



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

CARRERA DE ELECTRICIDAD

Evaluación de la Flexibilidad del Mix de Generación propuesto en el Plan Maestro de Electricidad del Ecuador

**PROYECTO DE INVESTIGACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

AUTORES:

John Jairo Haro Cachaguay

Erika Lizeth Perdomo Montachana

TUTOR:

Ing. Wilian Patricio Guamán Cuenca M.Sc.

Latacunga, marzo 2024



DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Haro Cachaguay John Jairo, con cédula de ciudadanía No. 1727624718, **Perdomo Montachana Erika Lizeth**, con cédula de ciudadanía No. 1850033737 declaramos ser autores del presente proyecto de investigación: **“EVALUACIÓN DE LA FLEXIBILIDAD DEL MIX DE GENERACIÓN PROPUESTO EN EL PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD DEL ECUADOR”**, siendo el **Ing. Wilian Patricio Guamán Cuenca M.Sc.**, tutor del presente trabajo; y, eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de mi exclusiva responsabilidad.

Latacunga, febrero 26 del 2024

.....
Haro Cachaguay John Jairo
C.C. 1727624718

.....
Perdomo Montachana Erika Lizeth
C.C. 1850033737



AVAL DEL TUTOR DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

En calidad de Tutor del Proyecto de Investigación sobre el título:

“EVALUACIÓN DE LA FLEXIBILIDAD DEL MIX DE GENERACIÓN PROPUESTO EN EL PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD DEL ECUADOR”, de **Haro Cachaguay John Jairo y Perdomo Montachana Erika Lizeth**, de la carrera Ingeniería en Electricidad, considero que dicho Informe Investigativo es merecedor del aval de aprobación al cumplir las normas técnicas, traducción y formatos previstos, así como también ha incorporado las observaciones y recomendaciones propuestas en la pre-defensa.

Latacunga, febrero 26 del 2024

.....
Ing. Wilian Patricio Guamán Cuenca M.Sc.

C.C: 0603578956

TUTOR DE TITULACIÓN



AVAL DE APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente informe de investigación acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y, por la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas; por cuanto, los postulantes: **Haro Cachaguay John Jairo y Perdomo Montachana Erika Lizeth**, con el título del Proyecto de investigación “**EVALUACIÓN DE LA FLEXIBILIDAD DEL MIX DE GENERACIÓN PROPUESTO EN EL PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD DEL ECUADOR**” ha considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de sustentación del trabajo de titulación.

Por lo antes expuesto, se autoriza grabar los archivos correspondientes en un CD, según la normativa institucional.

Latacunga, febrero 26 del 2024

Ing. Pesantez Palacios Gabriel Napoleón M.Sc.
C.C. 0301893889

LECTOR 1 (PRESIDENTE)

Ing. Rueda Flores Walter Paul M.Sc.
C.C.0503689895

LECTOR 2 (MIEMBRO)

Ing. Quinatoa Caiza Carlos Iván M.Sc.

C.C. 0503287864

LECTOR 3 (MIEMBRO)



AGRADECIMIENTO

En primer lugar, expreso mi profunda gratitud a Dios, quien ha sido mi roca inquebrantable y mi guía constante en los momentos más difíciles. Su sabiduría siempre presente ha sido fundamental para alcanzar mis metas académicas.

Agradezco de todo corazón a mis padres, Gerardo Haro y Bertha Cachaguay, quienes han sido el pilar fundamental en mi vida. Su apoyo incondicional, sabios consejos y ejemplo de dedicación me han guiado hacia el camino del éxito.

A mi querida hermana, quien ha sido una fuente constante de inspiración y motivación en mi vida. Su apoyo inquebrantable y fortaleza han sido fundamentales en mi camino hacia el logro de mis metas. Su ejemplo y conducta han sido un faro de esperanza en momentos de adversidad.

Asimismo, deseo expresar mi sincero reconocimiento a los docentes que han compartido su dedicación y conocimientos durante mi formación académica. En particular, al Ing. M.Sc. Wilian Guamán, tutor de mi proyecto de investigación, quien con paciencia y sabiduría ha guiado mis pasos hacia la culminación de este importante logro académico. Su mentoría ha sido invaluable en mi desarrollo profesional.

Haro Cachaguay Jhon Jairo



DEDICATORIA

Con profundo agradecimiento y amor, dedico este trabajo de investigación a aquel que me da vida, salud y fortaleza día a día: Dios. Su guía y protección han sido fundamentales para alcanzar la culminación de esta etapa de mi vida.

A mis queridos padres, Gerardo Haro y Bertha Cachaguay, quienes han sido mi mayor fuente de formación, mi motor de vida y el apoyo incondicional que ha impulsado cada paso que he dado. Su ejemplo de dedicación y sacrificio ha sido la luz que ha iluminado mi camino, y por ellos, hoy celebro este logro especial.

A mi hermana, cuyos consejos sabios y palabras de ánimo han sido mi soporte en los momentos desafiantes. Cada uno de ustedes ha contribuido de manera significativa a mi camino, y por eso les dedico este logro compartido. Su inspiración y apoyo han sido esenciales para llegar a esta meta.

Haro Cachaguay Jhon Jairo



AGRADECIMIENTO

En primer lugar, deseo expresar mi profunda gratitud a Dios por su cuidado constante, por bendecir mi camino y por brindarme salud, felicidad y oportunidades de aprendizaje en cada fase de mi vida.

Agradezco a mi madre, María Dioselina, por el amor incondicional y el apoyo constante que ha brindado a lo largo de los años. Siempre ha creído en mí y ha estado presente en los momentos más importantes, guiándome con sabiduría y proporcionándome el respaldo moral.

Juan Daniel ha sido un pilar de apoyo durante los momentos difíciles, brindándome palabras de aliento cuando más las necesitaba durante los últimos semestres de mi carrera profesional.

Asimismo, deseo expresar mi sincero reconocimiento a los docentes que han compartido su dedicación y conocimientos durante mi formación académica. En particular, al Ing. M.Sc. Wilian Guamán, tutor de mi proyecto de investigación, quien con paciencia y sabiduría ha guiado mis pasos hacia la culminación de este importante logro académico. Su mentoría ha sido invaluable en mi desarrollo profesional.

Perdomo Montachana Erika Lizeth



DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios por brindarme la sabiduría y la fortaleza, para el desarrollo de este trabajo de investigación. A mis abuelitos por apoyarme incondicionalmente y saber guiarme de mejor manera en la parte moral durante el periodo académico. A toda mi familia por confiar en mí dándome alientos y consejos.

Perdomo Montachana Erika Lizeth



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA Y APLICADAS

TITULO: “EVALUACIÓN DE LA FLEXIBILIDAD DEL MIX DE GENERACIÓN
PROPUESTO EN EL PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD DEL ECUADOR”

Autores:

Haro Cachaguay Jhon Jairo

Perdomo Montachana Erika Lizeth

RESUMEN

Ante el crecimiento constante de la demanda eléctrica y la introducción de fuentes de energía renovable variable (ERV), la evaluación de la flexibilidad del mix de generación se vuelve crucial para entender cómo este conjunto de fuentes puede adaptarse a diversos escenarios. En este trabajo de investigación se lleva a cabo la evaluación de la flexibilidad del mix de generación propuesto en el plan maestro de Electricidad del Ecuador, con el fin de medir la capacidad de adaptación del sistema frente a variaciones en la demanda y la generación de energía. Para ello, se realizó una revisión sistemática de la literatura, donde se seleccionó como una herramienta idónea para este tipo de estudios es la plataforma LEAP-NEMO. Para Ecuador, se proyectó la demanda de energía eléctrica para el período 2023-2050, utilizando un modelo lineal logarítmico multivariable y considerando tres escenarios de crecimiento del PIB: menor, medio y mayor. La demanda es utilizada como entrada a LEAP para simular a detalle el sistema de generación de electricidad de Ecuador tomando como año base a 2022. La expansión de la generación es un problema de optimización lineal que se resuelve utilizando NEMO y contemplando tres escenarios: BAU, ERV-Target y ERV con almacenamiento. Finalmente, se calculan los índices flexibilidad del mix de generación para cada escenario. Los resultados obtenidos permiten evidenciar que, en el escenario de ERV más almacenamiento el sistema es más flexible desde el punto de vista de la ENS y la reserva. Sin embargo, costo de producción es 997,59 MMUSD más que los otros dos escenarios.

Palabras clave: Flexibilidad, Demanda, Expansión de la generación, Energía Renovable Variable, Sistema eléctrico ecuatoriano.



TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI

FACULTY OF ENGINEERING AND APPLIED SCIENCES

**THEME: "EVALUATION OF THE FLEXIBILITY OF THE GENERATION MIX
PROPOSED IN THE ECUADORIAN ELECTRICITY MASTER PLAN".**

Authors:

Haro Cachaguay Jhon Jairo

Perdomo Montachana Erika Lizeth

ABSTRACT

Given the constant growth of electricity demand and the introduction of variable renewable energy sources (VRE), the evaluation of the flexibility of the generation mix becomes crucial to understanding how this set of sources can adapt to different scenarios. In this research work, the evaluation of the flexibility of the generation mix proposed in the Electricity Master Plan of Ecuador (PME) is carried out to measure the adaptability of the system to variations in demand and power generation. For this purpose, a systematic review of the literature was carried out, where the LEAP-NEMO platform was selected as a suitable tool for this type of study. For Ecuador, electricity demand was forecasted for the period 2023-2050, using a multivariate logarithmic linear model and considering three scenarios of GDP growth: minor, medium, and major. The demand is used as input to LEAP to simulate in detail Ecuador's electricity generation system taking 2022 as the base year. The generation expansion is a linear optimization problem that is solved using NEMO and considering three scenarios: BAU, ERV-Target, and ERV with storage. Finally, the flexibility indexes of the generation mix are calculated for each scenario. The results obtained show that, in the VRE plus storage scenario, the system is more flexible from the point of view of ENS and reserve. However, the production cost is 997.59 MMUSD more than the other two scenarios.

Keywords: Flexibility, Demand, Generation Expansion, Variable Renewable Energy, Ecuadorian Electric System.

AVAL DE TRADUCCIÓN - PROFESIONAL EXTERNO

Yo Evelin Aracelly Santamaria Santana con cédula de identidad número: 175402236-4 Licenciada en: Pedagogía del idioma inglés, con número de registro de la SENESCYT: 1010-2023-2634380; CERTIFICO haber revisado y aprobado la traducción al idioma inglés del resumen de la propuesta tecnológica con el título: "EVALUACIÓN DE LA FLEXIBILIDAD DEL MIX DE GENERACIÓN PROPUESTO EN EL PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD DEL ECUADOR" de: John Jairo Haro Cachaguay y Erika Lizeth Perdomo Montachana, egresados de la carrera de Ingeniería en Electricidad perteneciente a la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas.

En virtud de lo expuesto y para constancia de lo mismo se registra la firma respectiva.

Latacunga, marzo 2024



.....
Lic. Evelin Aracelly Santamaria Santana
CI: 175402236-4

ÍNDICE GENERAL

1. INFORMACIÓN GENERAL	1
2. INTRODUCCIÓN	2
2.1. PROBLEMA	2
2.1.1. Situación Problémica.....	2
2.1.2. Formulación del problema	3
2.2. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN.....	4
2.3. JUSTIFICACIÓN.....	4
2.4. BENEFICIARIOS	5
2.4.1. Beneficiarios Directos	5
2.4.2. Beneficiarios Indirectos.....	5
2.5. OBJETIVOS	5
2.5.1. General	5
2.5.2. Específicos	5
2.6. HIPÓTESIS Y SISTEMAS DE TAREAS	5
2.6.1. HIPÓTESIS	5
2.6.2. SISTEMA DE TAREAS	5
3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....	7
3.1. ANTECEDENTES	7
3.2. PLANIFICACIÓN A LARGO PLAZO DEL SECTOR ELÉCTRICO	11
3.2.1. La Planificación e incertidumbre	12
3.3. ESCENARIOS ENERGÉTICOS	13
3.3.1. Tecnologías de almacenamiento	15
3.3.2. Herramientas de Planificación de sistemas eléctricos.....	17
3.4. FLEXIBILIDAD DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS	21

3.4.1.	Medidas de Flexibilidad	21
3.4.2.	Mejoramiento de la Flexibilidad	23
3.5.	SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO	25
3.5.1.	Información operativa del sistema eléctrico ecuatoriano en 2022.	25
3.5.2.	Ley Orgánica de Competitividad energética	27
4.	METODOLOGÍA	30
4.1.	GESTIÓN DE TAREAS	30
4.2.	CARACTERIZACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO DE ECUADOR.....	31
4.2.1.	Recopilación de datos del SNI	31
4.2.2.	Proyección de la demanda 2023-2050	32
4.2.3.	Criterios de validación de un modelo.....	33
4.3.	SIMULACIÓN DE LA EXPANSIÓN.....	35
4.3.1.	Revisión de la estructura de los cálculos de LEAP	35
4.3.2.	Reconocimiento de la metodología de modelado	36
4.3.3.	Creación de las ramas para la demanda proyectada y generación eléctrica mediante las centrales existentes.....	37
4.3.4.	Inserción de los datos de entrada.....	38
4.4.	APLICACIÓN DE UN MODELO DE OPTIMIZACIÓN.....	39
4.4.1.	Identificación de conjuntos, parámetros, variables, función objetivo y restricciones utilizadas para este modelo.	39
4.4.2.	Configuración de la plataforma LEAP-NEMO para resolver el problema de optimización 45	
4.4.3.	Escenarios de expansión.....	46
4.5.	EVALUACIÓN DE LA FLEXIBILIDAD.....	56
4.5.1.	Análisis comparativo de los resultados de la optimización para cada escenario	56
4.5.2.	Cálculo de indicadores de flexibilidad	57
5.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	58

5.1.	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA 2023-2050	58
5.2.	RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL ESCENARIO BAU	60
5.3.	RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL ESCENARIO ERV-TARGET	64
5.4.	ESCENARIO ERV MÁS ALMACENAMIENTO.....	70
5.5.	RESULTADOS OBTENIDOS PARA LA EVALUACIÓN DE FLEXIBILIDAD .	77
5.5.1.	Escenario de BAU	77
5.5.2.	Escenario ERV-Target	79
5.6.	PRONÓSTICO DE EMISIONES DE CO2.....	82
5.7.	PREVISIÓN DEL COSTE DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	85
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	89
6.1.	CONCLUSIONES.....	89
6.2.	RECOMENDACIONES	90
7.	REFERENCIAS	91
8.	ANEXOS.....	97
8.1.	ANEXO A	97
8.2.	ANEXO B.....	98
8.3.	ANEXO C.....	101
8.3.1.	Escenario BAU.....	101
8.3.2.	Escenario ERV Target.....	104

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1. Factores de incertidumbre a largo plazo [22].	12
Figura 3.2. Premisas del escenario de desarrollo energético sostenible [25].	15
Figura 3.3. Producción de energía bruta por provincia del año 2022 (GWh) [35].	27
Figura 4.1. Estructura de los cálculos de LEAP [43].	36
Figura 4.2. Ventana principal para la demanda.	37
Figura 4.3. Asignación de pérdidas del sistema.	38
Figura 4.4. Generación de las ramas para las centrales existentes.	38
Figura 4.5. Diagrama de flujo del modelo de optimización en NEMO.	45
Figura 4.6. Configuración para la optimización con NEMO.	46
Figura 4.7. Introducción del Escenario ERV-Target.	49
Figura 4.8. Nuevos proyectos Fotovoltaicos en Ecuador [45]	50
Figura 4.9. Proyección de los precios de los combustibles 2022-2050 [46]	51
Figura 4.10. Producción de H2 verde en el Ecuador [49].	53
Figura 4.11. Configuración del escenario con almacenamiento.	55
Figura 4.12. Inserción del valor para la carga mínima.	55
Figura 4.13. Inserción del valor para las horas de carga completa.	56
Figura 5.1. Datos históricos de la demanda (GWh).	58
Figura 5.2. Proyección de la demanda para el período del 2023-2050.	59
Figura 5.3. Resultados de generación en menor crecimiento de la demanda en el escenario BAU.	60
Figura 5.4. Resultados de generación en medio crecimiento de la demanda en el escenario BAU.	61
Figura 5.5. Resultados de generación en mayor crecimiento de la demanda en el escenario BAU.	62
Figura 5.6. Capacidad de potencia instalada total para el escenario BAU.	63
Figura 5.7. Resultados de generación en menor crecimiento de la demanda en el escenario ERV Target.	65
Figura 5.8. Resultados de capacidad instalada en menor crecimiento de la demanda en el escenario ERV Target.	65
Figura 5.9. Resultados de generación en medio crecimiento de la demanda en el escenario ERV Target.	67

Figura 5.10. Capacidad de potencia instalada total en medio crecimiento de la demanda en el escenario ERV Target.	67
Figura 5.11. Resultados de generación en mayor crecimiento de la demanda en el escenario ERV Target.	68
Figura 5.12. Capacidad de potencia instalada total en mayor crecimiento de la demanda en el escenario ERV Target.	69
Figura 5.13. Generación del escenario de ERV más almacenamiento en 2050 en menor crecimiento de la demanda en el escenario ERV Target.....	71
Figura 5.14. Capacidad de potencia instalada total en menor crecimiento de la demanda en el escenario ERV Target.	72
Figura 5.15. Generación del escenario de ERV más almacenamiento en 2050 en medio crecimiento de la demanda.....	74
Figura 5.16. Capacidad de potencia instalada total en medio crecimiento de la demanda en el escenario ERV Target.	75
Figura 5.17. Generación del escenario de ERV más almacenamiento en 2050 en mayor crecimiento de la demanda en escenario de ERV más almacenamiento.....	76
Figura 5.18. Capacidad de potencia instalada total en mayor crecimiento de la demanda escenario de ERV más almacenamiento.	77
Figura 5.19. Vertido de ERV y energía no suministrada en mayor crecimiento de la demanda para el escenario BAU.....	78
Figura 5.20. Vertido de ERV y energía no suministrada en mayor crecimiento de la demanda para el escenario ERV Target.....	80
Figura 5.21. Emisiones de CO2 para el escenario BAU.	83
Figura 5.22. Emisiones de CO2 para el escenario BAU.	84
Figura 5.23. Emisiones de CO2 para el escenario ERV más Almacenamiento	85
Figura 5.24. Costo de producción de electricidad para el escenario BAU.....	86
Figura 5.25. Costo de producción de electricidad para el escenario ERV Target.....	87
Figura 5.26. Costo de producción de electricidad para el escenario ERV más almacenamiento.....	88

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Sistema de tareas.	6
Tabla 3.1. Revisión de la literatura de la flexibilidad del sistema eléctrico parte A.	10
Tabla 3.2. Revisión de la literatura de la flexibilidad del sistema eléctrico parte B.	11
Tabla 3.3. Técnicas para gestionar la incertidumbre y riesgo de planificación [22].	13
Tabla 3.4. Tipos de modelos y herramientas para la Planificación Energética [29].	19
Tabla 3.5. Aplicaciones potenciales del almacenamiento y respuesta de la demanda [33].	24
Tabla 3.6. Potencia nominal y efectiva a nivel nacional 2022 [35].	26
Tabla 4.1. Datos para el modelado del sistema eléctrico ecuatoriano.	32
Tabla 4.2. Datos históricos del PIB, población y energía [37].	33
Tabla 4.3. Resumen de los parámetros de entrada para las centrales térmicas utilizadas en el modelo [20].	39
Tabla 4.4. Descripción de las restricciones del modelo matemático.	42
Tabla 4.5. Proyectos considerados en el Plan Maestro de Generación [5].	48
Tabla 4.6. Tipos de tecnologías de almacenamiento [48]	52
Tabla 4.7. Características de los sistemas de almacenamiento [48].	53
Tabla 4.8. Datos de entrada para la tecnología de almacenamiento.	54
Tabla 4.9. Indicadores de Flexibilidad	57
Tabla 5.1. Criterios de validación del modelo.	59
Tabla 5.2. Proyectos de generación a partir de ERV [45].	64
Tabla 5.3. Centrales de generación retiradas	66
Tabla 5.4. Límites de potencial [5], [54]	70
Tabla 5.5. Índices de flexibilidad en mayor crecimiento de la demanda para el escenario BAU.	79
Tabla 5.6. Reserva de capacidad en mayor crecimiento de la demanda para el escenario ERV Target.	81
Tabla 5.7. Indicadores de flexibilidad para el escenario BAU	82
Tabla 5.8. Indicadores de flexibilidad para el escenario ERV Target.	82
Tabla 5.9. Indicadores de flexibilidad para el escenario ERV más almacenamiento para el 2050.	82
Tabla 8.1. Centrales de generación para el año base parte 1.	98
Tabla 8.2. Centrales de generación para el año base parte 2.	99

Tabla 8.3. Centrales de generación para el año base parte 3.	100
Tabla 8.4. Energía no suministrada para el Escenario BAU.	101
Tabla 8.5. Vertido de energía renovable variable para el escenario BAU.	102
Tabla 8.6. Reserva de capacidad para el escenario BAU.	103
Tabla 8.7. Energía no suministrada para el Escenario ERV Target.	104
Tabla 8.8. Vertido de energía renovable variable para el escenario ERV Target.	105
Tabla 8.9. Reserva de capacidad para el escenario ERV Target.	106

NOMECLATURA

Índices y Conjuntos

- y Conjunto de años
 r Conjunto de regiones
 t Conjunto de tecnologías
 l Conjunto de intervalos de tiempo
 m Conjunto de modos
 n Conjuntos de nodos
 f Conjunto de combustibles
 tr Conjunto de líneas
 s Conjunto de almacenamiento

Parámetros

- $DANN_{r,f,y}$ Límite de emisión anual.
 $VC_{r,t,m,y}$ Costos variables.
 $FC_{r,t,y}$ Costos fijos de operación y mantenimiento.
 $CO_{r,t,y}$ Costo capital o costo de construcción de las centrales de generación.
 $UM_{r,t,l,y}$ Utilización mínima por región, por tecnología, por porción de tiempo, por año.
 $tmx_{r,t,y}$ Límite máximo de capacidad.
 $tmn_{r,t,y}$ Límite mínimo de capacidad.
 $VO_{r,y}$ Vida operativa en la región, por tecnología.
 $RM_{r,y}$ Margen de reserva en la región, en el año.
 $RA_{y,r}$ Tasa de actividad.
 $CTA_{r,t,y}$ Capacidad total anual
 dr : Tasa de descuento
 $CIS_{r,s,y}$ Costo de inversión del almacenamiento
 $CD_{r,t,y}$ Costo de desmantelamiento
 $rmt_{r,t,y}$ Margen de reserva

Variables

$GANN_{r,f,y}$	Generación anual no nodal.
$PANN_{r,f,y}$	Producción anual no nodal.
$UANN_{r,f,y}$	Uso anual no nodal.
$PAT_{r,l,f,y}$	Producción anual por tecnología.
$CA_{r,rr,l,f,y}$	Comercio anual.
$TNP_{n,l,f,y}$	Tasa nodal de producción.
$PNN_{r,l,f,y}$	Producción no nodal.
$TPNNTM_{r,l,t,m,f,y}$	Tasa de producción no nodal por tecnología por modo.
$TPNNT_{r,l,f,y}$	Tasa no nodal de producción por tecnología.
$TPNN_{r,l,f,y}$	Tasa de producción no nodal.
$TUNNT_{r,l,t,f,y}$	Tasa de uso no nodal por tecnología.
$TUNN_{r,l,f,y}$	Tasa de uso no nodal.
$UNN_{r,l,f,y}$	Uso no nodal.
$PT_{r,l,t,y}$	Producción por tecnología.
$TA_{r,l,t,m,y}$	Tasa de actividad.
$TP_{r,l,f,y}$	Tasa de producción.
$TAT_{r,t,l,y}$	Tasa de actividad total.
$TU_{r,l,f,y}$	Tasa de uso.
$AATTM_{r,t,m,y}$	Actividad anual total de la tecnología por modo.
$C_{r,rr,l,f,y}$	Comercio.
$CTD_{r,y,t}$	Costo total descontado.
$CTTD_{r,t,y}$	Costo total de tecnología con descuento.
$DANN_{r,l,f,y}$	Demanda anual no nodal.
$DNN_{r,f,l,y}$	Demanda no nodal.
$NCA_{r,t,y}$	Nueva capacidad acumulada.
$NC_{r,t,y}$	Nueva capacidad.
$RA_{y,r}$	Tasa de actividad.
$AATT_{r,t,l,y}$	Actividad anual total de tecnología.
$COF_{r,t,y}$	Costo fijo en la región, por tecnología y en el año.

$CO_{r,t,y}$	Costo capital en la región con la tecnología y en el año.
$COV_{r,t,y}$	Costo variable por región, por tecnología, por año.
$CTM_{r,y}$	Capacidad total con margen de reserva
$ITC_{r,t,y}$	Inversión total de capital
$CDC_{r,t,y}$	Inversión de capital descontado.
$CTDS_{r,s,y}$	Costo total descontado para el almacenamiento
TR:	Modelado de Transmisión
CTDTR:	Costo total descontado de la transmisión
$CDO_{r,t,y}$	Costo descontado de operación
$CDC_{r,t,y}$	Inversión de capital descontado.
$DS_{r,t,y}$	Valores de salvamento descontados.

1. INFORMACIÓN GENERAL

Título: Evaluación de la flexibilidad del mix de generación propuesto en el Plan Maestro de Electricidad del Ecuador.

Fecha de inicio:

Fecha de finalización:

Lugar de ejecución: Latacunga

Facultad que auspicia: Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas.

Carrera que auspicia: Carrera de Ingeniería en Electricidad.

Proyecto Marco asociado: Desarrollo de sistemas eficientes para el abastecimiento y uso de energía eléctrica a nivel local, regional o nacional.

Equipo de Trabajo:

Haro Cachaguay Jhon Jairo

Perdomo Montachana Erika Lizeth

Tutor de Titulación: M.Sc. Wilian Patricio Guamán Cuenca

Área de conocimiento: 07 Ingeniería, Industria y Construcción / 071 Ingeniería y Profesiones Afines / 0713 Electricidad y Energía.

Línea de investigación: Energías Alternativas y Renovables, Eficiencia Energética y Protección Ambiental.

Sublíneas de investigación de la Carrera: Conversión y uso racional de la energía eléctrica.

Grupos Temáticos:

1. Eficiencia energética y desarrollo sostenible.
2. Generación con fuentes convencionales y no convencionales.
3. Optimización de sistemas eléctricos.

2. INTRODUCCIÓN

En este capítulo establece los fundamentos necesarios para la evaluación de la flexibilidad del mix de generación. En la Sección 2.1, se describen los desafíos que enfrenta Ecuador en su transición hacia un sistema eléctrico más sostenible y basado en energías renovables. A pesar de los avances en la adopción de tecnologías de generación renovable, como la solar y la eólica, persisten dificultades significativas en la operación fluida del sistema eléctrico. Estos desafíos abarcan la variabilidad en la generación de energía debido a factores climáticos y ambientales, la dependencia crónica de fuentes no renovables, como la hidroeléctrica, y la falta de diversificación efectiva en la matriz energética. Además, la meta de alcanzar el 100% de energía renovable para 2050 conlleva riesgos adicionales, como el potencial colapso del sistema eléctrico debido a la falta de evaluación exhaustiva de la flexibilidad en el mix de generación, lo que podría desencadenar apagones generalizados y graves impactos económicos y ambientales.

Posteriormente, en las Sección 2.2 y 2.3 se plantean el campo de acción y se expone la justificación sobre la importancia del estudio de la evaluación de la flexibilidad del mix de generación. Seguidamente en la Sección 2.4 se describe a los beneficiarios directos e indirectos de esta investigación. Finalmente, en las secciones 2.5 y 2.6 se delinear el objetivo general y los objetivos específicos, se formulan las hipótesis para evaluar la viabilidad del estudio y se presenta el sistema de tareas necesario para llevar a cabo la investigación de manera efectiva.

2.1. PROBLEMA

2.1.1. Situación Problemática

La operación fluida de un sistema eléctrico es la capacidad para funcionar de manera eficiente y sin contratiempos manteniendo un equilibrio delicado entre la demanda de energía y la generación disponible. Sin embargo, la realidad presenta desafíos complejos que obstaculizan este equilibrio esencial. Un desajuste entre la carga y la generación puede resultar en una fluctuación de la frecuencia del sistema, llevando consigo la amenaza constante de un apagón total, un temido "Black Out". Esta situación, aunque inadvertida por los usuarios, revela un sistema bajo constante presión debido a una serie de circunstancias imprevistas.

Por otro lado, un factor crucial en la planificación del sistema eléctrico es la demanda de energía, la cual experimenta fluctuaciones impredecibles en todas las horas del día. Además, existe la posibilidad de fallos repentinos en las unidades de generación. Esta incertidumbre en la disponibilidad de las fuentes de energía se suma a la variabilidad inherente de las Tecnologías

de Generación Variable (TGV), lo cual complica significativamente la labor de planificación y operación del sistema. Y todo esto, siempre con el imperativo constante de mantener los costos al mínimo [1], [2]. En este contexto, surge una urgente necesidad de abordar los problemas relacionados con las TGV. Estas tecnologías, como la solar y la eólica, son prometedoras en términos de sostenibilidad y reducción de emisiones, pero también agregan complejidad extra a la operación del sistema eléctrico. Lo que las hace complicadas es que su producción de energía varía mucho debido a los cambios en el clima y el ambiente. Esto provoca cambios impredecibles en la cantidad de energía que generan, lo que dificulta aún más el equilibrio entre la cantidad de energía disponible y la que se necesita [2].

Hasta el año 2021, no se había alcanzado la meta de lograr que el 90% de la generación eléctrica fijadas por el Buen Vivir 2017-2021 proviniera de fuentes renovables. Sin embargo, según información del Ministerio de Energía y Minas para el año 2023, más del 90% de la energía eléctrica producida proviene de fuentes renovables. Esto demuestra claramente que la meta ha sido alcanzada. La dependencia continua de fuentes no renovables, como la hidroeléctrica, para satisfacer la demanda energética, ha creado una vulnerabilidad crónica en el sistema eléctrico. Esta dependencia limitada y la falta de diversificación efectiva de la matriz energética han dejado al país sin la capacidad necesaria para enfrentar los retos cambiantes, tanto climáticos como operativos [3].

La ausencia de una evaluación integral de la flexibilidad en el mix de generación podría llevar al sistema eléctrico al borde del colapso. Esta situación podría resultar en apagones generalizados que paralizarían la actividad económica, aumentarían los costos energéticos para los consumidores y harían tambalear los compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. La combinación de impactos ambientales y económicos adversos sería catastrófica, amenazando la sostenibilidad y la confiabilidad del suministro eléctrico en Ecuador [4].

2.1.2. Formulación del problema

Existe incertidumbre sobre el efecto que tendrá la introducción masiva de Energías Renovables Variables en la flexibilidad del mix de generación de Ecuador.

2.2. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN

El campo de acción para el proyecto: 330000 ciencias Tecnológicas / 3306 Ingeniería y Tecnología Eléctricas / 3306.99 Transmisión y Distribución.

2.3. JUSTIFICACIÓN

Desde el punto de vista académico, esta investigación conduce a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, además de estar relacionado con el proyecto formativo “Desarrollo de Sistemas Eficientes para el Abastecimiento y Uso de Energía Eléctrica a Nivel Local, Regional o Nacional”, de la línea de investigación de la carrera de Electricidad, “Energías Alternativas y Renovables, eficiencia energética y protección ambiental”, específicamente a Planificación de SEP, la cual, corresponde a la sublínea 1, “Conversión y uso racional de la energía eléctrica”.

La transición energética hacia fuentes renovables no convencionales como la eólica y la solar fotovoltaica es una tendencia creciente en Ecuador, impulsada por los compromisos del país en materia de descarbonización y mitigación del cambio climático. El Plan Maestro de Electricidad (PME) 2021-2040 prevé un aumento significativo en la participación de estas energías variables, llegando a cerca del 20% de la matriz eléctrica en 2030 [5].

Esta investigación busca realizar una evaluación de la flexibilidad del mix de generación contemplado en el PME al 2040. Mediante el uso de la plataforma LEAP, se modelará el sistema eléctrico bajo diferentes escenarios de expansión y se aplicará un modelo de optimización para determinar la capacidad de adaptación del sistema frente al aumento de las energías renovables no convencionales.

Los resultados de este estudio entregarán información valiosa para que las autoridades del sector eléctrico puedan adoptar decisiones orientadas a asegurar un parque generador con las características técnicas necesarias para integrar crecientes niveles de generación renovable variable. Así, esta investigación espera hacer un aporte concreto al debate sobre la viabilidad de la transición energética planificada en el país. Este estudio se justifica por su contribución al conocimiento sobre un aspecto crucial para implementar la transformación de la matriz eléctrica ecuatoriana de forma segura y eficiente. Los beneficiarios serán las instituciones a cargo de la política y la planificación eléctrica nacional.

2.4. BENEFICIARIOS

2.4.1. Beneficiarios Directos

Los beneficiarios directos son los postulantes.

2.4.2. Beneficiarios Indirectos

Los beneficiarios indirectos son estudiantes de ingeniería y energía, docentes, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable del Ecuador, entidades que utilizan datos para la planificación del sector energético e instituciones de investigación.

2.5. OBJETIVOS

2.5.1. General

Evaluar la flexibilidad del mix de generación propuesto en el Plan Maestro de Electricidad del Ecuador ante escenarios de penetración de energía renovable variable.

2.5.2. Específicos

- Investigar las metodologías de evaluación de la flexibilidad de sistemas eléctricos mediante una revisión sistemática de la literatura.
- Simular la expansión de la generación del sistema eléctrico ecuatoriano para el periodo 2022-2050 usando la Plataforma de Análisis de Bajas Emisiones (LEAP).
- Aplicar un modelo de optimización lineal para la determinación de la flexibilidad del mix de generación del Ecuador ante la introducción de Energía Renovable Variable.

2.6. HIPÓTESIS Y SISTEMAS DE TAREAS

2.6.1. HIPÓTESIS

¿La incorporación de los niveles de generación renovable variable contemplados en el Plan Maestro de Electricidad de Ecuador 2018-2027 mejorará la flexibilidad del sistema eléctrico nacional?

2.6.2. SISTEMA DE TAREAS

Como se puede evidenciar en la Tabla 2.1 se presenta el sistema de tareas a ejecutarse para llevar a cabo este proyecto de investigación.

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

Tabla 2.1. Sistema de tareas.

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultados Esperados	Técnicas, Medios e Instrumentos
Investigar las metodologías de evaluación de la flexibilidad de sistemas eléctricos mediante una revisión sistemática de la literatura.	Revisión bibliográfica acerca de la planificación y la flexibilidad energética.	Información referente a la planificación y los índices para medir la flexibilidad en el sistema eléctrico.	Bibliografía relacionada a la planificación y flexibilidad de sistema eléctrico. Artículos publicados de la IEEE, tesis de pregrado y posgrado.
Simular la expansión de la generación del sistema eléctrico ecuatoriano para el periodo 2022-2050 usando la Plataforma de Análisis de Bajas Emisiones (LEAP).	Recopilación de datos económicos, infraestructura y demanda del sistema eléctrico ecuatoriano del 2022. Construcción de un conjunto de datos para la planificación del sector eléctrico ecuatoriano. Creación de diferentes escenarios de expansión del sector eléctrico.	Conjunto de datos de planificación del sector eléctrico de Ecuador: tasas de urbanización, datos del PIB, balances energéticos actuales, evaluación de mitigaciones de GEI, precios de energía, generación eléctrica, curvas de demanda típica, etc. Estructura desagregada del sistema de generación del sistema eléctrico ecuatoriano y escenarios energéticos.	Plan Maestro de electricidad del Ecuador 2018-2027, Informe anual 2022. Datos históricos y actuales sobre la población y la demanda del Ecuador. Plataforma de Análisis de Bajas Emisiones (LEAP).
Aplicar un modelo de optimización lineal para la determinación de la flexibilidad del mix de generación del Ecuador ante la introducción de Energía Renovable Variable.	Definición de los parámetros de entrada del modelo, incluyendo, sectores, demanda, etc. Configuración de LEAP para encontrar el plan de expansión de mínimo coste en la herramienta de optimización NEMO. Cálculo de los diferentes indicadores para medir la flexibilidad del sistema eléctrico ecuatoriano.	Expansión de la generación del sistema eléctrico ecuatoriano para el 2023-2050. Flexibilidad del sistema eléctrico de Ecuador para los diferentes escenarios energéticos.	Plataforma de Análisis de Bajas Emisiones (LEAP). NEMO

3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

El presente capítulo se presenta la base teórica de la continua evolución experimentada en la flexibilidad y planificación de sistemas eléctricos de potencia. Además, se examinan las principales estrategias para la introducción de energías renovables no convencionales utilizando herramientas de código abierto, como parte de la evaluación de la operación del sistema. Se abordan distintos temas comenzando con la Sección 3.1 se describen los antecedentes relacionados a trabajos históricos realizados en Ecuador, investigaciones previas orientado a técnicas de optimización, así como trabajos más recientes. Este cambio crucial implica adoptar tecnologías limpias como la energía solar y eólica, mejorando la eficiencia energética. En la Sección 3.2 se describe la Planificación a largo plazo del sector eléctrico, centrándose en estrategias para garantizar un suministro confiable, asequible y sostenible. Examina aspectos como el crecimiento de la demanda, evolución tecnológica, políticas energéticas y consideraciones ambientales. En la Sección 3.3 se detalla la relevancia de los escenarios energéticos para abordar la incertidumbre en la planificación y prospectiva energética. Además, se proporciona una lista detallada de modelos energéticos globales clasificados por sus atributos y capacidades en el análisis y modelado de sistemas energéticos.

3.1. ANTECEDENTES

La electricidad es tan importante para la economía mundial que algunos de sus índices se utilizan para expresar la situación económica (consumo o producción de electricidad) y el nivel de vida de que goza una población (consumo de electricidad en el sector doméstico). Además, el abastecimiento de electricidad posee características especiales que dan a este servicio, en comparación con otras industrias, un carácter único. En resumen, la electricidad es un bien esencial para el desarrollo económico y social. El abastecimiento de electricidad posee características especiales que lo convierten en un servicio único. Estas características exigen una gestión eficiente y sostenible, que garantice la disponibilidad, fiabilidad y sostenibilidad de este servicio.

Un sistema de energía eléctrica bien planificado no debería experimentar un aumento descontrolado en la demanda; sin embargo, es inevitable que esta aumente y muestre una tendencia al crecimiento en el porvenir. Esto se debe a factores socioeconómicos como el crecimiento poblacional, el desarrollo de las naciones y la adopción de nuevas tecnologías, entre otros. Cuando la demanda se incrementa, es razonable deducir que, si los sistemas no se

desarrollan paralelamente, carecerán de la capacidad tanto para generar como para transportar la energía necesaria. Es por este motivo que es crucial anticiparse a este desafío y planificar de manera óptima los sistemas eléctricos. Se pueden elaborar perfiles de cambio en la demanda futura para llevar a cabo una planificación adecuada de la expansión tanto del sistema de generación como del sistema de transmisión y distribución [6].

Los requerimientos de flexibilidad han sido aportados históricamente por las centrales de generación, mientras que las principales fuentes de variaciones e incertidumbre eran la demanda y la falla de equipos. Sin embargo, en diversos sistemas en el mundo se reconoce y propicia la incorporación de nuevos recursos para aportar flexibilidad, tales como la respuesta de la demanda, participación de las energías renovables variables (ERV) en los servicios complementarios (SSCC), reequipamiento de centrales existentes, sistemas de almacenamiento, generación distribuida despachable, interconexiones de sistemas y reequipamientos de plantas existentes, entre otros. En otras palabras, la flexibilidad expresa la capacidad de un sistema eléctrico de potencia para mantener un suministro continuo frente a variaciones en la generación o consumo, independientemente de su origen. Corresponde, en cierta medida, a la capacidad disponible para hacer frente a cambios, ya sea en sentido positivo o negativo [7].

En la búsqueda de transformar el sistema energético hacia uno basado principalmente en fuentes renovables, es esencial aprovechar la versatilidad en todas las áreas del sistema eléctrico. Esta versatilidad abarca desde lograr una generación más adaptable hasta fortalecer los sistemas de transmisión y distribución, aumentar la capacidad de almacenamiento y promover una demanda más maleable. Además, la generación de calor y la producción de gases sintéticos, como el hidrógeno, a partir de fuentes de energía renovable, desempeñan un papel fundamental en la descarbonización a largo plazo del sistema eléctrico. Una vez implementados, estos procesos pueden contribuir de manera significativa a incrementar la flexibilidad del sistema eléctrico [8].

En varios trabajos de planificación energética nacional se incorpora el concepto de flexibilidad, en [9] presenta una metodología para proyectar el potencial de autogeneración con paneles fotovoltaicos instalados en las edificaciones del sector ecuatoriano. El espacio máximo disponible para la instalación de paneles es estimado tomando secciones del área propiamente construida de los sectores residencial, industrial, comercial, mixto y otros. La penetración de la

autogeneración fotovoltaica es estimada entre los años 2013 y 2050, calculando la evolución de la demanda energética durante este período mediante el uso de LEAP. Los resultados obtenidos son comparados con los de un escenario sin autogeneración. De acuerdo con los resultados obtenidos para el año 2050, alrededor de un 17% de la capacidad instalada estaría representada por sistemas de autogeneración fotovoltaica, cubriendo alrededor de 5,7% de la demanda de energía eléctrica total. El escenario de autogeneración usa un porcentaje del potencial total al basarse en políticas similares de países que actualmente son pioneros en este tipo de producción de electricidad. En los resultados obtenidos, aproximadamente un 6% de la energía eléctrica se generaría mediante autogeneración con paneles fotovoltaicos en 2050, permitiendo reducir el consumo de otros energéticos o incrementar la exportación de electricidad.

