esta vida útil aplica para la mayoría de unidades de generación de casi cualquier tipo, por lo cual se estableció este periodo de tiempo.

3.4.2 Costos de generación con Diésel

La generación a Diesel funciona como un respaldo que brinda robustez al sistema de generación distribuida, debido a que no presenta dependencia de condiciones climáticas para entregar su capacidad nominal. Teniendo en cuenta esto, se propone para el presente trabajo, implementar grupos electrógenos con capacidad nominal de 5 MW cada uno, los cuales se encuentran disponibles en catálogos de diferentes fabricantes.

El CAPEX de cada grupo electrógeno Diesel es de aproximadamente 800 USD/kW instalado (Ericson & Olis, 2019), por lo tanto, para una unidad de generación de 5 MW se estima que el CAPEX es de aproximadamente 4 millones de dólares (USD). De acuerdo con información técnica de diferentes fabricantes, se estipula una vida útil de 25 años.

El OPEX para cada unidad de generación de este tipo representa aproximadamente un 5% del costo inicial. Por lo que, si se tiene un valor de 4 millones de dólares iniciales, su equivalente correspondería a 547,94 USD/Día según (A. Saif, 2010).

Por último, el costo de combustible Diesel se calcula a partir de la eficiencia del generador y las tasas de conversión energética de acuerdo con el tipo de combustible, en este caso Diesel.

Según la aplicación de un fabricante de grupos electrógenos, la cantidad de combustible por kWh generado para un grupo electrógeno de 5 MW es de 0,0837 galones por kWh (este valor ya incluye la eficiencia) (Atlas Copco, 2024). Por lo tanto, teniendo en cuenta que el costo de combustible Diesel 2/Premium Eléctrico a enero del 2024 es de 0,90 USD/Gal (PETROECUADOR, 2024), el costo de generación actualmente llega a 0,08 USD/kWh.

3.4.3 Costos de generación con Hidrógeno

De manera similar a los sistemas de generación con Diesel, los sistemas que utilizan hidrógeno como combustible son grupos electrógenos diseñados para soportar los altos valores energéticos de este tipo de gas. Para el presente trabajo, se realizó la búsqueda en los catálogos de diversos fabricantes como

Caterpillar, quien tiene disponibles generadores de gas como el G3520H, el cual tiene la capacidad de admitir Hidrógeno.

El CAPEX de cada grupo electrógeno de gas que soporta Hidrógeno como combustible es de aproximadamente 1000 USD/kW, debido a que a pesar de ser similar a los generadores Diesel, deben soportar mayor potencia de combustión (Ericson & Olis, 2019), por lo que su costo es un 20% mayor aproximadamente, teniendo un CAPEX total de 5 millones de dólares (USD) para cada unidad. Al igual que ese tipo de generador, su vida útil estimada es de 25 años por recomendación de los fabricantes.

El OPEX de este tipo de generadores también se asimila al de un grupo electrógeno de gas. Generalmente, estos costos representan un 30% menos del valor de los generados a partir de combustible diesel. Tomando como referencia (A. Saif, 2010) el OPEX para este tipo de unidad de generación correspondería a 684,93 USD/día.

En cuanto al costo del combustible, se consultó el valor por kg de H₂ producido a partir de diferentes fuentes de producción del elemento energético. De este modo se tienen datos de costo para hidrógeno azul obtenido a partir de gas natural, hidrógeno verde obtenido a partir de energía renovable (en este caso solar) e hidrógeno gris obtenido a partir de carbón.

El valor de combustible se calcula a partir del costo por kg de hidrógeno producido. Por ende, para el hidrógeno azul se tiene un valor aproximado de 3 USD (IEA, 2023). En este mismo artículo se especifica que este elemento tiene un contenido energético de 120,1 MJ/kg de H₂ que equivale a 15,11 kWh/kg de H₂ tomando una eficiencia del 45,3% según el proveedor Caterpillar (Cat, 2024). Por lo tanto, el costo de producción de energía eléctrica a partir de hidrógeno azul es de 0,19 USD/kWh. Para el caso del hidrógeno verde, se estima un costo de 8,5 USD/kg-H₂ (IEA, 2023). De esta manera se tiene un costo de producción de energía de 0,56 USD/kWh. Finalmente, para el caso del hidrógeno gris se estima un valor de 2,5 USD por kg-H₂ según (IEA, 2023), que resulta en 0,17 USD/kWh.

Los costos iniciales, costos de operación y mantenimiento, y los costos de combustibles para cada unidad de generación presentados en la sección 3.4, se resumen en la Tabla 3.4.

Tecnología de generación	Costo inicial	Costo de operación y mantenimiento	Costo de combustible
Fotovoltaica	\$10M USD	\$14 USD/día	n/a
Diesel	\$4M USD	\$547,94 USD/día	\$0,08 USD/día
Hidrógeno Gris	\$5M USD	\$684,93 USD/día	\$0,17 USD/día
Hidrógeno Azul	\$5M USD	\$684,93 USD/día	\$0,19 USD/día
Hidrógeno Verde	\$5M USD	\$684,93 USD/día	\$0,56 USD/día

Tabla 3.4 Resumen - Costos por unidad de generación

3.5 Emisiones totales de generación

En la sección 2.2.2.2 aborda las emisiones generadas por cada uno de los sistemas, las cuales se dividen en dos apartados: emisiones embebidas (EE_x) que corresponden a los procesos requeridos para la fabricación, transporte e instalación de cada unidad de generación y emisiones directas (ED y EH) que se generan desde que el sistema se pone en marcha para la producción de energía eléctrica, incluyendo las emisiones de fabricación y quema de combustibles. Estos valores son aproximados, donde se pueden llegar a tener variaciones dependiendo de las condiciones ambientales, tipo de generador, condiciones de funcionamiento, entre otras.

3.5.1 Emisiones de generación Fotovoltaica

Esta tecnología destaca por ser una fuente verde confiable, libre de contaminación y que satisface la creciente demanda que se presenta actualmente (Benitez, Torres, Gámez, & Pacheco, 2013). Sin embargo, en la página oficial de la Organización de las Naciones Unidas (ONU), el autor Rhone Resch, presidente de la Asociación de Industrias de Energía Solar en Estados Unidos (SEIA) afirma que este tipo de generación pese a tener un impacto

ambiental bajo respecto a otros métodos de generación, proporciona aproximadamente 1,20 ton-CO₂/kW de emisiones embebidas (Naciones Unidas, 2024). Para obtener las emisiones embebidas totales, se tiene en cuenta la capacidad nominal de cada unidad fotovoltaica, calculando aproximadamente 12000 ton-CO₂.

Las emisiones directas son nulas para este tipo de unidades de generación renovables, debido a que no realizan quema de combustible para la producción eléctrica, por lo tanto, sus emisiones de CO₂ son cero (Naciones Unidas, 2024). Hay que señalar que no se toma en cuenta el ciclo de vida del funcionamiento de los paneles, como pueden ser emisiones por degradación de materiales, indirectas u otras que tengan relación con la afectación del ecosistema donde es instalado.

3.5.2 Emisiones de generación Diesel

Las emisiones generadas de un grupo electrógeno a diesel se estiman aproximadamente de 0,55 ton-CO₂/kW instalado (Cambridge, 2014). Este valor incluye las emisiones emitidas por la construcción, transporte, instalación y puesta en marcha del generador. Debido a que la capacidad nominal de cada unidad es de 5 MW, las emisiones embebidas totales para cada grupo electrógeno de Diesel son 2750 Ton-CO₂.

Un sistema de generación a diésel genera emisiones de CO₂ en el proceso de quema de combustible. Debido a esto, normalmente las emisiones de CO₂ por kWh generado son mayores a las emitidas por otros tipos de fuentes como las renovables. Según EPA (Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos), de acuerdo a los galones de combustible consumidos se estima una emisión de 10180,0 gramos de CO₂/gal de diésel (EPA, 2024). Por lo tanto, de acuerdo a estas especificaciones la cantidad de emisiones por kWh generado es de 852 gramos de CO₂/kWh.

3.5.3 Emisiones de un sistema de generación por hidrógeno

Las emisiones generadas de un grupo electrógeno a base de hidrógeno, como se especificó en los costos, presentan similitud con los generadores de gas, por

lo que para estos se tiene un valor de 0,38 ton-CO₂/kW instalado (Cambridge University Press, 2022). De este modo, teniendo en cuenta que la capacidad nominal de cada unidad es de 5 MW, se tiene que las emisiones embebidas totales son de 1900 ton-CO₂. La reducción en emisiones respecto a las unidades diesel se debe a los procesos de captación de CO₂ en la producción del hidrógeno.