Así mismo, se ha desarrollado una investigación, en la cual, evalúa el sistema de generación eléctrica ecuatoriano, estimando el pronóstico de oferta y demanda eléctrica hasta el 2040 [10]. Este estudio tuvo por objeto analizar las posibles alternativas de oferta y demanda de energía eléctrica, consumo de combustibles, y la estructura futura del sistema de generación eléctrica ecuatoriano para transformar el sistema actual basados en combustibles derivados del petróleo en un sistema sostenible que consume gas natural, y progresivamente introducir plantas de generación de energía renovable como solar, eólica, biomasa e hidroeléctrica hasta 2040. Para ello, el trabajo que realizaron fue crear tres posibles escenarios utilizando el Sistema de Planificación de Alternativas Energéticas de Largo Alcance (LEAP), los cuales fueron: Business As Usual (BAU, Plan Maestro de Generación de Energía y Sistema de Generación de Energía Sostenible. Finalmente, los resultados obtenidos en esta investigación fueron que los tres escenarios cubrirán la demanda eléctrica total del país. En los escenarios S2 (Plan Maestro de Generación de Energía) y S3 (Sistema de Generación de Energía Sostenible), la demanda total de electricidad estaría cubierta principalmente por ciclos combinados de gas natural (CCGN) y centrales hidroeléctricas, a diferencia del escenario S1 (Business As Usual), que se mantiene operando con centrales térmicas y sigue teniendo una dependencia importante del consumo de derivados del petróleo que importa el país (principalmente gasóleo). S2 y S3, las centrales térmicas operarían en periodos cortos sólo cuando el CCGN y las centrales hidroeléctricas no pudieran cubrir la demanda eléctrica, ya sea por circunstancias meteorológicas o por operaciones de mantenimiento. Así, en S3, esta situación llevaría a alcanzar niveles mínimos de consumo de crudo, fuel Oil residual y Diesel oil. Las expectativas son que estos niveles se reduzcan progresivamente de 2026 a 2036, llegando a un consumo cero

en 2037. Es decir, el S3 sería el escenario más eficiente y sostenible. En la Tabla 3.1 y Tabla 3.2 se presentan algunos de los trabajos más importantes relacionados con la evaluación de la flexibilidad y la expansión de generación del sector eléctrico.

Tabla 3.1. Revisión de la literatura de la flexibilidad del sistema eléctrico parte A.

Referencia	País o Región	Tema	Herramienta	Horizonte	Escenarios	Flexibilidad
[11].	Tailandia	Thailand Power System Flexibility Study (IEA).	PLEXOS© Modelo Energético Integrado	11 años: 2019 a 2030.	<ul style="list-style-type: none"> • Base • Almacenamiento • Flexibilidad contractual, • Flexibilidad y almacenamiento. • Plantas de energías 	Sí
[12]	Latino América	Power system flexibility for the energy transition.	Flextool IRENA	de 35 años: 2015-2050	<ul style="list-style-type: none"> • Base, • Penetración de ERV • Almacenamiento 	Sí
[13]	Colombia	Evaluación De La Flexibilidad Del Sistema Eléctrico De Colombia.	Flextool IRENA	de 1 año: 2030	<ul style="list-style-type: none"> • Base • Año seco. 	Sí
[14]	Colombia	Flexibilidad operacional del sistema eléctrico colombiano bajo escenarios de energía renovable.	Programación	8 años: 2022-2030.	<ul style="list-style-type: none"> • Transición energética según Ortega-Arango • Análisis prospectivo. 	Sí
[15]	Chile	La Flexibilidad En El Sistema Eléctrico Nacional Análisis De Tecnologías Existentes Y Contribución De Los Vehículos Eléctricos.	HELO	1 año: 2027	<ul style="list-style-type: none"> • Base • Sin introducción de vehículos eléctricos • Con introducción de Vehículos eléctricos 	Sí
[16]	Panamá	Evaluación de la Flexibilidad del sistema Eléctrico de Panamá	Flextool IRENA.	de 13 año: 2017-2030.	<ul style="list-style-type: none"> • Base • Penetración de energías renovables. 	Sí
[17]	Uruguay	Evaluación de la Flexibilidad del sistema Eléctrico de Uruguay.	Flextool IRENA.	de 14 años: 2016-2030.	<ul style="list-style-type: none"> • Año seco • Referencia 2030 	Sí

Tabla 3.2. Revisión de la literatura de la flexibilidad del sistema eléctrico parte B.

Referencia	País o Región	Tema	Herramienta	Horizonte	Escenarios	Flexibilidad
[18]	Chile	Metodologías de Análisis y Mejoramiento de la Flexibilidad en El Sistema Eléctrico Nacional Frente a alta Penetración ERNC.	Plataforma computacional para la programación de la operación de sistemas eléctricos en tiempo continuo basado en representación pseudo-espectral de Chebyshev.	4 años: 2018, 2025, 2035, 2050.	<ul style="list-style-type: none"> Alta demanda Almacenamiento por baterías. Altos costos por externalidades Ambientales. 	Sí
[19]	Indonesia	Energy Planning in West Java using Software LEAP (Plataforma de bajas emisiones).	LEAP (Planificación de alternativas energéticas a largo plazo).	11 años: 2019-2030.	<ul style="list-style-type: none"> Referencia sin implementar nuevas políticas. Política 	No
[20]	Ecuador	Previsión de la oferta y la demanda de electricidad a largo plazo (2018-2040): Una aplicación del modelo LEAP hacia una Sistema de Generación de Energía Sostenible en Ecuador	LEAP (Plataforma de bajas de emisiones).	22 años: 2018-2040.	<ul style="list-style-type: none"> Business As Usual Plan maestro de generación de Energía. Sistema de generación de energía sostenible. 	No
[21]	Ecuador	Prospectiva de Autogeneración mediante uso del modelo LEAP.	LEAP (Plataforma de bajas de emisiones).	37 años: 2013-2050.	<ul style="list-style-type: none"> Autogeneración Energía Renovables 	No

3.2. PLANIFICACIÓN A LARGO PLAZO DEL SECTOR ELÉCTRICO

La planificación a largo plazo en el sector eléctrico se refiere a la estrategia y el proceso de determinar las necesidades futuras de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Este enfoque busca garantizar un suministro confiable, asequible y sostenible de electricidad a largo plazo, teniendo en cuenta factores como el crecimiento de la demanda, la evolución de la tecnología, las políticas energéticas y las consideraciones ambientales. La

principal meta de la planificación es garantizar un suministro eléctrico confiable, seguro y eficiente, al mismo tiempo que se busca maximizar los beneficios para la sociedad.

Según [22] es importante tener en cuenta ciertos aspectos críticos en el estudio del plan de expansión como: los planes a largo plazo deben incorporar un grado de seguridad y deben abordar el aumento en la necesidad de potencia del sistema, el plan elaborado por los inversionistas debe ser persuasivo para las entidades reguladoras del mercado, demostrando que contribuyen a mejorar la eficiencia del mercado y resultan atractivos para ellas y el plan en ningún caso debe influir en el deterioro de las redes de transmisión.

3.2.1. La Planificación e incertidumbre

La planificación a largo plazo en la industria eléctrica implica lidiar con la falta de certeza y los posibles riesgos, lo que afecta las elecciones sobre cómo expandir la capacidad de generación de electricidad. Estos factores inciertos pueden surgir de diversas fuentes, como el cambio en la demanda de energía, las fluctuaciones en los precios de los combustibles, la disponibilidad de recursos naturales, las políticas gubernamentales y las dinámicas económicas.

Para realizar una planificación del sector eléctrico a largo plazo se debe considerar el grado de incertidumbre ya que esta afecta las decisiones a tomar en cuenta a los planes de expansión del parque de generación eléctrica. En la Figura 3.1. se observan los factores de incertidumbre más importantes respecto a la planificación a largo plazo.

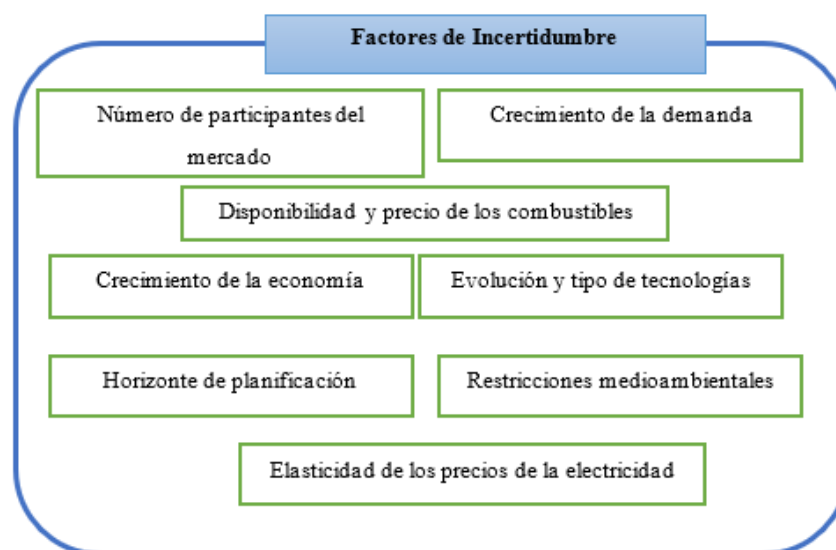


Figura 3.1. Factores de incertidumbre a largo plazo [22].

Para gestionar la incertidumbre y el riesgo relacionados con la planificación, es posible emplear diversas técnicas que, en mayor o menor medida, facilitan el manejo de esta incertidumbre. Para una mejor comprensión en la Tabla 3.3 se presenta la descripción de los diferentes tipos de técnicas para gestionar la incertidumbre y el riesgo relacionados con la planificación.

Tabla 3.3. Técnicas para gestionar la incertidumbre y riesgo de planificación [22].

Tipo de técnica	Descripción
Análisis de valor esperado	Si solo se considera el valor promedio de un conjunto de probabilidades que influyen en una variable, es posible que tengamos información incompleta.
Análisis multi-escenario	Esta metodología implica la consideración de múltiples escenarios, los cuales se abordan tanto de manera individual como en conjunto.
Árbol de escenarios	Esta técnica garantiza una evaluación exhaustiva y completa de todas las opciones, permitiendo una planificación sólida y robusta en el sector eléctrico

3.3. ESCENARIOS ENERGÉTICOS

Un escenario se crea al anticipar una secuencia de eventos, circunstancias y situaciones que se desarrollarán en el futuro, organizadas en un marco temporal y espacial específico. En el ámbito de la planificación y prospectiva energética, dado que es imposible predecir con precisión cómo evolucionarán las variables que influyen en la configuración y funcionamiento del sistema energético en el futuro, se recurre a la técnica de elaboración y análisis de escenarios energéticos. El propósito fundamental de esta técnica es mitigar la incertidumbre asociada a tales variables [23].

Mediante la construcción y evaluación de escenarios energéticos, se busca crear una serie de posibles panoramas futuros que abarquen diferentes conjuntos de condiciones y circunstancias. Estos escenarios no se limitan a una única trayectoria, sino que exploran diversas alternativas en términos de desarrollo económico, cambios tecnológicos, políticas energéticas y factores externos. Esta aproximación proporciona una herramienta valiosa para la toma de decisiones estratégicas en el campo energético, ya que permite a los planificadores y responsables políticos considerar una gama de posibilidades y prepararse para afrontar de manera más efectiva los desafíos y oportunidades que puedan surgir en un entorno altamente dinámico e incierto.

En el proceso de crear escenarios energéticos, se manejan distintos tipos de variables. Las variables endógenas son aquellas cuyo valor se calcula dentro del modelo utilizado para

proyectar el escenario, como, por ejemplo, la oferta y demanda de energía. Por otro lado, las variables exógenas son previsiones externas al ámbito específico que se analiza y su valor se establece de antemano. Estas variables externas ejercen una influencia sobre las variables endógenas, y pueden incluir aspectos como la población, el Producto Interno Bruto (PIB), los precios, entre otros [23]. Tanto las variables exógenas como las endógenas pueden ser clasificadas en dos categorías según cómo se midan: cuantitativas y cualitativas. Las variables cuantitativas comprenden elementos que pueden ser expresados en términos numéricos, como la población, el crecimiento económico, el consumo de energía, los precios de los combustibles, los costos de inversión y operación, las tasas de interés en los mercados financieros, las metas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, y otros.

Por otro lado, las variables cualitativas son aquellas que no se expresan en cifras, sino que se refieren a aspectos de naturaleza más descriptiva, como el nivel de conflictividad en regiones que puedan afectar el suministro de energía, avances tecnológicos en la utilización de la energía, la vulnerabilidad al cambio climático, la adhesión a iniciativas regionales o globales para mitigar el cambio climático, niveles de conflictividad social, la dirección de los mecanismos de financiamiento, y similares.

- **BAU:** La expresión "Business as usual" (BAU) se ha utilizado desde hace mucho tiempo para referirse a la continuación de las actividades económicas, comerciales y financieras en su curso normal, sin cambios significativos. Originalmente, se empleaba para destacar la idea de volver a la normalidad después de enfrentar dificultades o eventos disruptivos, como incendios o accidentes. Con el tiempo, la expresión se ha convertido en sinónimo de mantener el estado actual de las cosas [24]. En el contexto de la prospectiva y la planificación, un escenario BAU se refiere a seguir con las tendencias y prácticas actuales, proyectándolas hacia el futuro de manera lógica. A menudo, se utiliza como punto de referencia para evaluar si se están logrando mejoras o si la situación se está deteriorando en comparación con la trayectoria predeterminada.
- **Escenario ERV Target:** En este escenario se considera la penetración acelerada de las fuentes de energía renovable, el aumento de la eficiencia energética e incremento en el acceso a los servicios energéticos modernos como biocombustibles [25].

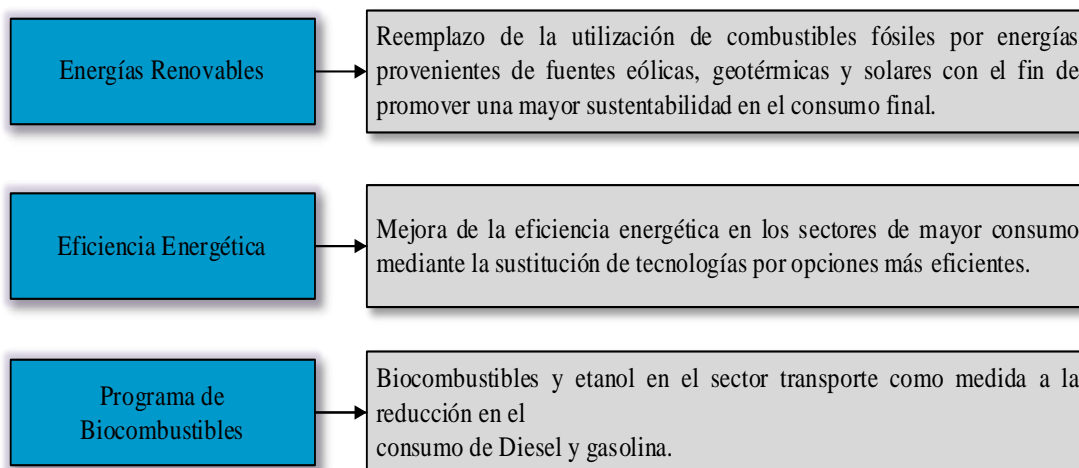


Figura 3.2. Premisas del escenario de desarrollo energético sostenible [25].

- **Escenario ERV Target más almacenamiento:** El objetivo es observar cómo funciona el almacenamiento de energía y cómo se distribuye diariamente durante un año y también enfatiza el papel del almacenamiento en mix eléctrico. Esto se logra introduciendo una rama de almacenamiento en LEAP para esta actúe cuando se obtiene energía no suministrada y esta almacene energía cuando hay un exceso de generación. Además, para el almacenamiento de la energía eléctrica, existen varias alternativas, como baterías, almacenamiento de hidrógeno por bombeo, almacenamiento de hidrógeno, etc. Aunque los sistemas de almacenamiento de energía por baterías almacenan energía eléctrica de manera eficiente, tiene inconvenientes para el almacenamiento a escala de red en comparación con el almacenamiento de hidrogeno [26].

3.3.1. Tecnologías de almacenamiento

Las tecnologías de almacenamiento desempeñan un papel fundamental en la transformación del sector energético hacia un modelo más sostenible y eficiente. Estas soluciones abordan los desafíos de la intermitencia y variabilidad de las fuentes renovables, mejorando la resiliencia y estabilidad de la red eléctrica. Desde sistemas de almacenamiento estacional hasta baterías de ion-litio y tecnologías emergentes como el almacenamiento de hidrógeno, estas innovaciones permiten almacenar energía a gran escala y liberarla según la demanda, brindando una gestión más flexible y eficaz de los recursos energéticos.

De acuerdo con un informe de la Agencia Internacional de Energía, se prevé que los sistemas de almacenamiento de energía (SAE) se conviertan en la principal fuente de flexibilidad para

los sistemas eléctricos en un escenario de emisiones netas cero, reemplazando el papel que actualmente cumple. la generación a carbón y gas natural, junto con la gran hidroelectricidad. Los SAE podrán brindar múltiples servicios esenciales a las redes eléctricas, más allá de aprovechar los diferenciales de precios horarios. Entre dichos servicios se incluyen la regulación primaria, secundaria y terciaria de la frecuencia del sistema, así como también la regulación de los niveles de tensión. En síntesis, se espera que los SAE pasen a ser un componente central en la operación de redes eléctricas descarbonizadas, entregando flexibilidad y estabilidad mediante su rápida respuesta [27].

La innovación continua en sistemas de almacenamiento de energía (SAE) ha impulsado el desarrollo de variadas tecnologías, y se perfila como un factor decisivo para que estas soluciones sigan ganando participación en el sector eléctrico. Dentro de las alternativas tecnológicas disponibles, las baterías de ion de litio de tipo electroquímico muestran el mayor dinamismo y adopción actualmente. Su flexibilidad, velocidad de respuesta y madurez las posicionan como la opción más atractiva para aplicaciones de SAE. Además, sus costos han experimentado una acusada caída en la última década, desde aproximadamente 1000 dólares por kWh en 2010 hasta unos 137 dólares por kWh en 2020, esperándose que esta tendencia decreciente continúe en los próximos años según las proyecciones. En conjunto, estos factores explican su predominio presente y futura esperada.

Las baterías de flujo redox, también de tipo electroquímico, constituyen otra tecnología de almacenamiento en expansión. Presentan ciertas ventajas sobre las convencionales de ion de litio, como una vida útil más prolongada, mayor facilidad para el reciclaje de sus materiales y un desempeño superior en términos de seguridad y rango de temperatura de operación. En cuanto a las tecnologías mecánicas para almacenamiento a gran escala, las centrales hidroeléctricas reversibles o de bombeo acumulan actualmente la mayor capacidad instalada a nivel mundial, con aproximadamente 9.000 GWh según cifras de la Asociación Hidroeléctrica Internacional (IHA). Este tipo de centrales ofrecen la posibilidad de almacenar energía por períodos más extensos en comparación a las baterías de ion de litio, típicamente limitadas a reservas de 4 a 6 horas. Por ende, constituye una alternativa atractiva para el almacenamiento intersticial o estacional. El hidrógeno se perfila como un vector energético clave para posibilitar la descarbonización a gran escala de acuerdo con estimaciones de la Agencia Internacional de Energía (AIE). Alcanzar emisiones netas cero al 2050 implicaría desplegar electrolizadores por una capacidad aproximada de 3.000 GW. Adicionalmente, existen alternativas de

almacenamiento eléctrico y térmico en desarrollo, como la tecnología de concentración solar térmica mediante sales fundidas. Si bien aún deben alcanzar madurez, estas podrían entregar capacidades de reserva a partir del almacenamiento de calor para luego activar ciclos termodinámicos convencionales de generación eléctrica. En definitiva, se avizora un futuro mixto de múltiples posibilidades para el almacenamiento energético, tanto de naturaleza electroquímica como mecánica y térmica, que en conjunto apoyarán la expansión de las energías renovables y la operación descarbonizada de los sistemas eléctricos [27].

3.3.2. Herramientas de Planificación de sistemas eléctricos

Dentro de las principales estrategias de resolución, se destacan tres enfoques clave. En primer lugar, los Modelos de Optimización los cuales presentan funciones objetivo que buscan minimizar los costos energéticos o maximizar la utilidad del consumidor. Estos modelos consideran restricciones como los límites de emisiones y asumen un comportamiento racional por parte de los agentes económicos, así como un entorno de competencia perfecta. Su objetivo es identificar la solución óptima entre diversas alternativas. Un ejemplo de esto es el modelo MARKAL. Por otro lado, los Modelos de Simulación se centran en cómo las variables evolucionan a través de ecuaciones de comportamiento que intentan representar el funcionamiento de un sistema real en condiciones específicas. A diferencia de los modelos de optimización, no están limitados por supuestos de comportamiento óptimo de los agentes económicos. Estos modelos son ampliamente utilizados para analizar los efectos de la implementación de políticas o estrategias. Algunos ejemplos incluyen LEAP (Long term energy planning), NIA (National Impact Analysis), BUENAS (Bottom-Up Energy Analysis System) y MAED (Model for Analysis of Energy Demand).

En tercer lugar, los Modelos de Equilibrio General son enfoques multisectoriales que incorporan mecanismos de mercado en la asignación de recursos. Estos modelos consideran las interacciones entre todos los sectores de la economía, lo que permite un análisis global de los efectos directos e indirectos. Utilizan expresiones algebraicas para representar el flujo circular de la economía y se calibran con datos económicos tabulados. Estos modelos son útiles para evaluar los impactos de políticas energéticas y ambientales en la economía a corto plazo. Los modelos actuales son bastante complejos, con miles de ecuaciones, variables y datos, lo que justifica el uso de lenguajes de alto nivel como GAMS (General Algebraic Modeling System), VENSIM (Ventana Systems) o paquetes específicos como LEAP [28].

A continuación, se detallan los diferentes tipos de modelos energéticos utilizados alrededor del mundo para analizar y modelar sistemas energéticos. La información detallada sobre estos modelos energéticos se presenta en la Tabla 3.4, donde se clasifican y describen en base a sus atributos y capacidades. Dentro del contexto de planificación energética a largo plazo a nivel internacional, es común trabajar con modelos del tipo "BAU" (Business as Usual), que emplean técnicas de optimización para minimizar los costos en un sector energético particular o en el sistema energético en su conjunto. Asimismo, es frecuente combinar estas herramientas "BU" con herramientas "TD" (Total Demanda) con el propósito de asegurar la consistencia macroeconómica y obtener los escenarios necesarios para simular situaciones energéticas.

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

Tabla 3.4. Tipos de modelos y herramientas para la Planificación Energética [29].

Modelos	Top-down	Bottom-up	Simulación	Optimización	Sectorial/ Subsectorial	Integrado/ Multisectorial	Equilibrio	Área Geográfica	Plazo
AEOLIUS	-	SI	SI	-	-	-	-	Nacional/estado/regional	1 año
BALMOREL	-	SI	SI	SI	SI	-	Parcial	Internacional	Max 50 años
BCHP	-	SI	SI	SI	SI	-	Parcial	Solo proyecto	1 año
COMPOSE	-	SI	-	SI	SI	-	Parcial	Solo proyecto	Sin límite
DECOMP	-	SI	-	SI	SI	-	Parcial	Nacional/estado/regional	1 año
DigSilent	-	SI	SI	SI	SI	-	Parcial	Nacional/estado/regional	Sin límite
E4cast	-	SI	-	SI	SI	-	General	Nacional/estado/regional	Max 50 años
EEPPS	-	SI	-	SI	SI	-	Parcial	Nacional	1 año
EMCAS	-	SI	SI	-	SI	-	-	Nacional/estado/regional	Sin límite
EMINENT	-	SI	-	-	SI	-	-	Nacional/estado/regional	1 año
EMPS	SI	-	-	SI	-	SI	Parcial	Internacional	25 años
EnergyPLAN	-	SI	SI	SI	SI	-	Parcial	Nacional/estado/regional	1 año
EnergyPRO	-	-	SI	SI	SI	-	Parcial	Solo proyecto	Max 40 años
ENPEP	SI	-	SI	-	-	SI	General	Nacional/estado/regional	75 años
ENVISAGE	SI	-	SI	-	-	SI	General	Global	Sin límite
EPPA	SI	-	SI	-	-	SI	General	Global	Hasta 2100
FINPLAN	-	SI	SI	-	SI	-	Parcial	Solo proyecto	Sin límite
GCAM	SI	-	SI	-	-	SI	General	Global	50+ años
GEMME	-	SI	-	SI	SI	-	Parcial	Nacional	Sin límite
GTMmax	-	-	SI	SI	-	-	Parcial	Nacional/estado/regional	Sin límite
H2RES	-	SI	SI	SI	SI	-	Parcial	Isla	Sin límite
HOMER	-	SI	SI	SI	SI	-	Parcial	Solo proyecto	1 año
HYDROGEMS	-	-	-	-	-	-	-	Solo proyecto	1 año
IKARUS	-	SI	-	SI	SI	-	Parcial	Nacional/estado/regional	Max 50 años
IMACLIM	SI	SI	SI	-	-	SI	General	Nacional/estado/regional	Sin límite
INFORSE	-	-	-	-	-	-	-	Nacional/estado/regional	50+ años
Invert	-	SI	SI	SI	SI	-	Parcial	Nacional/estado/regional	Max 50 años
LEAP	SI	SI	SI	SI	SI	SI	Parcial	Nacional/estado/regional	Sin límite
M-REF	-	SI	-	SI	SI	-	Parcial	Nacional	Sin límite
MAED	-	SI	SI	-	SI	-	-	Nacional/estado/regional	25 años
MARKAL	-	SI	-	SI	SI	SI	Parcial	Nacional/estado/regional	Max 50 años
MEDEE-2	-	SI	SI	-	SI	-	-	Nacional/estado/regional	Max 60 años
Mesap	-	SI	-	-	SI	-	-	Nacional/estado/regional	Sin límite

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

Modelos	Top-down	Bottom-up	Simulación	Optimización	Sectorial/ Subsectorial	Integrado/ Multisectorial	Equilibrio	Área Geográfica	Plazo
MESSAGE	-	SI	-	SI	SI	SI	Parcial	Global/nacional/regional	50+ años
MiniCAM	-	SI	SI	-	SI	-	Parcial	Global y regional	50+ años
MoMo	-	SI	SI	-	SI	-	-	Nacional	50+ años
MOPERD	-	SI	SI	-	SI	-	Parcial	Nacional/estado/regional	Sin límite
NCP	-	SI	-	SI	SI	-	Parcial	Nacional/estado/regional	1 año
NEMS	-	-	-	-	SI	-	General	Nacional/estado/regional	Max 50 años
NEPLAN	-	SI	SI	SI	SI	-	Parcial	Nacional	Sin límite
NEREUS	SI	SI	-	SI	-	-	General	Nacional	Sin límite
NETPLAN	-	SI	-	SI	SI	-	Parcial	Nacional/Estado/Región	Sin límite
NEWAVE	-	SI	-	SI	SI	-	Parcial	Nacional/estado/regional	1 año
OPTGEN	-	SI	-	SI	SI	-	Parcial	Nacional/Estado/Región	Sin límite
ORCED	-	SI	SI	SI	SI	-	General	Nacional/estado/regional	1 año
PERSEO	SI	SI	-	SI	SI	-	General	Nacional/estado/regional	Max 50 años
PLANEL	-	SI	-	SI	SI	SI	Parcial	Nacional	Sin límite
PLEXOS	-	SI	SI	SI	SI	-	Parcial	Nacional/estado/regional	10 años
PRIMES	-	-	-	-	SI	-	General	Nacional/estado/regional	Max 50 años
ProdRISK	-	-	SI	SI	-	-	Parcial	Nacional/estado/regional	Múltiplos años
RAMSES	-	SI	SI	SI	-	-	Parcial	Internacional	30 años
RETScreen	-	SI	SI	-	SI	-	Parcial	Solo proyecto	Max 50 años
SAM	-	SI	-	SI	SI	-	Parcial	Solo proyecto	Sin límite
SAME	-	SI	SI	-	SI	-	-	Nacional/estado/regional	50 años
SDDP	-	SI	-	SI	SI	-	Parcial	Nacional/Estado/Región	1 año
SimREN	-	SI	-	SI	SI	-	-	Nacional/estado/regional	Sin límite
SIVAEEL	SI	-	SI	-	-	SI	-	Nacional/estado/regional	1 año
STREAM	-	-	SI	-	-	-	-	Nacional/estado/regional	1 año
SUPER OLADE	SI	SI	SI	SI	SI	-	Parcial	Nacional/Estado/Región	Sin límite
TRNSYS16	-	SI	SI	SI	SI	-	Parcial	Local/comunidad	Múltiplos años
UniSyD3.0	-	SI	-	-	SI	-	General	Nacional/estado/regional	Max 50 años
WASP	-	-	SI	SI	SI	-	Parcial	Nacional/estado/regional	Sin límite
WILMAR	-	-	SI	SI	-	-	Parcial	Internacional	1 año

3.4. FLEXIBILIDAD DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

El concepto de flexibilidad se ha definido como la capacidad de respuesta frente a modificación de los patrones de inyección y/o consumo de generación, a nivel individual o agregado, a menudo como reacción a una señal externa con el fin de proporcionar un servicio dentro del sistema energético o mantener un funcionamiento estable de la red [30].

3.4.1. Medidas de Flexibilidad

La flexibilidad en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) se caracteriza a través de tres índices: el límite de rampa (r), la capacidad de potencia (p) y la capacidad de energía (e), desarrollados por Makarov. Estos índices están interconectados matemáticamente por la ecuación (3.1) y reflejan la capacidad de adaptación de las unidades del SEP. El límite de rampa (r) señala la máxima tasa de cambio en el punto de operación de una unidad en un momento dado, influenciada por su dinámica interna. Por otro lado, la capacidad de potencia (p) se refiere a los valores mínimos y máximos dentro de los cuales una unidad puede operar. La capacidad de energía (e) está relacionada con la cantidad de energía que una unidad puede generar en un período de tiempo, sujeta a la disponibilidad de energía primaria [7].

$$\iint r \, dt \, dt = \int p \, dt = e \quad (3.1)$$

En este contexto se presentan varios indicadores de flexibilidad los cuales ayuda a identificar los problemas de flexibilidad.

Energía No suministrada (GWh): Se produce cuando la oferta de energía no puede satisfacer completamente la demanda, lo que resulta en que parte de esta quede sin atender [31].

$$E = PG - D \quad (3.2)$$

En la Ecuación (3.2) se presenta la fórmula para calcular la energía no suministrada por lo que PG es la energía generada en GWh y D es la demanda (GWh).

Vertido de ERV: Se da cuando la salida de ERV tiene que disminuir debido a la inflexibilidad del sistema o porque la generación de estas fuentes supera la demanda. Para ello en la Ecuación (3.3) se presenta la fórmula para calcular, donde ER es la penetración de ERV,

PG_{ERV} es la potencia generada solo a partir de estas fuentes ERV (MW) y PG es la potencia total generada (MW)[32].

$$ER: \frac{PG_{ERV}}{PG} \quad (3.3)$$

Reserva de Capacidad: Indica la capacidad adicional disponible en relación con la demanda máxima. En la Ecuación (3.4) se presenta la fórmula para calcular la cual C_{total} es la capacidad total instalada (MW) menos la D_{max} es la demanda máxima (MW)[31].

$$RC = \frac{C_{total} - D_{max}}{D_{max}} * 100 \quad (3.4)$$

La aplicación directa de esta fórmula en sistemas con alta penetración de energías renovables intermitentes como la solar (fotovoltaica) y eólica es problemática debido a la variabilidad y la incertidumbre de la generación. Para sistemas con significativa generación renovable, se han desarrollado varios métodos que ajustan la capacidad total para reflejar mejor la contribución fiable de estas fuentes intermitentes. Algunos de estos métodos incluyen:

1. **Factor de Capacidad Corregido (FCC) o Factor de Contribución de Confiabilidad (FCC):** Se ajusta la capacidad de las fuentes renovables mediante un factor que refleja su fiabilidad o disponibilidad esperada durante los períodos de pico de demanda. Por ejemplo, si una planta fotovoltaica tiene una capacidad nominal de 100 MW, pero históricamente solo ha sido capaz de aportar 20 MW durante las horas de máxima demanda, su FCC podría ser del 20%. Esto reduce efectivamente la capacidad que se espera que aporte al cálculo de la reserva.
2. **Valor de Capacidad Efectiva (VCE):** Similar al FCC, el VCE es una medida de cuánta capacidad de una fuente de generación renovable puede considerarse equivalente a la capacidad firme (garantizada) de fuentes de generación convencionales. Por ejemplo, estudios pueden determinar que, en promedio, 1 MW de capacidad eólica en una región específica es equivalente a 0.3 MW de capacidad firme basada en su disponibilidad durante las horas críticas.
3. **Modelos de Simulación Estocástica:** Estos modelos utilizan datos históricos y proyecciones para simular múltiples escenarios de generación y demanda, teniendo en

cuenta la variabilidad y la correlación entre la producción de energía renovable y la demanda. A partir de estos modelos, se puede calcular un margen de reserva que tenga en cuenta la probabilidad de déficits de generación.

- 4. Métodos basados en la Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP):** Calculan la reserva necesaria como la cantidad de capacidad adicional requerida para mantener la probabilidad de no poder satisfacer la demanda (LOLP) por debajo de un umbral aceptable predefinido.

Índice de variabilidad de la generación: El índice de variabilidad de la generación es un indicador clave de flexibilidad en la producción de energía. Define la capacidad de un sistema de generación para adaptarse a cambios en la demanda o en las condiciones del mercado energético. Cuanto más bajo sea el índice de variabilidad, mayor será la capacidad del sistema para ajustarse rápidamente a fluctuaciones en la oferta y la demanda de energía, lo que es crucial en un mercado energético dinámico y en la integración de fuentes de energía renovable intermitentes. Para calcular este índice se lo puede hacer mediante la Ecuación (3.5).

$$IVG = \frac{\text{desviación estandar}}{\text{Generación Promedio}} \quad (3.5)$$

3.4.2. Mejoramiento de la Flexibilidad

En trabajos realizados como en [33] describen las diversas estrategias para incrementar la flexibilidad de un sistema eléctrico la cuales se mencionan a continuación:

Generación convencional flexible

Las unidades de generación convencionales son elementos fundamentales para proporcionar flexibilidad en el sistema eléctrico, siendo valorados por atributos deseables como una alta capacidad de rampa, tiempos reducidos de estabilización, y ciclos breves de encendido y apagado. En términos generales, las plantas hidroeléctricas y de gas tienden a exhibir mayor flexibilidad en comparación con las centrales de carbón o nucleares. No obstante, la flexibilidad de estas unidades está intrínsecamente vinculada a sus características constructivas, lo que influye en su capacidad para adaptarse eficientemente a cambios en la demanda eléctrica y contribuir a la estabilidad operativa del sistema.

Interconexiones

Las interconexiones desempeñan un papel crucial en mitigar la variabilidad en la generación de energía al capitalizar las disparidades en el comportamiento de los recursos según su ubicación geográfica. Además, facilitan el equilibrio del sistema al promover la coordinación entre operadores de sistemas interconectados. Sin embargo, la eficacia de esta estrategia se ve restringida por factores como la correlación entre la disponibilidad de recursos renovables y las características geográficas, así como posibles limitaciones en la capacidad de transmisión a medio plazo, cuya solución demanda enfoques a largo plazo. En otras palabras, es crucial reconocer que las interconexiones, por sí solas, pueden no ser suficientes para abordar completamente los desafíos asociados con la flexibilidad en un sistema eléctrico [33].

Almacenamiento y participación de la demanda

Integración de redes inteligentes con características como participación de la demanda, almacenamiento y generación descentralizada la Tabla 3.5 describe las aplicaciones futuras potenciales de estos elementos como fundamentales en los sistemas eléctricos de potencia [7].

Tabla 3.5. Aplicaciones potenciales del almacenamiento y respuesta de la demanda [33].

Generación/Balace	Transmisión	Distribución	Sistemas Aislados
Aumento de la viabilidad económica de generación variable.	Manejo de congestiones	Desarrollo de redes de distribución activas.	Incremento de la conexión de generación variable.
Reducción de emisiones de CO2.	Incremento de la conexión de generación variable.	Desarrollo de Generación Distribuida.	Entrega de servicios auxiliares.
Reducción de requerimientos para generación de punta.	Postergación de la inversión.	Postergación del reemplazo de los elementos de la red.	Reducción de requerimientos para generación en stand-by.

Marco regulatorio y estructura de mercado

La International Energy Agency (IEA) propone, mejorar la flexibilidad del sistema para adaptarse a un aumento en la adopción de fuentes de energía de generación variable. Esto se logra al facilitar el intercambio de servicios entre ofertantes y demandantes, lo que reduce el impacto de las imprecisiones en las previsiones y amplía el acceso a recursos flexibles. Esto, a su vez, disminuye la necesidad de invertir en costosas plantas de respuesta rápida en términos de ajuste de carga y encendido y apagado. La IEA hace hincapié en la importancia de una regulación eficaz del mercado para aprovechar al máximo los recursos técnicos de flexibilidad.

3.5. SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

Dentro del aspecto regional. América del Sur es una de las regiones que más cobertura y energía de recursos renovables tiene en el mundo. A pesar de ello, sus intentos de integración del sistema eléctrico no han funcionado. El contexto de cada país, la corrupción y los intereses políticos se han sobrepuesto a la posibilidad de generar una propuesta técnica y con normativa homologada. Ecuador ha sido parte de estos intentos, que se sostienen a pesar de los cambios en los gobiernos de turno. La cercanía con Colombia y Perú, vecinos estratégicos, presenta potencialidades y límites para la importación y para la exportación de electricidad. El sector eléctrico es uno de los ejes estratégicos de gobernanza. Es por ello por lo que cada gobierno busca generar orientaciones y directrices claras para el desarrollo de este sector [5].

Dentro del aspecto nacional. Durante la última década, el sector eléctrico ha logrado aumentar significativamente su capacidad instalada, al 2018 se contó con 8.826,89 MW de potencia instalada provenientes el 59,84% de fuentes Renovables, y el 40,16% correspondiente a fuentes No Renovables, en comparación al año 2009, con 4.838,70 MW de potencia instalada (de los cuales 4.777,08 MW fueron para servicio público y 710,62 MW para servicio no público); y que tuvo una participación del 44,8% de fuentes renovables, y el 55,2% correspondiente a fuentes no renovables [34].

3.5.1. Información operativa del sistema eléctrico ecuatoriano en 2022.

El Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano (SEE) integra y relaciona la infraestructura del sector eléctrico, empleando la referencia espacial de los datos estadísticos en sistemas de información geográfica; los cuales permiten la organización, análisis y modelación de datos, mediante la representación en mapas temáticos del territorio nacional, contribuyendo y aportando en la visualización y utilización de la información estadística. La última versión del informe presenta la situación del sector eléctrico ecuatoriano en 2022, en donde indican que la capacidad de generación a nivel nacional se registró en 8.864,37 MW de potencia nominal y 8.219,55 MW de potencia efectiva [35]. En la Tabla 3.6 se muestra la capacidad de generación y la potencia efectiva a nivel nacional en donde se incluye las empresas generadoras, auto generadoras y distribuidoras con generación.

Tabla 3.6. Potencia nominal y efectiva a nivel nacional 2022 [35].

Tipo de fuente	Tipo de Central	Tipo de Unidad	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
No renovable	Térmica	MCI	2.033,18	1.625,11
		Turbogás	943,85	790,55
		Turbovapor	461,63	431,5
Total, no renovable			3.438,65	2.847,16
Renovable	Biomasa	Turbovapor	144,30	136,40
	Eólica	Eólica	53,15	49,72
	Hidráulica	Embalse	1.733,20	1.749,60
		Pasada	3.458,10	3.401,71
	Fotovoltaica	Fotovoltaica	28,65	27,76
Biogás	MCI	8,32	7,20	
Total, renovable			5.425,72	5.372,40
Total			8.864,37	8.219,55

Como se puede observar en la Tabla 3.6 en 2022, la potencia nominal a nivel nacional fue 8.864,37 MW; de los cuales, 5.425,72MW corresponden a centrales con fuentes de energía renovable y 3.438,65MW a centrales con fuentes de energía no renovable. Las fuentes de energía renovable que aprovechó el país para la generación de electricidad en 2022 fueron: hidráulica, biomasa, fotovoltaica, eólica y biogás.

En cambio, las centrales de generación con fuentes de energía no renovable que son aquellas centrales que utilizan combustibles fósiles (derivados de petróleo y gas natural) como fuente energética para generar electricidad; al 2022, se registraron 3.438,65MW de potencia nominal a nivel nacional. Las centrales de generación con fuentes de energía no renovable se encuentran instaladas en las cuatro regiones del Ecuador: costa (6 provincias), sierra (6 provincias), Amazonía (5 provincias) e insular. Al 2022, las regiones con mayor capacidad instalada fueron: costa con 1.728,51 MW; y, Amazonía con 1.428,58 MW. En Guayas se encuentran varias centrales térmicas cuya potencia representa 805,21 MW. Asimismo, en Orellana se dispone de generación térmica con 746,57 MW de potencia nominal; que corresponde a empresas auto generadoras dedicadas a actividades petroleras [35].