Las emisiones directas se refieren a la producción y uso del combustible para la generación eléctrica. Sin embargo, cuando se alimenta un grupo electrógeno con hidrógeno, el resultado de este proceso es vapor de agua, por lo cual, se considera solo las emisiones emitidas en el proceso de extracción y producción del hidrógeno.

- **Hidrógeno gris:** es el que más emisiones genera, debido al no uso de tecnologías de captura, almacenamiento y uso de carbono, presentando valores de 22,0 kg – CO₂/kg – H₂ y, en términos de energía, 1,46 kg – CO₂/kWh (IEA, 2023).
- **Hidrógeno azul:** al ser extraído de gas natural e incorporar tecnología de captura, almacenamiento y uso del carbono, las emisiones totales son bajas respecto al hidrógeno gris, con un valor estimado de 5,1 kg – CO₂/kg – H₂ y, en términos de energía, 0,34 kg – CO₂/kWh.
- **Hidrógeno verde:** producido mediante electrólisis utilizando generación fotovoltaica o eólica, las emisiones emitidas en su proceso de fabricación son cero, omitiendo algunas emisiones embebidas que representan un valor mínimo respecto a otros tipos de hidrógeno, por lo que en términos de energía sería 0,00 kg –CO₂/kWh.

Las emisiones generadas y directas por cada unidad de generación, presentadas en la sección 3.5, se resumen en la Tabla 3.5.

Tecnología de generación	Emisiones generadas	Emisiones directas
Fotovoltaica	12000 ton-CO2	n/a
Diesel	2750 ton-CO2	0,852 kg-CO2/kWh
Hidrógeno Gris	1900 ton-CO2	1,46 kg-CO2/kWh
Hidrógeno Azul	1900 ton-CO2	0,34 kg-CO2/kWh
Hidrógeno Verde	1900 ton-CO2	n/a

Tabla 3.5 Resumen - Cantidad de emisiones por unidad de generación

CAPÍTULO 4

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Los resultados mostrados en este capítulo corresponden a tres casos de estudio planteados de acuerdo con los diferentes tipos de hidrógeno consultados, como se puede observar en la Tabla 4.1:

Caso	Generación distribuida
1	Unidades Fotovoltaicas, grupos electrógenos Diesel y Grupos electrógenos con Hidrógeno gris
2	Unidades Fotovoltaicas, grupos electrógenos Diesel y Grupos electrógenos con Hidrógeno azul.
3	Unidades Fotovoltaicas, grupos electrógenos Diesel y Grupos electrógenos con Hidrógeno verde.

Tabla 4.1 Casos de estudio de generación distribuida

Para obtener los resultados esperados para cada uno de los casos de estudio, se compilaron los parámetros consultados en las diferentes fuentes de información presentadas en el capítulo 3 con el fin de ingresarlos al programa de solución matemática GAMS Studio, por sus características de manejo de gran cantidad de variables de decisión y el sencillo planteamiento de las ecuaciones (función objetivo y restricciones) que modelan el sistema, presentadas en la sección 2.2.

Debido a que el modelo matemático es de minimización de costos y emisiones totales diarias, se tienen infinitas soluciones óptimas que dependen de la prioridad que se le dé a cada función objetivo, por lo que para cada caso se realizó la minimización con cambios del peso p de 0,05 en un rango de 0 a 1, donde las variables de decisión CTG y ETG son de principal interés, ya que permiten graficarse para observar el comportamiento de cambio de una función objetivo respecto a la otra. Este tipo de gráfico es conocido como Frente de Pareto y es el medio para definir el peso p eficiente.

De acuerdo con el escenario óptimo y eficiente elegido mediante el gráfico de Frente de Pareto, se presentan las diferentes variables de decisión como potencias de las unidades de generación, cantidad de unidades y resultados de las funciones objetivo. Cabe resaltar que este es un escenario elegido y que puede modificarse de acuerdo con otras restricciones externas (como límites presupuestales, límites de espacios, entre otros, los cuales dependen de cada caso real particular en el cual se quiera aplicar este modelo de planeamiento.

4.1 Sistema de Generación Distribuida incluyendo Hidrógeno Gris

De acuerdo a las formulaciones realizadas, se aplicará el modelo de optimización multiobjetivo, en tal sentido, se aplicará el método épsilon, por lo que ha establecido un contador equivalente a 20 eventos diferentes, los que permitirán formar el frente de Pareto. Es necesario señalar que, para cada evento, se realizará un despacho económico considerando las dos funciones objetivo. En tal razón, se ha obtenido la Tabla 4.2.

Evento	Peso p	CTG (\$ USD / día)	ETG (Ton-CO2 / día)
s1	0	\$889.078,46	5509
s2	0,1	\$873.620,37	5513
s3	0,15	\$873.620,37	5513
s4	0,2	\$868.403,34	5520
s5	0,25	\$860.581,11	5542
s6	0,3	\$850.451,24	5581
s7	0,35	\$809.989,84	5781
s8	0,4	\$809.989,84	5781
s9	0,45	\$806.983,76	5801
s10	0,5	\$806.983,76	5801
s11	0,55	\$806.983,76	5801
s12	0,6	\$806.316,59	5815
s13	0,65	\$806.316,59	5815
s14	0,7	\$799.743,46	5955
s15	0,75	\$799.743,46	5955
s16	0,8	\$798.266,35	6003
s17	0,85	\$798.266,35	6003
s18	0,9	\$798.266,35	6003
s19	0,95	\$797.317,16	6034
s20	1	\$797.317,16	6034

Tabla 4.2 Método épsilon – Frente de Pareto – H₂ Gris

De la Tabla 4.2, dados los resultados obtenidos para los diferentes eventos, se obtiene la Figura 4.1 que corresponde al frente de Pareto.

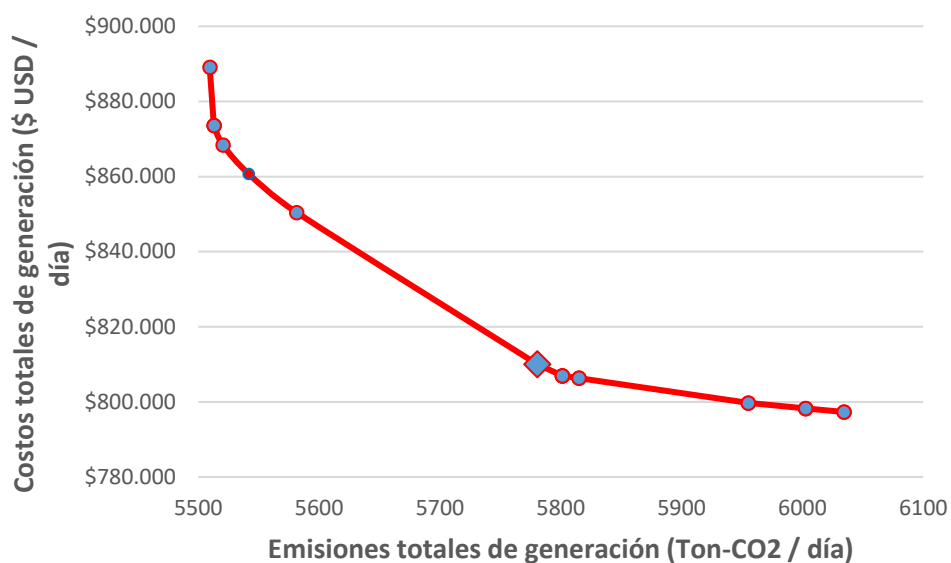


Figura 4.1 Frente de Pareto – H₂ Gris

Una vez obtenido el frente de Pareto se procede a realizar el análisis posterior para seleccionar aquella solución que ajusta de manera equitativa a todos los objetivos, para lograr lo indicado se aplicará las funciones de afinidad o pertenencia para los objetivos, para lo cual se procederá de la siguiente manera:

1. De la Tabla 4.2 se determina el valor máximo y mínimo para cada una de las funciones de Costos de Generación y Emisiones.

	CTG (\$ USD / día)	ETG (Ton-CO₂ / día)
máx	\$889.078,46	6034
min	\$797.317,16	5509

Tabla 4.3 Máximo y Mínimo de Funciones – H₂ Gris

2. Se procede al cálculo de la función de pertenencia para cada una de las funciones objetivo, obteniéndose la Tabla 4.4.