La producción total de energía bruta en el país alcanzó 33.008,30 GWh. Las provincias con mayor producción fueron: Azuay con 9.595,09 GWh, lo que representó el 29,07 % del total; seguida por Napo con 7.357,80 GWh, (22,29 %); y, Guayas con 2.702,38 GWh, (8,19 %)[35].



Figura 3.3. Producción de energía bruta por provincia del año 2022 (GWh) [35].

3.5.2. Ley Orgánica de Competitividad energética

La crisis energética en Ecuador se atribuye a la capacidad del parque generador de electricidad, que supera los 8200 MW. La capacidad disponible incluye fuentes renovables (hidroeléctricas, eólicas, fotovoltaicas, biomasa), no renovables (máquinas de combustión interna, turbo gas y turbo vapor), totalizando 5100 MW y 2860 MW respectivamente. El Operador Nacional de Electricidad emitió un informe en mayo de 2023 con recomendaciones no implementadas por CELEC EP, lo que llevó a cortes programados desde octubre de 2023. Se proponen medidas, incluyendo la incorporación de generación termoeléctrica y cambios en la legislación, para abordar la crisis energética. La ley propuesta busca la urgente revitalización del sector energético ecuatoriano mediante reformas legales interconectadas [36].

En virtud de lo anterior, el Operador Nacional de Electricidad emitió el oficio CENACE-CENACE-2023-03040, fechado el 4 de mayo de 2023, mediante el cual comunicó al Gerente General de CELEC EP los resultados de la "Evaluación de la Suficiencia de Generación para el Abastecimiento de Electricidad en el Estiaje 2023-2024". En dicho documento, se formulan

recomendaciones para mejorar la capacidad de generación y asegurar un suministro eléctrico adecuado durante el periodo mencionado La incorporación de nueva generación termoeléctrica con una capacidad instalada de 465 MW que pueda funcionar con combustibles locales como fuel OIL 4 0 6; y l reemplazo de 557 MW de generación termoeléctrica de CELEC EP, cuyas unidades o centrales tienen más de 40 años en servicio y por tanto ya han cumplido su vida útil, por lo cual deben ser retiradas de operación en consideración a su baja confiabilidad y elevados costos de operación y mantenimiento”. Las recomendaciones formuladas por el CENACE a CELEC EP aún no han sido llevadas a cabo. Como resultado de esta falta de acción, desde octubre de 2023, el CENACE ha instado a las diversas empresas de distribución en el país a elaborar planes para interrupciones programadas de energía eléctrica, con duración de 2 a 4 horas [36].

Acerca de las reformas en varios cuerpos legales

En el sector eléctrico, en términos generales, se requieren inversiones importantes en las tres fases: generación, transmisión y distribución; para lo cual, además de la inversión pública realizada, se requiere la participación del sector privado, siguiendo los esquemas determinados en la ley. La Ley Orgánica de Eficiencia Energética (LOEE) publicada en Registro Oficial Nro. 449 de 19 de marzo de 2019, en los literales h) e i) del artículo 8, referente a las Funciones del Comité Nacional de Eficiencia Energética, citan:

h. Priorizar, con base a la metodología establecida en el reglamento de la ley, los proyectos y/o programas de eficiencia energética y uso racional de la energía, a ser financiando por el fondo nacional para inversión en eficiencia energética;

i. Verificar y evaluar el funcionamiento del fondo nacional para inversión en eficiencia energética a fin de cumplir con los objetivos del PLANEE.

Art. 3.- Añádase en el artículo 3 la ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, la siguiente definición [36]:

Contratos Regulados: Contratos suscritos entre un generador a un autogenerador con todas las empresas distribuidoras, para la compraventa de energía en forma proporcional a sus demandas, cuyos aspectos técnicos y comerciales se rigen por lo establecido en la LOSPEE, en el reglamento y en las regulaciones emitidas por la ARCONEL.

Sistemas de generación Distribuida para Autoabastecimientos: conjuntos de equipos para la generación de energía eléctrica que aprovechan un recurso energético renovable o convencional para el abastecimiento de consumidores finales, y que se conectan a una red d distribución.

Además de las medidas específicas propuestas, se necesitan reformas legales interconectadas para revitalizar el sector energético ecuatoriano. Estas reformas implican importantes inversiones en las tres fases del sector eléctrico: generación, transmisión y distribución. Se requiere tanto inversión pública como participación del sector privado, siguiendo los esquemas determinados en la ley.

Es esencial que las reformas legales propuestas, como la Ley Orgánica de Competitividad Energética, promuevan activamente la inversión en proyectos de energías renovables, brindando incentivos fiscales y financieros para el desarrollo de infraestructuras de generación renovable. Además, se debe fomentar la participación del sector privado en este proceso, estableciendo esquemas regulatorios claros y transparentes que promuevan la inversión en energías limpias.

4. METODOLOGÍA

En este capítulo se presenta toda la metodología utilizada para llevar a cabo este proyecto de titulación, de esta manera en la Sección 4.1 proporciona una explicación detallada sobre la organización y gestión de las tareas necesarias para alcanzar los objetivos del proyecto, resaltando las actividades clave que son esenciales para comprender la metodología. En la Sección 4.2, se aborda la caracterización del sector energético de Ecuador, un proceso que se basa principalmente en la recopilación de datos y la identificación de las principales fuentes hidrológicas. La Sección 4.4 se describe la aplicación de un modelo de optimización que se utiliza para la expansión de la generación. Finalmente, la Sección 4.5 se aborda la evaluación de la flexibilidad considerando la evolución de la generación y la capacidad. En este contexto, se lleva a cabo una investigación sobre diversos indicadores destinados a medir la flexibilidad del sistema eléctrico.

4.1. GESTIÓN DE TAREAS

El objetivo de este proyecto es determinar la flexibilidad del sistema eléctrico ecuatoriano para un primer escenario denominado BAU en donde se simula con los datos del plan maestro de electricidad PME, seguidamente se aplica un segundo escenario de ERV-target la cual se basa en determinar un porcentaje determinado de introducción ERV hasta un determinado año que en este caso es hasta el 2050 y el tercer escenario se basa en el de ERV más almacenamiento. Para ello, se debe realizar un conjunto de tareas, descritas a continuación:

ETAPA 1: Caracterización del sector energético de Ecuador.

- Recopilación de datos de SNI.
- Proyección de la demanda del 2023-2050.

ETAPA 2: Simulación de la Expansión

- Revisión de la estructura de los cálculos de LEAP.
- Reconocimiento de la metodología de modelado.
- Creación de las ramas para la demanda proyectada y generación eléctrica mediante las centrales de generación existentes en Ecuador para el período 2022-2050.
- Inserción de los datos de entrada.

ETAPA 3: Aplicación de un modelo de Optimización

- Identificación de conjuntos, parámetros, variables, función objetivo y restricciones utilizadas para este modelo.
- Configuración de la plataforma LEAP-NEMO para resolver el problema de optimización.
- Escenarios de expansión: BAU, ERV Target (25% de introducción de ERV) y ERV con almacenamiento.

ETAPA 4: Evaluación de la Flexibilidad

- Análisis comparativo de los resultados de la optimización para cada escenario.
- Cálculo de indicadores de flexibilidad.

4.2. CARACTERIZACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO DE ECUADOR

Para llevar a cabo la caracterización del sector eléctrico ecuatoriano, se utilizará información del año 2022, incluyendo datos como la demanda, generación, distribución, curvas de demanda, tipo de centrales, combustibles utilizados entre otros. Estos datos serán recopilados a partir del documento de Estadística Anual y Multianual del sector eléctrico ecuatoriano correspondiente al año 2022, proporcionado por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), así como también el Informe Anual 2022 proporcionado por el Centro del Control de Energía (CENACE) y el Plan Maestro de Electricidad 2018-2027 (PME).

4.2.1. Recopilación de datos del SNI

La información relacionada con el sistema eléctrico de Ecuador desempeña un papel fundamental en el proceso de planificación. Esta información posibilita el análisis del rendimiento del sistema durante el período en cuestión, lo que permite evaluar aspectos como el aumento o disminución de la demanda, la generación de energía, el consumo de combustibles y otros indicadores significativos.

Dentro del contexto de la planificación del sistema eléctrico, es esencial considerar una amplia gama de datos y especificaciones, como se ilustra en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1. Datos para el modelado del sistema eléctrico ecuatoriano.

Parámetros	Descripción	Fuentes de Información
Demanda	Para este modelo es necesario realizar la proyección de la demanda por lo que para una mejor visualización se presenta en la Tabla 4.2.	1. Plan Maestro de Electricidad 2018-2027 (PME)
Generación	La generación de energía se desglosa en diferentes fuentes, como hidroeléctrica, térmica, solar y eólica, y se analiza en términos de capacidad instalada y eficiencia de generación. Estos detalles son clave para comprender el mix de generación y cómo cada fuente contribuye al suministro de energía de tal forma que por lo que para una mejor visualización se presentan en el ANEXO B.	1. Informe Anual 2022 proporcionado por el Centro del Control de Energía (CENACE). 2. Plan Maestro de Electricidad 2018-2027 (PME)
Transmisión/Distribución pérdidas	La recolección y análisis de datos detallados sobre las pérdidas en el sistema eléctrico proporciona una visión completa de su eficiencia, permitiendo identificar oportunidades de mejora y aplicar estrategias para reducir dichas pérdidas.	1. Informe Anual 2022 proporcionado por el Centro del Control de Energía (CENACE)
Costos de Inversión de generación y Combustible	Determinan la viabilidad económica y la competitividad de las opciones tecnológicas, influyendo directamente en la toma de decisiones en la planificación energética.	1. Pronóstico de la oferta y demanda de electricidad a largo plazo (2018-2040): una aplicación del modelo LEAP hacia un sistema de generación de energía sostenible en Ecuador.

4.2.2. Proyección de la demanda 2023-2050

Para desarrollar el modelo base, se llevó a cabo una proyección de la demanda a partir del año 2023, detallada en La proyección se realizó mediante la aplicación de un modelo lineal logarítmico, representado por la Ecuación (4.1).

$$\ln Y = a + b_1 * \ln X_1 + b_2 * \ln X_2 + * b_n \ln X_n \quad (4.1)$$

Donde:

Y : es la variable dependiente que queremos predecir o explicar.

X_1, X_2, \dots, X_n : son las variables independientes que se utiliza para predecir Y .

a : es el termino de intercepción, Es el valor esperado de Y cuando todas las variables independientes X_n son iguales a cero.

b_1, b_2, \dots, b_n : son los coeficientes de las variables independientes. Estos valores cuantifican el cambio en la variable dependiente Y debido a un cambio de unidad en la variable independiente correspondiente.

En este contexto, la aplicación de la Ecuación (4.1) requiere disponer de los valores históricos tanto del Producto Interno Bruto (PIB) como de la población, los cuales se encuentran detallados en la Tabla 4.2. Los datos a partir de 2001 al 2023 del PIB fueron obtenidos de OLADE [37], mientras que la información poblacional se tomó del plan maestro de electricidad (PME) [5] y la demanda de energía se tomó de los informes anuales y multianuales proporcionados por CENACE.

Tabla 4.2. Datos históricos del PIB, población y energía [37].

Año	PIB (Const 2010) USD	Población (Millones de habitantes)	Energía (GWh)
2001	58728,95	12,85	10.859,00
2002	61134,94	13,07	11.541,00
2003	62799,57	13,30	12.115,00
2004	67956,06	13,53	12.960,00
2005	71551,82	13,77	13.769,00
2006	74702,62	14,01	14.689,00
2007	76338,66	14,25	15.457,00
2008	81191,61	14,50	16.315,00
2009	81651,55	14,74	16.877,00
2010	84530,01	14,99	17.594,00
2011	91180,95	15,24	18.645,00
2012	96325,35	15,48	19.547,00
2013	101090,09	15,72	20.269,00
2014	104920,26	15,96	21.461,00
2015	105024,00	16,20	21.481,00
2016	103736,00	16,44	22.355,00
2017	106192,87	16,70	23.031,00
2018	107562,01	17,02	24.062,00
2019	107575,03	17,34	25.936,00
2020	99197,51	17,59	28.878,00
2021	103398,77	17,80	31.394,00
2022	106446,62	18,00	27.562,00
2023	135890,00	18,01	-

4.2.3. Criterios de validación de un modelo

El proceso de desarrollo de un modelo conlleva muchas decisiones que tienen implicaciones en sus resultados. Algunas decisiones pueden llevar a cometer errores metodológicos que generen sesgos o que eviten que el sistema generalice en forma adecuada. En este apartado se

presentan los criterios de validación de un modelo que se aplica en este proyecto para validar los resultados calculados de la proyección de la demanda para el período 2023-2050.

Desviación Media Absoluta (MAD)

Es una medida del error global del pronóstico para un modelo, esta se calcula al sumar los valores absolutos de la demanda real Y_t y la demanda pronosticada \hat{Y}_t y dividiéndolos entre el número de periodos n , esta información resulta de gran utilidad cuando se desea medir el error de pronóstico en las mismas unidades de la serie original y para calcular este criterio se aplica la Ecuación (4.2) [38].

$$MAD = \frac{\sum_{t=1}^n |Y_t - \hat{Y}_t|}{n} \quad (4.2)$$

Error Medio Cuadrático (MSE)

Este enfoque penaliza los errores mayores de pronóstico ya que eleva cada uno al cuadrado. Idealmente, se desea que el resultado del MSE sea 0, lo que indicaría un pronóstico perfecto. En general, mientras más pequeño sea el valor de MSE, mejor es el modelo de pronóstico, la cual la fórmula para calcular es la Ecuación (4.3) [39].

$$MSE = \frac{\sum_{t=1}^n (Y_t - \hat{Y}_t)^2}{n} \quad (4.3)$$

Porcentaje de Error Medio Absoluto (MAPE)

Se calcula encontrando el error absoluto en cada período $|Y_t - \hat{Y}_t|$, dividiendo éste entre el valor real observado para ese período Y_t y después dividiendo para el número de períodos n . El MAPE proporciona una indicación de qué tan grandes son los errores de pronóstico comparados con los valores reales de la serie. También se puede utilizar el MAPE para comparar la precisión de esta u otra técnica sobre dos series completamente diferentes para ello se aplica la Ecuación (4.4)(4.3) [40].

$$MAPE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{|Y_t - \hat{Y}_t|}{Y_t}}{n} \quad (4.4)$$

4.3. SIMULACIÓN DE LA EXPANSIÓN

Para llevar a cabo el modelado del sistema eléctrico ecuatoriano, se ha considerado la información proporcionada en el PME [5], el informe anual del 2022 [41] y el documento de Estadística Anual y Multianual del sector eléctrico ecuatoriano correspondiente al año 2022 [42] y la proyección de la demanda especificada en la Sección 4.2.2. En este contexto, se ha seleccionado el software LEAP para la ejecución de dicho modelado. En la siguiente sección se proporciona una descripción exhaustiva de esta herramienta computacional, seguida de la metodología empleada para llevar a cabo los cálculos mediante LEAP.

4.3.1. Revisión de la estructura de los cálculos de LEAP

LEAP es una herramienta de software ampliamente reconocida, desarrollada por el Instituto de Medio Ambiente de Estocolmo, que ha sido utilizada durante mucho tiempo para el análisis de políticas energéticas y la evaluación de la mitigación del cambio climático. Se trata de un sistema de modelado integrado basado en escenarios que permite investigar el consumo de energía, la producción y la extracción de recursos en todos los sectores de una economía [43]. En la Figura 4.1 se presenta a LEAP como una estructura modular que permite a los usuarios construir modelos desde una perspectiva de "abajo hacia arriba" (bottom-up) y "arriba hacia abajo" (top-down), facilitando tanto el análisis detallado como el agregado. La demanda de energía se modela a partir de actividades específicas (como transporte, industria, y uso residencial) y cómo se calcula la demanda de energía basándose en tecnologías específicas, eficiencia energética, y cambios en el comportamiento del consumidor. Mientras que, la oferta de energía en LEAP, incluye la producción de energía a partir de fuentes renovables y no renovables, la conversión de energía, y el transporte y distribución de energía.

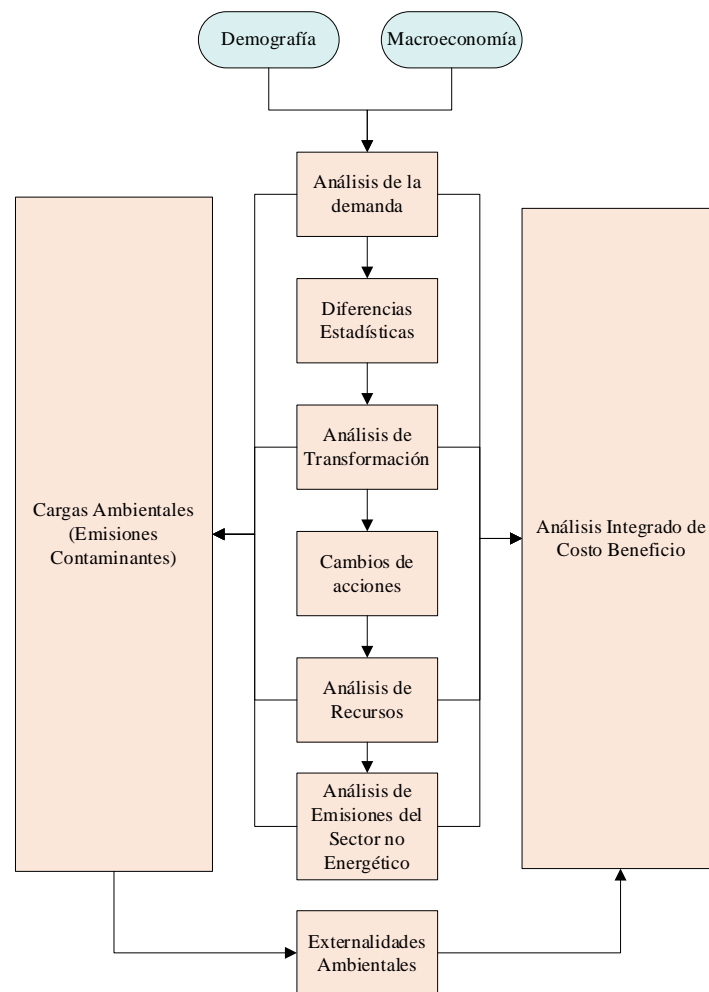


Figura 4.1. Estructura de los cálculos de LEAP [43].

4.3.2. Reconocimiento de la metodología de modelado

LEAP es una herramienta que se puede utilizar para crear modelos de diferentes sistemas energéticos, donde cada uno de ellos necesitan su propio conjunto de datos. LEAP permite una amplia gama de metodologías de modelación diferentes: modelado de la demanda: Estas van desde técnicas de contabilidad de uno final ascendente hasta modelos macroeconómicos de arriba hacia abajo. En cuanto a la oferta, proporciona diversas metodologías de contabilidad, simulación y optimización que son lo bastante potentes para representar la generación en el sector eléctrico y la planificación de la expansión de la capacidad. Además, estas metodologías son lo suficientemente flexibles y transparentes como para permitir que LEAP incorpore de manera sencilla datos y resultados de otros modelos más especializados [43].

4.3.3. Creación de las ramas para la demanda proyectada y generación eléctrica mediante las centrales existentes

Para caracterizar la demanda en LEAP, resulta fundamental definir una categoría específica dentro de la estructura de la demanda, como se representa en la Figura 4.2. En este proyecto, hemos designado dicha categoría como "demanda total". En consecuencia, los valores asociados a la demanda deben ser introducidos en la variable de "energía total", medida en GWh. Es importante destacar que estos valores de demanda deben ser insertados en distintos escenarios de crecimiento (bajo, medio y alta), los cuales deben ser creados en la misma carpeta de optimización, específicamente en la pestaña denominada "Escenarios".

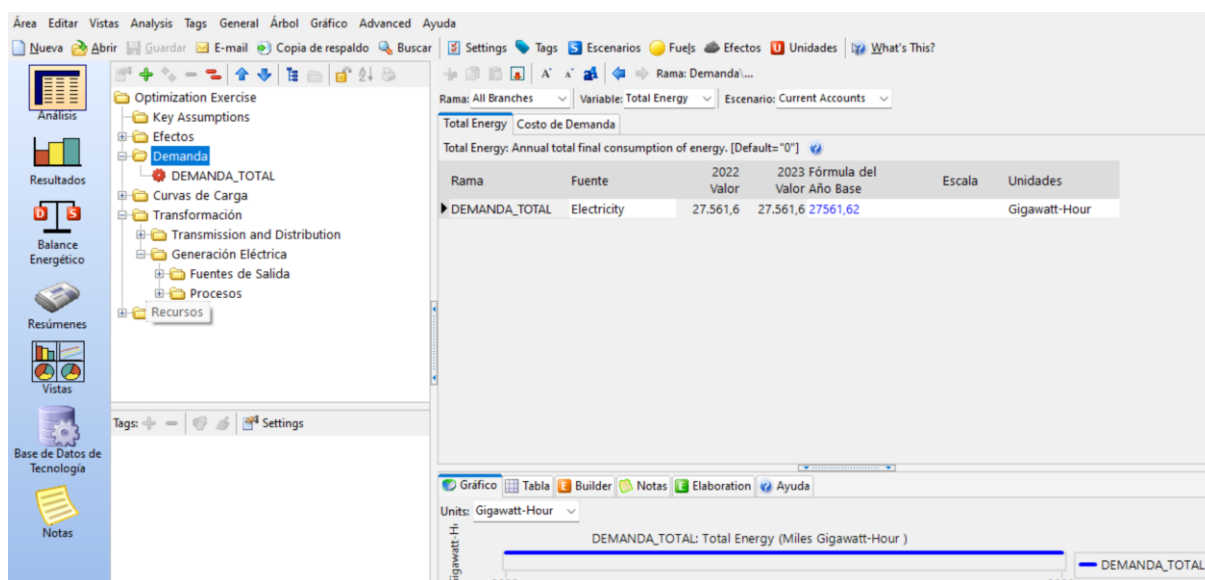


Figura 4.2. Ventana principal para la demanda.

En este párrafo, es esencial detallar las pérdidas de transmisión y distribución, conforme se ilustra en la Figura 4.3. Estos valores se obtuvieron del resumen del Informe Anual y Multianual de 2022 proporcionado por CENACE. Seguidamente, en la sección correspondiente a la generación eléctrica, dentro del subdirectorio de procesos, se debe crear un desglose que abarque todas las centrales de generación operativas en el año 2022, así como aquellas identificadas como posibles candidatas para entrar en funcionamiento en años subsiguientes y así satisfacer la demanda a lo largo del tiempo. Es importante tener en cuenta que algunas centrales saldrán de operación debido al cumplimiento de su vida útil. Con el propósito de facilitar la comprensión y visualización, se presenta una representación gráfica en la Figura 4.4.

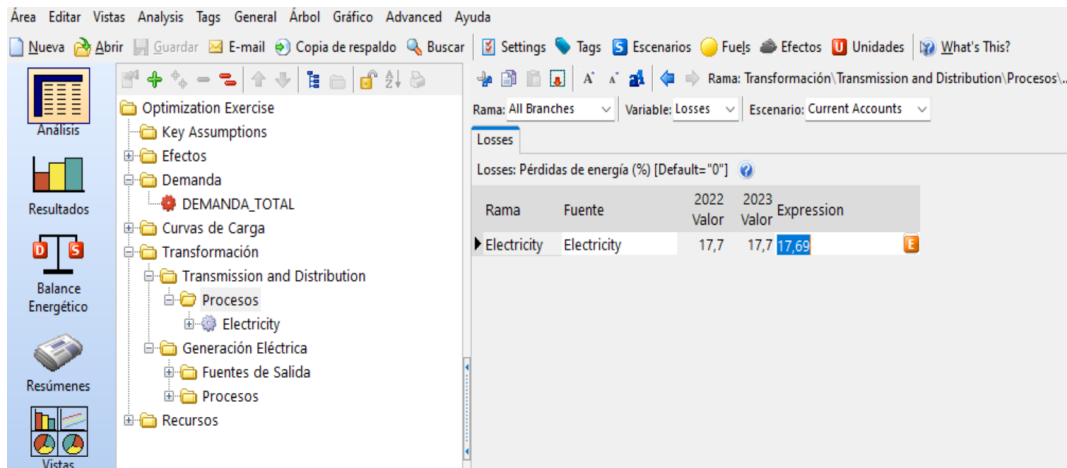


Figura 4.3. Asignación de pérdidas del sistema.

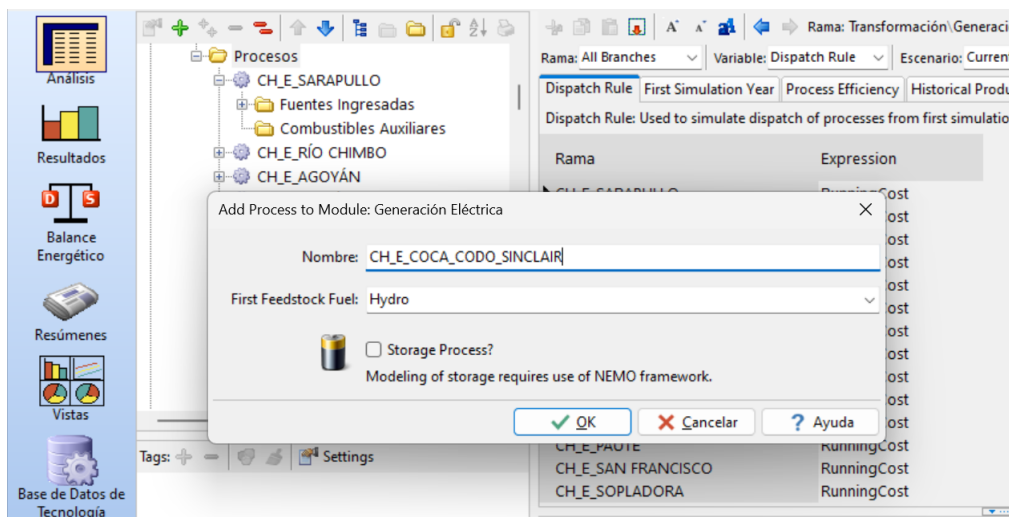


Figura 4.4. Generación de las ramas para las centrales existentes.

4.3.4. Inserción de los datos de entrada

Una vez creadas las ramas necesarias para la generación, es crucial ingresar datos en diversos parámetros clave, como la producción histórica (GWh), capacidad exógena (MW), costo de capital o costo de construcción (Miles USD/MW), costos fijos de operación y mantenimiento (Miles USD/MW), orden de mérito, vida útil (años), crédito de capacidad (%), disponibilidad máxima (%), finalmente, la tasa de interés (%). Posteriormente, al configurar las ramas con distintos tipos de combustibles para los procesos en la sección de recursos, se generan automáticamente recursos primarios y secundarios. Estos especifican los diversos tipos de combustibles utilizados en la generación de energía eléctrica en las distintas centrales. Para

lograr esto, es esencial ingresar los costos asociados con cada uno de estos combustibles. La Tabla 4.3 presenta de manera concisa los valores de los parámetros.

Tabla 4.3. Resumen de los parámetros de entrada para las centrales térmicas utilizadas en el modelo [20].

Tecnología	Costo de inversión (Miles USD/MW)	Costo Fijo de O&M (Miles USD/MW)	Crédito de Capacidad (%)	Disponibilidad máxima (%)	Costo de combustibles (\$/TOE)
Hidroeléctrica	1598,78	10,31	100	51	-
Gas natural	699,34	11,35	100	55	142,14
Fuel oil	907,70	7,12	100	22	418,67
Biogás	670,46	7,12	100	44	129,04
Biomasa	5141,89	113,46	100	34	105,31
Eólica	1936,07	40,95	50	40	-
Fotovoltaica	2755,06	24,14	50	16	-

4.4. APLICACIÓN DE UN MODELO DE OPTIMIZACIÓN

4.4.1. Identificación de conjuntos, parámetros, variables, función objetivo y restricciones utilizadas para este modelo.

Después de haber modelado con éxito el sistema eléctrico ecuatoriano en LEAP y confirmar su validez, el siguiente paso implica realizar la optimización mediante la herramienta NEMO, integrada en el mismo software. Para llevar a cabo la planificación, es esencial contar con una función objetivo y diversas restricciones. Sin embargo, con el objetivo de facilitar la visualización y comprensión de las especificaciones de los parámetros, conjuntos y variables, se sugiere dirigirse a la sección de nomenclatura. En este documento adjunto se detallan estos elementos, mientras que a continuación, se presenta únicamente el modelo matemático.

$$\min Costo \sum_{\substack{\forall r \in Region \\ \forall y \in Años}} CTD_{r,y} \quad (4.5)$$

Sujeto a:

$$CTD_{r,y} = \sum_{t \in tecnologia} CTD_{r,t,y} + \sum_{s \in almacenamiento} CTDS_{r,s,y} + TR \quad (4.6)$$

$* CTD_{r,y} \quad \forall r, \forall t, \forall y$

$$CTD_{r,t,y} = CDO_{r,t,y} + CDC_{r,t,y} - DS_{r,t,y} \quad \forall r, \forall t, \forall y \quad (4.7)$$

$$CDO_{r,t,y} = \sum_{i=1}^n \left(\frac{CTA_{r,t,y} - C}{nyears + 1} \cdot (nyears + 1) \right) \cdot \frac{fc}{(1 + dr)^{y - firstscenarioyear + 0.5}} + \frac{CO_{r,t,y}}{(1 + dr)^{y - firstscenarioyear + 0.5}} \quad \forall r, \forall t, \forall y \quad (4.8)$$

$$DS_{r,t,y} = \frac{CD_{r,t,y}}{(1 + dr)^{y - firstscenarioyear}} \quad \forall r, \forall t, \forall y \quad (4.9)$$

$$CTDS_{r,s,y} = \sum_{n:1} CIS_{r,s,y} * (1 + dr)^{-(y - first Scenario_year)} \quad \forall r, \forall t, \forall y \quad (4.10)$$

$$CDC_{r,t,y} = \sum_{i:0} \frac{ITC_{r,t,y}}{(1 + dr)^{y - firstscenarioyear}} \quad \forall r, \forall t, \forall y \quad (4.11)$$

$$NCA_{r,t,y} = \sum_{\forall y \in \text{Años}} NC_{r,t,y} \quad \forall r, \forall t, \forall y \quad (4.12)$$

$$NCA_{r,t,y} + rc = CTA_{r,t,y} \quad \forall r, \forall t, \forall y \quad (4.13)$$

$$RA = \sum_{\forall r \in \text{Region}} TA_{r,l,t,m,y} \quad \forall r, \forall l, \forall t, \forall m, \forall y \quad (4.14)$$

$$AATT_{r,t,l,y} = \sum TAT_{r,t,l,y} \quad \forall r, \forall l, \forall t, \forall y \quad (4.15)$$

$$TAT_{r,t,l,y} \leq CTA_{r,t,y} \quad \forall n, \forall l, \forall t, \forall y \quad (4.16)$$

$$AATM_{r,l,t,m,f,y} - \sum_{t \in \text{Tecnología}} TPNNT_{r,l,t,f,y} = TPNNT_{r,l,t,f,y} \quad \forall f, \forall r, \forall l, \forall t, \forall y, \forall m \quad (4.17)$$

$$GA_{nn} \left\{ TPNNTM_{r,l,t,m,f,y} - \sum_{\forall f \in \text{Combustible}} GANN_{r,f,y} = GANN_{r,f,y} \right\} \quad \forall f, \forall r, \forall l, \forall t, \forall y, \forall m \quad (4.18)$$

$$TP_{r,l,f,y} = TPNN_{r,l,f,y} \quad \forall r, \forall l, \forall y \quad (4.19)$$

$$\sum_{n \in \text{Nodo}} TNP_{n,l,f,y} = TP_{r,l,f,y} \quad \forall r, \forall l, \forall y \quad (4.20)$$

$$\sum_{t \in \text{Tecnología}} TUNNT_{r,l,t,f,y} = TUNN_{r,l,f,y} \quad \forall r, \forall l, \forall y \quad (4.21)$$

$$\sum_{AffExpr \in r,l,f,y} TUNN_{r,l,f,y} = \sum_{AffExpr \in r,l,f,y} TU_{r,l,f,y} \quad \forall r, \forall l, \forall y, \forall f \quad (4.22)$$

$$TP_{r,l,f,y} * ys = PNN_{r,l,f,y} \quad \forall r, \forall l, \forall y \quad (4.23)$$

$$TUNN_{r,l,f,y} * ys = UNN_{r,l,f,y} \quad \forall r, \forall l, \forall y \quad (4.24)$$

$$TP_{r,l,f,y} * ys = PNN_{r,l,f,y} \quad \forall r, \forall l, \forall y, \forall f \quad (4.25)$$

$$TUNN_{r,l,f,y} * ys = UNN_{r,l,f,y} \quad \forall r, \forall l, \forall y, \forall f \quad (4.26)$$

$$PNN_{r,l,f,y} \geq DNN_{r,l,y} + UNN_{r,l,f,y} + \sum_{tr \in \text{Líneas}} C_{r,rr,l,f,y} \quad \forall r, \forall trr, \forall l, \forall y, \forall f \quad (4.27)$$

$$\sum_{l \in \text{tiempo}} DNN_{r,f,l,y} = DANN_{r,l,f,y} \quad \forall r, \forall y, \forall f \quad (4.28)$$

$$\sum_{l \in \text{tiempo}} PNN_{r,l,f,y} = PANN_{r,f,y} \quad \forall r, \forall f, \forall y \quad (4.29)$$

$$\sum_{l \in \text{tiempo}} UNN_{r,l,f,y} = UANN_{r,f,y} \quad \forall r, \forall f, \forall y \quad (4.30)$$

$$\sum_{l \in \text{intervalo de tiempo}} C_{r,rr,l,f,y} = CA_{r,rr,l,f,y} \quad \forall r, \forall f, \forall y \quad (4.31)$$

$$PANN_{r,f,y} \geq DANN_{r,l,f,y} + UANN_{r,f,y} \quad \forall r, \forall f, \forall y \quad (4.32)$$

$$TPNNT_{r,l,t,f,y} * row_{ys} = PT_{r,l,t,f,y} \quad \forall r, \forall f, \forall y \quad (4.33)$$

$$TA_{r,l,t,m,y} \times row[ys] = AATTM_{r,t,m,y} \quad \forall r, \forall t, \forall m, \forall y \quad (4.34)$$

$$COV_{r,t,y} = \sum_{m \in \text{modos}} AATTM_{r,t,m,y} * VC_{r,t,m,y} \quad \forall r, \forall t, \forall m, \forall y \quad (4.35)$$

$$COF_{r,t,y} = \sum_{t \in \text{tecnología}} CTA_{r,t,y} \cdot fc_{r,t,y} * VC_{r,t,y} \quad \forall r, \forall t, \forall y \quad (4.36)$$

$$CO_{r,t,y} = COF_{r,t,y} + COV_{r,t,y} \quad \forall r, \forall t, \forall y \quad (4.37)$$

$$CTA_{r,t,y} \leq tmx_{r,t,y} \leq CTA_{r,t,y} \quad \forall r, \forall t, \forall y \quad (4.38)$$

$$NC_{r,t,y} \leq tmx(restricyears_y, earintervalsdict) \quad \forall r, \forall t, \forall y \quad (4.39)$$

$$NC_{r,t,y} \geq tmn(restricyears_y, earintervalsdict) \quad \forall r, \forall t, \forall y \quad (4.40)$$

$$CTM_{r,y} = \sum_{t \in \text{Tecnología}} CTA_{r,t,y} \cdot rmt_{r,t,y} \quad \forall r, \forall t, \forall y \quad (4.41)$$

$$PAT_{r,l,f,y} = \sum_{l \in \text{Intervalo de tiempo}} TPNNT_{r,l,f,y} \cdot ys \quad \forall r, \forall t, \forall f, \forall y \quad (4.42)$$

En la Tabla 4.4 se presenta la descripción detallada de cada una de las restricciones asociadas al modelo matemático utilizado por NEMO en la optimización de la planificación de la generación.

Tabla 4.4. Descripción de las restricciones del modelo matemático.