$u^f \text{ costos}$	$u^f \text{ emisiones}$
0,00	1,00
0,17	0,99
0,17	0,99
0,23	0,98
0,31	0,94
0,42	0,86
0,86	0,48
0,86	0,48
0,89	0,44
0,89	0,44
0,89	0,44
0,90	0,42
0,90	0,42
0,97	0,15
0,97	0,15
0,99	0,06
0,99	0,06
0,99	0,06
1,00	0,00
1,00	0,00

Tabla 4.4 Funciones de pertenencia - H₂ Gris

3. Se procede a encontrar el mínimo de los valores de la Tabla 4.4. De lo cual se obtiene la Tabla 4.5.

Evento	Min ($u^f \text{ costos}, u^f \text{ emisiones}$)
s1	0,00
s2	0,17
s3	0,17
s4	0,23
s5	0,31
s6	0,42
s7	0,48
s8	0,48
s9	0,44
s10	0,44
s11	0,44
s12	0,42
s13	0,42
s14	0,15
s15	0,15
s16	0,06
s17	0,06
s18	0,06
s19	0,00
s20	0,00

Tabla 4.5 Mínimo de las funciones de pertenencia - H₂ Gris

4. Finalmente se encuentra el máximo valor de la Tabla 4.5, consiguiéndose de esta forma el punto óptimo u óptimo de Pareto, para el caso corresponde al Evento s7 con un valor de 0.48.

Por lo expuesto, el punto óptimo alcanzado corresponde al despacho efectuado en el Evento 7 con un peso de 0.35. En la Tabla 4.6 y Figura 4.2 se muestran los resultados de acuerdo a los pesos de decisión asignados a la función objetivo, donde se indica el costo total de generación y las emisiones totales de generación, de acuerdo al número de unidades y tipo de generación.

Peso p	CTG (\$ USD / día)	ETG (Ton-CO2 / día)	Número de GF	Número de GD	Número de GH
0	\$889.078,46	5509	238	143	0
0,35	\$809.989,84	5781	132	143	0
1	\$797.317,16	6034	95	143	0

Tabla 4.6 Resultados incluyendo H₂ Gris

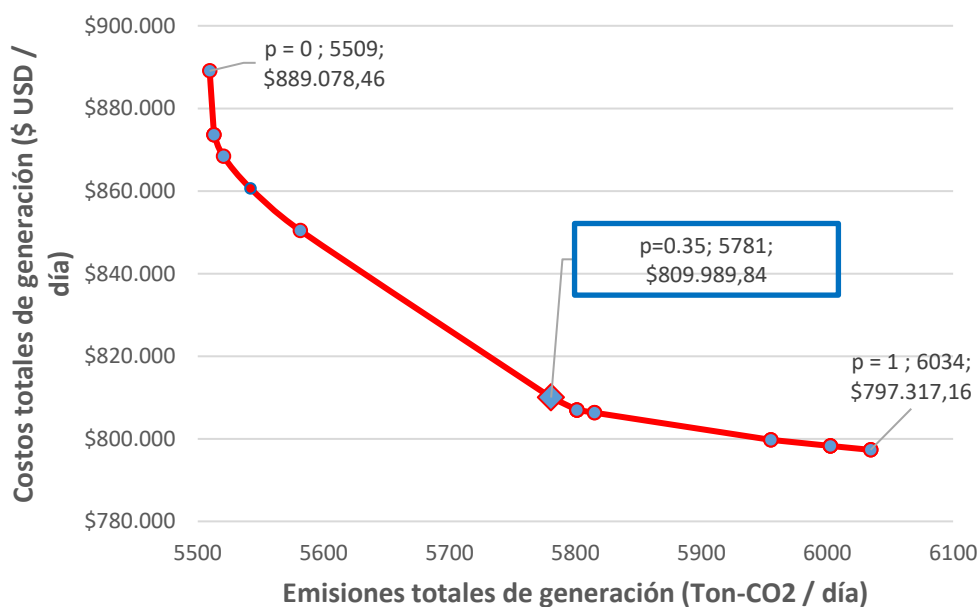


Figura 4.2 Solución Óptima del Frente de Pareto incluyendo H₂ Gris

Los resultados reflejados que se muestran en la Tabla 4.6, el punto óptimo más eficiente es con el peso = 0.35 donde representa un valor intermedio entre el mejor costo de generación y la menor cantidad de emisiones del sistema. De lo cual, se destaca que en este caso el modelo matemático no seleccione en ninguno momento alguna unidad de generación por hidrógeno. Sin embargo, los resultados son los esperados si se tiene en cuenta que los datos técnico económicos de esta unidad de generación resultan ser los más elevados y con la mayor cantidad de emisiones de CO₂.

Como se observa en la Tabla 4.7 el despacho obtenido para el evento 7 por tipo de tecnología y por tipo de combustible. En este caso, como la cantidad de unidades de generación de hidrógeno gris es cero, solo se entrega potencia por parte de las unidades fotovoltaicas y Diesel.

Tiempo (h)	Diesel	Fotovoltaica	Hidrógeno
1	78	0	0
2	73	0	0
3	70	0	0
4	69	0	0
5	70	0	0
6	78	0	0
7	79	3	0
8	28	31	0
9	0	76	0
10	0	110	0
11	0	132	0
12	0	121	0
13	0	110	0
14	0	96	0
15	0	76	0
16	0	54	0
17	43	32	0
18	82	12	0
19	110	0	0
20	122	0	0
21	120	0	0
22	113	0	0
23	101	0	0
24	88	0	0

Tabla 4.7 Despacho por tipo de tecnología - H₂ Gris

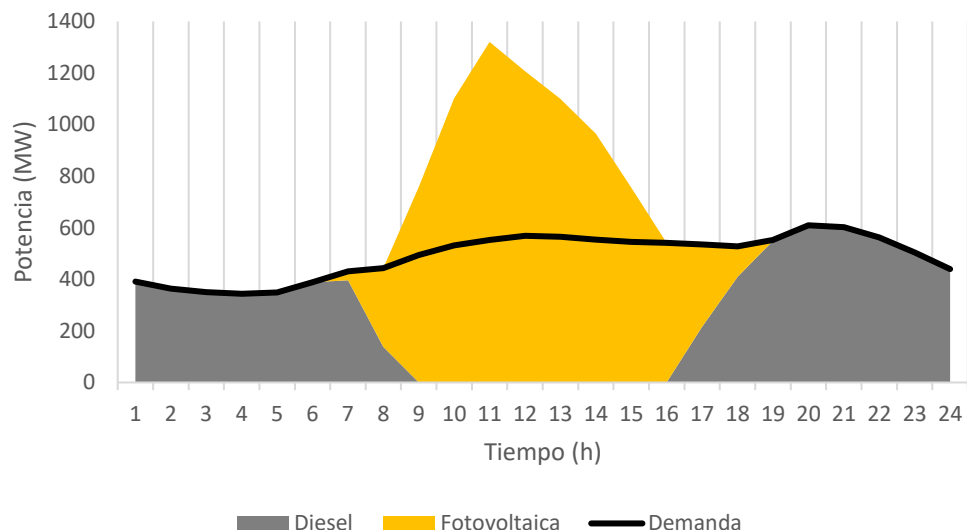


Figura 4.3 Despacho por tipo de tecnología incluyendo Hidrógeno Gris

Debido a que la demanda eléctrica debe ser suplida en todo (h,m) según la restricciones planteadas, las variables de decisión (potencias y cantidad de generadores) deben ser mayores o iguales a la demanda caracterizada. Para efectos de análisis se tomó la demanda del mes de Marzo del 2023 y como se muestra en la Figura 4.3, en las horas nocturnas, donde por temas climáticos no hay irradiación solar, los generadores Diesel deben suplir el 100% de la demanda eléctrica. En medida como la potencia de las unidades fotovoltaicas aumenta, la potencia de salida de los generadores Diesel disminuye hasta llegar a 0, en este caso es un apagado total de todas las unidades. En las horas donde se presenta irradiancia solar, las unidades de generación fotovoltaica se priorizan debido a que se definió un peso $p = 0,3$, el cual busca una reducción en las Emisiones Totales de Generación. Debido a que las unidades de generación fotovoltaicas tienen una curva de potencia de salida característica e invariable, para reducir las emisiones se debe disminuir la potencia de salida de las unidades Diesel y aumentar las unidades de generación para cumplir con la restricción de balance de demanda en las horas de baja irradiación solar, por lo que los picos de generación de este tipo superan los de demanda, siendo obligatoria la inyección de potencia a la red, garantizando principalmente la estabilidad de la frecuencia en el sistema de potencia.

Por último, debido a que se tiene el Costo Total de Generación diario, es posible estimar el costo de generación por kWh, teniendo en cuenta la cantidad de energía generada por todas las unidades de generación, como se puede observar en la Tabla 4.8.

CTG (\$ USD / día)	Energía Total Generada (kWh/día)	Costo Generación (USD/kWh)
\$809.989,84	15.144.494,61	0,053

Tabla 4.8 Costo de generación por kWh - H₂ Gris

En el análisis de las emisiones, arrojan los resultados que se muestran en la Tabla 4.9.

ETG (Ton-CO ₂ / día)	Energía Total Generada (MWh/día)	Emisiones Unitarias (Ton-CO ₂ /MWh)
5781	15.144,49	0,38

Tabla 4.9 Emisiones Unitarias (Ton-CO₂ / MWh) - H₂ Gris

4.2 Sistema de Generación Distribuida incluyendo Hidrógeno Azul

Para el segundo caso, donde se incluye al Hidrógeno Azul, de forma similar, se aplicará el método epsilon, para a 20 eventos diferentes, realizando un despacho económico considerando las dos funciones objetivo lo que permitirá formar el frente de Pareto, como se observa en la Tabla 4.10.

Evento	Peso p	CTG (\$ USD / día)	ETG (Ton-CO2 / día)
s1	0	\$1.574.150,80	2386
s2	0,1	\$1.570.834,00	2387
s3	0,15	\$1.568.140,95	2392
s4	0,2	\$1.568.597,96	2393
s5	0,25	\$1.566.135,66	2397
s6	0,3	\$1.493.945,16	2700
s7	0,35	\$809.989,84	5781
s8	0,4	\$809.989,84	5781
s9	0,45	\$806.983,76	5801
s10	0,5	\$806.983,76	5801
s11	0,55	\$806.983,76	5801
s12	0,6	\$806.316,59	5815
s13	0,65	\$806.316,59	5815
s14	0,7	\$799.743,46	5955
s15	0,75	\$799.743,46	5955
s16	0,8	\$798.266,35	6003
s17	0,85	\$798.266,35	6003
s18	0,9	\$798.266,35	6003
s19	0,95	\$797.317,16	6034
s20	1	\$797.317,16	6034

Tabla 4.10 Método ϵ – Frente de Pareto - H₂ Azul

De la Tabla 4.10, dados los resultados obtenidos para los diferentes eventos, se obtiene la Figura 4.4 que corresponde al frente de Pareto.

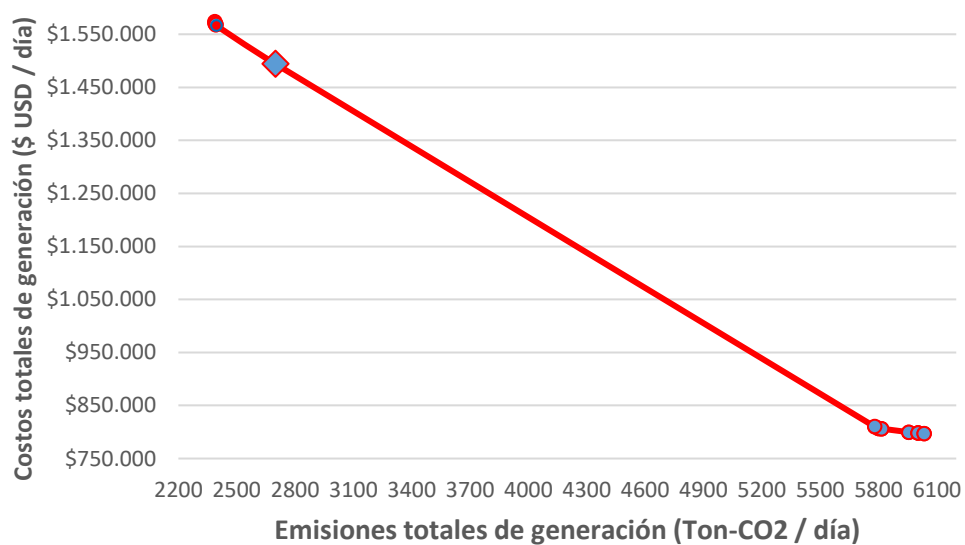


Figura 4.4 Frente de Pareto - H₂ Azul

Una vez obtenido el frente de Pareto se procede a seleccionar aquella solución que ajusta de manera equitativa a todos los objetivos, para lograr lo indicado se aplicará las funciones de afinidad o pertenencia para los objetivos, para lo cual se procederá de la siguiente manera:

1. De la Tabla 4.11 se determina el valor máximo y mínimo para cada una de las funciones de Costos de Generación y Emisiones.

	CTG (\$ USD / día)	ETG (Ton-CO2 / día)
máx	\$1.574.150,80	6034
min	\$797.317,16	2386

Tabla 4.11 Máximo y Mínimo de Funciones - H₂ Azul

2. Se procede al cálculo de la función de pertenencia para cada una de las funciones objetivo, obteniéndose la Tabla 4.12.

<i>u^f costos</i>	<i>u^f emisiones</i>
0,00	1,00
0,00	1,00
0,01	1,00
0,01	1,00
0,01	1,00
0,10	0,91
0,98	0,07
0,98	0,07
0,99	0,06
0,99	0,06
0,99	0,06
0,99	0,06
0,99	0,06
0,99	0,06
1,00	0,02
1,00	0,02
1,00	0,01
1,00	0,01
1,00	0,01
1,00	0,00
1,00	0,00

Tabla 4.12 Funciones de pertenencia – H₂ Azul

3. Se procede a encontrar el mínimo de los valores de la Tabla 4.12. De lo cual se obtiene la Tabla 4.13.

Evento	Min ($u^{costos}, u^{emisiones}$)
s1	0,00
s2	0,00
s3	0,01
s4	0,01
s5	0,01
s6	0,10
s7	0,07
s8	0,07
s9	0,06
s10	0,06
s11	0,06
s12	0,06
s13	0,06
s14	0,02
s15	0,02
s16	0,01
s17	0,01
s18	0,01
s19	0,00
s20	0,00

Tabla 4.13 Mínimo de las funciones de pertenencia – H₂ Azul

4. Finalmente se encuentra el máximo valor de la Tabla 4.13, consiguiéndose de esta forma el punto óptimo u óptimo de Pareto, para el caso corresponde al Evento s6 con un valor de 0.10.

Finalmente, el punto óptimo alcanzado corresponde al despacho efectuado en el Evento s6 con un peso de 0.3. En la Tabla Tabla 4.14 y Figura Figura 4.5 se muestran los resultados de acuerdo a los pesos de decisión asignados a la función objetivo, donde se indica el costo total de generación y las emisiones totales de generación, de acuerdo al número de unidades y tipo de generación.

Peso p	CTG (\$ USD / día)	ETG (Ton-CO2 / día)	Número de GF	Número de GD	Número de GH
0	\$1.574.150,80	2386	216	0	143
0,3	\$1.493.945,16	2700	192	41	103
1	\$797.317,16	6034	95	143	0

Tabla 4.14 Resultados incluyendo H₂ Azul

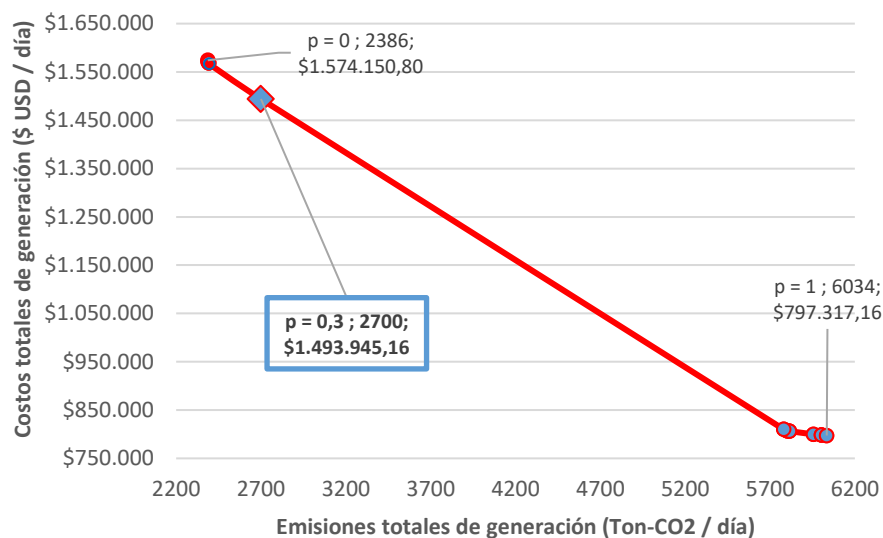


Figura 4.5 Solución Óptima del Frente de Pareto incluyendo hidrógeno azul

Los resultados reflejados que se muestran en la Tabla 4.14, la solución óptima, toma en cuenta grupos de generación a diésel, fotovoltaica y de hidrógeno azul, reduciendo las emisiones totales en comparación con el caso del hidrógeno gris.