Nombre	Interpretación	Ecuación
Restricción de Costos	La restricción modela el costo total descontado para cada combinación única de región (r) y año (y). Este costo total descontado se compone de varios elementos: la suma de los costos totales descontados por tecnología para todas las tecnologías (t) en la región, la suma de los costos totales descontados por almacenamiento para todos los sistemas de almacenamiento (s) en la región, y, si se está modelando la transmisión, el costo total descontado de la transmisión para la región	(4.6)
	Esto asegura una evaluación precisa de los costos totales descontados, teniendo en cuenta tanto los costos operativos como los financieros, junto con las penalizaciones y los valores de salvamento asociados a cada tecnología y región específicas en cada año del período de estudio	(4.7)
	La restricción modela los costos operativos totales anuales descontados para cada combinación única de región (r), tecnología (t) y año (y). Los costos operativos descontados incluyen tanto los costos fijos como los variables. Para los años modelados, se incorporan los costos fijos estimados en los años no modelados asumiendo un despliegue lineal de la capacidad. Además, se incluyen los costos variables estimados en los años no modelados, asumiendo una escala lineal de la actividad.	(4.8)
	La restricción determina el valor de desmantelamiento ajustado al primer año del escenario para una región (r), tecnología (t), y año (y) específicos.	(4.9)
	La restricción modela la relación entre la inversión total de capital descontada y la inversión total de capital no descontada tomando en cuenta una tasa de descuento dr específica para cada región (r) y año (y). Esta ecuación representa la acumulación de los costos de inversión a lo largo del tiempo, descontados a la fecha inicial del escenario.	(4.10)
	La restricción relaciona la inversión de capital no descontada más los costos financieros con la inversión total de capital para una región específica (r), una tecnología (t), y un año (y) determinados.	(4.11)
Restricción de capacidad	Esta restricción asegura que la capacidad acumulada total de una tecnología en una región y un año específicos es igual a la suma de las capacidades nuevas agregadas en diferentes años, dentro del rango operativo definido.	(4.12)

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

	Esta restricción se encarga de calcular y comparar la capacidad total anual acumulada más la capacidad residual (rc) con la capacidad total anual para cada combinación de región (r), tecnología (t) y año (y).	(4.13)
Tasa de actividad	Asegura que la suma de las actividades nodales para un conjunto específico de tecnologías y condiciones sea igual a la actividad total almacenada en la variable.	(4.14)
Capacidad de restricción y utilización mínima de la tecnología	Recorre en iteración las tasas de actividad para diferentes tecnologías, pasos de tiempo y modos de operación. Acumula tasas de actividad para cada tecnología en pasos de tiempo dentro de un modo y crea restricciones para garantizar que estos valores acumulados coincidan con las variables de actividad total para cada combinación de tecnología, paso de tiempo y modo	(4.15)
	Garantiza que los niveles de actividad se mantengan dentro de los límites de capacidad y, si se especifica, alcancen niveles mínimos de utilización para cada tecnología en momentos específicos.	(4.16)
Tasa de producción de combustible	Garantiza que la suma de los valores para una combinación específica de región, intervalo de tiempo, tecnología, tipo de combustible y año coincida con el variable.	(4.17)
Generación Anual	Esta restricción garantiza que la suma de los valores para una región, tipo de combustible y año específicos (excluidos los modos de almacenamiento) coincida con la variable correspondiente.	(4.18)
Tasa de producción	Es fundamental para asegurar la consistencia en el modelo y garantizar que la producción total de combustible en un nodo se relacione con las producciones de combustible para cada tecnología específica en ese nodo.	(4.19)
Tasa de combustible	Garantiza la consistencia en el uso de energía a lo largo de todo el sistema de transmisión. Esto se logra mediante la creación de un conjunto de restricciones de optimización de programación lineal (LP), que garantizan que la suma de las tasas de uso de energía para todas las tecnologías en un nodo específico y por transmisión sea igual a la tasa de uso de energía para esa tecnología y transmisión.	(4.20)
Restricción de producción	Garantiza que la suma de las tasas de uso de energía para todas las tecnologías en un nodo específico y por transmisión sea igual a la tasa de uso de energía para esa tecnología y transmisión.	(4.21)
Restricción del equilibrio de la demanda	La restricción garantiza que la suma de las tasas de producción de energía para todas las tecnologías en un nodo específico y por transmisión sea igual a la producción total de energía para esa tecnología y transmisión.	(4.22)
	Garantiza que la suma de las tasas de uso de energía para todas las tecnologías en un nodo específico y por transmisión sea igual a la tasa de uso de energía total para esa tecnología y transmisión.	(4.23)
	Su propósito es garantizar que la producción de energía en una región específica, durante un período de tiempo y con un tipo de combustible específico, sea mayor o igual que la demanda de energía en esa misma región, durante el mismo período de tiempo y con el mismo tipo de combustible. Además, también garantiza que la energía utilizada por el consumidor no exceda la energía producida.	(4.24)
	Garantiza que la suma de las demandas de energía en todos los intervalos de tiempo dentro de un año para una región y tipo de combustible específicos sea igual a la demanda anual total para esa combinación. Esto ayuda a mantener la coherencia energética dentro del modelo.	(4.25)
	Garantiza que la producción total de energía anual para cada combinación coincida con la suma de la producción en todos los intervalos de tiempo para esa combinación. Esto ayuda a mantener la coherencia y precisión dentro del modelo, considerando tanto los aspectos de demanda como de producción. Esta restricción se centra en la "producción" en lugar de la "demanda", analizando la energía generada dentro de cada región.	(4.26)
	Este fragmento de código establece una restricción para el modelo de balance energético anual, considerando el uso de energía dentro de cada región y el tipo de combustible en todos los intervalos de tiempo. Esto ayuda a mantener la coherencia y la precisión dentro del modelo, proporcionando una imagen completa del flujo de energía incorporando aspectos de demanda, producción y uso	(4.27)
	Esta restricción es un principio fundamental de conservación de energía y es esencial para garantizar que el equilibrio energético se mantenga en un sistema cerrado a lo largo del tiempo.	(4.28)

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

	Este fragmento de código realiza cálculos de equilibrio energético similares a los anteriores, pero utiliza una consulta de datos en la base de datos e incorpora consideraciones para la demanda no dividida en tiempos y el comercio entre regiones.	(4.29)
Restricciones relacionadas con la red de transmisión	Este fragmento de código define las limitaciones para la producción de combustible por tecnología, considerando valores anuales y por períodos de tiempo. Esta restricción es útil para garantizar que la producción de energía por tecnología esté en consonancia con las tasas de producción de energía por tecnología en cada combustible.	(4.30)
	Esta función de modelación energética garantiza que la cantidad de combustible utilizada por tecnología esté en consonancia con las tasas de uso de combustible por tecnología en cada combustible.	(4.31)
	Esta función garantiza que la cantidad de combustible utilizada por la tecnología esté en consonancia con las tasas de uso de combustible por la tecnología en cada combustible, lo que es fundamental para mantener la consistencia y la integridad del modelo.	(4.32)
Limitaciones en las decisiones de inversión	La restricción establece que la suma de los costos operativos variables anuales para una región, una tecnología y un año específicos debe ser igual al producto de la actividad total de la tecnología por el costo operativo variable unitario correspondiente.	(4.33)
	La restricción establece que los costos operativos fijos anuales son el producto de la capacidad total instalada y el costo operativo fijo anual unitario correspondiente.	(4.34)
	La restricción establece que la suma de los costos operativos fijos y variables anuales es igual al costo operativo total anual para cada combinación de región, tecnología y año.	(4.35)
	La restricción asegura que el costo total descontado para una región y un año dados es la suma de los costos descontados de todas las tecnologías, sistemas de almacenamiento y, opcionalmente, la transmisión.	(4.36)
Restricciones de capacidad de generación	Establece límites realistas a la capacidad anual de cada tecnología en distintas regiones. Su función principal es garantizar que la implementación de tecnologías de generación de energía se ajuste a restricciones físicas y recursos disponibles, favoreciendo un crecimiento sostenible y diversificado del sistema energético.	(4.37)
	La restricción establece que la capacidad total anual para cada combinación única de región (r), tecnología (t), y año (y) no puede superar un límite predefinido $tmx_{r,t,y}$.	(4.38)
Restricciones relacionadas con las reservas de explotación	La restricción asegura que la capacidad nueva total anual para cada combinación de región r , tecnología t , año y , no exceda el valor máximo tmx	(4.39)
	La restricción garantiza que la capacidad nueva total anual, para cada combinación de región r , tecnología t , año y , sea igual o mayor que el valor mínimo tmn .	(4.40)
Restricciones relacionadas con las reservas de explotación	La restricción asegura que la capacidad total anual incluida en el margen de reserva para cada combinación de región r , y año y , sea igual a la suma ponderada de las capacidades anuales de las tecnologías incluidas en el margen de reserva. Esto se logra mediante la multiplicación de la capacidad anual de cada tecnología por los factores asociados al margen de reserva $rmt_{(r,t,y)}$.	(4.41)
Restricciones relacionadas con las reservas de explotación	La restricción establece que la suma de las tasas de producción de combustible para una tecnología y un año específicos, debe ser igual a la tasa total de producción de ese combustible por la tecnología en unidades equivalentes de energía $vrateofproductionbytechnologynn$, multiplicada por el factor de escala temporal ys . La restricción asegura que la producción anual total de combustible por tecnología coincida con la producción detallada por intervalo de tiempo y ubicación geográfica, garantizando la coherencia en la modelización de la producción de combustibles.	(4.42)

4.4.2. Configuración de la plataforma LEAP-NEMO para resolver el problema de optimización

Con el fin de atender las demandas de energía y potencia al menor costo, NEMO realiza una simulación integral del sistema energético, priorizando la optimización de costos y una previsión precisa. La función de minimización de costos opera sobre los costos descontados y abarca todos los períodos de tiempo modelados. Estos costos pueden incluir gastos de inversión o construcción, así como costos fijos y variables de operación y mantenimiento, junto con multas por emisiones para diferentes componentes del sistema energético, como plantas de energía, instalaciones de almacenamiento de energía y líneas de transmisión. NEMO es un modelo determinista y representa un sistema energético a través de una serie de dimensiones y parámetros de entrada, variables calculadas internamente, restricciones y una función objetivo. Para una mejor comprensión del funcionamiento del modelo, consulte la Figura 4.5.

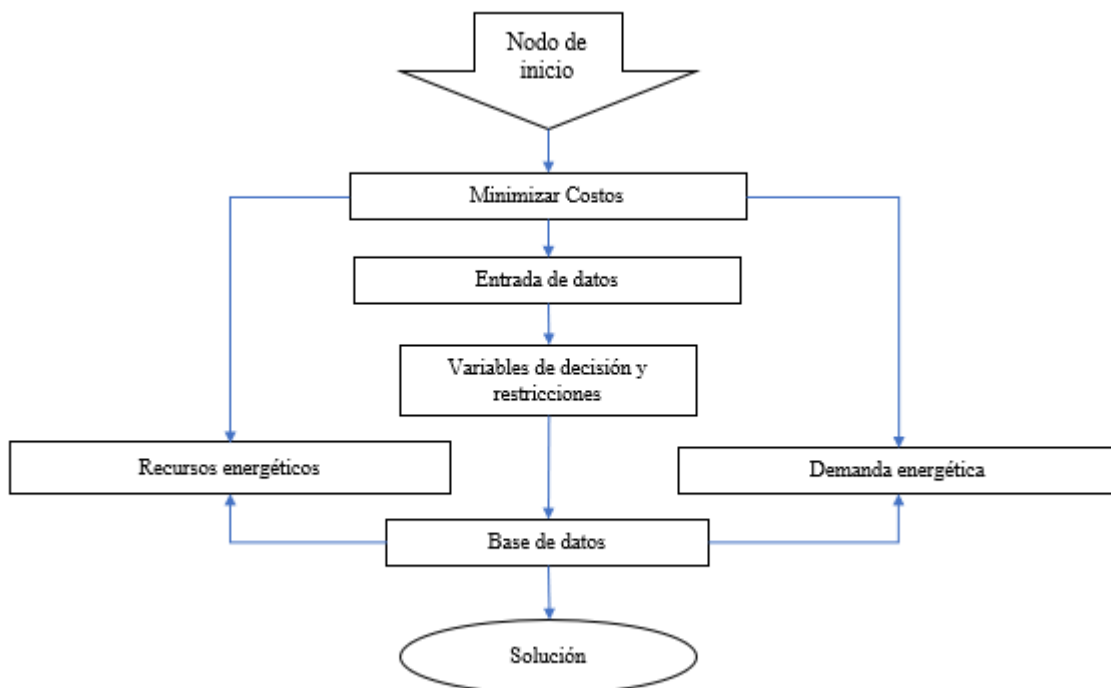


Figura 4.5. Diagrama de flujo del modelo de optimización en NEMO.

Con base en lo mencionado anteriormente, es importante destacar que el modelo de optimización en NEMO se realiza a través del lenguaje de programación Julia, para lo cual es necesario instalar la última versión disponible. Julia proporciona facilidad y expresividad para la computación numérica de alto nivel, similar a lenguajes como R, MATLAB y Python, pero

también admite programación general. Para lograr esto, Julia se inspira en el linaje de los lenguajes de programación matemática y adopta características de lenguajes dinámicos populares como Lisp, Perl, Python, Lua y Ruby. Las ventajas que ofrece Julia incluyen ser gratuito y de código abierto, no requerir vectorización del código para mejorar el rendimiento, estar diseñado para el paralelismo y la computación definida, y contar con un sistema de tipo discreto pero potente [44].

Una vez que se ha modelado el caso base, es fundamental refinar y optimizar la planificación para el período comprendido entre 2020 y 2050 utilizando el modelo de optimización de NEMO. Para lograr esto, es necesario instalar Julia y configurar el modelo de optimización en la pestaña "Settings" de LEAP, específicamente en la sección de optimización. Para una mejor comprensión de este proceso, se recomienda consultar la Figura 4.6, donde se muestra claramente la configuración que debe realizarse de manera correcta.

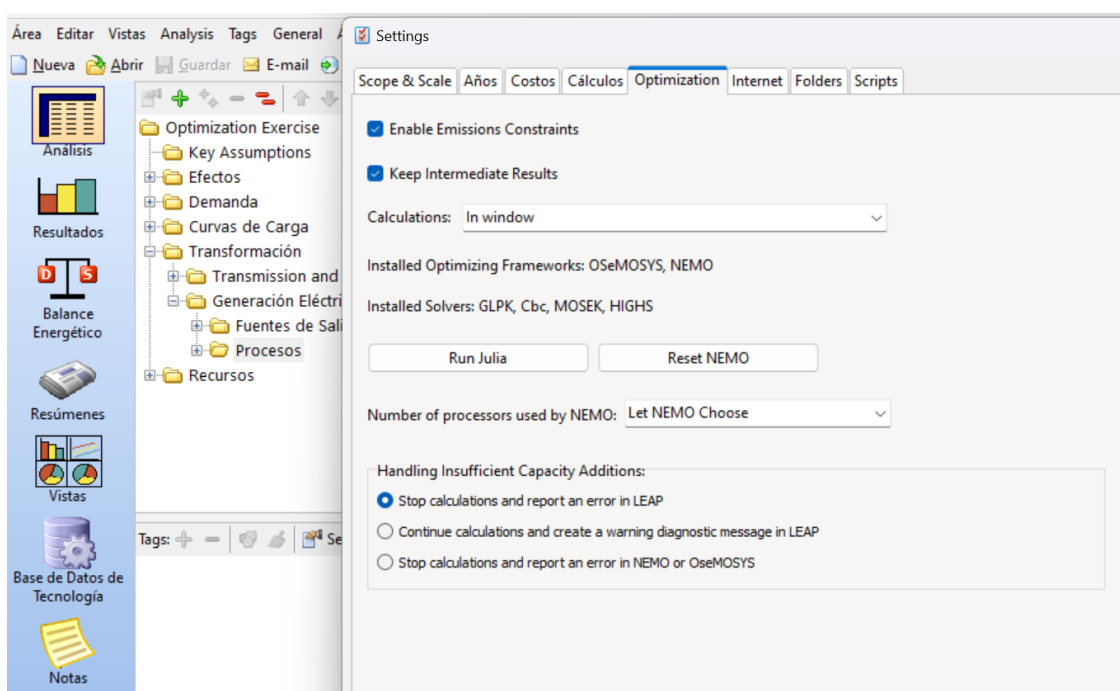


Figura 4.6. Configuración para la optimización con NEMO.

4.4.3. Escenarios de expansión

La aplicación de diferentes escenarios de expansión para la planificación de la generación permite abordar la incertidumbre, evaluar riesgos, optimizar decisiones y considerar una

variedad de variables clave que podrían influir en el futuro del mercado energético y acercarnos así más a la realidad. A continuación, se describen algunos de estos escenarios:

BAU

Este escenario hace referencia a la necesidad de que la planificación se ajuste fielmente al PME, pero específicamente para el periodo comprendido entre 2022 y 2050. Con este propósito, se han empleado los mismos datos que en las secciones previamente mencionadas, sin realizar alteraciones, con el fin de evaluar la flexibilidad del sistema ante estas circunstancias. Sin embargo, para satisfacer la demanda, es imperativo recurrir a la expansión de la generación, y en este proceso, se toman únicamente en consideración los proyectos delineados en el actual Plan Maestro de Electricidad (PME) [5]. Estos proyectos candidatos engloban diversas tecnologías de generación, destacando la hidroeléctrica con un 79,89%, seguida de la termoeléctrica con un 11,84%, la eólica con un 3,23%, la solar fotovoltaica con un 4,03% y la geotérmica con un 1,01%. En total, se contemplan 31 proyectos candidatos que, en conjunto, poseen una capacidad de generación total de 4956,66 MW. La Tabla 4.5 presenta los proyectos considerados en el Plan de Expansión de Generación del PME.

Tabla 4.5. Proyectos considerados en el Plan Maestro de Generación [5].

Ítem	Tecnología	Central	Potencia nominal (MW)	Año de operación
1	Hidroeléctrica	Alluriquín	205,40	2025
2	Hidroeléctrica	El aromo	200,00	2025
3	Hidroeléctrica	San Antonio	7,19	2026
4	Hidroeléctrica	Machala gas III	77,00	2026
5	Hidroeléctrica	Villonaco III	110,00	2026
6	Hidroeléctrica	Maravilla	9,00	2026
7	Hidroeléctrica	La magdalena	20,00	2027
8	Hidroeléctrica	Dudas	7,38	2027
9	Hidroeléctrica	Soldados	7,20	2027
10	Hidroeléctrica	Machala Gas ciclo combinado	110,00	2027
11	Hidroeléctrica	Chorrillos	4,00	2027
12	Hidroeléctrica	El salto	30,00	2027
13	Hidroeléctrica	Yanuncay	14,60	2027
14	Hidroeléctrica	Bloque ERNC I	150,00	2027
15	Eólica	Bloque ERNC I	200,00	2027
16	Fotovoltaica	Bloque ERNC I	120,00	2027
17	Termoeléctrico	Bloque ERNC I	30,00	2027
18	hidroeléctrica	Quijos	50,00	2028
19	hidroeléctrica	Bloque ERNC II	150,00	2028
20	Eólica	Bloque ERNC II	200,00	2028
21	Fotovoltaica	Bloque ERNC II	120,00	2028
22	Termoeléctrico	Bloque ERNC II	30,00	2028
23	Termoeléctrico	Bloque CCNG etapa I	400,00	2029
24	Fotovoltaica	Bloque ERNC III	120,00	2029
25	Eólica	Bloque ERNC IV	320,00	2030
27	Geotérmica	Chachimiro	50,00	2030
28	Hidroeléctrica	Chontal	198,00	2030
29	Hidroeléctrica	Paute cardenillo	595,60	2031
30	Hidroeléctrica	Santiago etapa I	1200,00	2032
31	Hidroeléctrica	Santiago etapa II	1200,00	2033

ERV-Target

En este escenario, a diferencia del anterior, se impone la necesidad de incorporar y garantizar que la generación a través de fuentes de energía renovable variable, como la energía eólica y fotovoltaica. Con el objetivo de impulsar la generación renovable y amigable con el medio ambiente, se ha establecido que el 25% de la producción de electricidad en el Ecuador sea a partir de energía renovable variable (fotovoltaica y eólica). Este enfoque no solo fortalecerá la presencia de energías renovables, sino que también posicionará al proyecto como un referente en la adopción responsable de recursos sostenibles. En la Figura 4.7 se evidencia que la creación de este escenario requiere la introducción de datos específicos. En este contexto, se ha previsto

la introducción de centrales de generación mediante energías renovables variables durante el período que abarca desde 2032 hasta 2050.

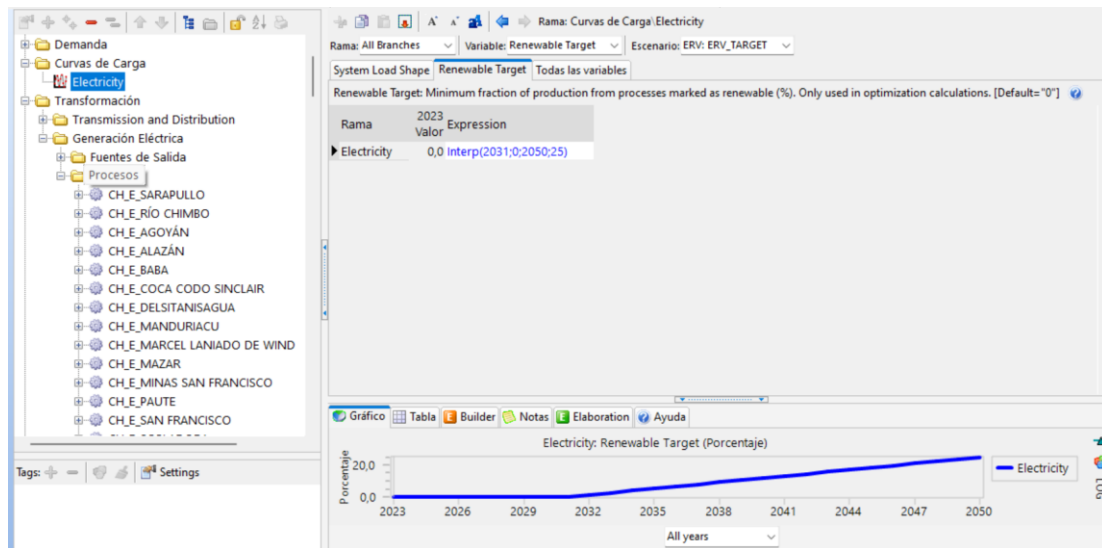


Figura 4.7. Introducción del Escenario ERV-Target.

Por otro lado, para este escenario surge la necesidad de incorporar nuevas centrales de fuente de energía renovable variable para ello se considera que en [5] según el “Atlas Eólico del Ecuador con fines de generación eléctrica”, el potencial eólico – eléctrico bruto del país es de 1.691 MW, considerando zonas con una velocidad de viento promedio anual mayor a 7 m/s, el que generaría una energía media de 2.869 GWh. El potencial factible a corto plazo se ha estimado en valores de potencia instalable de 884 MW y energía media anual de 1.518 GWh. Cabe recalcar que este potencial se incrementaría si se incluyen las zonas con velocidades de viento promedio anuales bajas (entre 5 y 6 m/s). Según el “Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica”, el valor de insolación directa promedio del Ecuador continental es de $2.543 \text{ Wh}/\text{m}^2 \text{ día}$; la insolación difusa promedio es de $2.032 \text{ Wh}/\text{m}^2 \text{ día}$; y la insolación global promedio es de $4.575 \text{ Wh}/\text{m}^2 \text{ día}$. Con este criterio en la Figura 4.8 se presentan las centrales de generación renovable variable candidatas para llegar al objetivo del 25% de generación de ERV.

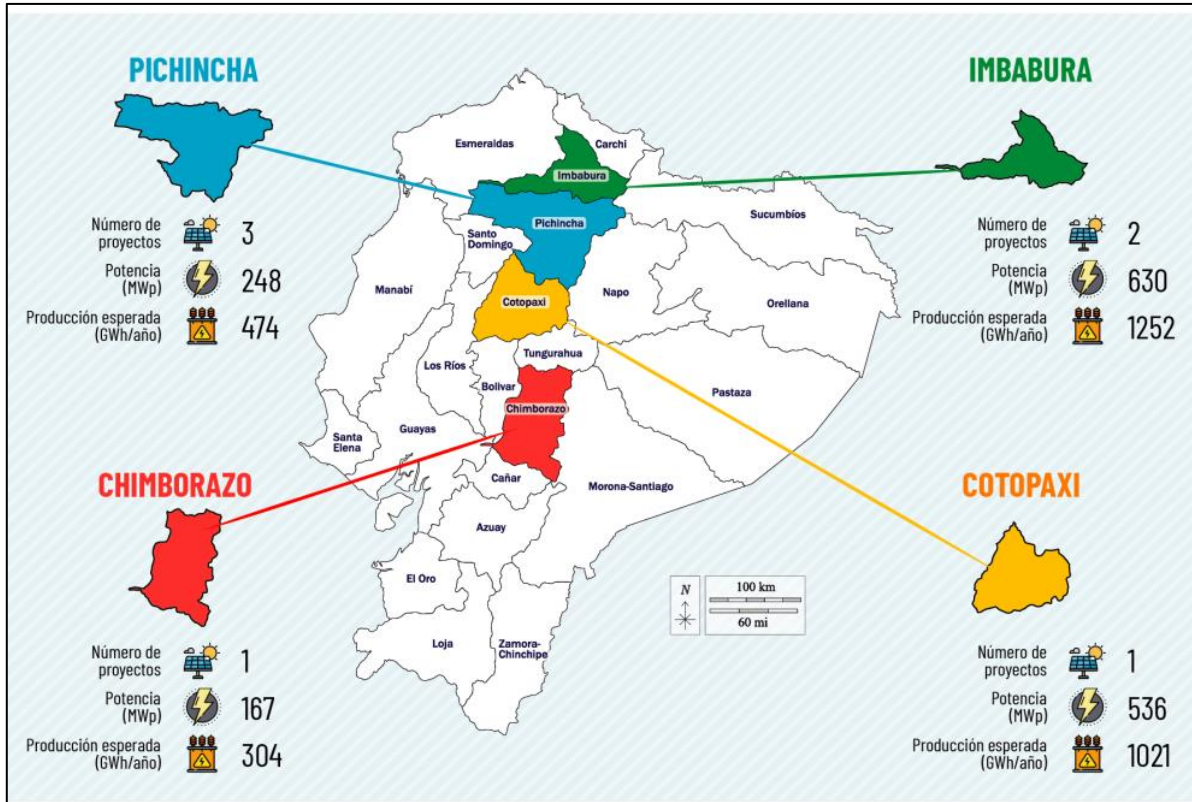


Figura 4.8. Nuevos proyectos Fotovoltaicos en Ecuador [45]

Además, se considera las proyecciones de los precios de los combustibles como residual fuel oil y diésel según los datos de la Energy Information Administration EIA con el propósito de incrementar el precio para que LEAP pueda decidir que las centrales de menor costo sean las más optimas en aportar al despacho de energía.

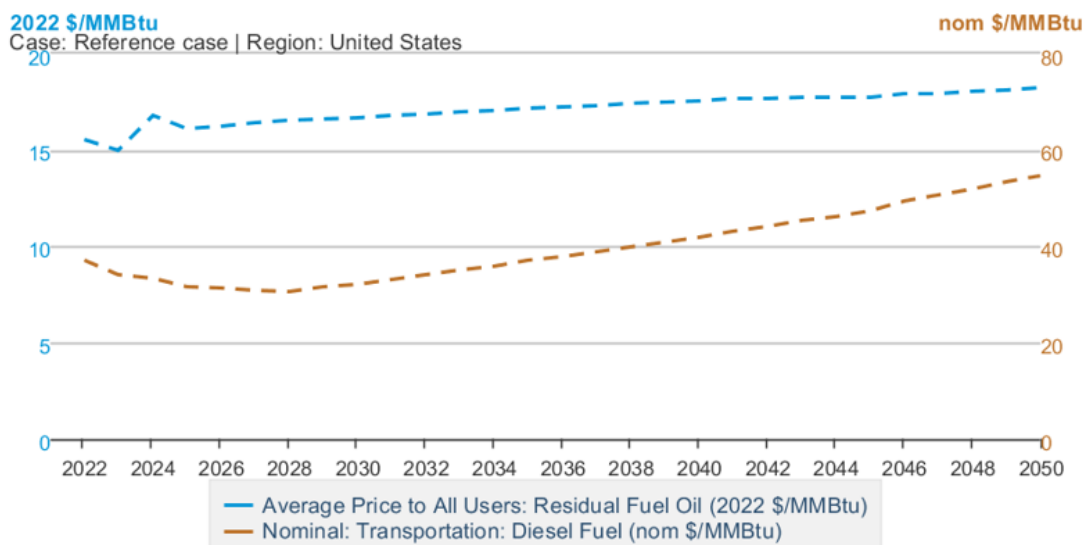


Figura 4.9. Proyección de los precios de los combustibles 2022-2050 [46]

Como se muestra en la Figura 4.9 nos da una referencia de los precios de combustibles desde el año 2022 al 2050, por lo tanto, la EIA determina una tasa de crecimiento de 0,6% para el residual fuel oil y para el diésel de 1,4% de crecimiento lo cual, estos porcentajes se utiliza de referencia para incrementar el precio de combustibles.

Para el caso de las centrales fotovoltaicas según el Resumen Ejecutivo de IRENA el costo nivelado medio ponderado global de la electricidad para proyectos solares fotovoltaicos a escala comercial recién puesta en servicio disminuyó un 3 % interanual y las centrales eólicas, el promedio ponderado global cayó un 5 % entre 2021 y 2022 [47]. Con estos análisis para los años posteriores podemos proponer una tendencia de disminución continua en los precios de las energías renovables para los próximos años de simulación.

ERV-Storage

Este escenario se enfoca en la integración de fuentes de energía renovable con sistemas de almacenamiento de energía. En este contexto, el objetivo primordial es optimizar la eficiencia y la disponibilidad de la energía renovable, ya sea proveniente de fuentes solares o eólicas, mediante la incorporación de tecnologías de almacenamiento. Esto implica la capacidad de retener el excedente de energía generado durante periodos de alta producción para utilizarlo posteriormente en momentos de menor generación, contribuyendo así a una gestión más equitativa y sostenible de la energía. En esencia, este escenario busca mejorar la continuidad y

la confiabilidad de la generación de energía renovable, abordando los desafíos vinculados a la variabilidad intrínseca de estas fuentes.

El trabajo desarrollado en [48] compara diversas formas de almacenamiento de energía que permiten aumentar la eficiencia de las plantas de generación renovable (principalmente hidroeléctrica) y que mejoran la calidad de la energía eléctrica distribuida a lugares con crecimiento mayor de demanda eléctrica, pero sé que se encuentran alejados de estas plantas. En la actualidad se están investigando diferentes tecnologías para ESS y es muy importante, tanto o más que el propio desarrollo tecnológico de generación de energía con fuentes renovables. Las tecnologías de almacenamiento se pueden clasificar, principalmente en mecánicas, electroquímicas, químicas, térmicas y eléctricas.

Tabla 4.6. Tipos de tecnologías de almacenamiento [48] .

Tecnologías de almacenamiento	Descripción
Baterías de flujo Redox de vanadio (VRFB)	Son un tipo de batería recargable que utiliza la capacidad de las soluciones de vanadio para almacenar y liberar energía eléctrica. Son un tipo de batería de flujo, lo que significa que almacenan energía en tanques de líquidos en lugar de en electrodos sólidos, como en las baterías convencionales.
Baterías de iones de litio (LIB)	Son un tipo de batería recargable que utiliza iones de litio como su medio principal para el transporte de carga eléctrica. Son ampliamente utilizadas en una variedad de dispositivos electrónicos portátiles, vehículos eléctricos, sistemas de almacenamiento de energía y aplicaciones industriales debido a su alta densidad de energía, su larga vida útil y su bajo nivel de autodescarga.
Hidrógeno (H2SS)	Permite integrar fuentes de energía intermitentes y no controlables, como la energía eólica y solar, en la red eléctrica. Cuando estas fuentes de energía producen más electricidad de la necesaria, el exceso de energía se utiliza para producir hidrógeno a través de la electrólisis del agua. Luego, cuando la demanda de electricidad es alta y la producción de energía renovable es baja, el hidrógeno almacenado se convierte nuevamente en electricidad para satisfacer la demanda.

Dado a conocer los tipos de tecnologías de almacenamiento en la Tabla 4.6 se presenta a través de la Tabla 4.7 las características de estos sistemas de almacenamiento.

Para la elección de la tecnología de almacenamiento para este trabajo de investigación se toma los siguientes criterios en cual al realizar el análisis del costo nivelado de almacenamiento (LCOS) de Lazard para varias tecnologías de almacenamiento se concluye que los LIB son aproximadamente un 30% más baratos de que los VRFB. Además, se concluye que los LCOS para estas tres tecnologías se reducirán entre un tercio y la mitad para 2030 y 2050. Sin

embargo, desde el punto de vista técnico, el H2SS es superior a también priorizando los aspectos medioambientales.

Tabla 4.7. Características de los sistemas de almacenamiento [48].

Tecnologías de almacenamiento	LIB	VRFB	H2SS
Potencia nominal (MW)	0,1-100	1-100	0,01-1000
Ciclos	2,7-27 años (1000-10000 ciclos)	33-38 años (12000-14000 ciclos)	5-30 años
Autodescarga (%)	0,1-0,3	0,2	0,4
Densidad de energía (Wh/l)	200-400	20-70	600
Eficiencia (%)	85-98	60-85	25-45

Por otro lado, en [49] se realizó una estimación del potencial de producción de hidrógeno verde para Ecuador para lo cual en la Figura 4.10 se presenta un mapa con mayor potencial de producción de hidrogeno verde por provincia, destacando que la región de Napo, ubicada en la parte oriental del Ecuador, tiene el mayor aporte con $6,96 \times 10^7$ ton/año. Asimismo, las provincias de Tungurahua y Santa Elena reportan el menor semestre de producción con $3,85106$ y $3,80106$ ton/año.

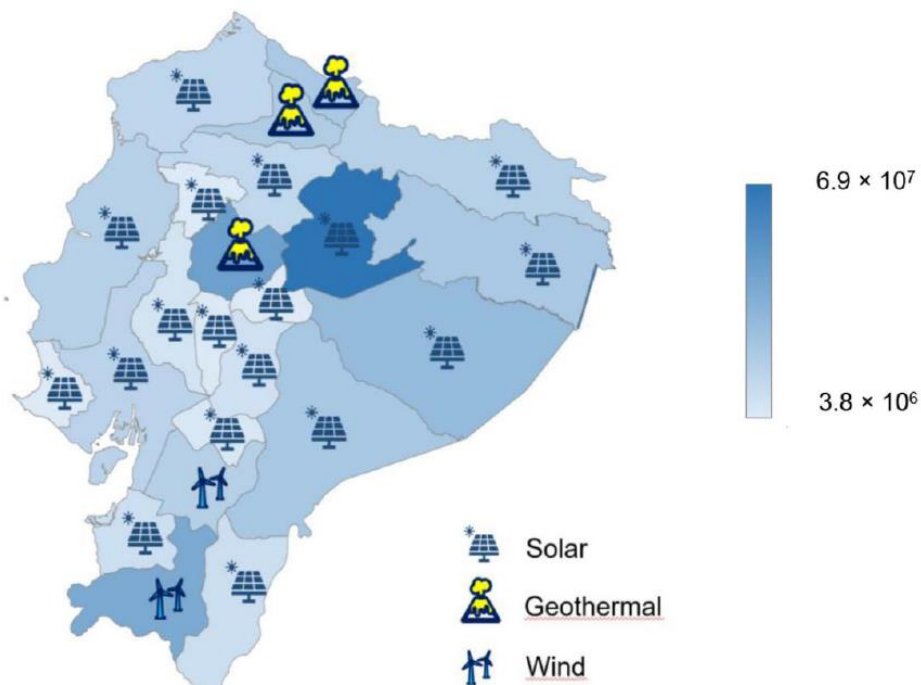


Figura 4.10. Producción de H2 verde en el Ecuador [49].

En este contexto, la tecnología de almacenamiento para este proyecto de investigación será el Hidrógeno (H₂SS), porque tiene mayor capacidad, es más amigable con el medioambiente, tiene mayor densidad de energía como también por su vida útil y teniendo en cuenta el potencial de producción que tenemos en nuestro país. En la Tabla 4.8 se detallan los datos de entrada para la integración del almacenamiento de hidrógeno (H₂SS) en la plataforma de LEAP en base a la Tabla 4.7.

Tabla 4.8. Datos de entrada para la tecnología de almacenamiento.

Parámetros	Valores
Disponibilidad máxima (%)	45
Carga mínima (%)	4
Horas de carga completa (horas)	4
Vida útil (años)	30
Carga inicial (%)	5
Costo capital (USD/kW) [26]	500-10000

Para este escenario se dispuso de una capacidad de almacenamiento de 500 MW, debido a que en España ya existe un sistema de almacenamiento de hidrogeno con el proyecto Catalina donde se evidencia que a gran escala puede ser viable y beneficioso para una región. Con una capacidad de 500 MW, Catalina tiene el potencial de abastecer una parte significativa de la demanda local y nacional. Además, contribuye a reducir las emisiones de carbono, este enfoque no solo beneficia al medio ambiente, sino que también impulsa el crecimiento económico y la creación de empleo en la región. De manera similar, en el contexto ecuatoriano, una capacidad de almacenamiento de 500 MW podría ser una inversión estratégica para aprovechar los abundantes recursos renovables del país [50].

En la Figura 4.11 se presenta la interfaz de LEAP, donde se observa la creación de la rama para el almacenamiento, necesarias para este contexto específico.

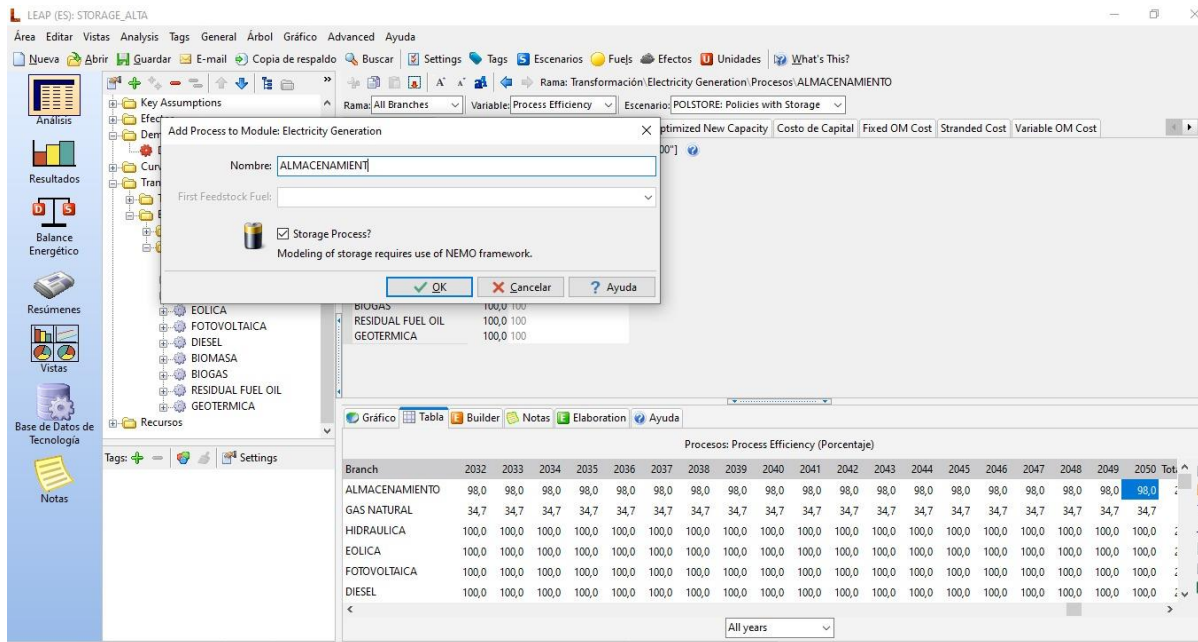


Figura 4.11. Configuración del escenario con almacenamiento.

Seguidamente en la Figura 4.12 y Figura 4.13 se detallan los parámetros requeridos, como las horas de carga completa, el nivel inicial de carga y la carga mínima. Además, se destaca la importancia de la variable de eficiencia del proceso, la cual influye directamente en la eficacia de las operaciones de carga y descarga.

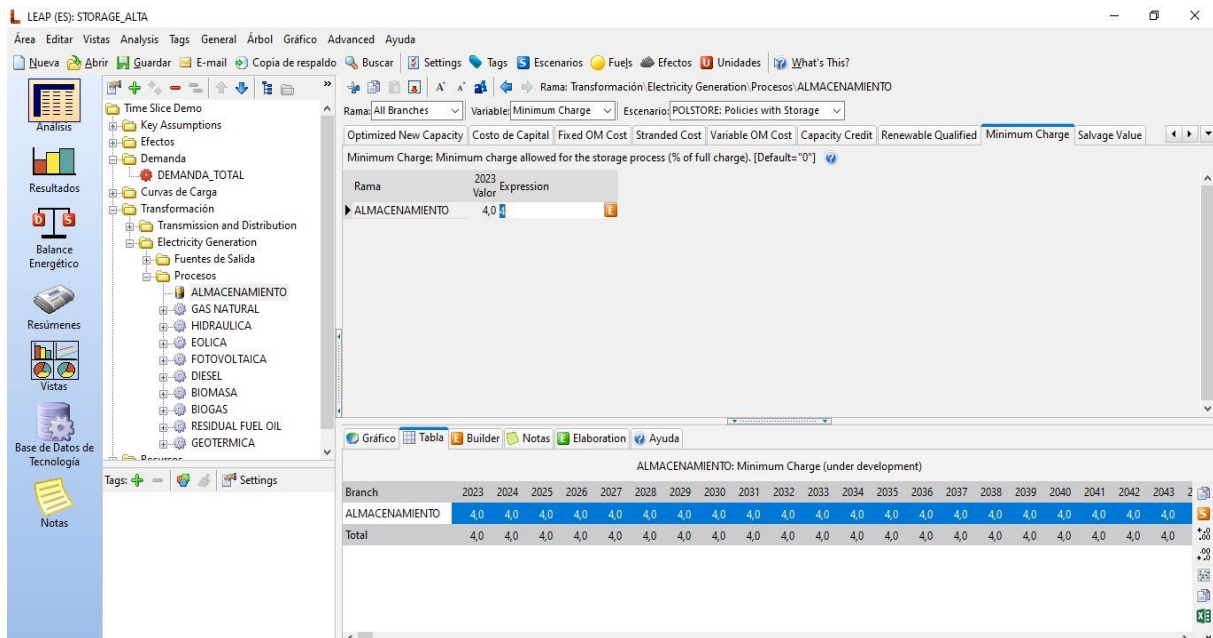


Figura 4.12. Inserción del valor para la carga mínima.

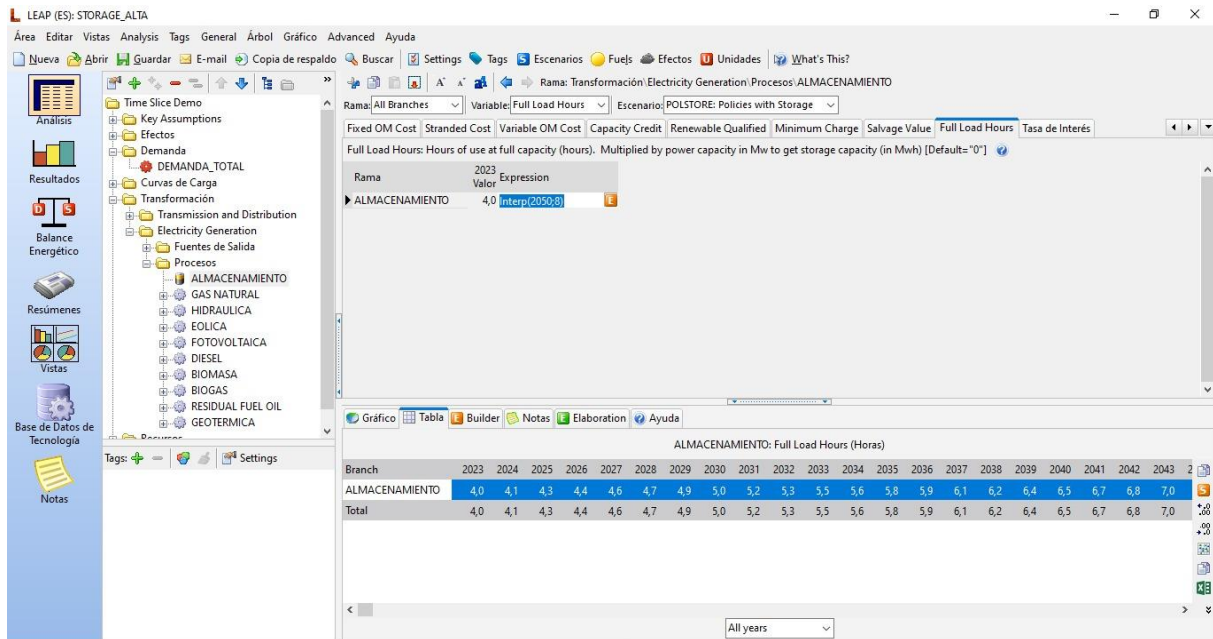


Figura 4.13. Inserción del valor para las horas de carga completa.

4.5. EVALUACIÓN DE LA FLEXIBILIDAD

En esta sección se expone la metodología empleada para evaluar la flexibilidad del sistema eléctrico ecuatoriano en los diversos escenarios previamente mencionados. Para ello, se detallan en la Tabla 4.9 los distintos tipos de indicadores a utilizar. Este análisis se realiza una vez obtenidos los resultados de la capacidad instalada (MW), la generación (GWh), la demanda (GWh o MW) y la generación de energías renovables variables (ERV) para cada año a través de la plataforma LEAP.

4.5.1. Análisis comparativo de los resultados de la optimización para cada escenario

Para llevar a cabo este análisis, es imprescindible tabular los resultados para cada escenario y cada nivel de demanda (bajo, medio, alto). No obstante, para llegar a este punto, se deben seguir una serie de pasos de manera sistemática. Esto incluye configurar los escenarios, como el BAU, el objetivo de ERV y el de ERV con almacenamiento, identificar conjuntos, parámetros y variables, determinar la función objetivo y las restricciones del modelo en NEMO, y luego obtener una base de resultados para cada escenario. Estos resultados deben abarcar la capacidad instalada (en MW), la generación de energía eléctrica (en GWh), la demanda de energía (en GWh), la demanda de potencia (en MW), la generación de energía eléctrica a partir de ERV (en

GWh) y el almacenamiento de energía eléctrica. Posteriormente, para realizar un análisis comparativo eficaz, es necesario crear una base de resultados para cada escenario. Esto permite expresar gráficamente cada uno de los resultados obtenidos, destacando cada tecnología, aunque en LEAP se haya modelado de manera desagregada, es decir, por cada central, esto se aplica para una mejor visualización de resultados.

4.5.2. Cálculo de indicadores de flexibilidad

Tras llevar a cabo la expansión de la generación para el período comprendido entre 2022 y 2050 mediante el uso del software LEAP, se avanza hacia el siguiente paso crucial: el cálculo de diversos indicadores de flexibilidad. Estos indicadores desempeñarán un papel esencial al proporcionar resultados que permitirán identificar y comprender a fondo los posibles desafíos en términos de flexibilidad en el caso de estudio de Ecuador para el año 2050. La información obtenida a través de este análisis se plasmará de manera detallada en la Tabla 4.9, que exhibirá los diferentes tipos de indicadores seleccionados para evaluar la flexibilidad del sistema en relación con la expansión de la generación a largo plazo. Esta etapa se presenta como crucial para entender la capacidad del sistema energético en adaptarse y responder de manera efectiva a las demandas cambiantes, así como para anticipar posibles obstáculos o limitaciones que podrían surgir en el horizonte temporal del año 2050.

Tabla 4.9. Indicadores de Flexibilidad

Ítem	Indicadores	Definición
1	Energía No Suministrada	Facilita el cálculo de la máxima cantidad de energía no suministrada mediante la aplicación de la Ecuación (3.13).
2	Vertido o penetración de ERV	Determina la proporción de energía generada a partir de fuentes renovables variables mediante la aplicación de la Ecuación (3.1).
3	Reserva de Capacidad	Expone la cantidad adicional disponible en comparación con la demanda, haciendo uso de la Ecuación (3.4).

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo, se detallan los resultados obtenidos del caso de estudio del sistema eléctrico ecuatoriano como proyección de la demanda (bajo, medio y alta), capacidad instalada, generación, capacidad de almacenamiento, generación de energía eléctrica mediante ERV y la evaluación de la flexibilidad para cada año para el periodo 2023-2050, ya que el 2022 se considera como año base. A continuación, en la Sección 5.2 se exponen los resultados del escenario de BAU, mientras que la Sección 5.3 presenta los resultados del escenario ERV-Target (25% de introducción de ERV) y en la Sección 5.4 se exhiben los resultados del escenario ERV con almacenamiento. Es importante destacar que, para estos tres escenarios, se aplican las demandas calculadas en la Sección 5.1.

5.1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA 2023-2050

La proyección de la demanda es crucial para anticipar posibles déficits en la capacidad de generación en el futuro. Este análisis puede señalar la necesidad de construir nuevas centrales de energía, expandir la infraestructura de transmisión o implementar políticas de ahorro energético. Por otro lado, también puede revelar un exceso de capacidad de generación. En este contexto, se emplea la Ecuación (4.1), la cual representa un modelo lineal logarítmico que incorpora datos como el PIB, la población y la demanda histórica en GWh la cual se puede visualizar en la Figura 5.1. Los resultados de la proyección de la demanda se detallan en la Figura 5.2.

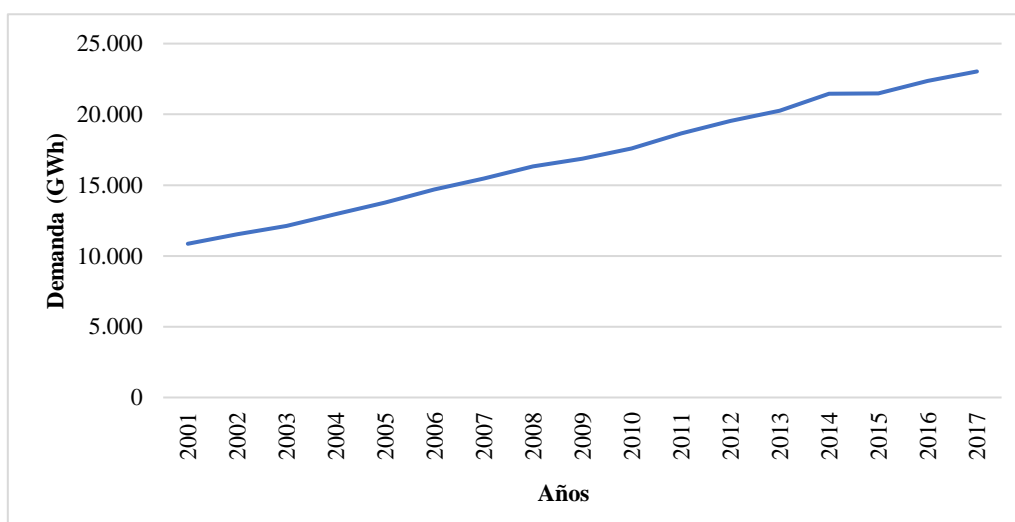


Figura 5.1. Datos históricos de la demanda (GWh).

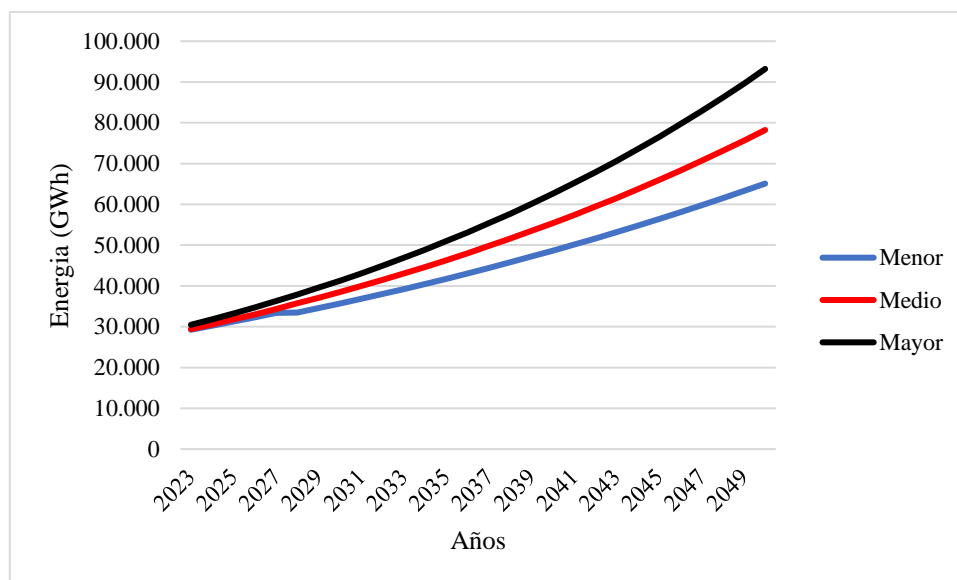


Figura 5.2. Proyección de la demanda para el período del 2023-2050.

La demanda para el año base, 2022, se establece en 27561.62 GWh, ya que este valor es proporcionado oficialmente por CENACE. Para los años posteriores, la proyección abarca desde el 2023 hasta el 2050. En el último año proyectado, la demanda alcanza los siguientes valores según los distintos escenarios: 65097.36 GWh para el nivel bajo, 78237.51 GWh para el nivel medio y 93209.02 GWh para el nivel alto.

Criterios de validación del modelo

Para la validación de la proyección de la demanda se debe calcular los valores de los diferentes tipos de errores como para este caso es el error residual, error absoluto, error medio cuadrático y el porcentaje de error medio absoluto para ello se aplica la Ecuación (4.2), Ecuación (4.3) y la Ecuación (4.4). Con el cálculo de estos criterios se puede concluir que la modelo lineal logarítmica está bien aplicada ya que en la Tabla 5.1, se puede ver que hay un 1,1% de error medio absoluto, cuyo valor se considera aceptable de acuerdo a [51]. Por otro lado, en MSE hay un valor de 56739.2 en lo cual es un valor considerablemente alto según [52], y por último se observa un valor MAD de 189,4 lo cual indica aceptable según [53].

MAD	MSE	MAPE
189,4	56.739,2	1,1%

5.2. RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL ESCENARIO BAU

A través del software LEAP, se llevó a cabo la planificación correspondiente al período de 2023-2050 para las tres categorías de demanda (baja, media y alta). Para una comprensión más clara del comportamiento de la generación, el cual se presenta para las demandas descritas anteriormente.

Crecimiento de la demanda en escenario menor

En la Figura 5.3, se exhibe gráficamente el comportamiento de la generación ante una baja demanda. Se observa que la generación para el 2023 no logra cubrir la demanda por lo que es evidente que tenemos energía no suministrada, a partir del 2024 al 2025 la oferta si cubre la demanda y esto se debe a que a partir de este año entran en operación las centrales propuestas en el Plan Maestro de Electricidad (PME) en los años especificados por los mismos, además de las centrales ya existentes.

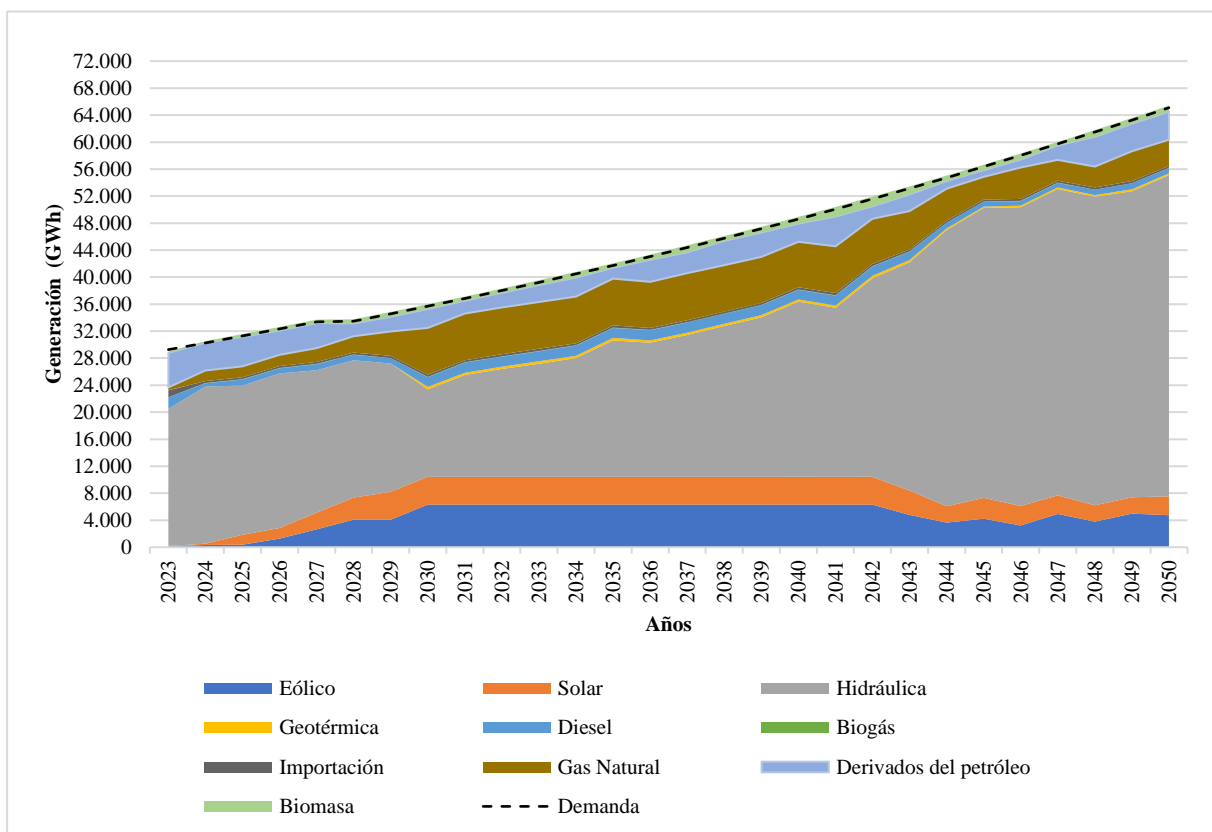


Figura 5.3. Resultados de generación en menor crecimiento de la demanda en el escenario BAU.

Crecimiento de la demanda en escenario medio

En la Figura 5.4 se visualiza el comportamiento de la demanda durante el período 2023-2050, donde se puede observar no logra satisfacer la demanda para el 2023 con una generación neta de 28994.33 GWh y a partir de ese año hasta el 2049 con una generación neta de 75968.21 GWh cumple con éxito la satisfacción de la demanda. Este logro se alcanza mediante la utilización de las centrales existentes y las contempladas en el Plan Maestro de Electricidad (PME), detalladas en la Tabla 4.5. Sin embargo, para el 2050 siendo la generación neta de 76138.65 GWh no logra cubrir la demanda por lo que se tiene energía no suministrada de 2432.45 GWh, esto aplica si consideramos nivel de seguridad de reserva de potencia (20%), pero si se requiere utilizar parte de la reserva para cubrir la energía no suministrada hay la posibilidad de que si en un momento dado alguna central sale de operación ya sea por motivo de mantenimiento, escases de recursos, etc., tengamos energía no suministrada y se corre el riesgo de perder estabilidad del sistema por lo que se tendría que tomar medidas de seguridad como la desconexión de carga.

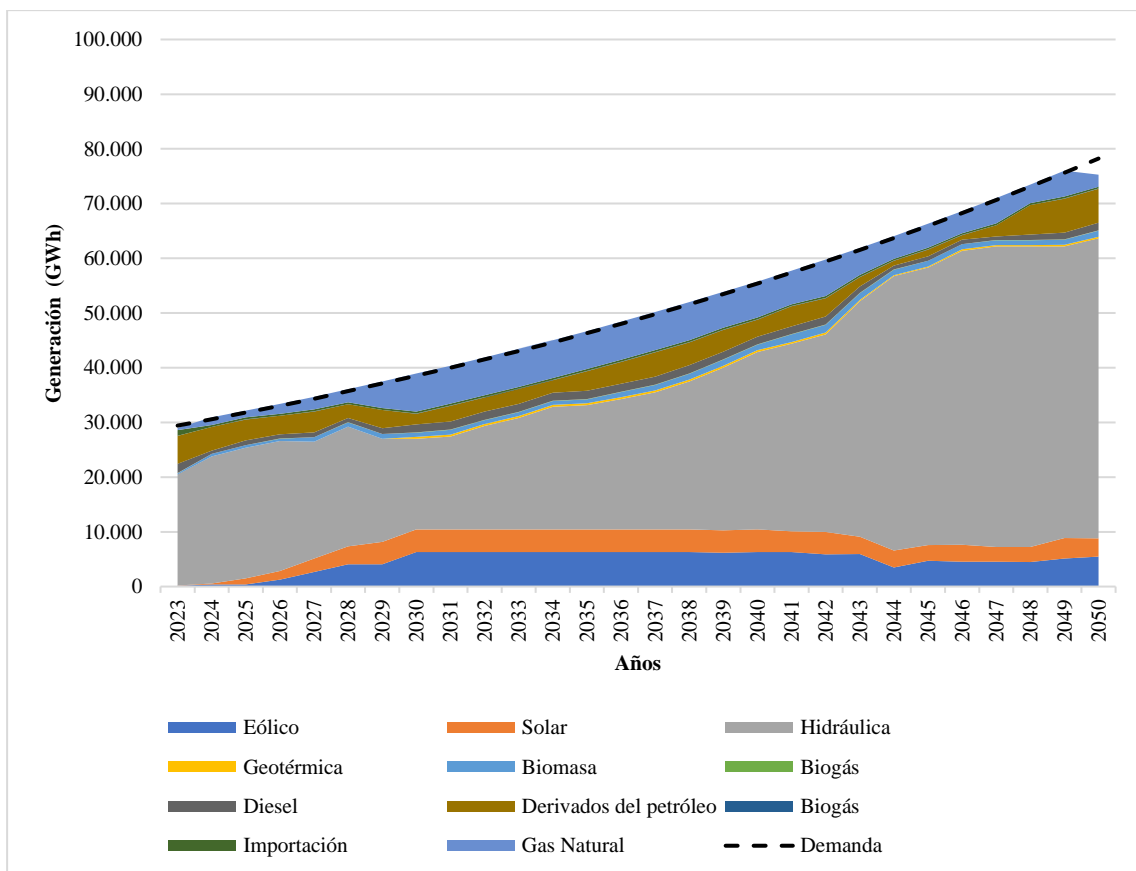


Figura 5.4. Resultados de generación en medio crecimiento de la demanda en el escenario BAU.

Crecimiento de la demanda en escenario mayor

En la Figura 5.5, se muestra el comportamiento de la generación neta en relación con la demanda y la generación bruta considerando un nivel de seguridad de reserva de potencia del 20%. En el año 2023, la generación neta alcanza los 28994.34 GWh, lo que resulta insuficiente para cubrir la demanda, dejando una energía no suministrada de 1479.634 GWh. Esta situación refleja una problemática similar a la experimentada en el año anterior, atribuida principalmente a condiciones de estiaje. Sin embargo, desde el año 2024 hasta el 2044, gracias a la implementación de los proyectos propuestos en el PME, se logra satisfacer la demanda manteniendo un margen de reserva adecuado. Por el contrario, a partir del año 2045 y hasta el 2050, mantener este margen de reserva se vuelve desafiante, resultando en una energía no suministrada considerable: 10,118 GWh, 3.691,532 GWh, 7850,027 GWh, 12263,856 GWh, 13438,168 GWh y 23210,214 GWh, respectivamente. Esta tendencia resalta la necesidad de reevaluar estrategias para garantizar un suministro energético confiable y sostenible a largo plazo, considerando los desafíos cambiantes del entorno.

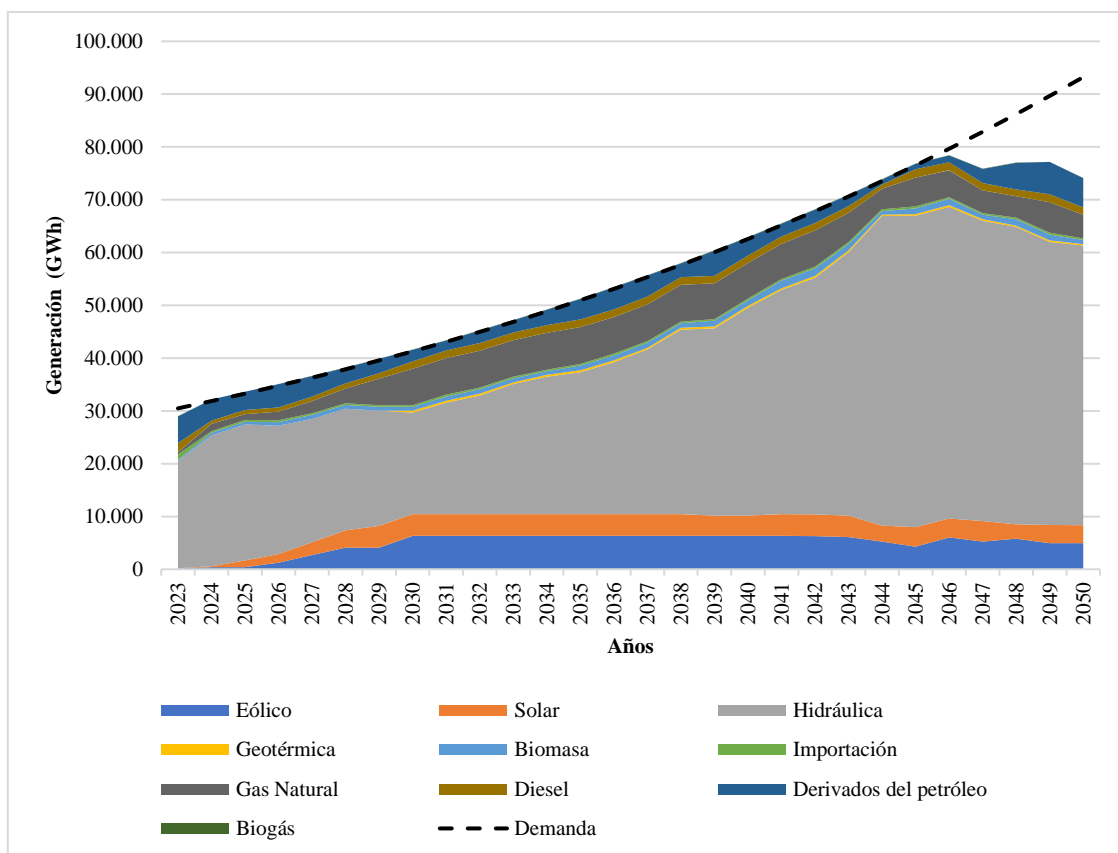


Figura 5.5. Resultados de generación en mayor crecimiento de la demanda en el escenario BAU.

Por otro lado, al examinar la capacidad instalada total durante el período 2023-2050 para el escenario BAU, la Figura 5.6, se puede observar la evolución de la capacidad instalada, que para el año 2027 su capacidad instalada total es de 9551,41 MW. Sin embargo, es importante destacar que a partir de dicho año hasta el 2050, esta capacidad permanece constante, ya que el escenario considerado únicamente incluye los proyectos propuestos en el PME. Esto sugiere una estabilidad en la capacidad instalada a largo plazo, caracterizada por la continuidad de los proyectos delineados en el plan estratégico. La capacidad de generación de energía en Ecuador va en aumento, principalmente impulsada por la hidroelectricidad, que se mantiene como la principal fuente a lo largo del tiempo. Si bien las energías renovables como la eólica y la solar fotovoltaica están creciendo considerablemente, su contribución al total sigue siendo relativamente pequeña. Se observa una diversificación gradual en las fuentes de energía con la incorporación de biogás, biomasa y geotermia, mientras que el gas natural y los combustibles fósiles como residuo con fuel oil se mantienen constantes.

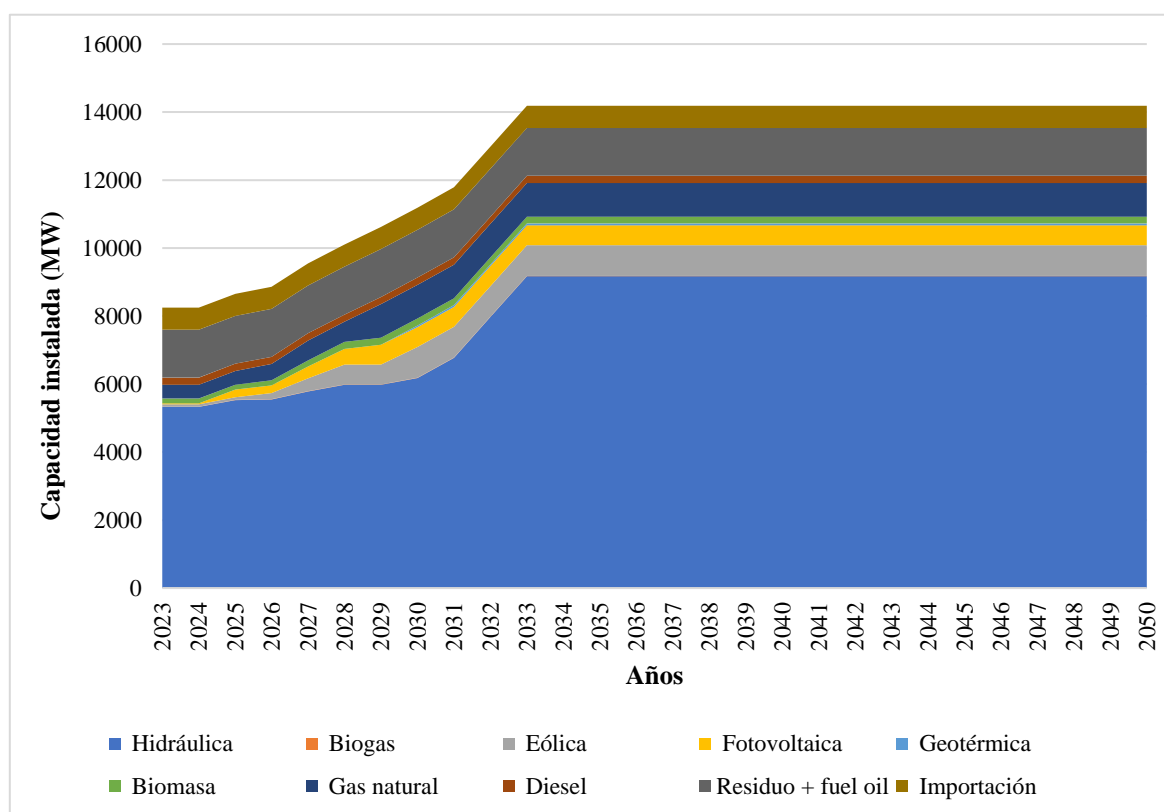


Figura 5.6. Capacidad de potencia instalada total para el escenario BAU.

5.3. RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL ESCENARIO ERV-TARGET

Después de llevar a cabo el escenario BAU, en el cual todo permanece inalterado y no se implementan cambios con respecto a lo propuesto en el Plan Maestro de Electricidad (PME), se procede a realizar el escenario ERV-Target. En este nuevo enfoque, se plantea que para el año 2050, la generación de Energías Renovables Variables (ERV), específicamente eólica y fotovoltaica, alcance el 25%. Esto se plantea a partir del 2033 porque hasta este año es donde se ejecutarán los nuevos proyectos del PME. En la Tabla 5.2 se presenta la lista de las centrales a ingresar a partir del 2032.

Tabla 5.2. Proyectos de generación a partir de ERV [45].

Ítem	Tecnología	Central	Potencia nominal (MW)	Año de operación
1	Fotovoltaica	ERV Imbabura	630	2032
2	Fotovoltaica	ERV Cotopaxi	536	2032
3	Fotovoltaica	ERV Chimborazo	167	2032
4	Fotovoltaica	ERV Pichincha	248	2032
5	Eólica	ERV Imbabura	200	2032

Crecimiento de la demanda en escenario menor

En la Figura 5.7 se evidencia comportamiento de la generación con respecto a la demanda en un escenario de baja demanda. Como ya se mencionó antes, que hasta el 2027 se consideran los proyectos de generación propuestos en el PME para satisfacer la demanda respetando el nivel de seguridad del margen de reserva del 20%. Sin embargo, para este escenario se considera la penetración de ERV a partir del año 2032 y está para el año 2050 llegue a un 25%. Con este criterio se puede evidenciar que la oferta cubre a la demanda, pero esto se logró a través de la introducción de dos centrales fotovoltaicas y una central eólica cada una con una capacidad de 1166 MW, 415 MW y 200MW.

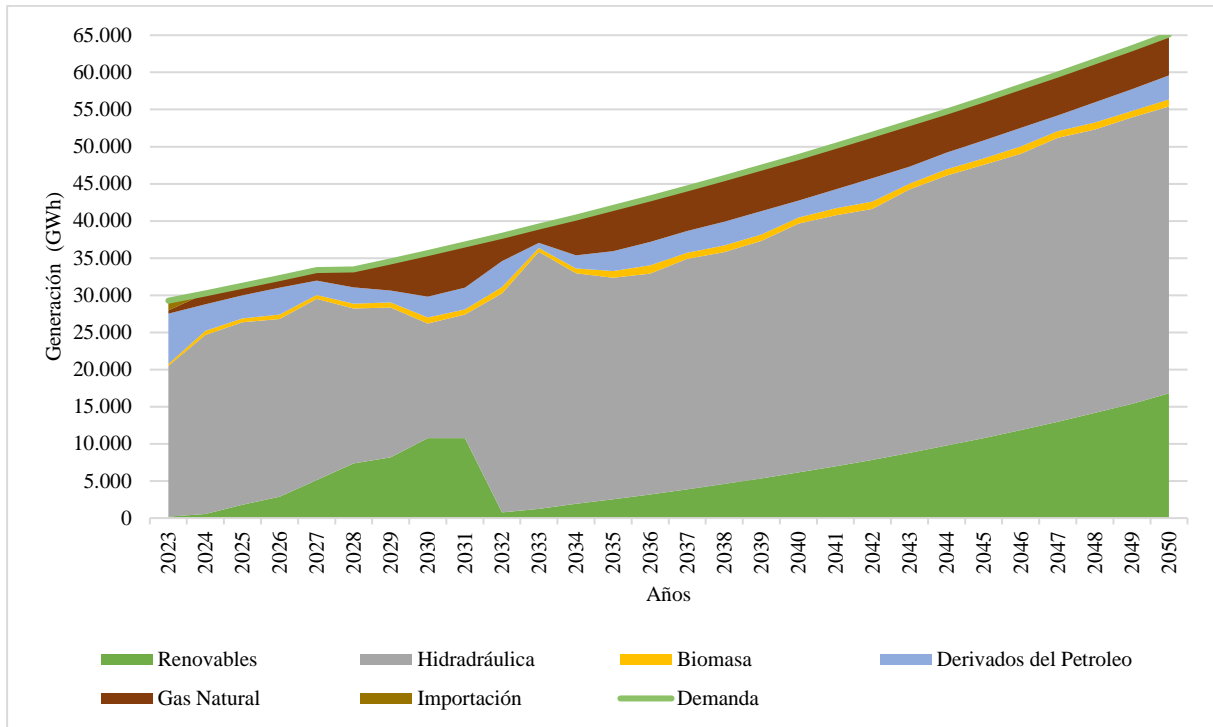


Figura 5.7. Resultados de generación en menor crecimiento de la demanda en el escenario ERV Target.

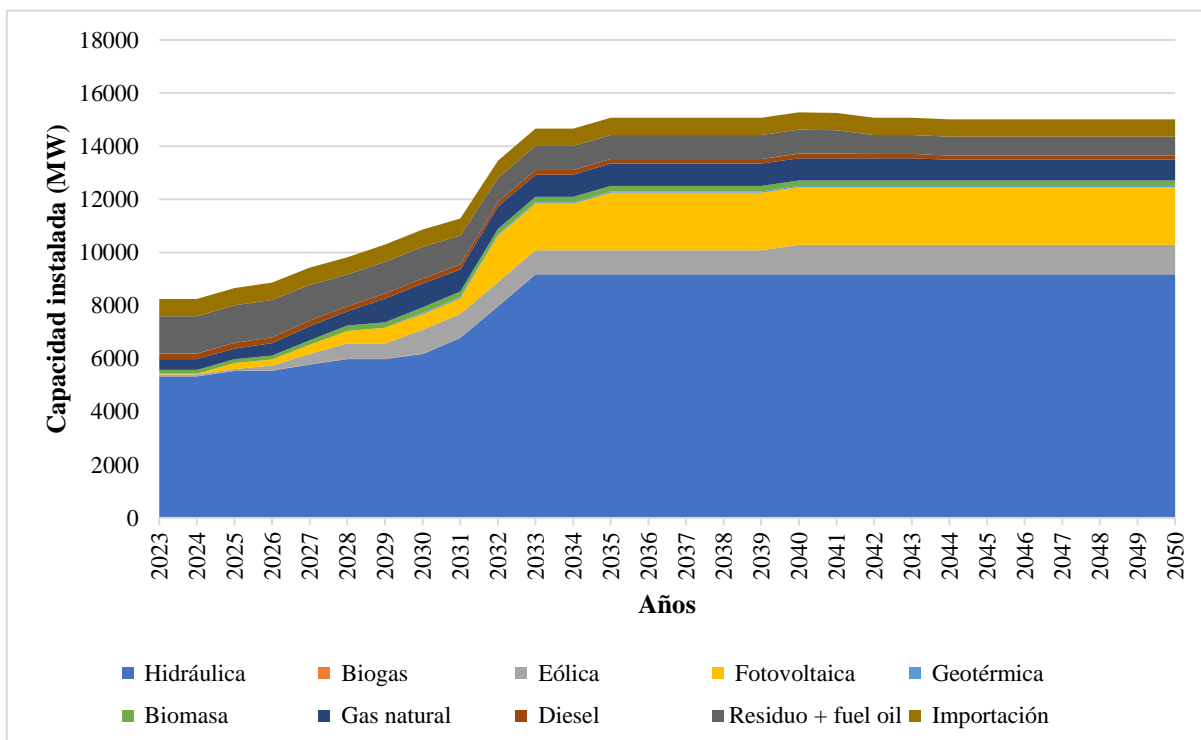


Figura 5.8. Resultados de capacidad instalada en menor crecimiento de la demanda en el escenario ERV Target.

Al analizar la capacidad instalada total para el escenario ERV Target durante el período 2023-2050, tal como se presenta en la Figura 5.8, se observa una evolución significativa. En particular, para el año 2027, la capacidad instalada total alcanza los 9427.41 MW. Sin embargo, es importante señalar que, a partir del año 2042, se registra una disminución en la capacidad instalada, a pesar de que previamente se habían puesto en funcionamiento las centrales candidatas de ERV. Para una mejor comprensión de este fenómeno, se proporciona un desglose detallado en la Tabla 5.3, donde se identifican las centrales de generación salientes debido al cumplimiento de su vida útil, las cuales serán reemplazadas por las centrales de ERV mencionadas anteriormente. Este análisis detallado permite visualizar claramente los cambios en la infraestructura energética a lo largo del tiempo, destacando la transición hacia fuentes de energía renovable como parte de las estrategias de planificación a largo plazo.

Tabla 5.3. Centrales de generación retiradas

Ítem	Central	Potencia Nominal (MW)	Año de Salida
1	Gonzalo Zevallos	140,00	2028
2	Guangopolo	20,92	2028
3	Isla Puná	2,58	2042
4	Jivino I	5,40	2042
5	Jivino II	10,00	2042
6	Macas Provisional II	4,00	2044
7	Machala Gas	130,60	2032
8	Manta II	18,60	2041
9	Gualberto Hernández	31,20	2032
10	Catamayo	17,17	2032
11	Victoria	102,00	2031

Crecimiento de la demanda en escenario medio

En la Figura 5.9 se evidencia comportamiento de la generación con respecto a la demanda en un escenario de media demanda. Como ya se mencionó antes, que hasta el 2027 se consideran los proyectos de generación propuestos en el PME para satisfacer la demanda respetando el nivel de seguridad del margen de reserva del 20%. Sin embargo, para este escenario se considera la penetración de ERV a partir del año 2032 y está para el año 2050 llegue a un 25%. Con este criterio se puede evidenciar que la oferta cubre a la demanda, pero esto se logró a través de la introducción de dos centrales fotovoltaicas y una central eólica cada una con una capacidad de 1166 MW entra en operación el 2032, 415 MW entra en operación en 2035 y 200MW entra en operación en 2040 para de esa manera satisfacer la demanda.

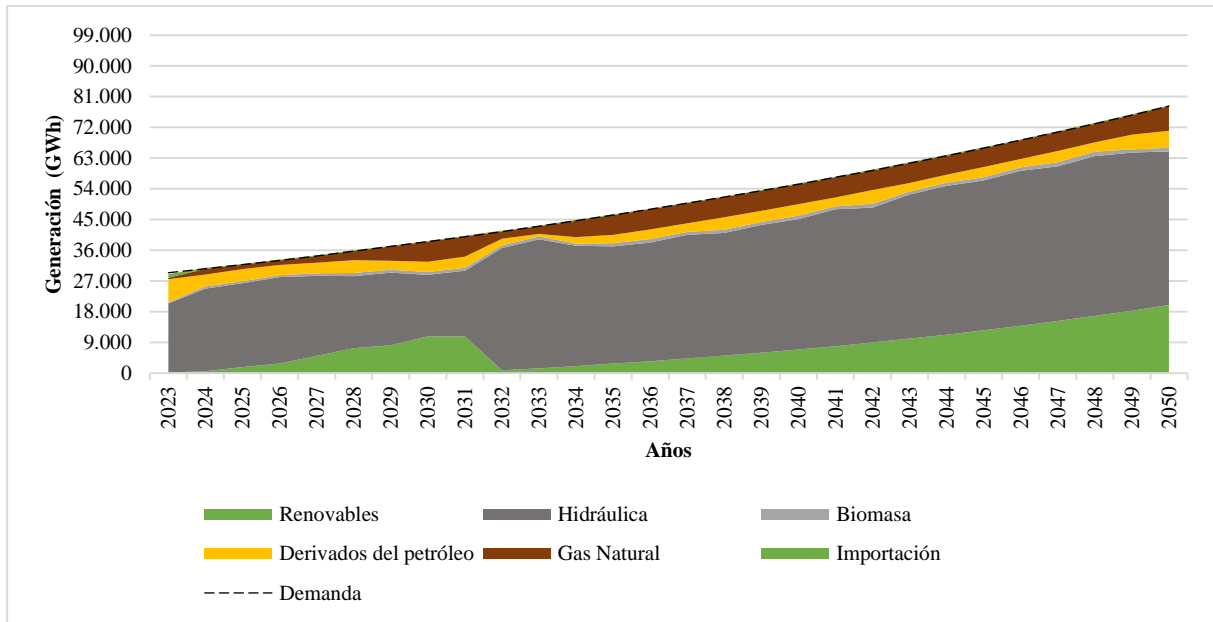


Figura 5.9. Resultados de generación en medio crecimiento de la demanda en el escenario ERV Target.

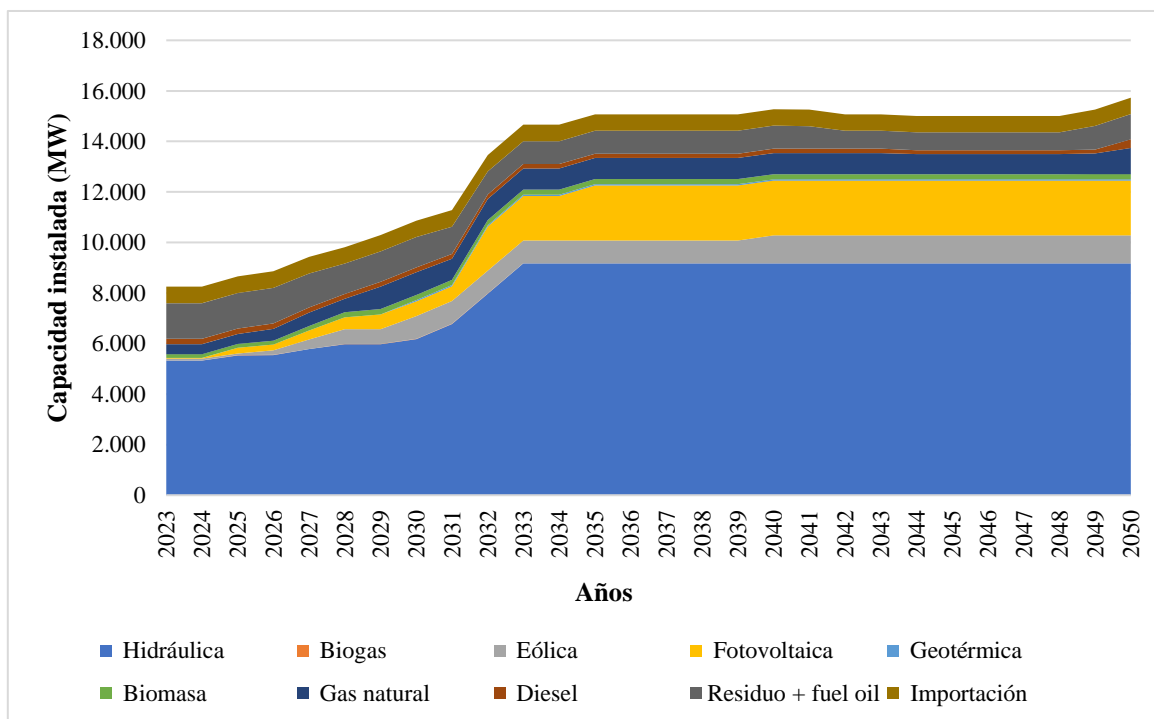


Figura 5.10. Capacidad de potencia instalada total en medio crecimiento de la demanda en el escenario ERV Target.

Al analizar la capacidad instalada total para el escenario ERV Target con demanda media durante el período 2023-2050, tal como se presenta en la Figura 5.10, se observa una evolución significativa. En particular, para el año 2027, la capacidad instalada total alcanza los 9427.41

MW. Sin embargo, es importante señalar que, a partir del año 2040, se registra un incremento de la capacidad instalada esto debido a que la centra ERV II de tecnología fotovoltaica entra en operación, pero también se puede evidenciar que a partir del 2041 la capacidad instalada disminuye y esto es debido a que existe centrales salientes lo cual se presentan en la Tabla 5.3.

Crecimiento de la demanda en escenario mayor

En la Figura 5.11 se evidencia comportamiento de la generación con respecto a la demanda en un escenario de alta demanda. Como ya se mencionó antes, que hasta el 2027 se consideran los proyectos de generación propuestos en el PME para satisfacer la demanda respetando el nivel de seguridad del margen de reserva del 20% pero también se puede evidenciar que para el 2023 se tiene energía no suministrada. Con este criterio se puede evidenciar que la oferta cubre a la demanda, pero esto se logró a través de la introducción de dos centrales fotovoltaicas y una central eólica cada una con una capacidad de 1166 MW entra en operación el 2033, 415 MW entra en operación en 2036 y 200MW entra en operación en 2040 para de esa manera satisfacer la demanda.