En la Tabla 4.15 se obtiene el despacho obtenido para el evento s6 por tipo de tecnología y por tipo de combustible.

Tiempo (h)	Diesel	Fotovoltaica	Hidrógeno
1	0	0	78
2	0	0	73
3	0	0	70
4	0	0	69
5	0	0	70
6	0	0	78
7	0	5	76
8	0	44	0
9	0	110	0
10	0	160	0
11	0	192	0
12	0	175	0
13	0	160	0
14	0	140	0
15	0	110	0
16	0	79	0
17	0	46	15
18	0	17	71
19	22	1	87
20	35	0	87
21	33	0	87
22	25	0	87
23	13	0	87
24	1	0	87

Tabla 4.15 Despacho por tipo de tecnología incluyendo H₂ Azul

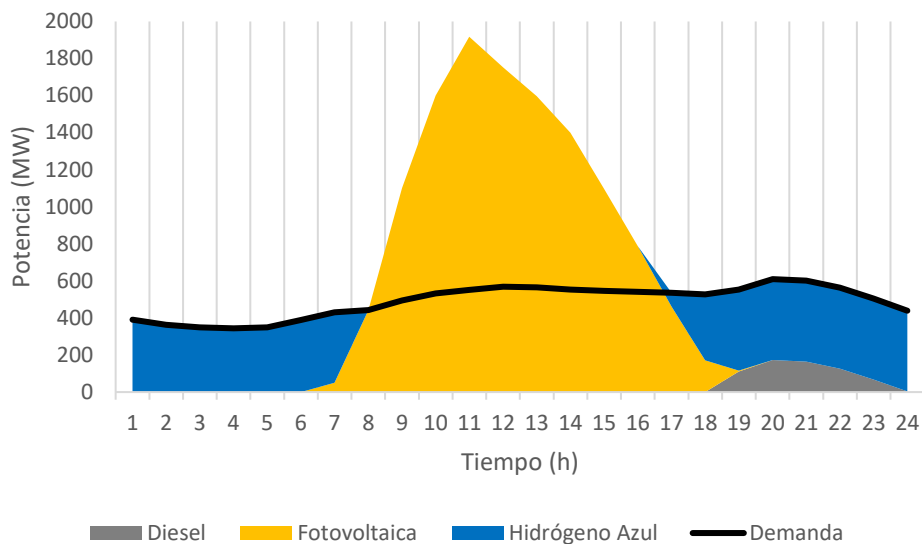


Figura 4.6 Despacho por tipo de tecnología incluyendo Hidrógeno Azul

Para efectos de análisis y comparación de los casos, se toma la demanda del mes de Marzo del 2023 y como se muestra en la Figura 4.6, en las horas de la noche, para cubrir la demanda eléctrica se realiza el despacho combinado de unidades a diésel e hidrógeno. En horas de la mañana solo se despacha unidades a hidrogeno, reduciendo notablemente las emisiones de CO₂.

En las horas donde se presenta irradiancia solar, las unidades de generación fotovoltaica se priorizan en busca de reducir las Emisiones Totales de Generación. En la Figura 4.6, se observa unos importantes picos de generación fotovoltaica que superan los de la demanda, siendo obligatoria la inyección de potencia a la red, garantizando principalmente la estabilidad de la frecuencia en el sistema de potencia. Esta potencia fotovoltaica disponible está alrededor de 6.9 GWh al día, un valor considerable que se podría optar para inyectar a la red, para sistema auxiliares del sistema, o almacenamiento de energía. Esta particularidad de picos altos, se debe a que en el presente trabajo no se considera generación hidráulica que se podría utilizar como generación base y poder reducir estos picos.

Para este caso, con la incorporación de Hidrógeno Azul, se puede observar en la Tabla 4.16 el costo de generación por kWh. Posteriormente, realizaremos las comparaciones de cada caso de estudio.

CTG (\$ USD / día)	Energía Total Generada (kWh/día)	Costo Generación (USD/kWh)
\$1.493.945,16	18.645.938,92	0,080

Tabla 4.16 Costo de generación por kWh incluyendo H₂ Azul

En relación a las emisiones para este caso, los resultados se muestran en la Tabla 4.17.

ETG (Ton-CO ₂ / día)	Energía Total Generada (MWh/día)	Emisiones Unitarias (Ton-CO ₂ /MWh)
2700	18.645,94	0,14

Tabla 4.17 Emisiones Unitarias (Ton-CO₂ / MWh) incluyendo H₂ Azul

4.3 Sistema de Generación Distribuida incluyendo Hidrógeno Verde

Para este caso de estudio, se prevé tener menos emisiones totales de CO₂ por producción de energía ya que se incluye generación con hidrógeno verde, tecnología que a futuro puede ser un vector energético, ya puede ser almacenado y utilizarse cuando la demanda de energía eléctrica requiera a cualquier hora del día.

En este escenario, donde se incluye al Hidrógeno Verde, se utiliza la misma metodología de los dos casos anteriores para la obtención de la solución óptima del Frente de Pareto, encontrando el punto óptimo con el peso $p = 0.1$, como se muestra los resultados en la Tabla 4.18 y Figura 4.7

Peso p	CTG (\$ USD / día)	ETG (Ton-CO ₂ / día)	Número de GF	Número de GD	Número de GH
0	\$4.325.590,82	130	76	0	143
0,1	\$3.841.261,93	301	206	0	143
0,95	\$797.317,16	6034	95	143	0

Tabla 4.18 Resultados incluyendo H₂ Verde

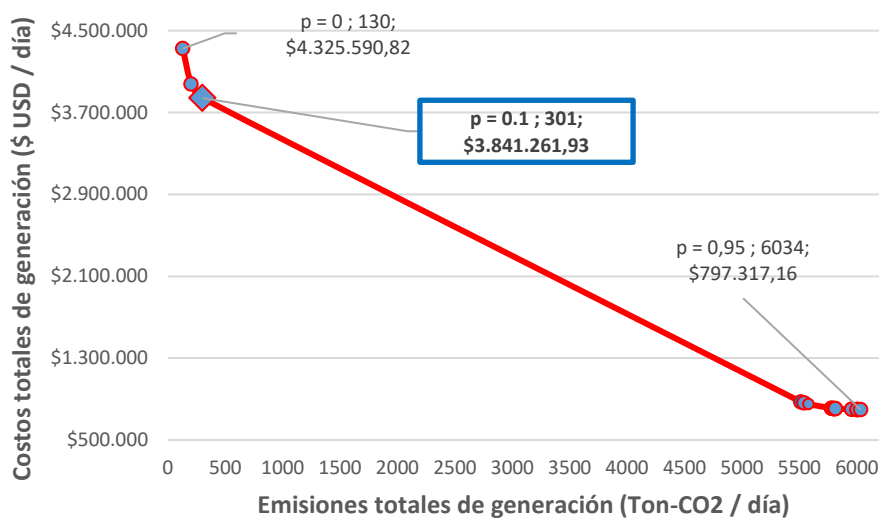


Figura 4.7 Solución Óptima del Frente de Pareto incluyendo hidrógeno verde

Los resultados que se muestran en la Tabla 4.18, se puede apreciar que se entrega una configuración basada en generadores fotovoltaicos y de hidrógeno verde. En la Figura 4.7 se puede apreciar que las emisiones tienen niveles muy bajos, mientras que los costos son elevados; esto se debe a que el costo del hidrógeno verde no resulta tan económico que si se usa un generador convencional Diesel.

El hidrógeno verde es una ERNC que se produce mediante electrólisis, los costos de este combustible son de más de tres veces el costo del combustible Diesel. Sin embargo, para este tipo de combustible es cero emisiones, teniendo en cuenta algunos supuestos ya mencionados.

Por este motivo, se eligió un escenario que disminuyera en gran medida las emisiones de CO₂.

En la Tabla 4.19 se obtiene el despacho óptimo obtenido para el presente caso de estudio, donde se incluye generación con hidrógeno verde por tipo de tecnología y por tipo de combustible.

Tiempo (h)	Diesel	Fotovoltaica	Hidrógeno
1	0	0	78
2	0	0	73
3	0	0	70
4	0	0	69
5	0	0	70
6	0	0	78
7	0	5	75
8	0	48	0
9	0	118	0
10	0	172	0
11	0	206	0
12	0	188	0
13	0	172	0
14	0	150	0
15	0	118	0
16	0	85	0
17	0	50	8
18	0	18	69
19	0	1	109
20	0	0	122
21	0	0	120
22	0	0	113
23	0	0	101
24	0	0	88

Tabla 4.19 Despacho por tipo de tecnología incluyendo H₂ Verde

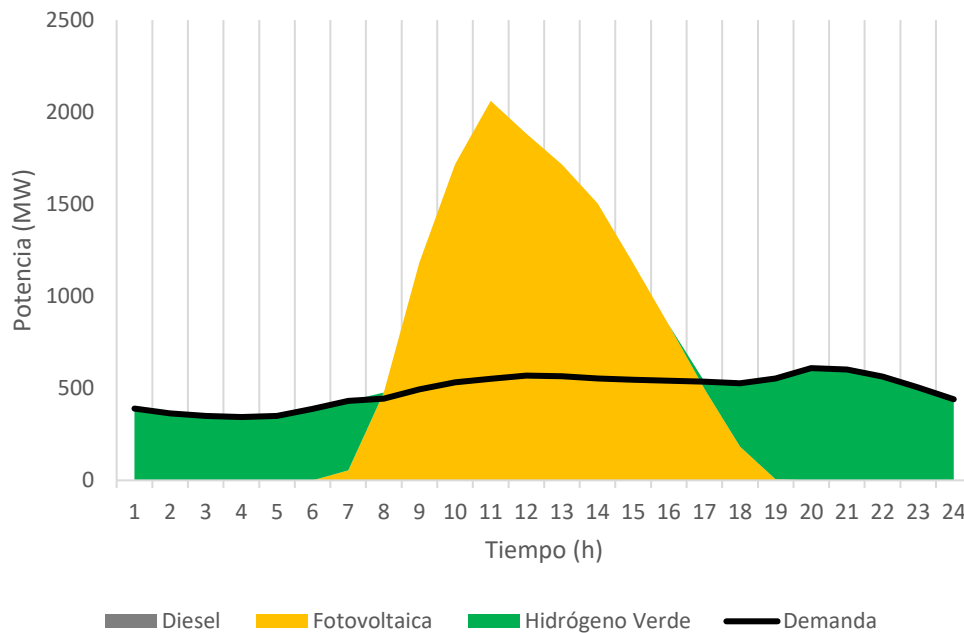


Figura 4.8 Despacho por tipo de tecnología incluyendo Hidrógeno Verde

Igual que en los anteriores casos, se analiza en el mes de Marzo del 2023 y como se muestra en la Figura 4.8, el despacho óptimo descarta las fuentes Diesel y en su lugar, entran las fuentes de hidrógeno verde, donde sus potencias de salida son presentadas en la Figura 4.9. Se observa que, en las horas de la noche, este tipo de generación suplir el 100% de la demanda eléctrica, y en las horas diurnas las potencias disminuyen.

Esta disminución es un complemento para lograr el balance de potencias, ajustando la salida total de generación de acuerdo a la carga, a medida que las unidades fotovoltaicas alcanzan su pico máximo. En esos picos, las unidades fotovoltaicas logran suplir al 100% la demanda eléctrica, dejando las unidades de hidrógeno apagadas.

Este comportamiento logra, además de disminuir las emisiones casi a cero, ajustarse de forma muy cercana a las curvas de demanda, ya que ambas fuentes presentan la característica de ser limpias.

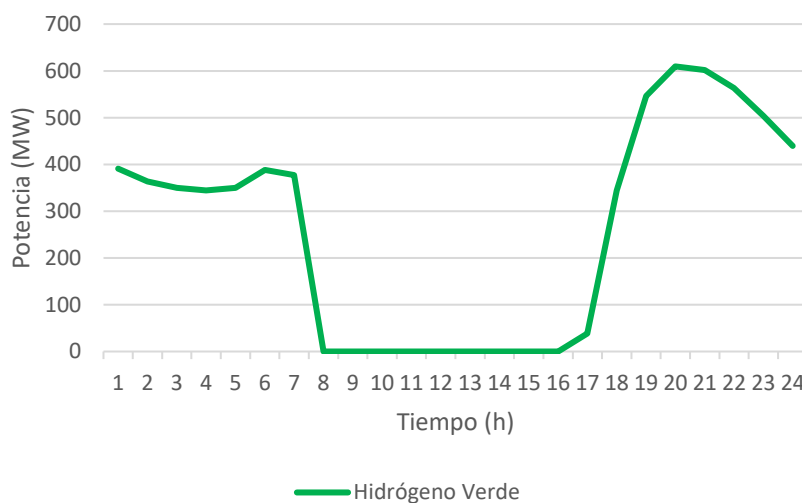


Figura 4.9 Potencia de salida de las unidades de generación de Hidrógeno verde

En la Figura 4.8, se observa al igual que el caso del hidrogeno azul, unos importantes picos de generación fotovoltaica que superan los de la demanda, siendo obligatoria la inyección de potencia a la red. Esta potencia fotovoltaica disponible está alrededor de 7,7 GWh al día, un valor importante que se podría

optar para inyectar a la red, o por ejemplo, utilizar esta energía para un sistema de electrólisis para la producción de hidrógeno verde. Esta particularidad de picos altos, se debe a que en el presente trabajo no se considera generación hidráulica que se podría utilizar como generación base y poder reducir estos picos.

Con la incorporación de Hidrógeno Verde a este caso, se puede observar en la Tabla 4.20 el costo de generación que es de 0,197 USD/kWh. Como era de esperarse este tipo de generación es más elevada en comparación con las demás tecnologías y tipo de combustible.

CTG (\$ USD / día)	Energía Total Generada (kWh/día)	Costo Generación (USD/kWh)
\$3.841.261,93	19.522.487,68	0,197

Tabla 4.20 Costo de generación por kWh incluyendo H₂ Verde

En relación a las emisiones para este caso, se nota que tiene muy bajas emisiones, debido a la generación fotovoltaica y de hidrógeno verde; los resultados se muestran en la Tabla 4.21.

ETG (Ton-CO₂ / día)	Energía Total Generada (MWh/día)	Emisiones Unitarias (Ton-CO₂/MWh)
301	19.522,49	0,02

Tabla 4.21 Emisiones Unitarias (Ton-CO₂ / MWh) incluyendo H₂ Verde

4.4 Comparación de resultados

Los resultados obtenidos en los tres casos, relacionan las Emisiones Totales de Generación (ETG) y Costos Totales de Generación (CTG), consiguiéndose de esta forma el punto óptimo u óptimo de Pareto, como se indica en la Tabla 4.22, con el fin de observar las diferencias en los diferentes sistemas.

Caso	Peso p	CTG (\$ USD / día)	ETG (Ton-CO2 / día)
1	0,35	\$809.989,84	5781
2	0,3	\$1.493.945,16	2700
3	0,1	\$3.841.261,93	301

Tabla 4.22 Comparación de los tres casos de estudio

En la figura Figura 4.10, se presenta los diferentes puntos componentes de ETG y CTG para cada caso.