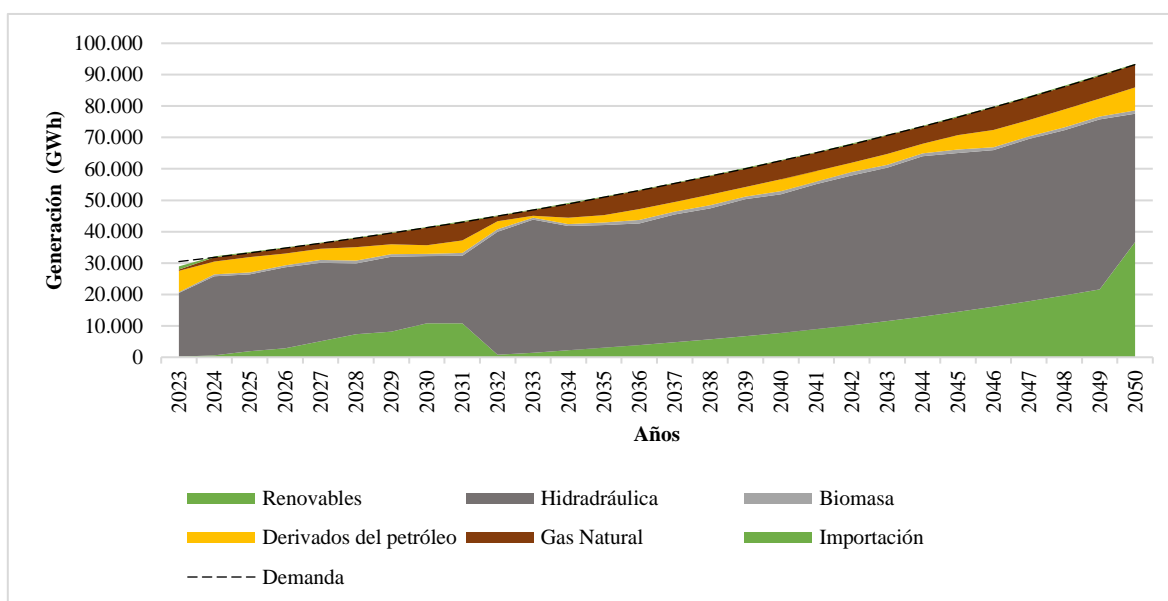


Figura 5.11. Resultados de generación en mayor crecimiento de la demanda en el escenario ERV Target.

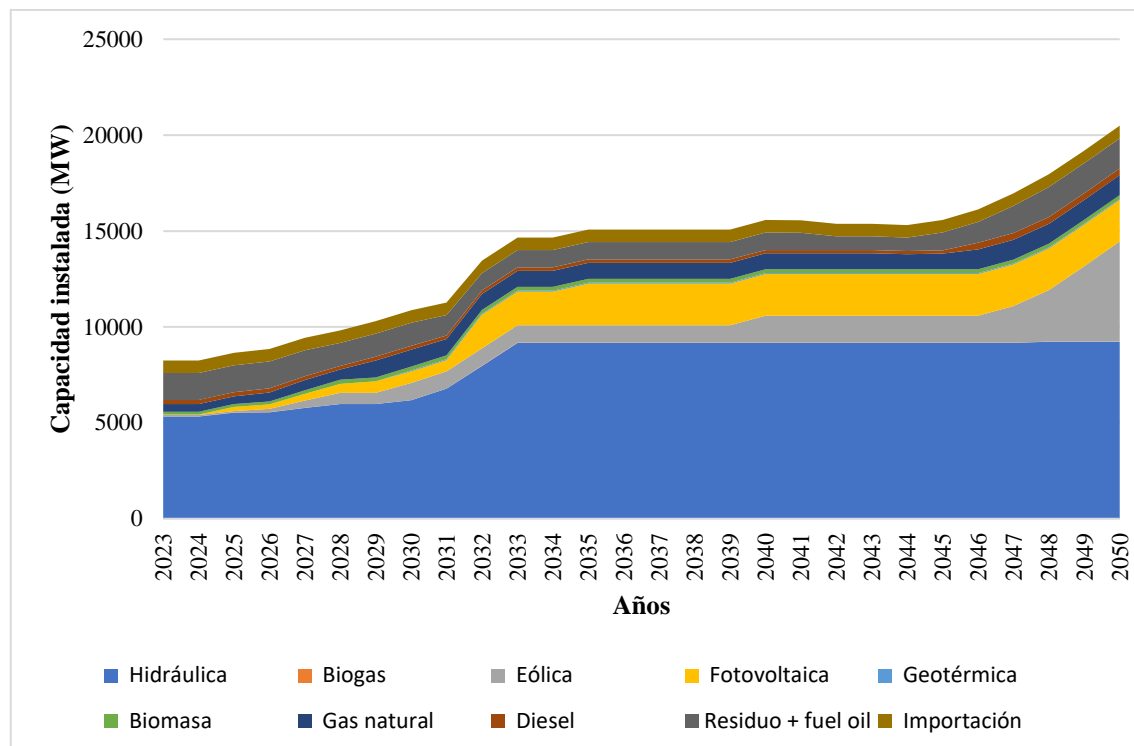


Figura 5.12. Capacidad de potencia instalada total en mayor crecimiento de la demanda en el escenario ERV Target.

Al analizar la capacidad instalada total para el escenario ERV Target con demanda alta durante el período 2023-2050, tal como se presenta en la Figura 5.12, se observa una evolución significativa. En particular, para el año 2027, la capacidad instalada total alcanza los 9427.41 MW. Sin embargo, es importante señalar que, a partir del año 2032, se registra un incremento de la capacidad instalada esto debido a que la central ERV en el 2032 de tecnología fotovoltaica entra en operación con una potencia nominal de 1166 MW, para el 2036 entra en operación la central ERV II con una capacidad de 415 MW y en 2040 ingresar la central ERV de tecnología eólica con una capacidad de 220 MW, pero también se puede evidenciar para poder cubrir la demanda la capacidad debe seguir incrementando y esto se logra volviendo a considerar las centrales que se encontraban apagadas.

Como se puede observar en la Tabla 5.4 se estima las proyecciones de capacidad de los recursos renovables para el año 2050 en un escenario de crecimiento de la demanda en escenario mayor, ya que es donde se proyecta una mayor demanda. Para el recurso solar se estima que el potencial máximo es de 15 000 MW, de esta forma la capacidad proyectada de 2168.76 MW es técnicamente factible para el Ecuador. Por otro lado, el potencial Eólico es de 884 MW y la capacidad que se espera tener al incorporar todas las centrales es de 772.15 MW, lo cual indica

que también es factible y por último el potencial económicamente factible con el recurso hidráulico es de 22000 MW lo cual, más del 24 % ya es aprovechado, sin embargo, la capacidad que se estima en la proyección es de 9228.65 MW lo cual aún está en el rango de capacidad aprovechable.

Tabla 5.4. Límites de potencial [5], [54]

Recurso	Potencial Anual	Año	Capacidad Anual	Utilización %
Solar	15.000 MW	2023	2168,76 MW	15
Eólica	884 MW	2020	772,15 MW	87
Hidráulica	22000 MW	2019	9228,65 MW	42

5.4. ESCENARIO ERV MÁS ALMACENAMIENTO

En este escenario se presentan los resultados de la penetración masiva de energía renovable variable, como la eólica y solar, en el sistema de generación eléctrica, junto con la implementación de tecnología de almacenamiento. Se propone para este estudio la adopción del almacenamiento estacional de hidrógeno geológico, que ofrece una serie de beneficios significativos para la integración exitosa de energías renovables en el sistema eléctrico ecuatoriano. Cabe mencionar que, para este análisis al tener diversas tecnologías de generación y la implementación de almacenamiento, los resultados de generación para cada hora del año representan la suma total de la energía generada durante esa hora a lo largo de todo el año

Crecimiento de la demanda en escenario menor

La Figura 5.13 ofrece una visión detallada de la distribución de la generación eléctrica en el año 2050, teniendo en cuenta diversas tecnologías de generación y la implementación de almacenamiento, los resultados de generación para cada hora del año representan la suma total de la energía generada durante esa hora a lo largo de todo el año. La segmentación en estaciones seco y húmedo permite discernir las variaciones estacionales en la generación de energía y la demanda eléctrica. En la hora 1 de la estación húmedo en hidráulica, se observa una generación de 982.54611 GWh. Este valor indica la contribución significativa de la generación hidráulica en el suministro de energía durante esa hora específica.

Asimismo, se puede observar que en la hora 1 de la tecnología de Gas Natural, se genera una cantidad de 6.1 GWh. Aunque esta cantidad es menor en comparación con la hidráulica, refleja la contribución constante de esta tecnología en el suministro de energía durante todas las horas del día. En cuanto a la tecnología de almacenamiento, se observa una capacidad instalada

negativa en varias horas del día, lo que sugiere su papel en la absorción del exceso de energía durante períodos de baja demanda y su liberación cuando la demanda aumenta. Por ejemplo, en la hora 1 de la estación húmedo en almacenamiento, se registra una generación de -792.2 GWh, lo que indica que se está absorbiendo energía durante esa hora. Además, se observa una contribución significativa de tecnologías renovables como la eólica y la fotovoltaica, con generaciones específicas registradas en cada hora del día. Por ejemplo, en la hora 1 de la estación húmedo en la tecnología Eólica, se genera una cantidad de 401.0 GWh, lo que destaca la importancia de esta tecnología en la matriz energética.

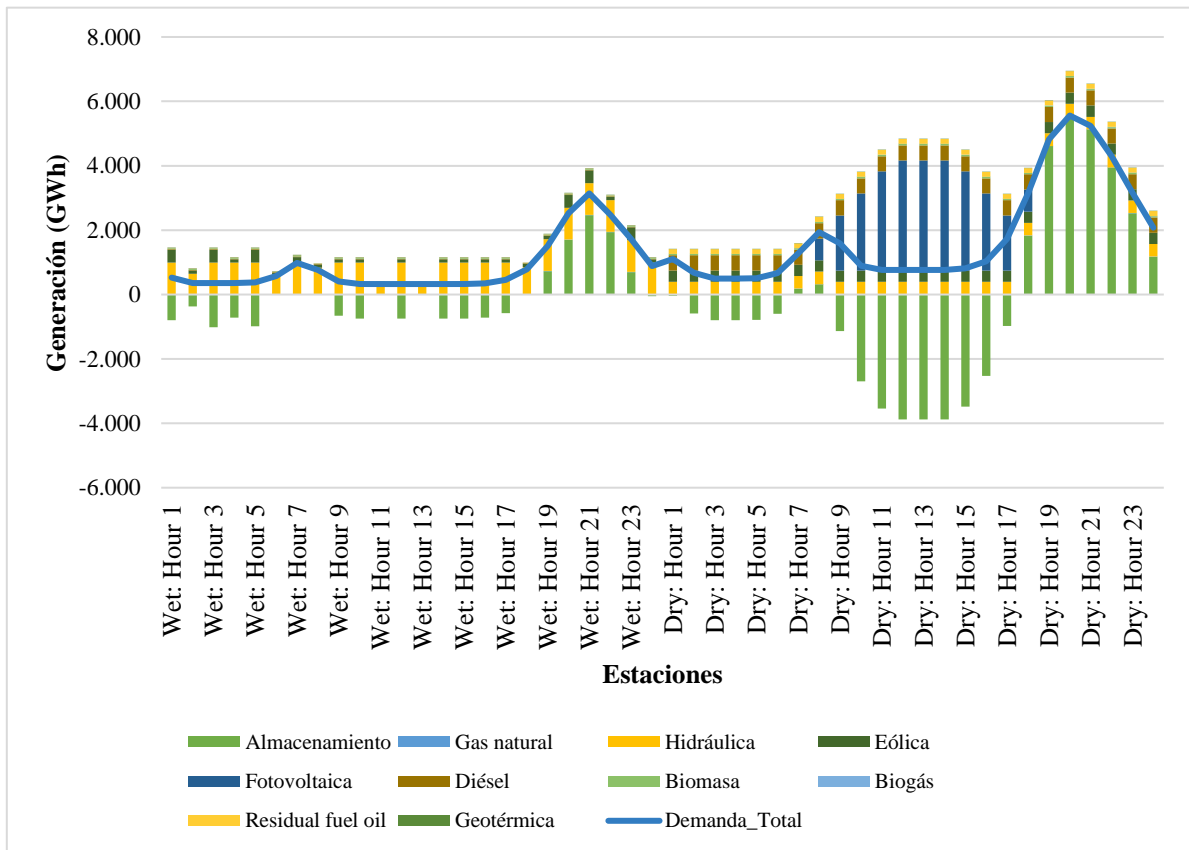


Figura 5.13. Generación del escenario de ERV más almacenamiento en 2050 en menor crecimiento de la demanda en el escenario ERV Target.

En la Figura 5.14 se muestra los resultados de la capacidad instalada por tipo de tecnología, donde se puede visualizar el crecimiento gradual a diferencia de los anteriores escenarios, sin embargo, para el año 2023 se tiene una capacidad de 8249.6 MW y a partir de este año comienza a crecer gradualmente las capacidades para poder suplir con la demanda.

El dominio inicial de la energía hidráulica en 2023, con una capacidad instalada de 5152.3 GWh, lo que refleja una dependencia significativa de las fuentes de energía convencionales en el inicio del período analizado. Sin embargo, a medida que avanza el tiempo, se observa un crecimiento exponencial en la capacidad instalada de energías renovables, especialmente en la energía eólica y fotovoltaica. Por ejemplo, la capacidad instalada de energía eólica aumenta de 71.1 GWh en 2023 a 1.101,2 GWh en 2050, mientras que la capacidad instalada de energía fotovoltaica crece de 28.2 GWh en 2023 a 2.089.5 GWh en 2050. Este incremento sugiere una transición gradual hacia un sistema energético más sostenible y diversificado. Aunque la capacidad de gas natural se mantiene relativamente estable durante el período analizado, con una capacidad instalada de alrededor de 791 a 788 GWh, su papel como fuente de energía complementaria y de respaldo sigue siendo importante en la matriz energética. Además, se observa un crecimiento moderado en las tecnologías de almacenamiento, con una capacidad instalada que va desde los 18.5 GWh en 2024 hasta los 500,0 GWh en 2050. Este aumento refleja el reconocimiento gradual de la importancia de las tecnologías de almacenamiento para garantizar la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico, especialmente en el contexto de la creciente integración de energías renovables intermitentes.

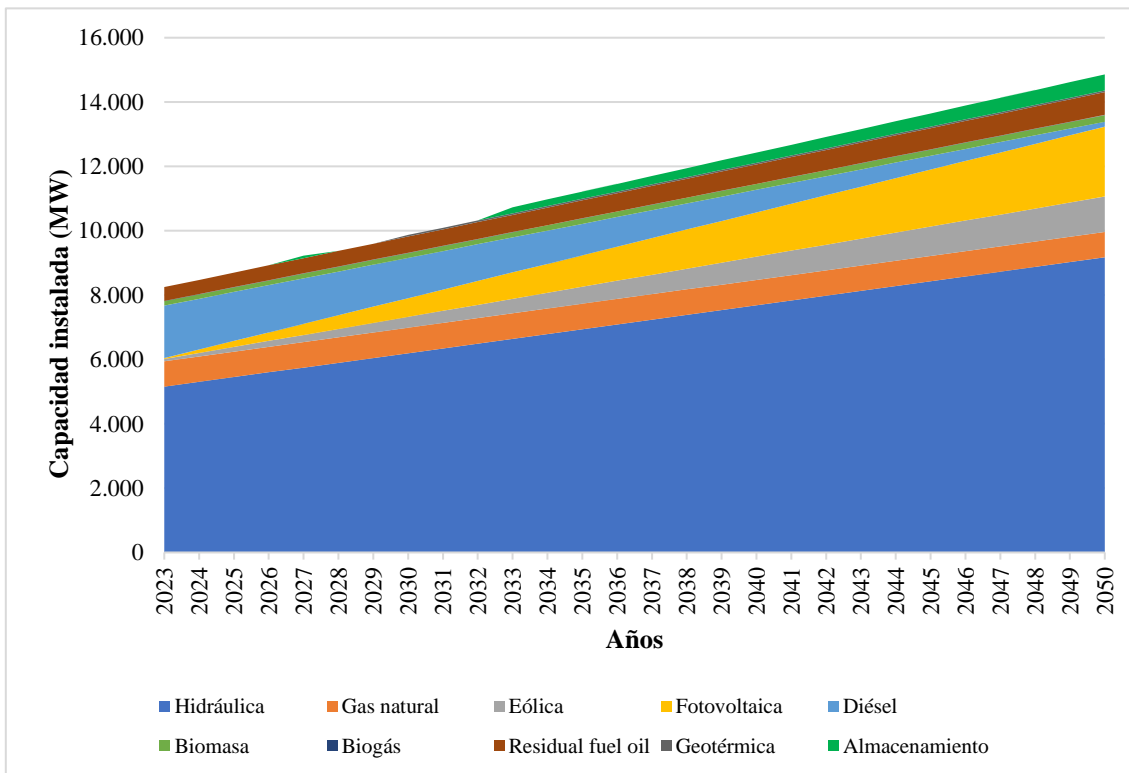


Figura 5.14. Capacidad de potencia instalada total en menor crecimiento de la demanda en el escenario ERV Target.

Crecimiento de la demanda en escenario medio

Como se muestra en la Figura 5.15 durante las horas de alta humedad, la generación de energía hidráulica alcanza niveles significativamente altos, superando los 900 GWh en varias horas, con un pico máximo de 982.5 GWh en la primera hora. Esta abundancia de energía hidroeléctrica indica condiciones climáticas favorables para la generación, aprovechando la disponibilidad de agua. Sin embargo, durante las horas de sequía, la generación hidráulica disminuye notablemente, llegando a mínimos de alrededor de 300 GWh en algunas horas, resaltando la sensibilidad de esta fuente a la disponibilidad de agua.

Por otro lado, la generación eólica muestra una variabilidad interesante, con picos y valles a lo largo del día. Durante las horas de alta humedad, la generación eólica tiende a ser más alta, oscilando entre 140 GWh y más de 700 GWh, lo que sugiere condiciones favorables para esta fuente de energía. Mientras tanto, la generación fotovoltaica aumenta gradualmente durante las horas de sequía, partiendo desde cero durante las horas de alta humedad, lo que refleja la dependencia de la luz solar para su funcionamiento. Las tecnologías de biomasa, biogás y geotérmica muestran una generación relativamente constante a lo largo del día, con fluctuaciones menores en comparación con las fuentes de energía mencionadas anteriormente. Esto sugiere que estas tecnologías pueden proporcionar una base estable para la generación de energía, complementando las fluctuaciones de las fuentes intermitentes.

En cuanto a la demanda total de energía, se observa un patrón claro de aumento durante las horas de sequía, alcanzando su punto máximo alrededor de las 19 y 20 horas, con más de 5.7 GWh de demanda. Este aumento sugiere una mayor necesidad de energía durante las horas de mayor actividad y consumo. Finalmente, el análisis del almacenamiento revela su papel crucial en equilibrar la oferta y la demanda de energía. Durante las horas de alta humedad, el almacenamiento tiende a disminuir, indicando la carga de energía para su uso posterior. En contraste, durante las horas de sequía, el almacenamiento acumula energía para satisfacer la demanda en momentos de menor generación. Esto resalta la importancia del almacenamiento en la gestión eficiente de la energía y la integración de fuentes intermitentes en la red eléctrica.

La Figura 5.16 indica la capacidad proyectada del 2023 al 2050 en lo cual, la generación de energía hidroeléctrica ha experimentado un crecimiento constante a lo largo de los años, pasando de 5152.3 MW en 2023 a 9174.1 MW en 2050. Este aumento en la capacidad de generación hidroeléctrica muestra una fuerte inversión en infraestructura y una confianza en

esta fuente de energía como pilar fundamental para satisfacer la demanda energética del país. La capacidad de generación de gas natural también ha aumentado gradualmente, aunque a un ritmo más moderado en comparación con la hidroeléctrica, alcanzando un total de 1040 MW en 2050. Este incremento puede reflejar una estrategia de diversificación de la matriz energética, aprovechando los recursos naturales disponibles en el país.

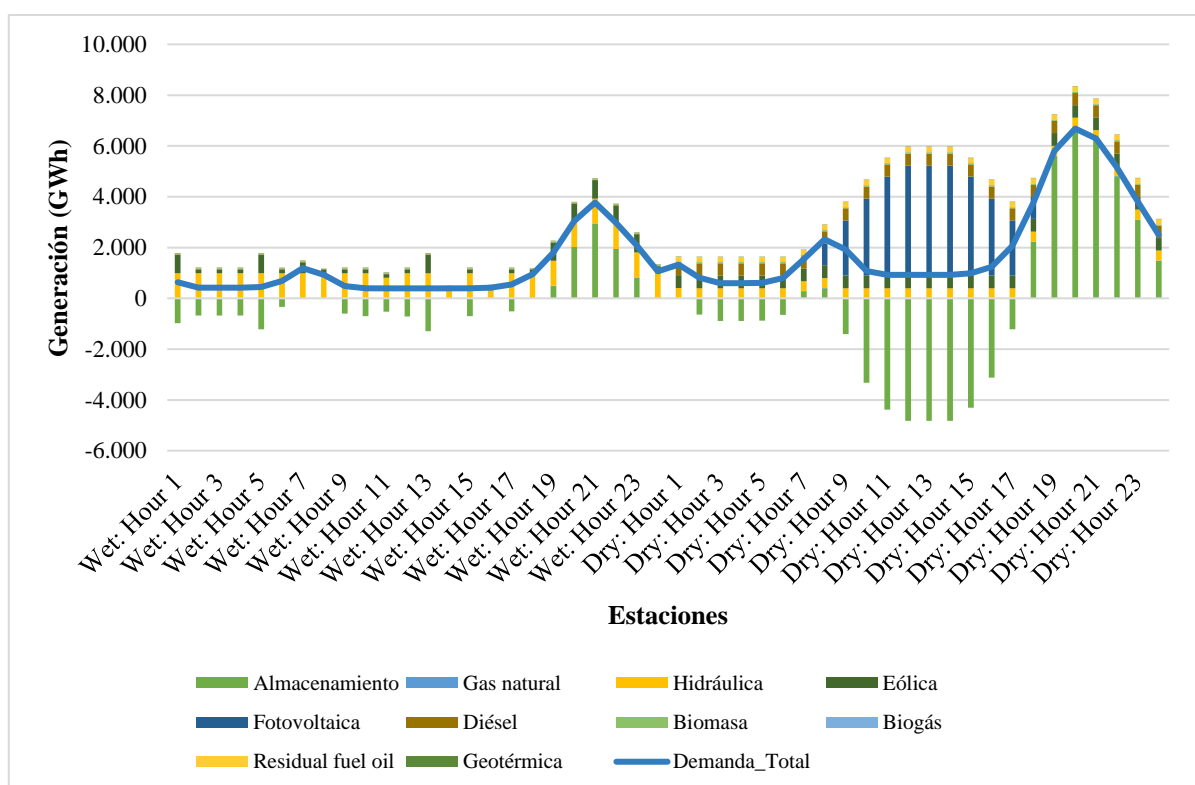


Figura 5.15. Generación del escenario de ERV más almacenamiento en 2050 en medio crecimiento de la demanda.

La generación de energía eólica y fotovoltaica ha experimentado un crecimiento significativo a lo largo de los años, lo que refleja la creciente importancia de las energías renovables en la combinación energética de Ecuador. La generación eólica ha pasado de 71.1 MW en 2023 a 1101.2 MW en 2050, mientras que la generación fotovoltaica ha aumentado de 28.2 MW a 2168.8 MW en el mismo período. Estos incrementos resaltan el potencial de Ecuador para aprovechar la energía del viento y el sol como fuentes limpias y sostenibles.

Por otro lado, la capacidad de generación de energía a partir de Diesel y combustibles residuales ha mostrado una tendencia a la baja a lo largo de los años. Esto puede indicar un movimiento hacia fuentes de energía más limpias y renovables, así como esfuerzos por reducir la dependencia de los combustibles fósiles. En cuanto al almacenamiento de energía, se ha

observado un aumento gradual en la capacidad a lo largo de los años, pasando de 18.5 MW en 2024 a 500 MW en 2050. Esta capacidad adicional de almacenamiento es crucial para gestionar la intermitencia de las fuentes de energía renovable y garantizar un suministro estable y confiable de electricidad.

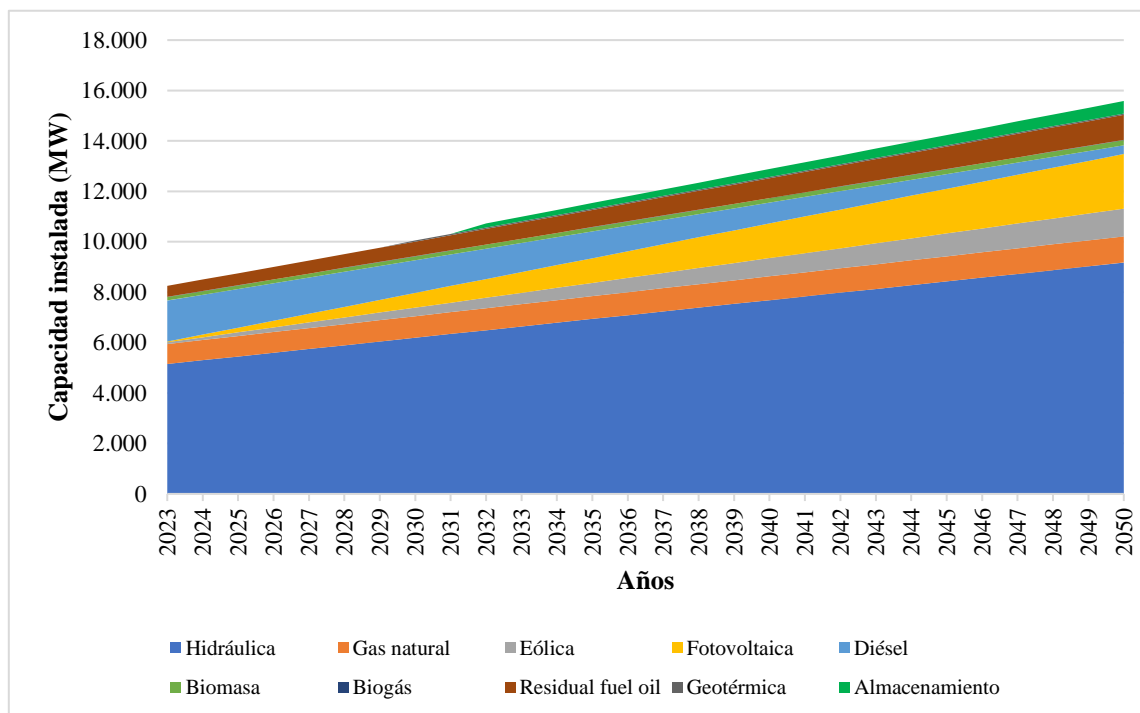


Figura 5.16. Capacidad de potencia instalada total en medio crecimiento de la demanda en el escenario ERV Target.

Crecimiento de la demanda en escenario mayor

En la Figura 5.17 se muestra la generación eléctrica (GWh) en las estaciones de húmedo y seco respectivamente, la generación hidroeléctrica muestra una capacidad sólida entre 391.3 y 988.4 GWh durante los períodos de alta demanda y condiciones húmedas en 2050. Esto destaca la habilidad de la energía hidráulica para escalar su producción en respuesta a mayores necesidades de electricidad cuando se tiene disponible un alto caudal de agua. Por su parte, la energía eólica exhibe una capacidad variable de entre 207.7 y 1,038.6 GWh, determinada por los cambios en la velocidad del viento. Esto subraya el carácter intermitente de esta fuente renovable.

En contraste, la generación solar fotovoltaica presenta un rango muy amplio de 99.8 a 5058.3 GWh, directamente proporcional a la radiación solar incidente. Esto resalta el potencial de la energía solar, pero también su dependencia de condiciones atmosféricas cambiantes.

Finalmente, es claro que se requerirán entre -5674.4 y 7907.5 GWh de almacenamiento de energía para mitigar la variabilidad de la generación renovable y así garantizar el suministro eléctrico durante los picos de demanda previstos.

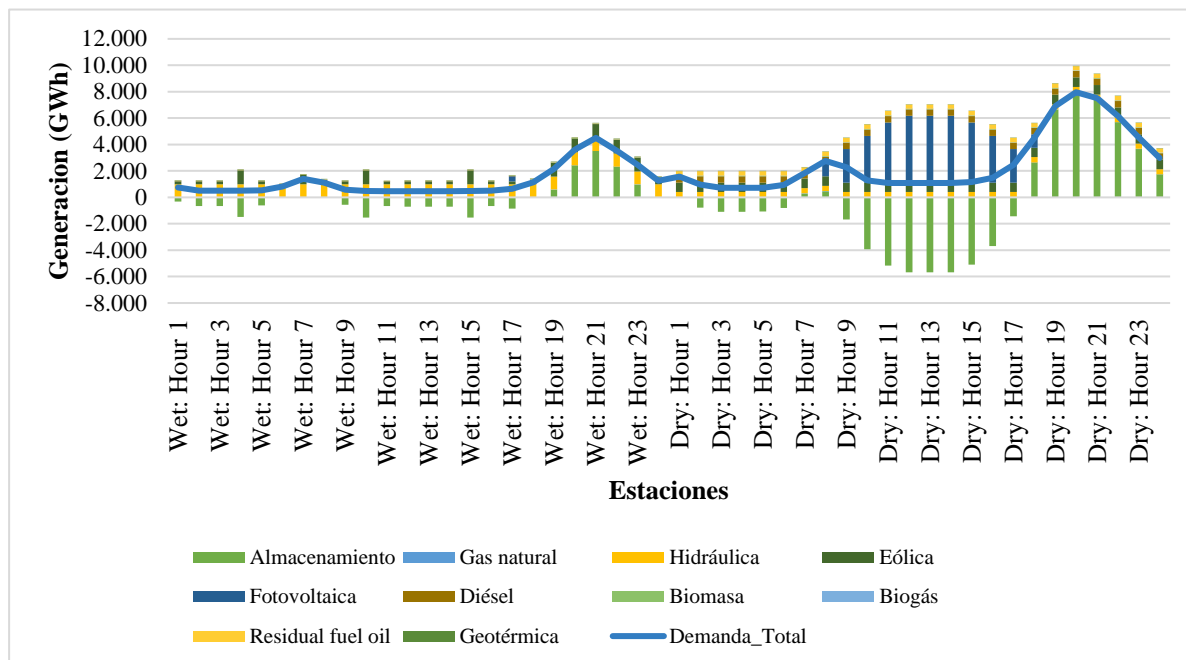


Figura 5.17. Generación del escenario de ERV más almacenamiento en 2050 en mayor crecimiento de la demanda en escenario de ERV más almacenamiento.

En la Figura 5.18 se puede observar la capacidad proyectada, la energía hidroeléctrica sigue siendo una de las principales fuentes de energía, con una capacidad proyectada que aumenta de manera constante, pasando de 5152,3 GW en 2023 a 9.228,7 GW en 2050. Esto demuestra la confianza continua en el potencial de las centrales hidroeléctricas para proporcionar una base sólida de generación de energía. Por otro lado, la capacidad proyectada de energía eólica y fotovoltaica muestra un crecimiento significativo a lo largo de los años. La capacidad eólica aumenta de 71,1 GW en 2023 a 5226,7 GW en 2050, mientras que la capacidad fotovoltaica pasa de 28,2 GW en 2023 a 2089,5 GW en 2050. Estos incrementos reflejan la creciente confianza en la capacidad de estas tecnologías para generar energía limpia y renovable. de manera constante.

El almacenamiento desempeña un papel fundamental en este escenario, con una capacidad proyectada en constante crecimiento. Se espera que esta capacidad comience a desarrollarse a partir de 2033 con una capacidad instalada de 500 MW hasta el año 2050.

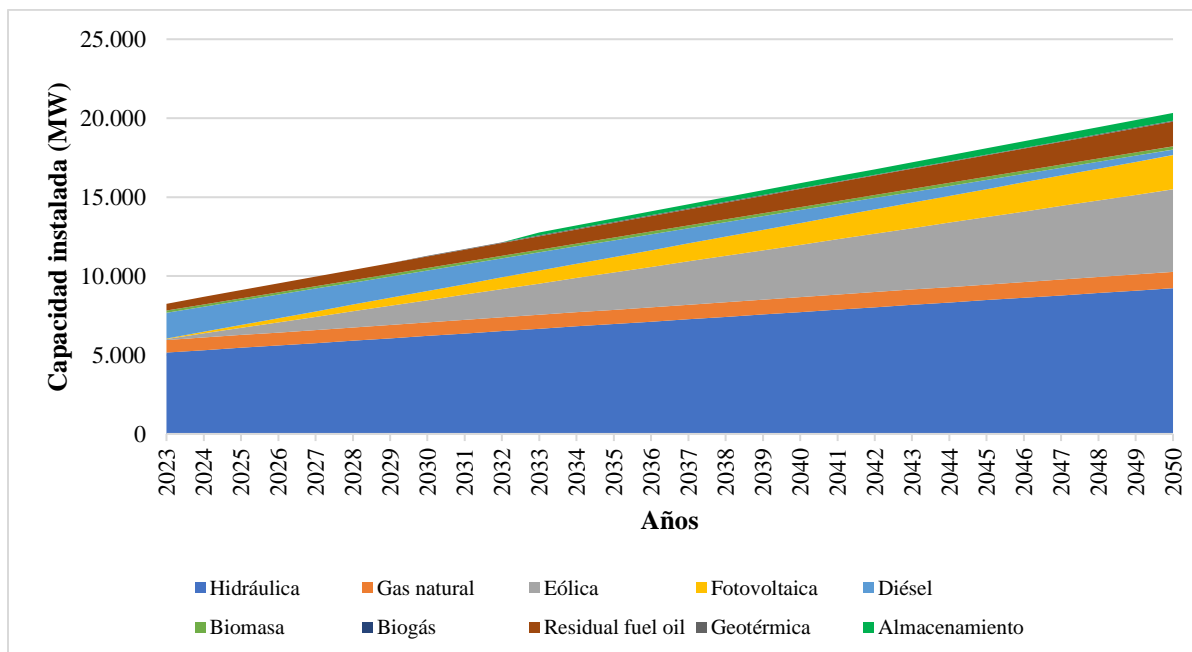


Figura 5.18. Capacidad de potencia instalada total en mayor crecimiento de la demanda escenario de ERV más almacenamiento.

5.5. RESULTADOS OBTENIDOS PARA LA EVALUACIÓN DE FLEXIBILIDAD

El sistema eléctrico ecuatoriano se caracteriza por una gran capacidad instalada de energía hidroeléctrica (más del 70% de la capacidad total) de esta manera la potencia nominal para el 2022 a nivel nacional fue 8864,37 MW; de los cuales, 5425,72MW corresponden a centrales con fuentes de energía renovable y 3438,65MW a centrales con fuentes de energía no renovable. Las fuentes de energía renovable que aprovechó el país para la generación de electricidad en 2022 fueron: hidráulica, biomasa, fotovoltaica, eólica y biogás. En esta sección, se exhiben los resultados de los indicadores utilizados para evaluar la flexibilidad del sistema eléctrico ecuatoriano. De esta manera realizando la planificación de la generación con los resultados obtenidos se procede a calcular los índices de flexibilidad para identificar si existe problemas de flexibilidad y esto se lo realiza para cada año y para cada escenario. Para una mejor visualización de los resultados para cada año y para cada escenario dirigirse al ANEXO C.

5.5.1. Escenario de BAU

En este apartado se presenta la cantidad de energía no suministrada y el vertimiento de ERV durante el período 2023-2050 para el escenario de mayor crecimiento de la demanda. En este sentido se puede observar que para este escenario no existe vertiente de ERV. Por otro lado,

en el año 2023, 2046, 2047, 2048, 2049 y 2050 se registra una cantidad significativa de energía no suministrada, como se puede apreciar en la Figura 5.19 para una mejor visualización. En estos dos años, la energía no suministrada alcanza los 1479,63 GWh, 2619,64 GWh, 5946, 44 GWh, 9477, 50 GWh, 10416,95 GWh y 18234,59 GWh, lo que implica que no hay vertimiento de ERV. Además, como se puede observar en la Tabla 5.5 desde el 2040 al 2050 la reserva de capacidad está por debajo del 100%. Dicho lo anterior se concluye que el sistema es inflexible para el 2040, 2041, 2042, 2043, 20244, 2045, 2046, 2047, 2048, 2049 y 2050.

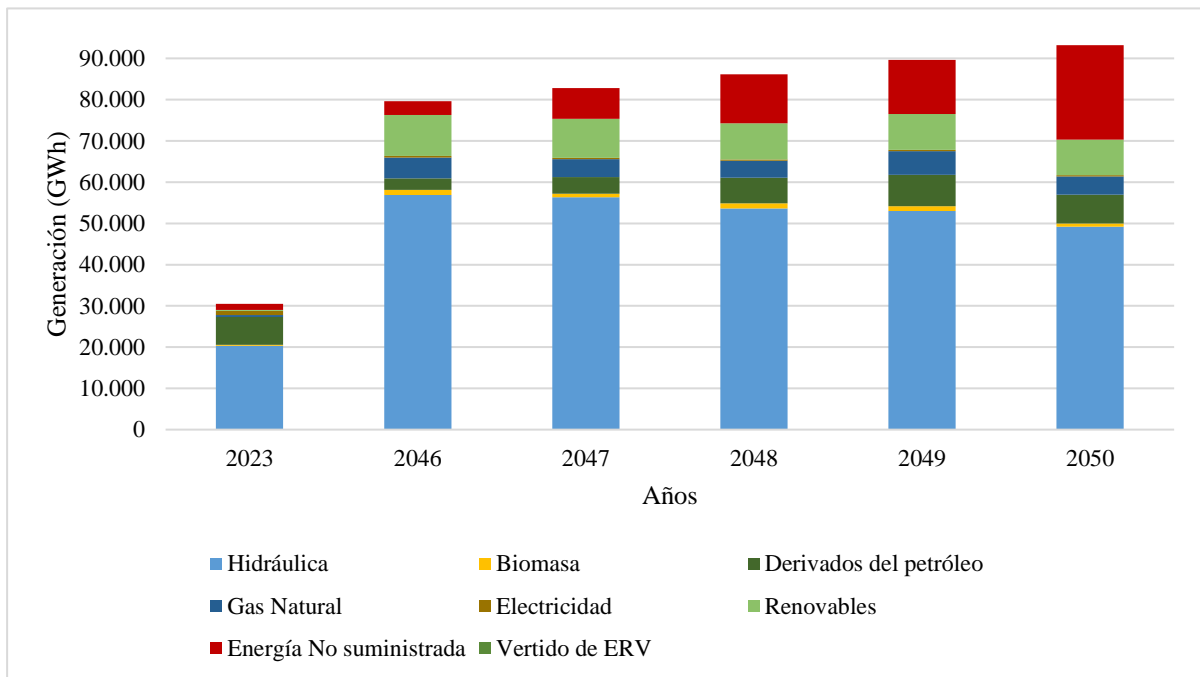


Figura 5.19. Vertido de ERV y energía no suministrada en mayor crecimiento de la demanda para el escenario BAU.

La Tabla 5.5 proporciona los resultados obtenidos de los índices de flexibilidad para el período 2023-2050, lo cual se utiliza para evaluar la flexibilidad del sistema eléctrico ecuatoriano, junto con los índices de energía no suministrada y el vertimiento de energía renovable variable (ERN). Sin embargo, en el ANEXO C se presentan los resultados de los índices de flexibilidad para el menor y medio crecimiento de la demanda.

Tabla 5.5. Índices de flexibilidad en mayor crecimiento de la demanda para el escenario BAU.

Año	Reserva de Capacidad (%)	ENS	Vertido de energía Renovable Variable
2023	0,00%	1.479,63	0,00
2024	26,93%	0,00	0,00
2025	27,87%	0,00	0,00
2026	23,27%	0,00	0,00
2027	30,54%	0,00	0,00
2028	33,52%	0,00	0,00
2029	35,22%	0,00	0,00
2030	37,46%	0,00	0,00
2031	39,69%	0,00	0,00
2032	53,16%	0,00	0,00
2033	65,19%	0,00	0,00
2034	54,31%	0,00	0,00
2035	43,93%	0,00	0,00
2036	34,01%	0,00	0,00
2037	24,56%	0,00	0,00
2038	15,51%	0,00	0,00
2039	6,86%	0,00	0,00
2040	-1,39%	0,00	0,00
2041	-9,29%	0,00	0,00
2042	-16,85%	0,00	0,00
2043	-24,06%	0,00	0,00
2044	-30,98%	0,00	0,00
2045	-33,48%	0,00	0,00
2046	-33,81%	2.619,64	0,00
2047	-34,13%	5.946,44	0,00
2048	-34,43%	9.477,50	0,00
2049	-34,72%	10.416,95	0,00
2050	-35,00%	18.234,59	0,00

5.5.2. Escenario ERV-Target

En este escenario de ERV Target según los resultados obtenidos de manera general se puede deducir que la flexibilidad mejora sustancialmente ya que no hay energía no suministrada en los años de proyección de la demanda ya que este escenario considera mayor penetración de energía renovable como la eólica y solar. Para este análisis, se contempla el escenario de mayor crecimiento de la demanda, dado que es donde se obtuvo el mayor ENS en el análisis anterior.