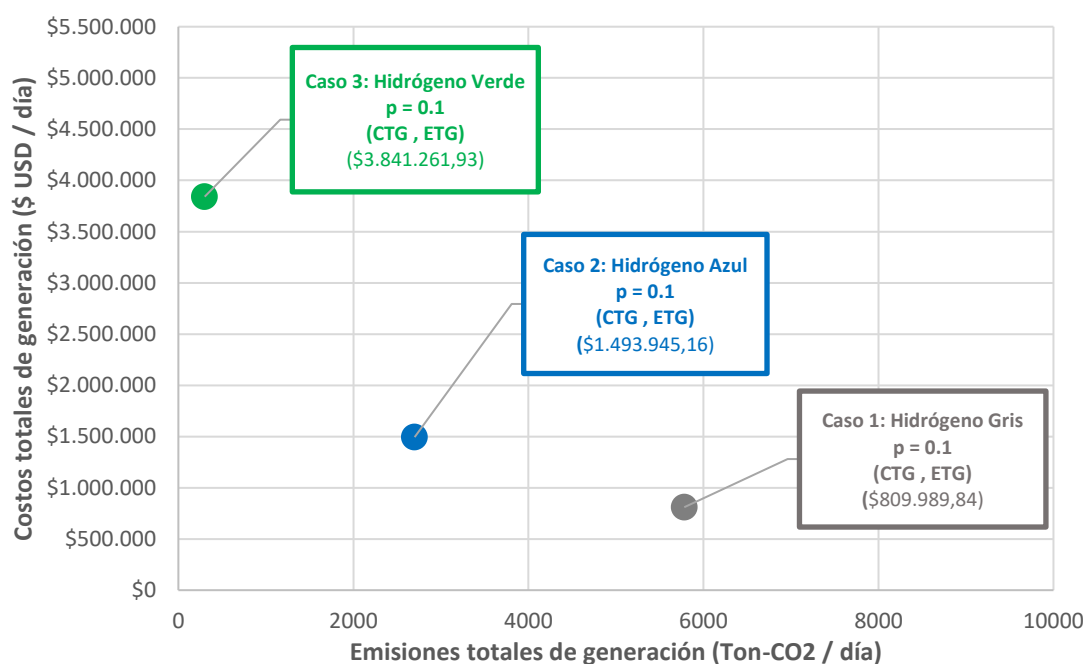


Figura 4.10 Comparación de los tres casos de estudio

El costo de generación por kWh para cada caso se puede observar en la Tabla 4.23 y Figura 4.11, donde se establece que el mínimo valor corresponde a la tecnología con generación a diesel e hidrógeno gris.

Caso	CTG (\$ USD / día)	Costo Generación (USD/kWh)
Caso 1	\$809.989,84	0,053
Caso 2	\$1.493.945,16	0,080
Caso 3	\$3.841.261,93	0,197

Tabla 4.23 Comparación de costos de generación

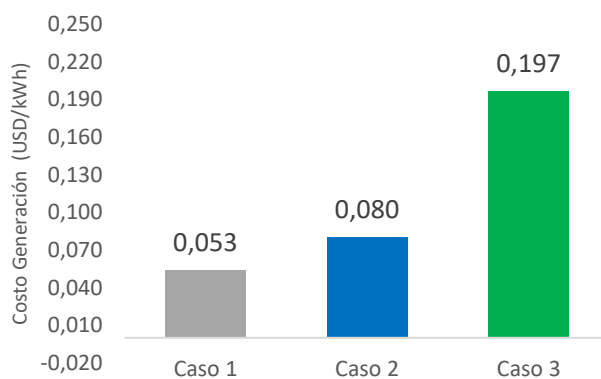


Figura 4.11 Comparación de costos de generación

En contraparte, tenemos las emisiones de CO₂ por tecnologías de generación y se puede determinar que la generación con Hidrogeno Verde es casi nula, como se puede observar en la Tabla 4.24 y la Figura 4.12.

Caso	ETG (Ton-CO ₂ / día)	Emisiones Unitarias (Ton-CO ₂ /MWh)
1	\$5.780,71	0,38
2	\$2.699,65	0,14
3	\$300,68	0,02

Tabla 4.24 Comparación de emisiones de CO₂

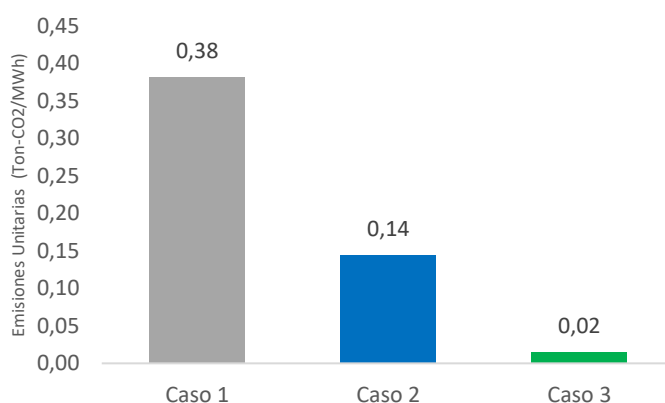


Figura 4.12 Comparación de emisiones de CO₂

Finalmente, la incorporación del Hidrógeno Verde es una estrategia para reducir las emisiones de CO₂, sin embargo, los costos totales de generación se triplica aproximadamente.

CAPÍTULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este trabajo se han realizado diversos análisis de factibilidad y optimización de sistemas de generación distribuida con energías renovables no convencionales utilizando herramientas computacionales como GAMS Studio y en este capítulo, se presentan las conclusiones en relación a los resultados obtenidos. Finalmente, se señalan recomendaciones para futuros trabajos relacionados a la incorporación de hidrógeno y generación distribuida.

5.1 Conclusiones

El papel de la generación distribuida para sistemas con energías renovables no convencionales en un modelo de sostenibilidad energética es fundamental, al configurarse como una opción para extender la oferta energética del país, ya que permite incrementar la confiabilidad y seguridad en el abastecimiento energético en el corto, mediano y largo plazo, mediante el uso de recursos renovables, como se presenta en este trabajo con generación fotovoltaica y la incorporación de hidrogeno.

La generación distribuida es un modelo que debe ser implementado y promovido como una estrategia integrativa y/o complementaria al modelo de generación centralizada o tradicional como fue descrito en la sección 1.5. Los dos modelos buscan un mismo objetivo y es satisfacer las necesidades energéticas de la sociedad. Un mercado eléctrico centralizado no debe percibir la GD como un modelo inconveniente para el país, que puede afectar la estabilidad del mercado eléctrico, si no al contrario, debe ser una opción más que puede ayudar a la crisis del sector eléctrico ecuatoriano actual.

La baja participación de la generación distribuida en el Ecuador, frente a la generación convencional pone de manifiesto las barreras que impiden su desarrollo.

Se pudo establecer el impacto que tendría la integración de la GD por ERNC en la oferta de sostenibilidad energética del Ecuador, gracias a las perspectivas futuras, con base en las tendencias mundiales que hacen parte de la información compilada en la investigación.

Este modelo de optimización multiobjetivo planteado en el presente trabajo, permite buscar de manera eficiente la configuración de unidades de generación de acuerdo con sus características técnicas, económicas y ambientales, además de analizar los cambios que se presentan cuando se prioriza la disminución de emisiones o la disminución de costos totales de generación mediante el Frente de Pareto.

Para su resolución se usó el método ϵ que determino el frente de Pareto y utilizando las funciones de pertenencia se determinó la solución óptima. En este contexto, se logró la minimización de dos funciones objetivos, la primera relacionada con los costos operativos del sistema y la segunda asociada con la cantidad de emisiones de CO₂ emitidos al ambiente, resultado de lo cual se determina el despacho económico para satisfacer la demanda en los diferentes períodos de tiempo, cumpliendo con las restricciones impuestas.

De los casos analizados, se puede señalar que el modelo multiobjetivo de despacho económico provee una herramienta importante para que los operadores de los sistemas eléctricos puedan tomar decisiones viables evaluando, a más de la economía del sistema eléctrico, el impacto al ambiente por la producción de gases de efecto invernadero por parte de las centrales de generación.

Por último, se observa que la modelación multiobjetivo permite una disminución en las emisiones de CO₂, sin embargo, también conlleva un incremento en el costo del sistema, razón por la cual para mitigar este efecto se puede estudiar alternativas como créditos de carbono o alguna disposición de ámbito político que viabilice un mecanismo de compensación que solvete el mencionado incremento de costo.

De acuerdo a la demanda de la ciudad de Quito, considerando los datos del año 2023 de la EEQ (Figura 3.1) y a los datos históricos obtenidos de la base “Red Metropolitana de Monitoreo Atmosférico de Quito (REMMAQ)” (Figura 3.2) para saber el comportamiento de la radiación solar en cualquier momento del día, se conoce el comportamiento de la energía fotovoltaica aproximado en cada hora del día, antes que ingresen al despacho económico para realizar una planificación operativa.

Al implementar las ERNC en el despacho económico en diferentes periodos de demanda en el día, se pudo observar que el problema fue resuelto, logrando que cubra la demanda en su totalidad en cualquier momento del día. Sabiendo que hay disminución de la generación convencional, en este caso del Diesel.

Se verifica la modelación del despacho económico en las diferentes horas del día, comprobando el aporte de las ERNC en horas pico con mayor aporte de centrales fotovoltaicas. Las centrales fotovoltaicas donde existe aportaciones directas de potencia son desde las 07:00 hasta 18:00, en las demás horas intervienen otras energías.

Se puede concluir que la inclusión a la red de energía fotovoltaica cambia radicalmente el perfil de despacho, por lo que la integración a la red actual es un frente importante para los sistemas de GD. La adopción de GD plantea retos importantes a los operadores del sistema en el funcionamiento en estado transitorio y estable, debido a factores como cambios bruscos de voltaje y variaciones del clima en la generación, entre otros, que están fuertemente correlacionadas con las zonas geográficas.

Por otra parte, como se mencionó en la sección 1.5.6 Tipos de Hidrógeno, a medida que se valore el hidrógeno dentro del mercado energético, y que se presenten avances en estas tecnologías, se espera que los costos bajen haciéndolas una opción aún más viable para el tipo de escenarios.

Si se analiza en términos medioambientales, las tecnologías del Hidrógeno y energía fotovoltaica, permiten una reducción de más de la mitad en las emisiones

de gases de invernadero a la atmosfera. Del mismo modo, permiten integrar de manera significativa, la generación por medio de energías renovables no convencionales, para reducir la generación a base de Diesel.

Teniendo en cuenta que el objetivo principal es analizar la viabilidad de la implementación de las energías renovables no convencionales a base de hidrógeno como fuente de generación de energía, se puede decir que sí es viable en términos energéticos. Esto quiere decir, que las tecnologías con Hidrógeno, son capaces no solo de suplir la demanda energética de una ciudad del Ecuador, sino también de proporcionar una nueva fuente de energía dentro de la red.

5.2 Recomendaciones

Dados los resultados que se obtuvieron, el trabajo a futuro que se puede realizar es evaluar cuál es la manera más eficiente para la producción y almacenamiento de hidrógeno en la ciudad de Quito para aprovecharlo dentro de la red eléctrica.

El estudio del comportamiento de las ERNC al momento de ingresar al despacho económico a corto plazo, nos da la apertura de realizar estudios de optimización, como también a un estudio de almacenamiento de ERNC para su máximo aprovechamiento en horas de disminución del recurso.

Aplicar métodos de aprendizaje automático para pronosticar la demanda futura y realizar una optimización del tamaño y control energético más preciso de sistemas híbridos renovables

La temática expuesta puede generar diversas investigaciones: Despacho ambiental económico con generación distribuida con energía eólica, geotérmica y micro centrales hidráulicas.

REFERENCIAS

- A. Ameli, M. -R.-n.-R. (2017). ywords: {Planning;Environmental factors;Economics;Power system stability;Linear programming;Partic. *IEEE Systems Journal*, 1959-1970.
- A. Saif, K. G. (2010). Multi-objective capacity planning of a PV-wind-diesel-battery hybrid power system. IEEE International Energy Conference.
- AGENCIA DE REGULACION Y CONTROL DE ELECTRICIDAD. (2015). REGULACIÓN No. ARCONEL- 004/15. *Requerimientos Técnicos para la Conexión y Operación de Generadores Renovables No Convencionales a Las Redes de Transmisión y Distribución*. Ecuador.
- ARCERNNR. (2021). REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-002/21. *Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación*. Ecuador.
- ARCERNNR. (2023). *Atlas del sector eléctrico ecuatoriano*.
- Atlas Copco. (2024). *Fuel Consumption Calculator*. Obtenido de <https://rental.atlascopco.com/fuel-consumption-calculator>
- Benitez, V., Torres, G., Gámez, L., & Pacheco, J. (2013). Sistema Fotovoltaico de Iluminación Solar. 89.
- Berrío, L., & Zuluaga, C. (2014). Smart Grid y la energía solar fotovoltaica para la generación distribuida: una revisión en el contexto energético mundial. 369-396.
- Cambridge Univeristy Press. (2022). *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change*.
- Cat. (2024). *Gas Generator Sets*. Obtenido de https://www.cat.com/en_US/products/new/power-systems/electric-power/gas-generator-sets/1000003143.html
- CNE. (2021). Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del sen y de los ssmm. Krea Energía.

- Colmenar, A., Borge, D., Collado, E., & Castro, M. (2015). *Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes*. UNED.
- CONELEC. (2000). REGULACION No. CONELEC – 006/00, Procedimiento de Despacho y Operación, Versión 2.0.
- Cusi, P. (2021). Despacho económico de generación multiobjetivo considerando eficiencia de Pareto en la determinación de los costos ambientales y de producción. Tesis.
- EPA. (2024). *Calculadora de equivalencias de gases de efecto invernadero - Cálculos y referencias*. Obtenido de Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos: <https://espanol.epa.gov/la-energia-y-el-medioambiente/calculadora-de-equivalencias-de-gases-de-efecto-invernadero-calculos>
- Ericson, S., & Olis, D. (2019). *A Comparison of Fuel Choice for Backup Generators*. JISEA.
- Fernández, M., & Portilla, A. (2021). Reconversión tecnológica del motor generador DEUTZ F3L912 para la industria láctea lácteos Latacunga. Ecuador: Tesis.
- Fleurisca, M., Gonzalez, G., Bello, V., Ardilla, E., Naranjo, J., Chaves, J., & Porras, N. (2012). Ventajas ecológicas, económicas y de potencia en automóviles con sistemas de inyección por carburación mediante dispositivo generador de hidrógeno. Escuela Tecnológica Instituto Técnico Central.
- García , M., Carlos, G., & Edwin, V. (2015). Implementación del Algoritmo Evolutivo Multi-Objetivo de Frente de Pareto (SPEA) para la Planeación de Sistemas Eléctricos de Distribución incluyendo Huecos de Voltaje. *nformación tecnológica*, 155-168.
- Global Energy Infrastructure. (2024). *Hidrógeno: datos que cuentan una historia*. Obtenido de <https://globalenergyinfrastructure.com/articles/2021/03-march/hydrogen-data-telling-a-story/>
- IEA. (2019). *The Future of Hydrogen*.

- IEA. (2023). Global Hydrogen Review 2023.
- IEA. (2023). *Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity*. IEA.
- IRENA. (2019). Renewable Power Generation Costs.
- Kates, E., & Luck, W. (2023). *Motores diesel y de gas de alta compresión* (Segunda ed.). Reverté S. A.
- Minenergía. (2021). Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia.
- Ministerio de Energía y Minas. (2022). Balance Energético Nacional. Ecuador.
- Ministerio de Energía y Minas. (2023). *Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde en Ecuador*.
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES. (2018). *Plan Maestro de Electricidad*.
- Ministerio de Minas y Energía. (2024). Reglamento Técnico de instalaciones eléctricas - Retie. Colombia: Libro 3.
- Naciones Unidas. (2024). *La promesa de la energía solar: Estrategia energética para reducir las emisiones de carbono en el siglo XXI*. Obtenido de <https://www.un.org/es/chronicle/article/la-promesa-de-la-energia-solar-estrategia-energetica-para-reducir-las-emisiones-de-carbono-en-el>
- PETROECUADOR. (2024). *Sector eléctrico y otros. Precios de venta en terminal para comercializadoras calificadas y autorizadas a nivel nacional*.
- PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR. (2024). Ley Orgánica de Competitividad Energética. Ecuador.
- Primicias. (2024). *Economía. Apagones: Costo por combustible para el sector eléctrico sube a USD 114 millones*. Obtenido de <https://www.primicias.ec/noticias/economia/apagones-cortes-luz-combustible-cost/>
- Quintero, J. P. (2008). *Generación distribuida: Democratización de la energía eléctrica*.

- Salazar, G. (2024). Modelo de despacho óptimo de energía eléctrica de corto plazo para la microrred de Baltra Santa Cruz considerando restricciones de seguridad. Tesis.
- Salcedo, A. (2020). Análisis de viabilidad para la integración de tecnologías Power to Gas a partir de Hidrógeno, dentro de la operación de una microrred eléctrica para zonas rurales en Colombia. Tesis.
- Sela, L. (2020). Lecture Notes: Multi-Objective Optimization. *All ECSTATIC Materials, Paper 85*.
- Siemens Energy. (2024). *Hydrogen Power Plants*. Obtenido de <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product/hydrogen-power-plants.html>
- Sioshansi, R., & Conejo, A. (2017). *Optimization in Engineering: Models and Algorithms*. Springer.
- VARÓN, R. (2020). Tesis: Contextualización de la generación distribuida de energía eléctrica por sistemas de cogeneración y energías alternativas en Colombia. Colombia.
- Warwicker, J. A., & Rebennack, S. (2023). A unified framework for bivariate clustering and regression problems via mixed-integer linear programming. *Elsevier, Discrete Applied Mathematics*, 15-36.
- Wildi, T. (2007). Máquinas eléctricas y sistemas de potencia.