Sin embargo, en el ANEXO C se pueden consultar los resultados de ENS, vertimiento de ERV y la reserva de capacidad para los escenarios de crecimiento medio y bajo de la demanda.

En este sentido en la Figura 5.20 se presenta la cantidad de energía no suministrada y el vertimiento de ERV durante el período 2023-2050. En este sentido se puede observar que para este escenario para el período de 2024-2050 no existe una cantidad estimada de vertimiento dando a conocer que el sistema es flexible.

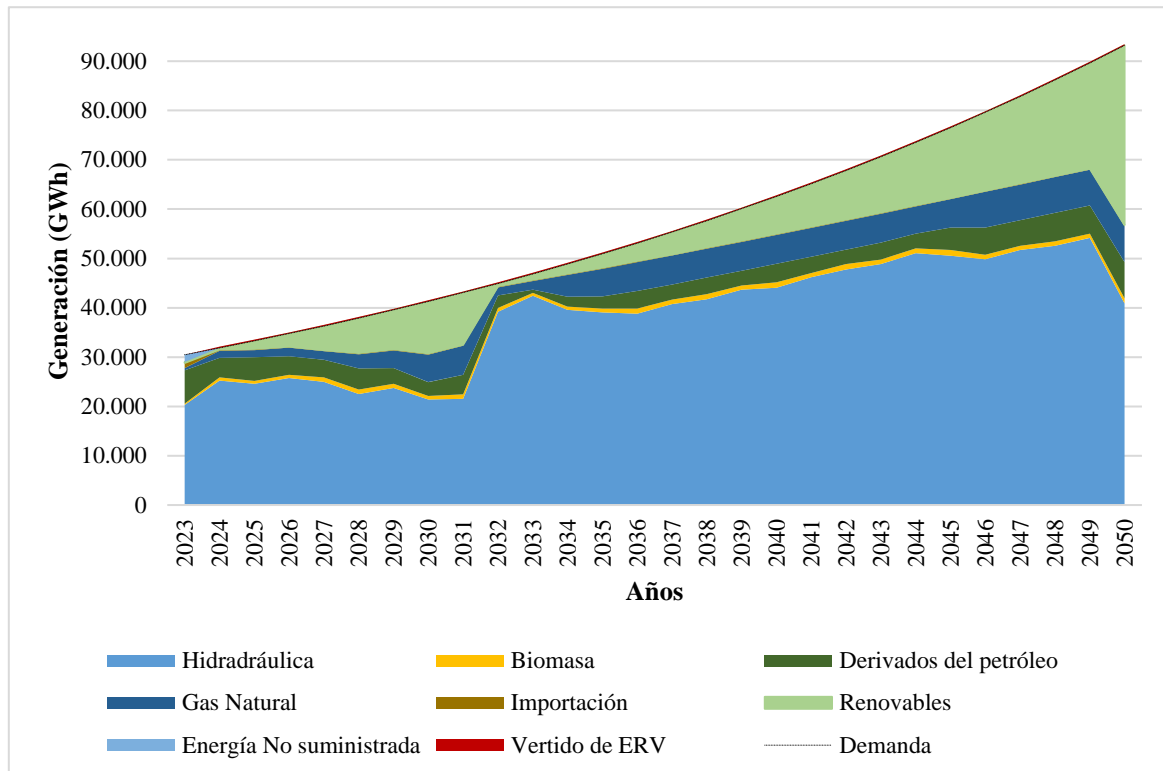


Figura 5.20. Vertido de ERV y energía no suministrada en mayor crecimiento de la demanda para el escenario ERV Target.

La Tabla 5.6 presenta el índice de reserva de capacidad para el período 2023-2050, que se utiliza para evaluar la flexibilidad del sistema eléctrico ecuatoriano, junto con los índices de energía no suministrada y el vertimiento de energía renovable variable (ERV).

Tabla 5.6. Reserva de capacidad en mayor crecimiento de la demanda para el escenario ERV Target.

Año	Reserva de Capacidad (%)	ENS	Vertido de energía Renovable Variable
2023	0,00%	1.479,63	0,00
2024	26,93%	0,00	242,48
2025	27,87%	0,00	242,48
2026	23,27%	0,00	242,48
2027	27,54%	0,00	242,48
2028	26,93%	0,00	242,48
2029	28,09%	0,00	242,48
2030	30,63%	0,00	242,48
2031	29,39%	0,00	242,48
2032	62,42%	0,00	242,48
2033	74,06%	0,00	242,48
2034	62,82%	0,00	242,48
2035	59,23%	0,00	242,48
2036	48,69%	0,00	242,48
2037	38,64%	0,00	242,48
2038	29,03%	0,00	242,48
2039	19,84%	0,00	242,48
2040	18,07%	0,00	242,48
2041	9,14%	0,00	242,48
2042	9,53%	0,00	242,48
2043	9,35%	0,00	242,48
2044	7,58%	0,00	242,48
2045	5,75%	0,00	242,48
2046	2,53%	0,00	242,48
2047	2,65%	0,00	242,48
2048	1,46%	0,00	242,48
2049	1,31%	0,00	242,48
2050	0,38%	0,00	242,48

En este contexto para un mejor análisis se presenta en la Tabla 5.7, Tabla 5.8 y en la Tabla 5.9 el resumen de la evaluación de la flexibilidad para cada escenario en donde se puede evidenciar que el escenario con menor flexibilidad es el escenario de BAU donde se considera los proyectos para entrar en operación hasta el 2031, por otro lado, con los datos obtenidos entre el escenario de ERV Target y el escenario de ERV más almacenamiento, este último escenario el sistema es más flexible desde el punto de vista de la ENS y la reserva.

Tabla 5.7. Indicadores de flexibilidad para el escenario BAU

Indicador	BAU 2023			BAU 2024-2050		
	Menor	Media	Mayor	Menor	Media	Mayor
ENS (GWh)	271,76	271,76	271,76	0,00	2256,08	46889,18
Vertido de ERV (GWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva de capacidad	0%	0%	0%	52%	27%	9%

Tabla 5.8. Indicadores de flexibilidad para el escenario ERV Target

Indicador	ERV Target		
	Menor	Media	Mayor
ENS (GWh)	0,00	0,00	0,00
Vertido de ERV (GWh)	0,00	242,48	242,48
Reserva de capacidad	61,31%	35,40%	18,96%

Tabla 5.9. Indicadores de flexibilidad para el escenario ERV más almacenamiento para el 2050.

Indicador	ERV más Almacenamiento		
	Menor	Media	Mayor
ENS (GWh)	0,00	0,00	0,00
Vertido de ERV (GWh)	0,00	0,00	0,00
Reserva de capacidad	45,00%	20,00%	10,00%

5.6. PRONÓSTICO DE EMISIONES DE CO₂

Escenario BAU

Otro aspecto crítico que se analizó es el relacionado con los principales gases contaminantes atmosféricos equivalente (CO₂) las emisiones, que son la causa del calentamiento global y del cambio climático. De esta manera, Figura 5.21 muestra las emisiones producidas para el periodo 2023-2050 respectivamente. Los resultados de este estudio muestran hasta el 2025 las emisiones de CO₂ fue de 650 miles de tonelada métrica mientras que a partir del 2026 hasta el 2050 las emisiones aumentan a 820 miles de tonelada métricas debido a que en este periodo de tiempo ingresan nuevas centrales térmicas propuesto en el plan maestro de electricidad (PME) para poder satisfacer la demanda.

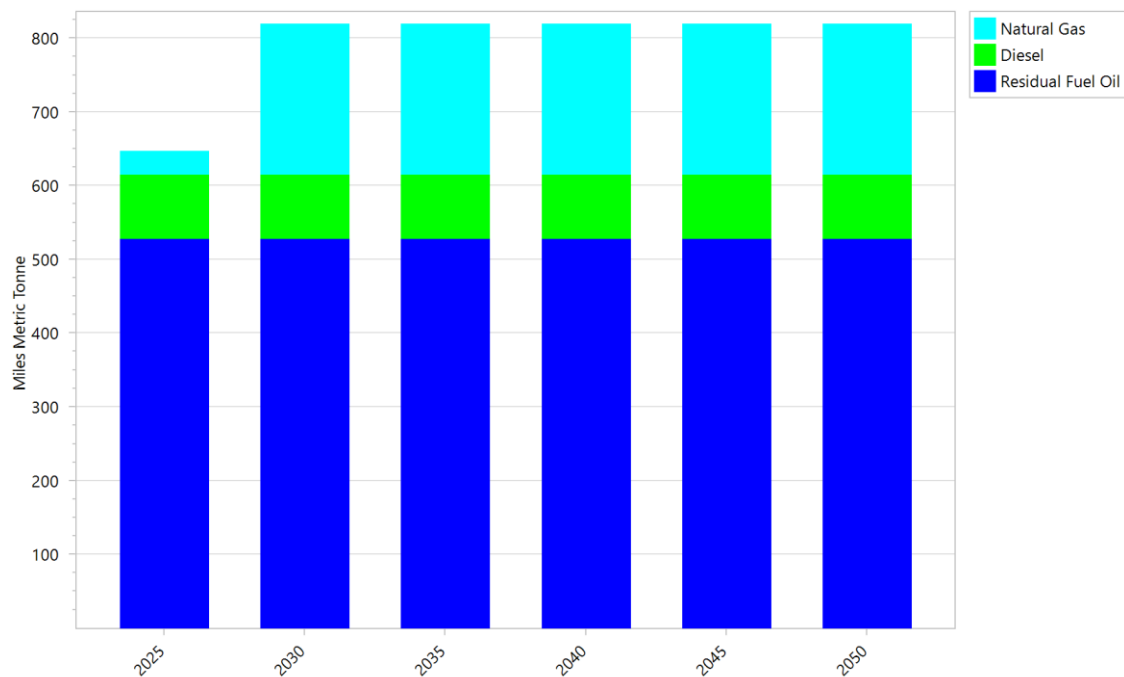


Figura 5.21. Emisiones de CO2 para el escenario BAU.

Escenario ERV Target

En este escenario se analizó las emisiones de CO₂, que son la causa del calentamiento global y del cambio climático. Para ello en la Figura 5.22 se presenta el comportamiento de las emisiones de CO₂ para el período 2023-2050 por lo que se puede evidenciar que el 2023 las emisiones alcanzan un valor de 500 miles de toneladas métricas, esto es debido que la disponibilidad de las centrales hidráulicas baja por el estiaje, de esta forma las centrales térmicas tuvieron que entrar en operación para poder cubrir la demanda. Por otro lado, los resultados de este estudio para el periodo del 2025 hasta el 2050 se puede evidenciar que las emisiones disminuyen significativamente. Esto se debe a que en este lapso de tiempo y para este escenario existe la introducción de centrales de energía renovable variable por lo que se puede decir que estas centrales van a sustituir a las centrales térmicas no en su totalidad, pero si a la mayoría. El análisis es que la reducción de emisiones es consecuencia de las políticas energéticas aplicadas en el modelo, con lo que se logra otro objetivo vital que contribuye a los objetivos de desarrollo sostenible del país.

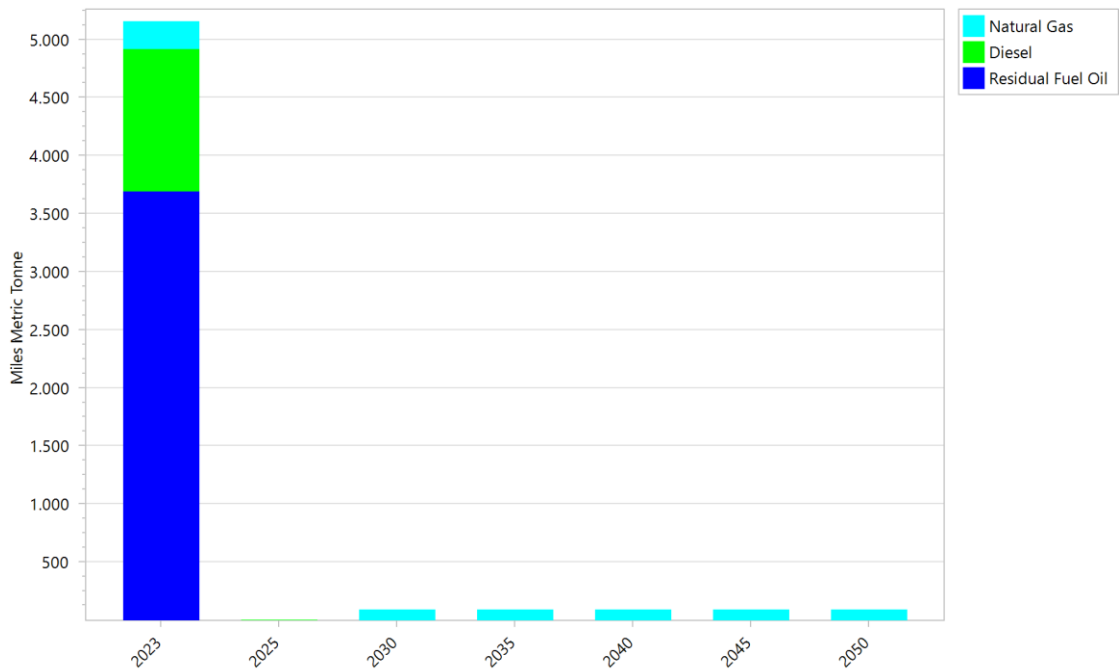


Figura 5.22. Emisiones de CO2 para el escenario BAU.

Escenario ERV más almacenamiento

El análisis de las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector energético revela tendencias significativas en el comportamiento de distintas fuentes de combustible. En la Figura 5.23 se observa una tendencia decreciente en las emisiones de CO2 en el sector de generación de electricidad para todas las fuentes de combustible. En 2025, las emisiones totales son de 243.5 toneladas métricas, y para 2050, se reducen a 194.2 toneladas métricas. Este descenso se atribuye principalmente a la disminución en las emisiones de gas natural, que caen de 70,1 toneladas métricas en 2025 a 20.9 toneladas métricas en 2050. A su vez, las emisiones de diésel y fueloil residual permanecen constantes a lo largo del período. La suma total de emisiones para todas las fuentes de combustible disminuye de 1.411,5 toneladas métricas en 2025 a 1.285.8 toneladas métricas en 2050. Este resultado sugiere una efectiva reducción de emisiones en el sector eléctrico, respaldada por políticas de almacenamiento y uso eficiente de los recursos energéticos.

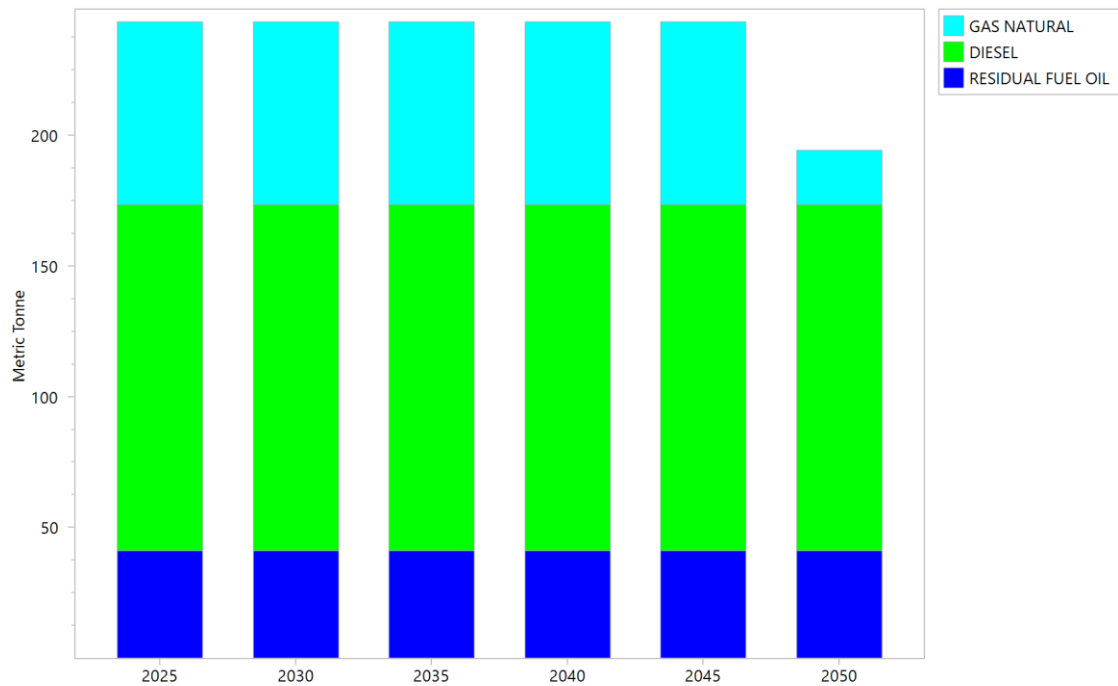


Figura 5.23. Emisiones de CO2 para el escenario ERV más Almacenamiento

5.7. PREVISIÓN DEL COSTE DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

Escenario BAU

El costo promedio de producción de electricidad para este escenario en el 2033 es donde mayor es el costo de producción que supera los 450 MMUSD esto es debido a que en este año es donde ingresa la central hidroeléctrica Santiago etapa II de 1200 MW de capacidad instalada. Una inspección más detallada de la Figura 5.24 muestra que a partir de ese año los costos disminuyen porque solo a partir de ese año ya no existen proyectos que van a entrar en operación según el PME, pero existe energía no suministrada por lo que el costo es aún alto.

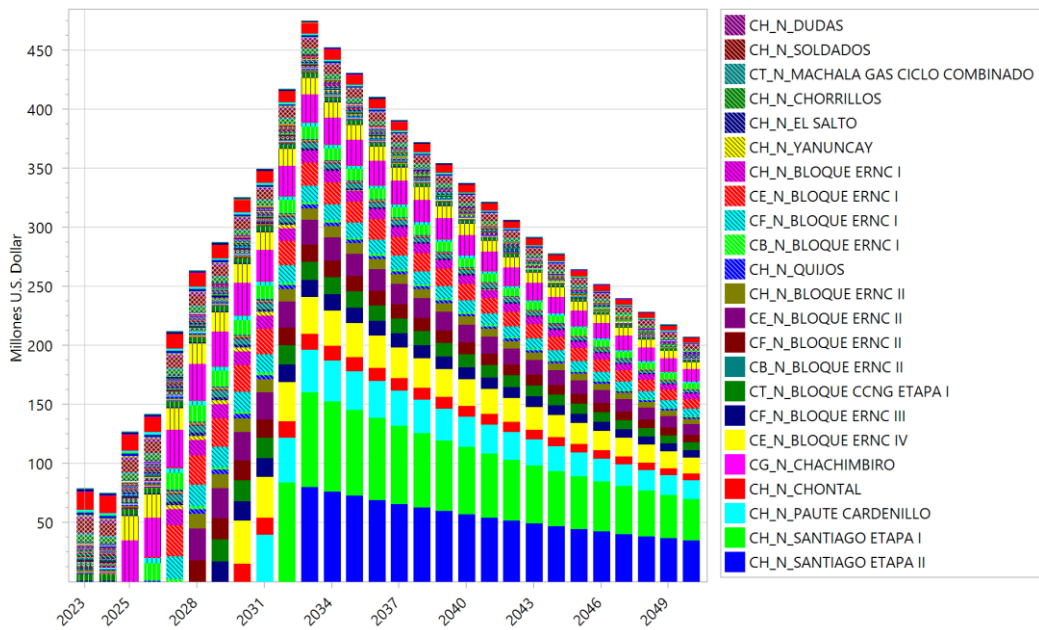


Figura 5.24. Costo de producción de electricidad para el escenario BAU.

Escenario ERV Target

En el escenario representado en la Figura 5.25, se observa un incremento gradual en el costo de producción entre 2024 y 2032. Este aumento se debe a la entrada en operación de proyectos durante este periodo. Sin embargo, en 2033, se evidencia un incremento significativo en el costo, alcanzando los 600 millones de dólares estadounidenses. Esta alza se debe que a pesar del ingreso de las nuevas centrales propuestas en el PME ingresan tres centrales de generación de energía renovable variable para cumplir el 25% de degeneración a partir de renovable variable hasta el 2050.

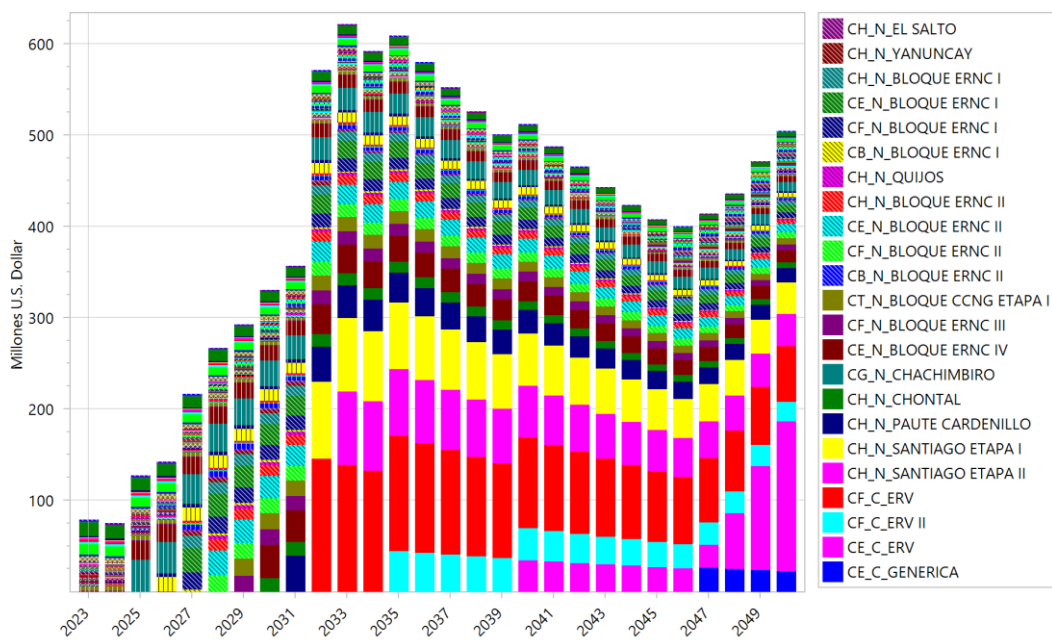


Figura 5.25. Costo de producción de electricidad para el escenario ERV Target.

Escenario ERV más almacenamiento

En la Figura 5.26 se presentan un incremento significativo en los costos asociados al almacenamiento a lo largo del período proyectado. Inicialmente, no se registran costos de almacenamiento en los primeros años del período, lo que indica una fase de preparación y desarrollo de la infraestructura necesaria. A partir del año 2033, comienza a surgir un costo significativo de almacenamiento, alcanzando un máximo de 627.2 millones de USD en el año 2049, así el costo total para ese año sería de 1098.43 millones de USD. Este aumento gradual en los costos de almacenamiento coincide con un aumento en la generación de energías renovables, señalando la creciente necesidad de almacenamiento para gestionar la variabilidad inherente a estas fuentes de energía. Estos datos subrayan la importancia de una inversión planificada y estratégica en infraestructura de almacenamiento para garantizar la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico en el largo plazo, así como la necesidad de políticas que fomenten el desarrollo eficiente y sostenible de estas tecnologías.

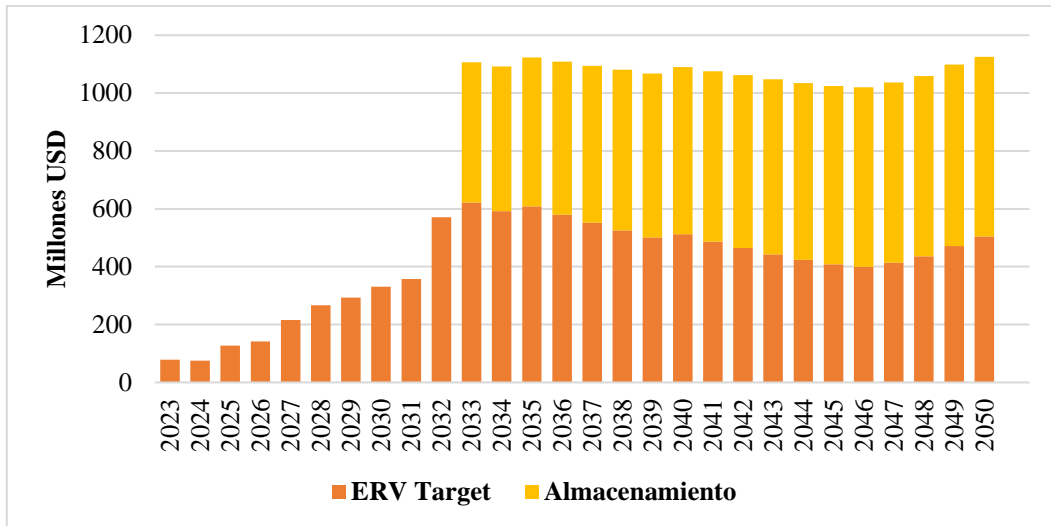


Figura 5.26. Costo de producción de electricidad para el escenario ERV más almacenamiento.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al analizar la flexibilidad del mix de generación propuesto en el Plan Maestro de Electricidad de Ecuador frente a diferentes escenarios de penetración de energía renovable variable, se han identificado aspectos cruciales que merecen atención. En este contexto, es fundamental reconocer la importancia de la diversificación de fuentes de energía y la implementación de tecnologías flexibles y sistemas de almacenamiento para gestionar eficazmente la intermitencia de las energías renovables. En la Sección 6.1 se presenta las conclusiones del proyecto y en la Sección 6.2 sus respectivas recomendaciones.

6.1. CONCLUSIONES

- Después de realizar una exhaustiva revisión del estado actual de las metodologías de evaluación de la flexibilidad en sistemas eléctricos, se identificaron múltiples estudios relevantes en el campo. Estos estudios proporcionaron una amplia gama de enfoques y herramientas computacionales para evaluar la flexibilidad en sistemas energéticos. A pesar de la diversidad de opciones disponibles, la elección de la plataforma LEAP para nuestro análisis de flexibilidad se basó en la necesidad de realizar una planificación integral de la generación que se ajustara de manera óptima a los datos del sistema eléctrico ecuatoriano, tomando como referencia el año 2022.
- Con la Proyección de la demanda utilizando el modelo lineal logarítmico se alcanzó valores máximos de 65097.36 GWh, 78237.51 GWh y 93209.02 GWh para los escenarios menor, medio y mayor respectivamente por lo cual se espera que la capacidad de generación se adapte a esta proyección manteniendo el margen de reserva del 20%, además de considerar la evolución de los costos en el tiempo afecta en la solución dado que se espera que la tecnología fotovoltaica se reduzca un 3% y los derivados de petróleo incrementen un 2%.
- A partir de los tres escenarios estudiados, se identifica que la planificación del PME 2018-2027 ajustada hasta el 2032, es suficiente para satisfacer la demanda de energía eléctrica en Ecuador para el escenario BAU con crecimiento bajo de la demanda. Sin embargo, si el crecimiento es medio o mayor, se obtiene ENS y se reduce la flexibilidad del sistema eléctrico ecuatoriano. Además, en el escenario ERV Target se identifica que la capacidad instalada y la energía producida representan apenas un 15% del potencial disponible para FV y 87% para energía eólica. Por otra parte, si se considera almacenamiento, mejoran

los índices de flexibilidad del sistema eléctrico, pese a que los costos incrementan en 200% respecto al escenario BAU.

- El escenario de almacenamiento destaca la importancia crucial de considerar esta tecnología como una parte esencial en la planificación energética a largo plazo. Para lograr una integración efectiva, es fundamental contar con políticas y regulaciones que impulsen la inversión en sistemas de almacenamiento y faciliten su integración en la infraestructura eléctrica existente. En este sentido, se requieren incentivos y programas de financiamiento que fomenten la adopción de sistemas de almacenamiento a gran escala.

6.2. RECOMENDACIONES

- Dentro de la revisión del estado del arte, es importante primero investigar que tan factible será el programa para la aplicación que se desea realizar, en el caso de investigar herramientas para planificación y evaluación de la flexibilidad de un sistema de potencia, primero se debe identificar el modelo matemático que se va a usar y que este sea aplicable para el caso de estudio, también se debe asegurarse que estas no necesiten un componente adicional que sea de paga.
- Para este proyecto la recopilación de información ha sido un desafío dentro de la investigación, por lo que se recomienda conocer el grado de complejidad de recopilar información, en el caso de querer modelar el SNI se debe optar por realizar un modelo reducido con la información que se tiene a disposición y también debido a que modelar el SNI completo es un gran desafío.
- Para investigaciones futuras sobre la expansión de la generación eléctrica, es crucial considerar aspectos relacionados con la infraestructura de transmisión. Integrar estos elementos en los modelos de análisis, especialmente con las mejoras recientes en la capacidad de caracterización y modelado de NEMO, puede proporcionar resultados más precisos y cercanos a la realidad. La inclusión de parámetros específicos relacionados con la transmisión en los modelos permitirá una evaluación más completa de la viabilidad y el impacto de diferentes estrategias de expansión de la generación en el sistema eléctrico.

7. REFERENCIAS

- [1] M. Diaz, “La Flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional Análisis de Tecnologías existentes,” pp. 1–98, 2019.
- [2] E. Rojo, “Metodologías De Análisis Y Mejoramiento De La Flexibilidad En El Sistema Eléctrico Nacional Frente A Alta Penetración ERNC,” Santiago de Chile, 2018. Accessed: Aug. 26, 2023. [Online]. Available: <https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/151673/Metodolog%C3%ADas-de-an%C3%A1lisis-y-mejoramiento-de-la-flexibilidad-en-el-sistema-el%C3%A9ctrico-nacional-frente-a-alta.pdf?sequence=1>
- [3] Enerdata, “Información Energética de Ecuador.” Accessed: Sep. 05, 2023. [Online]. Available: <https://www.enerdata.net/estore/energy-market/ecuador/>
- [4] D. Icaza-Alvarez, F. Jurado, C. Flores, and G. R. Ortiz, “Ecuadorian electrical system: Current status, renewable energy and projections,” *Heliyon*, vol. 9, no. 5, May 2023, doi: 10.1016/j.heliyon.2023.e16010.
- [5] Ministerio de Energía y Minas, “Plan Maestro de Electricidad.” Accessed: Aug. 24, 2023. [Online]. Available: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>
- [6] Edna J. and López R., “Planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia.”
- [7] A. Tupper and S. Eléctrico Nacional, “Concepto de Flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional ,” 2019. Accessed: Aug. 06, 2023. [Online]. Available: www.centroenergia.cl
- [8] A. Internacional de Energías Renovables, “Flexibilidad del sistema eléctrico para la transición energética,” 2018, Accessed: Aug. 06, 2023. [Online]. Available: www.irena.org
- [9] J. Fontalvo, P. Ramirez, and J. Constante, “Vista de Prospectiva de Autogeneración en el Ecuador mediante uso de Modelo LEAP,” *Revista Técnica “Energía,”* vol. 15, no. I, pp. 51–61, 2018, [Online]. Available: <http://revistaenergia.cenace.org.ec/index.php/cenace/article/view/323/442>

- [10] L. Rivera-González, D. Bolonio, L. F. Mazadiego, and R. Valencia-Chapi, “Long-term electricity supply and demand forecast (2018-2040): A LEAP model application towards a sustainable power generation system in Ecuador,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 11, no. 19, 2019, doi: 10.3390/su11195316.
- [11] V. P. Kristiansen Randi, “Thailand Power System Flexibility Study,” pp. 1–87, 2020, Accessed: Sep. 09, 2023. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [12] I. Renewable Energy Agency, *Power system flexibility for the energy transition, Part 1: Overview for policy makers*. 2018. [Online]. Available: www.irena.org
- [13] IRENA, “Evaluación De La Flexibilidad Del Sistema Eléctrico De Colombia,” 2018.
- [14] A. M. González Dumar, “Flexibilidad operacional del sistema eléctrico colombiano bajo escenarios de energía renovable.”
- [15] Ministerio De Energía, “Planificación Energética De Largo Plazo,” Chile, 2022. [Online]. Available: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/metedata-2020_analisis_de_disponibilidad_de_recursos_renovables.zip
- [16] C. DE Estudio De La Herramienta Flextool De Irena, “EVALUACIÓN DE LA FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE PANAMÁ”.
- [17] C. DE Estudio De La Herramienta Flextool De Irena, “EVALUACIÓN DE LA FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE URUGUAY,” 2018.
- [18] E. Fernando *et al.*, “METODOLOGÍAS DE ANÁLISIS Y MEJORAMIENTO DE LA FLEXIBILIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL FRENTE A ALTA PENETRACIÓN ERNC MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO MARCELO MATUS ACUÑA”.
- [19] D. S. Nurwahyudin, N. Trihastuti, and N. A. Utama, “Energy Planning in West Java using Software LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning),” *E3S Web of Conferences*, vol. 359, p. 01001, Oct. 2022, doi: 10.1051/E3SCONF/202235901001.

- [20] L. Rivera-González, D. Bolonio, L. F. Mazadiego, and R. Valencia-Chapi, “Long-term electricity supply and demand forecast (2018-2040): A LEAP model application towards a sustainable power generation system in Ecuador,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 11, no. 19, Oct. 2019, doi: 10.3390/su11195316.
- [21] J. Fontalvo, P. Ramírez, and J. Constante, “Vista de Prospectiva de Autogeneración en el Ecuador mediante uso de Modelo LEAP”, Accessed: Jun. 17, 2023. [Online]. Available: <https://revistaenergia.cenace.gob.ec/index.php/cenace/article/view/323/308>
- [22] Z. Morillo de los Santos, “Planificación a largo plazo de los recursos de generación: Aplicación al sector eléctrico dominicano.” Accessed: Sep. 30, 2023. [Online]. Available: <https://idus.us.es/handle/11441/70777>
- [23] “Conceptos básicos para la construcción de escenarios energéticos. | Centro de Educación Virtual.” Accessed: Oct. 07, 2023. [Online]. Available: <https://puceapex.puce.edu.ec/web/cev/conceptos-basicos-para-la-construccion-de-escenarios-energeticos/>
- [24] “The Oil Crash: Qué es el BAU.” Accessed: Oct. 07, 2023. [Online]. Available: <https://crashoil.blogspot.com/2012/03/que-es-el-bau.html?m=1>
- [25] J. Huera, “Diversificación de la matriz energética en el Ecuador: indicadores energéticos, socioeconómicos y ambientales,” 2019. Accessed: Feb. 08, 2024. [Online]. Available: <https://repositorio.flacsoandes.edu.ec/bitstream/10469/15640/8/TFLACSO-2019JLHA.pdf>
- [26] A. M. Elberry, J. Thakur, and J. Veysey, “Seasonal hydrogen storage for sustainable renewable energy integration in the electricity sector: A case study of Finland,” *J Energy Storage*, vol. 44, Dec. 2021, doi: 10.1016/j.est.2021.103474.
- [27] “Sistemas de almacenamiento de energía - Energía para el Futuro.” Accessed: Feb. 15, 2024. [Online]. Available: <https://blogs.iadb.org/energia/es/sistemas-de-almacenamiento-de-energia-descarbonizacion/>

- [28] M. Torrico, K. M. ; Aliaga, and F. Javier, “Revisión de modelos energéticos,” pp. 1–62, 2015, Accessed: Oct. 13, 2023. [Online]. Available: <http://hdl.handle.net/10419/176611>
- [29] *Energética 2017 Manual de Planificación Global Affairs Affaires mondiales Canada Canada*. 2017.
- [30] I. B. Sperstad, M. Z. Degefa, and G. Kjølle, “The impact of flexible resources in distribution systems on the security of electricity supply: A literature review,” *Electric Power Systems Research*, vol. 188, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106532.
- [31] R. De and L. A. Metodología, “HERRAMIENTA FLEXTOOL DE IRENA,” 2019.
- [32] R. Hemmati, R. A. Hooshmand, and A. Khodabakhshian, “Comprehensive review of generation and transmission expansion planning,” *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 7, no. 9, pp. 955–964, 2013, doi: 10.1049/IET-GTD.2013.0031/CITE/REFWORKS.
- [33] E. Rojo, “Metodologías De Análisis Y Mejoramiento De La Flexibilidad En El Sistema Eléctrico Nacional Frente A Alta Penetración ERNC,” Santiago de Chile, 2018. Accessed: Aug. 26, 2023. [Online]. Available: <https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/151673/Metodolog%C3%ADas-de-an%C3%A1lisis-y-mejoramiento-de-la-flexibilidad-en-el-sistema-el%C3%A9ctrico-nacional-frente-a-alta.pdf?sequence=1>
- [34] María Manzano, “Situación actual del sector eléctrico ecuatoriano y sus desafíos,” 2022.
- [35] “Atlas Del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2022.”, Accessed: Sep. 30, 2023. [Online]. Available: https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/03/Atlas-2022_baja.pdf
- [36] D. Noboa, “LEY ORGANICA DE COMPETITIVIDAD ENERGÉTICA.”
- [37] “SIE.” Accessed: Feb. 05, 2024. [Online]. Available: <https://sielac.olade.org/WebForms/Reportes/ReporteIndicadores.aspx?tipo=6&or=511&ss=2&v=1>





- [38] E. Pinsky and S. Klawansky, “MAD (about median) vs. quantile-based alternatives for classical standard deviation, skewness, and kurtosis,” *Front Appl Math Stat*, vol. 9, 2023, doi: 10.3389/fams.2023.1206537.
- [39] “Conoce las métricas de precisión más comunes para Modelos de Regresión.” Accessed: Feb. 15, 2024. [Online]. Available: <https://www.growupcr.com/post/metricas-precision>
- [40] “Las métricas de IPM Insights incluyen MAPE (Error porcentual absoluto medio).” Accessed: Feb. 15, 2024. [Online]. Available: https://docs.oracle.com/cloud/help/es/pbcs_common/PFUSU/insights_metrics_MAPE.htm#PFUSU-GUID-C33B0F01-83E9-468B-B96C-413A12882334
- [41] “Informe Anual 2022,” *Operador Nacional de Electricidad*, pp. 1–223, 2022, Accessed: Jan. 04, 2024. [Online]. Available: <https://www.cenace.gob.ec/biblioteca/>
- [42] “Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2020.” Accessed: Nov. 07, 2023. [Online]. Available: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/09/Estadistica-2020-baja.pdf>
- [43] “LEAP (Plataforma de Análisis de Bajas Emisiones).” Accessed: Aug. 06, 2023. [Online]. Available: <https://leap.sei.org/default.asp?action=introduction>
- [44] “The Julia Language The Julia Project,” 2023. Accessed: Feb. 08, 2024. [Online]. Available: <https://docs.julialang.org/en/v1/#man-introduction>
- [45] “CELEC EP identifica 7 proyectos de generación fotovoltaica, de más de 1 580 megavatios pico - Corporación Eléctrica del Ecuador.” Accessed: Feb. 24, 2024. [Online]. Available: <https://www.celec.gob.ec/noticias/celec-ep-identifica-7-proyectos-de-generacion-fotovoltaica-de-mas-de-1-580-megavatios-pico/>
- [46] “U.S. Energy Information Administration - EIA - Independent Statistics and Analysis.” Accessed: Feb. 27, 2024. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=18-AEO2023®ion=0-0&cases=ref2023&start=2021&end=2050&f=A&linechart=&ctype=linechart&sourcekey=0>

- [47] R. Ejecutivo, “Costos de Generación de Energías Renovables En 2022 - Resumen Ejecutivo,” 2023, Accessed: Feb. 27, 2024. [Online]. Available: www.irena.org
- [48] F. Posso Rivera, J. Zalamea, J. L. Espinoza, and L. G. Gonzalez, “Sustainable use of spilled turbinable energy in Ecuador: Three different energy storage systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 156, Mar. 2022, doi: 10.1016/j.rser.2021.112005.
- [49] F. Posso, A. Pulido, and J. C. Acevedo-Páez, “Towards The Hydrogen Economy: Estimation of green hydrogen production potential and the impact of its uses in Ecuador as a case study,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 32, pp. 11922–11942, Apr. 2023, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.05.128.
- [50] “Project Catalina PTX · World-leading green hydrogen megaproject.” Accessed: Feb. 27, 2024. [Online]. Available: <https://catalinaptx.com/es/inicio/>
- [51] “Error Porcentual Absoluto Medio (MAPE) en un Pronóstico de Demanda.” Accessed: Feb. 27, 2024. [Online]. Available: <https://www.gestiondeoperaciones.net/proyeccion-de-demanda/error-porcentual-absoluto-medio-mape-en-un-pronostico-de-demanda/>
- [52] “RMSE o Error Cuadrático Medio | Métricas de error en ML.” Accessed: Feb. 27, 2024. [Online]. Available: <https://abdatum.com/ciencia/rmse>
- [53] “Relación entre la Desviación Absoluta Media (MAD) y la Desviación Estándar del Error (σ).” Accessed: Feb. 27, 2024. [Online]. Available: <https://www.gestiondeoperaciones.net/proyeccion-de-demanda/relacion-entre-la-desviacion-absoluta-media-mad-y-la-desviacion-estandar-del-error-%CF%83/>
- [54] G. Inca, D. Cabrera, D. Villalta, H. Cabrera, and R. Bautista, “Evaluación de la actualidad de los sistemas fotovoltaicos en Ecuador: avances, desafíos y perspectivas”, Accessed: Feb. 25, 2024. [Online]. Available: <https://ciencialatina.org/index.php/cienciala/article/view/6835/10387>

8. ANEXOS

8.1. ANEXO A

Anexo 1. Informe Anti – Plagio

 UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD 	
Facultad:	Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas
Carrera:	Ingeniería en Electricidad
Nombre del docente evaluador que emite el informe:	Ing. Msc. Wilian Patricio Guamán Cuenca
Documento evaluado:	Proyecto de investigación presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico
Autores del documento:	<ul style="list-style-type: none"> • Jhon Jairo Haro Cachaguay • Erika Lizeth Perdomo Montachana
Programa de similitud utilizado:	Sistema Compilatio
Porcentaje de similitud según el programa utilizado:	5%
Observaciones: Calificación de originalidad atendiendo a los siguientes criterios: <ul style="list-style-type: none"> • El documento cumple criterios de originalidad, sin observaciones. • El documento cumple criterios de originalidad, con observaciones. • El documento no cumple criterios de originalidad. 	X
Fecha de realización de informe:	2024-02-28
Captura de pantalla del documento analizado:	
	
 Ing. Wilian Patricio Guamán Cuenca M.Sc. C.C: 050265642-4 TUTOR	

8.2. ANEXO B

En la Tabla 8.1, Tabla 8.2 y la Tabla 8.3 se detalla el listado de las centrales existentes en Ecuador, incluyendo información sobre el tipo de tecnología empleada, su potencia nominal y efectiva, así como su capacidad mínima y la cantidad de energía producida durante el año 2022.

Tabla 8.1. Centrales de generación para el año base parte 1.

Ítem	Central	Tipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Capacidad Mínima (MW)	Energía (GWh)
1	Sarapullo	Hidráulica	49,00	49,00	0,00	42,46
2	Río chimbo	Hidráulica	1,35	1,35	0,00	5,00
3	Agoyán	Hidráulica	160,00	160,00	0,00	901,10
4	Alazán	Hidráulica	6,23	6,23	1,00	16,03
5	Baba	Hidráulica	42,20	42,00	0,00	138,90
6	Coca Codo Sinclair	Hidráulica	1500,00	1476,00	0,00	6828,15
7	Delsitanisagua	Hidráulica	180,00	180,00	0,00	755,17
8	Manduriacu	Hidráulica	65,00	65,00	20,00	374,31
9	Marcel Laniado de Wind	Hidráulica	213,00	213,00	165,00	1025,45
10	Mazar	Hidráulica	170,00	170,00	0,00	679,68
11	Minas san francisco	Hidráulica	275,00	275,00	60,00	993,78
12	Paute	Hidráulica	1100,00	1100,00	0,00	5150,65
13	San francisco	Hidráulica	230,00	230,00	106,00	1137,17
14	Sopladora	Hidráulica	487,00	486,90	318,00	2544,99
15	Pucará	Hidráulica	73,00	73,00	0,00	221,84
16	El Carmen	Hidráulica	8,40	8,20	0,00	57,74
17	Recuperadora	Hidráulica	14,70	14,50	0,00	111,28
18	Gualaceo	Hidráulica	0,97	0,97	0,00	5,72
19	Ocaña	Hidráulica	26,10	26,10	0,00	187,55
20	Saucay	Hidráulica	24,00	24,00	0,00	115,57
21	Saymirín	Hidráulica	15,52	15,52	0,00	17,54
22	Saymirín 5	Hidráulica	15,52	15,52	0,00	59,98
23	La calera	Hidráulica	2,50	1,98	0,00	7,38
24	Península	Hidráulica	3,00	2,90	0,00	0,00
25	Iluchi I	Hidráulica	4,19	4,00	0,00	19,03
26	Iluchi II	Hidráulica	5,20	5,20	0,00	21,96
27	Los chillos	Hidráulica	1,76	1,76	0,00	3,93
28	Cumbayá	Hidráulica	40,00	40,00	0,00	140,15
29	Guangopolo	Hidráulica	22,50	21,80	0,00	68,86
30	Nayón	Hidráulica	29,70	29,70	0,00	123,58
31	Pasochoa	Hidráulica	4,50	4,50	0,00	22,58
32	Carlos mora Carrión	Hidráulica	2,40	2,40	0,00	15,78
33	Isimanchi	Hidráulica	51,10	51,10	0,00	0,00
34	Ambi	Hidráulica	8,00	7,85	0,00	35,77
35	La merced de buenos aires	Hidráulica	1,00	1,00	0,00	2,86
36	La playa	Hidráulica	1,43	1,23	0,00	8,28
37	San miguel de car	Hidráulica	2,95	2,52	0,00	17,41
38	Alao	Hidráulica	10,40	10,00	0,00	74,95
39	Río blanco	Hidráulica	3,13	3,00	0,00	10,08
40	Sermaa	Hidráulica	0,79	0,61	0,00	0,39
41	El laurel	Hidráulica	0,97	0,97	0,00	7,68
42	Palmira	Hidráulica	10,44	10,38	2,50	65,64
43	Loreto	Hidráulica	2,25	1,80	0,00	0,00
44	Papallacta	Hidráulica	6,63	6,20	0,00	22,70
45	Pusuno 1	Hidráulica	38,25	38,25	18,40	181,60

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

Tabla 8.2. Centrales de generación para el año base parte 2.

Ítem	Central	Tipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Capacidad Mínima (MW)	Energía (GWH)
46	Microcentral Tanque Alto Carcelén	Hidráulica	60,00	60,00	0,00	0,00
47	Calope	Hidráulica	16,60	15,00	0,00	81,54
48	San José De Tambo	Hidráulica	8,00	8,00	0,00	40,97
49	Perlabi	Hidráulica	2,70	2,46	0,00	14,98
50	Corazon	Hidráulica	0,99	0,98	0,00	4,57
51	Sibimbe	Hidráulica	15,37	14,20	0,00	81,54
52	Uravía	Hidráulica	0,99	0,98	0,00	4,94
53	Abanico	Hidráulica	38,45	37,99	0,00	316,74
54	Due 2	Hidráulica	49,71	49,71	0,00	76,29
55	Due	Hidráulica	49,71	49,71	0,00	351,07
56	San José De Minas	Hidráulica	6,00	5,95	0,00	38,55
57	Normandía	Hidráulica	49,58	49,58	0,00	358,26
58	San Bartolo	Hidráulica	49,98	49,95	21,00	413,69
59	Rio Verde Chico	Hidráulica	10,00	10,00	0,00	78,94
60	Sigchos	Hidráulica	18,60	18,39	1,25	128,66
61	Hidrovictoria	Hidráulica	10,32	10,00	0,00	36,64
62	Topo	Hidráulica	29,20	27,00	0,00	182,55
63	Hidrocarolina	Hidráulica	0,92	0,88	0,00	3,64
64	Chalpi	Hidráulica	7,60	7,60	0,00	48,53
65	Sabanilla	Hidráulica	30,00	30,00	0,00	17,48
66	Vindobona	Hidráulica	6,09	5,58	0,00	2,09
67	La Esperanza	Hidráulica	5,83	5,83	0,00	0,00
68	Poza Honda	Hidráulica	3,20	3,20	0,00	0,00
69	Álvaro Tinajero	Térmica	94,80	64,00	45,00	10,52
70	Aníbal Santos	Térmica	113,27	97,00	60,00	43,79
71	Enrique García	Térmica	102,00	96,00	40,00	23,60
72	Esmeraldas	Térmica	132,50	125,00	65,00	66,20
73	Esmeraldas II	Térmica	100,20	84,00	36,00	319,99
74	Gonzalo Zevallos	Térmica	146,00	140,00	0,00	118,63
75	Guangopolo	Térmica	20,92	20,92	0,00	654,65
76	Guangopolo II	Térmica	52,20	48,00	38,40	34,44
77	Isla Puná	Térmica	2,80	2,58	0,00	99,52
78	Jaramijó	Térmica	140,00	128,88	28,64	6,35
79	Jivino I	Térmica	7,50	5,40	0,00	379,10
80	Jivino II	Térmica	11,00	10,00	0,00	0,42
81	Jivino III	Térmica	44,00	42,00	36,00	4,93
82	La Propicia	Térmica	10,50	8,50	0,00	85,51
83	Loreto	Térmica	2,30	2,20	0,00	1,36
84	Macas Provisional II	Térmica	4,50	4,00	0,00	0,00
85	Machala Gas	Térmica	138,56	130,60	0,00	0,19
86	Machala Gas II	Térmica	136,80	119,00	52,00	324,28
87	Manta II	Térmica	20,40	18,60	0,00	204,15
88	Méndez	Térmica	2,00	2,00	0,00	63,83
89	Miraflores	Térmica	49,80	39,40	17,00	0,00
90	Payamino	Térmica	2,50	1,80	0,00	8,95
92	Dayuma	Térmica	2,25	1,80	0,00	3,53
93	Santa Elena III	Térmica	41,70	40,00	25,20	0,92
94	Santa Rosa	Térmica	71,10	51,00	45,00	69,79
95	Sistemas Aislados	Térmica	9,60	9,60	0,00	16,77
96	Sistemas Insulares	Térmica	25,29	25,29	0,00	9,80
97	Trinitaria	Térmica	133,00	133,00	65,00	48,05

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

Tabla 8.3. Centrales de generación para el año base parte 3.

Ítem	Central	Tipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Capacidad Mínima (MW)	Energía (GWH)
98	Quevedo II	Térmica	95,20	95,20	43,00	413,51
99	Santa Elena II	Térmica	90,10	65,03	23,12	68,80
100	El Descanso	Térmica	19,20	17,20	0,00	183,49
101	Lligua	Térmica	5,00	3,60	0,00	0,00
102	Gualberto Hernández	Térmica	34,32	31,20	0,00	0,05
103	Luluncoto	Térmica	8,10	8,10	0,00	54,98
104	Catamayo	Térmica	19,74	17,17	0,00	0,00
105	San Francisco	Térmica	1,80	1,80	0,00	2,84
106	Pedernales	Térmica	5,00	3,90	0,00	0,00
107	Lafarge	Térmica	13,00	13,00	0,00	1,11
108	Ecoelectric	Biomasa	36,50	35,20	0,00	2,42
109	Ecudos A-G	Biomasa	29,80	27,60	0,00	49,72
110	San Carlos	Biomasa	78,00	73,60	0,00	15,73
111	Pichacay	Biogás	2,12	1,00	0,00	130,23
112	El Inga	Biogás	6,20	5,50	0,00	5,45
113	Generoca	Térmica	38,12	34,40	28,00	34,61
114	Victoria	Térmica	115,00	115,00	0,00	76,79
115	Santa Isabela	Térmica	5,06	5,06	0,00	0,00
116	Huascachaca	Eólica	36,00	36,00	0,00	0,00
117	Villonaco	Eólica	17,50	17,50	0,00	0,00
118	Altgenotec	Fotovoltaica	1,00	1,00	0,00	4,49
119	Genrenotec	Fotovoltaica	1,00	1,00	0,00	52,51
120	Brineforcorp	Fotovoltaica	1,00	1,00	0,00	0,96
121	Wildtecsa	Fotovoltaica	1,00	1,00	0,00	0,98
122	Paragachi	Fotovoltaica	1,00	1,00	0,00	1,39
123	Electrisol	Fotovoltaica	1,00	1,00	0,00	1,09
124	Sunco Mulaló	Fotovoltaica	1,00	1,00	0,00	1,41
125	Sunco Pastocalle	Fotovoltaica	1,00	1,00	0,00	1,41
126	Predio I	Fotovoltaica	0,50	0,50	0,00	1,36
127	Gonzaenergy	Fotovoltaica	1,00	1,00	0,00	1,41
128	Salinas	Fotovoltaica	2,00	2,00	0,00	0,32
129	Tren Salinas	Fotovoltaica	1,00	1,00	0,00	1,57
130	Lojaenergy	Fotovoltaica	1,00	1,00	0,00	3,77
131	Renovaloja	Fotovoltaica	1,00	1,00	0,00	1,89
132	Sabiango	Fotovoltaica	1,00	1,00	0,00	1,45
133	San Pedro	Fotovoltaica	1,00	1,00	0,00	1,15
134	Sanersol	Fotovoltaica	1,00	1,00	0,00	1,41
135	Sansau	Fotovoltaica	1,00	1,00	0,00	1,45
136	Saracaysol	Fotovoltaica	1,00	1,00	0,00	1,48
137	Solchacras	Fotovoltaica	1,00	1,00	0,00	1,13
138	Solhuaqui	Fotovoltaica	1,00	1,00	0,00	1,53
139	Solsantonio	Fotovoltaica	1,00	1,00	0,00	1,06
140	Solsantros	Fotovoltaica	1,00	1,00	0,00	1,02
141	Surenergy	Fotovoltaica	1,00	1,00	0,00	1,07
142	Santa Isabela	Fotovoltaica	0,95	0,95	0,00	1,46
143	Otras Centrales	Fotovoltaica	3,20	3,20	0,00	1,40

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

8.3. ANEXO C

ÍNDICES DE FLEXIBILIDAD PARA EL 2023-2050

8.3.1. Escenario BAU

En la Tabla 8.4, Tabla 8.5 y en la Tabla 8.6 se visualiza los resultados de los índices para evaluar flexibilidad para cada año.

Tabla 8.4. Energía no suministrada para el Escenario BAU.

Años	Menor				Medio				Mayor						
	Generación Bruta (GWh)	Generación Neta (GWh)	Demanda (GWh)	Energía No Suministrada (GWh)	Generación Bruta (GWh)	Generación Neta (GWh)	Demanda (GWh)	Energía No Suministrada (GWh)	Generación Bruta (GWh)	Generación Neta (GWh)	Demanda (GWh)	Energía No Suministrada (GWh)			
2023	36.242,920	28.994,34	29.266,10	-271,76	271,76	36.242,920	28.994,34	29.423,31	-428,97	428,97	36.242,920	28.994,336	30.473,970	-1.479,634	1.479,63
2024	38.240,151	30.592,12	30.258,54	333,58	0,00	38.647,726	30.918,18	30.584,60	333,58	0,00	40.223,414	32.178,731	31.845,150	333,581	0,00
2025	39.516,614	31.613,29	31.279,71	333,58	0,00	40.150,101	32.120,08	31.786,50	333,58	0,00	42.007,914	33.606,331	33.272,750	333,581	0,00
2026	40.826,339	32.661,07	32.327,49	333,58	0,00	41.701,626	33.361,30	33.027,72	333,58	0,00	43.861,864	35.089,491	34.755,910	333,581	0,00
2027	42.166,751	33.733,40	33.399,82	333,58	0,00	43.300,176	34.640,14	34.306,56	333,58	0,00	45.784,226	36.627,381	36.293,800	333,581	0,00
2028	42.245,151	33.796,12	33.462,54	333,58	0,00	45.098,989	36.079,19	35.745,61	333,58	0,00	47.784,476	38.227,581	37.894,000	333,581	0,00
2029	43.616,676	34.893,34	34.559,76	333,58	0,00	46.811,989	37.449,59	37.116,01	333,58	0,00	49.861,951	39.889,561	39.555,980	333,581	0,00
2030	45.019,664	36.015,73	35.682,15	333,58	0,00	48.576,039	38.860,83	38.527,25	333,58	0,00	52.015,214	41.612,171	41.278,590	333,581	0,00
2031	46.462,214	37.169,77	36.836,19	333,58	0,00	50.400,664	40.320,53	39.986,95	333,58	0,00	54.255,014	43.404,011	43.070,430	333,581	0,00
2032	47.941,414	38.353,13	38.019,55	333,58	0,00	52.283,576	41.826,86	41.493,28	333,58	0,00	56.580,314	45.264,251	44.930,670	333,581	0,00
2033	49.454,376	39.563,50	39.229,92	333,58	0,00	54.222,226	43.377,78	43.044,20	333,58	0,00	58.989,501	47.191,601	46.858,020	333,581	0,00
2034	51.009,326	40.807,46	40.473,88	333,58	0,00	56.226,601	44.981,28	44.647,70	333,58	0,00	61.494,689	49.195,751	48.862,170	333,581	0,00
2035	52.603,476	42.082,78	41.749,20	333,58	0,00	58.294,276	46.635,42	46.301,84	333,58	0,00	64.094,514	51.275,611	50.942,030	333,581	0,00
2036	54.237,414	43.389,93	43.056,35	333,58	0,00	60.427,176	48.341,74	48.008,16	333,58	0,00	66.792,439	53.433,951	53.100,370	333,581	0,00
2037	55.908,139	44.726,51	44.392,93	333,58	0,00	62.622,501	50.098,00	49.764,42	333,58	0,00	69.586,639	55.669,311	55.335,730	333,581	0,00
2038	57.624,701	46.099,76	45.766,18	333,58	0,00	64.891,126	51.912,90	51.579,32	333,58	0,00	72.490,564	57.992,451	57.658,870	333,581	0,00
2039	59.383,676	47.506,94	47.173,36	333,58	0,00	67.230,501	53.784,40	53.450,82	333,58	0,00	75.503,076	60.402,461	60.068,880	333,581	0,00
2040	61.181,976	48.945,58	48.612,00	333,58	0,00	69.638,226	55.710,58	55.377,00	333,58	0,00	78.622,226	62.897,781	62.564,200	333,581	0,00
2041	63.028,376	50.422,70	50.089,12	333,58	0,00	72.124,376	57.699,50	57.365,92	333,58	0,00	81.862,764	65.490,211	65.156,630	333,581	0,00
2042	64.920,376	51.936,30	51.602,72	333,58	0,00	74.688,051	59.750,44	59.416,86	333,58	0,00	85.223,426	68.178,741	67.845,160	333,581	0,00
2043	66.853,989	53.483,19	53.149,61	333,58	0,00	77.325,414	61.860,33	61.526,75	333,58	0,00	88.702,026	70.961,621	70.628,040	333,581	0,00
2044	68.839,151	55.071,32	54.737,74	333,58	0,00	80.049,101	64.039,28	63.705,70	333,58	0,00	92.315,014	73.852,011	73.518,430	333,581	0,00
2045	70.872,839	56.698,27	56.364,69	333,58	0,00	82.856,351	66.285,08	65.951,50	333,58	0,00	96.050,458	76.840,366	76.514,880	325,486	0,00
2046	72.950,614	58.360,49	58.026,91	333,58	0,00	85.743,489	68.594,79	68.261,21	333,58	0,00	96.245,319	76.996,255	79.615,900	-2.619,645	2.619,64
2047	75.083,501	60.066,80	59.733,22	333,58	0,00	88.724,314	70.979,45	70.645,87	333,58	0,00	96.111,512	76.889,209	82.835,650	-5.946,441	5.946,44
2048	77.267,501	61.814,00	61.480,42	333,58	0,00	91.795,764	73.436,61	73.103,03	333,58	0,00	95.868,995	76.695,196	86.172,700	-9.477,504	9.477,50
2049	79.503,989	63.603,19	63.269,61	333,58	0,00	94.960,264	75.968,21	75.634,63	333,58	0,00	99.017,858	79.214,286	89.631,240	-10.416,954	10.416,95
2050	81.788,676	65.430,94	65.097,36	333,58	0,00	95.781,418	76.625,13	78.237,51	-1.612,38	1.612,38	93.718,037	74.974,430	93.209,020	-18.234,590	18.234,59

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

Tabla 8.5. Vertido de energía renovable variable para el escenario BAU.

Años	Menor			Medio			Mayor		
	Generación de ERV (GWh)	Generación (GWh)	Vertido de ERV (GWh)	Generación de ERV (GWh)	Generación (GWh)	Vertido de ERV (GWh)	Generación de ERV (GWh)	Generación (GWh)	Vertido de ERV (GWh)
2023	232,130	36.242,920	0,00	232,130	36.242,920	0,00	232,130	36.242,920	0,00
2024	680,124	38.240,151	0,00	671,967	38.647,726	0,00	702,324	40.223,414	0,00
2025	2.002,405	39.516,614	0,00	2.033,787	40.150,101	0,00	2.106,002	42.007,914	0,00
2026	3.582,052	40.826,339	0,00	3.582,052	41.701,626	0,00	3.582,052	43.861,864	0,00
2027	6.385,252	42.166,751	0,00	6.385,252	43.300,176	0,00	6.385,252	45.784,226	0,00
2028	9.188,452	42.245,151	0,00	9.188,452	45.098,989	0,00	9.188,452	47.784,476	0,00
2029	10.239,652	43.616,676	0,00	10.239,652	46.811,989	0,00	10.239,652	49.861,951	0,00
2030	13.480,852	45.019,664	0,00	13.480,852	48.576,039	0,00	13.480,852	52.015,214	0,00
2031	13.480,852	46.462,214	0,00	13.480,852	50.400,664	0,00	13.480,852	54.255,014	0,00
2032	13.480,852	47.941,414	0,00	13.480,852	52.283,576	0,00	13.480,852	56.580,314	0,00
2033	13.480,852	49.454,376	0,00	13.480,852	54.222,226	0,00	13.480,852	58.989,501	0,00
2034	13.480,852	51.009,326	0,00	13.480,852	56.226,601	0,00	13.480,852	61.494,689	0,00
2035	13.480,852	52.603,476	0,00	13.480,852	58.294,276	0,00	13.480,852	64.094,514	0,00
2036	13.480,852	54.237,414	0,00	13.480,852	60.427,176	0,00	13.480,852	66.792,439	0,00
2037	13.480,852	55.908,139	0,00	13.480,852	62.622,501	0,00	13.480,852	69.586,639	0,00
2038	13.480,852	57.624,701	0,00	13.480,852	64.891,126	0,00	13.480,852	72.490,564	0,00
2039	13.480,852	59.383,676	0,00	13.093,491	67.230,501	0,00	13.093,491	75.503,076	0,00
2040	12.849,138	61.181,976	0,00	13.258,819	69.638,226	0,00	13.118,759	78.622,226	0,00
2041	12.506,230	63.028,376	0,00	13.480,852	72.124,376	0,00	13.480,852	81.862,764	0,00
2042	12.569,670	64.920,376	0,00	13.466,639	74.688,051	0,00	13.466,639	85.223,426	0,00
2043	12.156,728	66.853,989	0,00	12.106,208	77.325,414	0,00	13.145,293	88.702,026	0,00
2044	8.360,038	68.839,151	0,00	9.690,257	80.049,101	0,00	10.651,888	92.315,014	0,00
2045	8.210,204	70.872,839	0,00	9.190,875	82.856,351	0,00	10.267,056	96.050,458	0,00
2046	6.227,356	72.950,614	0,00	10.972,110	85.743,489	0,00	12.421,573	96.245,319	0,00
2047	7.585,240	75.083,501	0,00	10.625,056	88.724,314	0,00	11.800,952	96.111,512	0,00
2048	8.594,317	77.267,501	0,00	10.804,561	91.795,764	0,00	10.953,935	95.868,995	0,00
2049	9.920,125	79.503,989	0,00	10.628,403	94.960,264	0,00	10.882,733	99.017,858	0,00
2050	8.708,302	81.788,676	0,00	10.913,666	95.781,418	0,00	10.785,120	93.718,037	0,00

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

Tabla 8.6. Reserva de capacidad para el escenario BAU.

Años	Menor			Medio			Mayor		
	Capacidad Instalada (MW)	Demanda Max (MW)	Reserva de Capacidad (%)	Capacidad Instalada (MW)	Demanda Max (MW)	Reserva de Capacidad (%)	Capacidad Instalada (MW)	Demanda Max (MW)	Reserva de Capacidad (%)
2023	7.916,340	3.340,879	0,00%	8.249,640	3.358,825	0,00%	8.249,640	3.478,764	0,00%
2024	8.249,640	3.454,171	38,83%	8.249,640	3.491,393	36,29%	8.249,640	3.635,291	26,93%
2025	8.655,040	3.570,743	42,39%	8.655,040	3.628,596	38,52%	8.655,040	3.798,259	27,87%
2026	8.858,230	3.690,353	40,04%	8.858,230	3.770,288	34,95%	8.858,230	3.967,570	23,27%
2027	9.551,410	3.812,765	50,51%	9.551,410	3.916,274	43,89%	9.551,410	4.143,128	30,54%
2028	10.101,410	3.819,925	64,44%	10.101,410	4.080,549	47,55%	10.101,410	4.325,799	33,52%
2029	10.621,410	3.945,178	69,23%	10.621,410	4.236,987	50,68%	10.621,410	4.515,523	35,22%
2030	11.189,410	4.073,305	74,70%	11.189,410	4.398,088	54,42%	11.189,410	4.712,168	37,46%
2031	11.785,010	4.205,045	80,26%	11.785,010	4.564,720	58,18%	11.785,010	4.916,716	39,69%
2032	12.985,010	4.340,131	99,18%	12.985,010	4.736,676	74,14%	12.985,010	5.129,072	53,16%
2033	14.185,010	4.478,301	86,75%	14.185,010	4.913,721	88,68%	14.185,010	5.349,089	65,19%
2034	14.185,010	4.620,306	57,01%	14.185,010	5.096,769	78,31%	14.185,010	5.577,873	54,31%
2035	14.185,010	4.765,890	97,64%	14.185,010	5.285,598	68,37%	14.185,010	5.815,300	43,93%
2036	14.185,010	4.915,108	88,60%	14.185,010	5.480,384	58,83%	14.185,010	6.061,686	34,01%
2037	14.185,010	5.067,686	79,91%	14.185,010	5.680,870	49,70%	14.185,010	6.316,864	24,56%
2038	14.185,010	5.224,450	71,51%	14.185,010	5.888,050	40,91%	14.185,010	6.582,063	15,51%
2039	14.185,010	5.385,087	63,41%	14.185,010	6.101,692	32,48%	14.185,010	6.857,178	6,86%
2040	14.185,010	5.549,315	55,62%	14.185,010	6.321,575	24,39%	14.185,010	7.142,032	-1,39%
2041	14.185,010	5.717,936	48,08%	14.185,010	6.548,621	16,61%	14.185,010	7.437,971	-9,29%
2042	14.185,010	5.890,721	40,80%	14.185,010	6.782,747	9,13%	14.185,010	7.744,881	-16,85%
2043	14.185,010	6.067,307	33,79%	14.185,010	7.023,602	1,96%	14.185,010	8.062,562	-24,06%
2044	14.185,010	6.248,600	27,01%	14.185,010	7.272,340	-4,95%	14.185,010	8.392,515	-30,98%
2045	14.185,010	6.434,325	20,46%	14.185,010	7.528,710	-11,59%	14.544,754	8.734,575	-33,48%
2046	14.185,010	6.624,076	14,14%	14.185,010	7.792,376	-17,96%	15.104,174	9.088,573	-33,81%
2047	14.185,010	6.818,861	8,03%	14.185,010	8.064,597	-24,11%	15.685,013	9.456,124	-34,13%
2048	14.185,010	7.018,313	2,11%	14.185,010	8.345,095	-30,02%	16.287,012	9.837,066	-34,43%
2049	14.185,010	7.222,558	2,00%	14.385,958	8.634,090	-33,38%	16.910,928	10.231,877	-34,72%
2050	14.185,010	7.431,205	1,50%	14.855,514	8.931,223	-33,67%	17.556,354	10.640,299	-35,00%

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

8.3.2. Escenario ERV Target

En la Tabla 8.7, Tabla 8.8, Tabla 8.9 se presentan los resultados de los índices para evaluar flexibilidad para cada año y para cada perfil de demanda.

Tabla 8.7. Energía no suministrada para el Escenario ERV Target.

Años	Menor				Medio				Mayor						
	Generación Bruta (GWh)	Generación Neta (GWh)	Demanda (GWh)	Energía No Suministrada (GWh)	Generación Bruta (GWh)	Generación Neta (GWh)	Demanda (GWh)	Energía No Suministrada (GWh)	Generación Bruta (GWh)	Generación Neta (GWh)	Demanda (GWh)	Energía No Suministrada (GWh)			
2023	36.242,920	28.994,336	29.266,10	-271,764	271,76	36.242,920	28.994,336	29.423,31	-428,974	428,97	36.242,920	28.994,336	30.473,970	-1.479,634	1.479,63
2024	38.126,271	30.501,017	30.258,54	242,477	0,00	38.533,846	30.827,077	30.584,60	242,477	0,00	40.109,534	32.087,627	31.845,150	242,477	0,00
2025	39.402,734	31.522,187	31.279,71	242,477	0,00	40.036,221	32.028,977	31.786,50	242,477	0,00	41.894,034	33.515,227	33.272,750	242,477	0,00
2026	40.712,459	32.569,967	32.327,49	242,477	0,00	41.587,746	33.270,197	33.027,72	242,477	0,00	43.747,984	34.998,387	34.755,910	242,477	0,00
2027	42.052,871	33.642,297	33.399,82	242,477	0,00	43.186,296	34.549,037	34.306,56	242,477	0,00	45.670,346	36.536,277	36.293,800	242,477	0,00
2028	42.131,271	33.705,017	33.462,54	242,477	0,00	44.985,109	35.988,087	35.745,61	242,477	0,00	47.670,596	38.136,477	37.894,000	242,477	0,00
2029	43.502,796	34.802,237	34.559,76	242,477	0,00	46.698,109	37.358,487	37.116,01	242,477	0,00	49.748,071	39.798,457	39.555,980	242,477	0,00
2030	44.905,784	35.924,627	35.682,15	242,477	0,00	48.462,159	38.769,727	38.527,25	242,477	0,00	51.901,334	41.521,067	41.278,590	242,477	0,00
2031	46.348,334	37.078,667	36.836,19	242,477	0,00	50.286,784	40.229,427	39.986,95	242,477	0,00	54.141,134	43.312,907	43.070,430	242,477	0,00
2032	47.827,534	38.262,027	38.019,55	242,477	0,00	52.169,696	41.735,757	41.493,28	242,477	0,00	56.466,434	45.173,147	44.930,670	242,477	0,00
2033	49.340,496	39.472,397	39.229,92	242,477	0,00	54.108,346	43.286,677	43.044,20	242,477	0,00	58.875,621	47.100,497	46.858,020	242,477	0,00
2034	50.895,446	40.716,357	40.473,88	242,477	0,00	56.112,721	44.890,177	44.647,70	242,477	0,00	61.380,809	49.104,647	48.862,170	242,477	0,00
2035	52.489,596	41.991,677	41.749,20	242,477	0,00	58.180,396	46.544,317	46.301,84	242,477	0,00	63.980,634	51.184,507	50.942,030	242,477	0,00
2036	54.123,534	43.298,827	43.056,35	242,477	0,00	60.313,296	48.250,637	48.008,16	242,477	0,00	66.678,559	53.342,847	53.100,370	242,477	0,00
2037	55.794,259	44.635,407	44.392,93	242,477	0,00	62.508,621	50.006,897	49.764,42	242,477	0,00	69.472,759	55.578,207	55.335,730	242,477	0,00
2038	57.510,821	46.008,657	45.766,18	242,477	0,00	64.777,246	51.821,797	51.579,32	242,477	0,00	72.376,684	57.901,347	57.658,870	242,477	0,00
2039	59.269,796	47.415,837	47.173,36	242,477	0,00	67.116,621	53.693,297	53.450,82	242,477	0,00	75.389,196	60.311,357	60.068,880	242,477	0,00
2040	61.068,096	48.854,477	48.612,00	242,477	0,00	69.524,346	55.619,477	55.377,00	242,477	0,00	78.508,346	62.806,677	62.564,200	242,477	0,00
2041	62.914,496	50.331,597	50.089,12	242,477	0,00	72.010,496	57.608,397	57.365,92	242,477	0,00	81.748,884	65.399,107	65.156,630	242,477	0,00
2042	64.806,496	51.845,197	51.602,72	242,477	0,00	74.574,171	59.659,337	59.416,86	242,477	0,00	85.109,546	68.087,637	67.845,160	242,477	0,00
2043	66.740,109	53.392,087	53.149,61	242,477	0,00	77.211,534	61.769,227	61.526,75	242,477	0,00	88.588,146	70.870,517	70.628,040	242,477	0,00
2044	68.725,271	54.980,217	54.737,74	242,477	0,00	79.935,221	63.948,177	63.705,70	242,477	0,00	92.201,134	73.760,907	73.518,430	242,477	0,00
2045	70.758,959	56.607,167	56.364,69	242,477	0,00	82.742,471	66.193,977	65.951,50	242,477	0,00	95.946,696	76.757,357	76.514,880	242,477	0,00
2046	72.836,734	58.269,387	58.026,91	242,477	0,00	85.629,609	68.503,687	68.261,21	242,477	0,00	99.822,971	79.858,377	79.615,900	242,477	0,00
2047	74.969,621	59.975,697	59.733,22	242,477	0,00	88.610,434	70.888,347	70.645,87	242,477	0,00	103.847,659	83.078,127	82.835,650	242,477	0,00
2048	77.153,621	61.722,897	61.480,42	242,477	0,00	91.681,884	73.345,507	73.103,03	242,477	0,00	108.026,329	86.421,064	86.172,700	248,364	0,00
2049	79.390,109	63.512,087	63.269,61	242,477	0,00	94.846,384	75.877,107	75.634,63	242,477	0,00	112.349,504	89.879,604	89.631,240	248,364	0,00
2050	81.674,796	65.339,837	65.097,36	242,477	0,00	98.099,984	78.479,987	78.237,51	242,477	0,00	116.821,729	93.457,384	93.209,020	248,364	0,00

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

Tabla 8.8. Vertido de energía renovable variable para el escenario ERV Target.

Años	Menor			Medio			Mayor		
	Generación de ERV (GWh)	Generación (GWh)	Vertido de ERV (GWh)	Generación de ERV (GWh)	Generación (GWh)	Vertido de ERV (GWh)	Generación de ERV (GWh)	Generación (GWh)	Vertido de ERV (GWh)
2023	232,130	36.242,920	0,00	232,130	36.242,920	0,00	232,130	36.242,920	0,00
2024	695,183	38.126,271	333,58	696,425	38.533,846	242,48	723,127	40.109,534	242,48
2025	2.261,860	39.402,734	333,58	2.287,520	40.036,221	242,48	2.354,942	41.894,034	242,48
2026	3.582,052	40.712,459	333,58	3.582,052	41.587,746	242,48	3.582,052	43.747,984	242,48
2027	6.385,252	42.052,871	333,58	6.385,252	43.186,296	242,48	6.385,252	45.670,346	242,48
2028	9.188,452	42.131,271	333,58	9.188,452	44.985,109	242,48	9.188,452	47.670,596	242,48
2029	10.239,652	43.502,796	333,58	10.239,652	46.698,109	242,48	10.239,652	49.748,071	242,48
2030	13.480,852	44.905,784	333,58	13.480,852	48.462,159	242,48	13.480,852	51.901,334	242,48
2031	13.480,852	46.348,334	333,58	13.480,852	50.286,784	242,48	13.480,852	54.141,134	242,48
2032	944,910	47.827,534	333,58	1.032,643	52.169,696	242,48	965,759	56.466,434	242,48
2033	1.548,754	49.340,496	333,58	1.771,124	54.108,346	242,48	1.769,078	58.875,621	242,48
2034	2.416,431	50.895,446	333,58	2.622,376	56.112,721	242,48	2.740,567	61.380,809	242,48
2035	3.172,050	52.489,596	333,58	3.471,566	58.180,396	242,48	3.776,842	63.980,634	242,48
2036	3.998,759	54.123,534	333,58	4.405,980	60.313,296	242,48	4.824,747	66.678,559	242,48
2037	4.842,810	55.794,259	333,58	5.372,891	62.508,621	242,48	5.922,691	69.472,759	242,48
2038	5.735,049	57.510,821	333,58	6.404,325	64.777,246	242,48	7.104,273	72.376,684	242,48
2039	6.676,926	59.269,796	333,58	7.502,907	67.116,621	242,48	8.373,705	75.389,196	242,48
2040	7.669,748	61.068,096	333,58	8.671,146	69.524,346	242,48	9.735,041	78.508,346	242,48
2041	8.716,223	62.914,496	333,58	9.913,065	72.010,496	242,48	11.194,432	81.748,884	242,48
2042	9.817,888	64.806,496	333,58	11.231,630	74.574,171	242,48	12.756,487	85.109,546	242,48
2043	10.975,912	66.740,109	333,58	12.629,295	77.211,534	242,48	14.425,602	88.588,146	242,48
2044	12.193,638	68.725,271	333,58	14.111,130	79.935,221	242,48	16.209,247	92.201,134	242,48
2045	13.472,545	70.758,959	333,58	15.680,034	82.742,471	242,48	18.112,391	95.946,696	242,48
2046	14.813,671	72.836,734	333,58	17.338,581	85.629,609	242,48	20.139,902	99.822,971	242,48
2047	16.221,078	74.969,621	333,58	19.092,828	88.610,434	242,48	22.300,665	103.847,659	242,48
2048	17.696,047	77.153,621	333,58	20.945,790	91.681,884	242,48	24.601,784	108.026,329	242,48
2049	19.240,920	79.390,109	333,58	22.901,617	94.846,384	242,48	27.047,093	112.349,504	242,48
2050	20.997,338	81.674,796	333,58	24.962,996	98.099,984	242,48	45.842,669	116.821,729	242,48

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

Tabla 8.9. Reserva de capacidad para el escenario ERV Target.

Años	Menor			Medio			Mayor		
	Capacidad Instalada (MW)	Demanda Max (MW)	Reserva de Capacidad (%)	Capacidad Instalada (MW)	Demanda Max (MW)	Reserva de Capacidad (%)	Capacidad Instalada (MW)	Demanda Max (MW)	Reserva de Capacidad (%)
2023	8.249,640	3.340,879	0,00%	8.249,640	3.358,825	0,00%	8.249,640	3.478,764	0,00%
2024	8.249,640	3.454,171	38,83%	8.249,640	3.491,393	36,29%	8.249,640	3.635,291	26,93%
2025	8.655,040	3.570,743	42,39%	8.655,040	3.628,596	38,52%	8.655,040	3.798,259	27,87%
2026	8.858,230	3.690,353	40,04%	8.858,230	3.770,288	34,95%	8.858,230	3.967,570	23,27%
2027	9.427,410	3.812,765	47,26%	9.427,410	3.916,274	40,72%	9.427,410	4.143,128	27,54%
2028	9.816,490	3.819,925	56,98%	9.816,490	4.080,549	40,57%	9.816,490	4.325,799	26,93%
2029	10.299,490	3.945,178	61,07%	10.299,490	4.236,987	43,09%	10.299,490	4.515,523	28,09%
2030	10.867,490	4.073,305	66,80%	10.867,490	4.398,088	47,10%	10.867,490	4.712,168	30,63%
2031	11.278,690	4.205,045	68,22%	11.278,690	4.564,720	47,08%	11.278,690	4.916,716	29,39%
2032	13.459,720	4.340,131	60,12%	13.459,720	4.736,676	84,16%	13.459,720	5.129,072	62,42%
2033	14.659,720	4.478,301	77,35%	14.659,720	4.913,721	98,34%	14.659,720	5.349,089	74,06%
2034	14.659,720	4.620,306	67,29%	14.659,720	5.096,769	87,63%	14.659,720	5.577,873	62,82%
2035	15.074,720	4.765,890	66,30%	15.074,720	5.285,598	85,20%	15.074,720	5.815,300	59,23%
2036	15.074,720	4.915,108	56,70%	15.074,720	5.480,384	75,07%	15.074,720	6.061,686	38,64%
2037	15.074,720	5.067,686	47,47%	15.074,720	5.680,870	65,36%	15.074,720	6.316,864	29,03%
2038	15.074,720	5.224,450	38,54%	15.074,720	5.888,050	41,63%	15.074,720	6.582,063	19,84%
2039	15.074,720	5.385,087	29,93%	15.074,720	6.101,692	32,97%	15.074,720	6.857,178	18,07%
2040	15.274,720	5.549,315	25,25%	15.274,720	6.321,575	22,19%	15.574,720	7.142,032	9,14%
2041	15.256,120	5.717,936	16,81%	15.256,120	6.548,621	14,58%	15.556,120	7.437,971	9,53%
2042	15.070,900	5.890,721	55,84%	15.070,900	6.782,747	6,39%	15.370,900	7.744,881	9,35%
2043	15.070,900	6.067,307	48,40%	15.070,900	7.023,602	5,64%	15.370,900	8.062,562	7,58%
2044	15.009,300	6.248,600	40,20%	15.009,300	7.272,340	4,38%	15.309,300	8.392,515	5,75%
2045	15.009,300	6.434,325	33,27%	15.009,300	7.528,710	3,19%	15.569,654	8.734,575	2,53%
2046	15.009,300	6.624,076	26,59%	15.009,300	7.792,376	2,14%	16.129,074	9.088,573	2,65%
2047	15.009,300	6.818,861	20,11%	15.009,300	8.064,597	1,05%	16.959,913	9.456,124	1,46%
2048	15.009,300	7.018,313	13,86%	15.009,300	8.345,095	0,04%	17.956,329	9.837,066	1,31%
2049	15.009,300	7.222,558	7,81%	15.260,858	8.634,090	41,63%	19.204,161	10.231,877	0,38%
2050	15.009,300	7.431,205	1,98%	15.730,414	8.931,223	32,97%	20.495,014	10.640,299	38,64%