



**Análisis técnico económico del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) del Ecuador,  
ante escenarios plausibles de falla.**

Chicaiza Comina, Wiliam Armando y Osorio Sánchez, Darwin Andrés

Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones.

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Trabajo de unidad de integración curricular, previo a la obtención del título de Ingeniero  
Electromecánico

Ing. Ortiz Villalba, Diego Edmundo. MSc PhD

4 de marzo del 2024

Latacunga



Plagiarism report

CHICAIZA\_OSORIO\_TESIS\_DESPACHO\_...

Scan details

Scan time: March 4th, 2024 at 15:5 UTC Total Pages: 32 Total Words: 7908

Plagiarism Detection

Types of plagiarism	Words
Identical 1.2%	97
Minor Changes 0%	2
Paraphrased 3.8%	299
Omitted Words 1.4%	112

AI Content Detection

N/A Text coverage: AI text, Human text

Alerts: (1)

Cross Language: Same Document Language

Submitted language and cross-language text are the same language. No credits were used.

2/3 Severity

Plagiarism Results: (9)

CAPITULO-3-DEMANDA-ELÉCTRICA.pdf

https://www.recursoyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/capitulo-3-demanda-elecc%81ctrica.pdf 3 ESTUDIO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD 3.1 Generalidades 3.1.1 Introducción Como resultado de la gran inversión...

2.3%

Ing. Ortiz Villalba, Diego Edmundo. MSc PhD

C. C: 1803225414



**Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones**

**Carrera de Ingeniería en Electromecánica**

**Certificación**

Certifico que el trabajo de unidad de integración curricular: **"Análisis técnico económico del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) del Ecuador, ante escenarios plausibles de falla."** fue realizado por los señores **Chicaiza Comina, Wiliam Armando y Osorio Sánchez, Darwin Andrés**, el mismo que cumple con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, además fue revisado y analizado en su totalidad por la herramienta de prevención y/o verificación de similitud de contenidos; razón por la cual me permito acreditar y autorizar para que se lo sustente públicamente.

**Latacunga, 04 de marzo del 2024**

**Ing. Ortiz Villalba, Diego Edmundo. MSc PhD**

**C. C: 1803225414**



Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Responsabilidad de Autoría

Nosotros, **Chicaiza Comina, Wiliam Armando y Osorio Sánchez, Darwin Andrés**, con cédulas de ciudadanía n° 0504155383 y 0550009591, declaramos que el contenido, ideas y criterios del trabajo de unidad de integración curricular: **Análisis técnico económico del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) del Ecuador, ante escenarios plausibles de falla** es de nuestra autoría y responsabilidad, cumpliendo con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos, y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, respetando los derechos intelectuales de terceros y referenciando las citas bibliográficas.

Latacunga, 04 de marzo del 2024

Chicaiza Comina, Wiliam Armando

C.C.: 0504155383

Osorio Sánchez, Darwin Andrés

C.C.: 0550009591



Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

**Autorización de Publicación**

Nosotros **Chicaiza Comina, Wiliam Armando y Osorio Sánchez, Darwin Andrés**, con cédulas de ciudadanía n° 0504155383 y 0550009591, autorizamos a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE publicar el trabajo de unidad de integración curricular: **Análisis técnico económico del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) del Ecuador, ante escenarios plausibles de falla** en el Repositorio Institucional, cuyo contenido, ideas y criterios son de nuestra responsabilidad.

Latacunga, 04 de marzo del 2024

Chicaiza Comina, Wiliam Armando

C.C.: 0504155383

Osorio Sánchez, Darwin Andrés

C.C.: 0550009591

### **Dedicatoria**

El presente trabajo de titulación se lo dedico con gran esmero a mi hermana Ximena quien ha sido un pilar fundamental durante toda mi vida universitaria, recordándome siempre que “solo hace falta un pequeño destello de luz para encontrar el final del túnel”

A mi mamá Soledad, quien siempre ha sido mi hogar y me ha demostrado que con un dólar se puede llegar a cumplir cualquier sueño, incluso una carrera universitaria.

A mis hermanos Pablo, Noemi, Jenny, Marco, Iván, Guadalupe quienes me han inspirado y apoyado cada día durante este proceso de formación.

A mi enamorada Ana María, quien con mucho amor me ha indicado que rendirse no es una opción, cada vez que te caigas levántate y sigue luchando.

**William Chicaiza**

## **Dedicatoria**

Dedico el presente trabajo de integración curricular a mi madre Mirian Osorio, quien siempre ha sido el pilar fundamental para lograr esta meta, la cual con su incansable apoyo y dedicación a permitido que se cumpla este tan anhelado sueño.

A mi tío Segundo Corrales quien siempre ha sido como un padre, a Cristina Osorio mi tía y segunda madre, a mis primos Joffre Corrales, Janeth Corrales y Magaly Corrales a quienes considero mis hermanos, a mi sobrina Jazmín Corrales y a toda mi familia quienes nunca me han abandonado y siempre han confiado en mí.

**Darwin Osorio**

## Agradecimiento

A Ximena quien ha hecho posible este sueño, que gracias a ti soy todo lo que soy, no sé qué hubiera hecho sin ti.

A mi mamá Soledad, quien siempre me ha esperado con comida caliente, nunca permitió que me conforme con menos de lo que merezco y sobre todo me enseñó que cualquier cosa se consigue con trabajo duro.

A mi tutor de tesis el Ing. Diego Ortiz Villalba quien ha sido un pilar fundamental en este proyecto de titulación, gracias por el café, el conocimiento que nos compartió durante este proceso y sobre todo por la paciencia que nos tuvo en cada una de las reuniones.

A mi amigo Jhon quien ha sido un pilar fundamental en mi proceso de transformación personal, aunque las situaciones de la vida nos han enmarcado por caminos diferentes, estoy totalmente agradecido de que un día hayamos coincidido.

A mi compañero Darwin Osorio, quien ha sido un compañero, un amigo, un hermano durante todo este proceso universitario, sin ti no hubiese sido posible culminar este proyecto.

A mis amigos Marlon, Silvana, Fernanda, Gabriela que siempre me han reconfortado anímicamente, mostrándome que la felicidad no depende de nada, cuando los tengo a ustedes, gracias por siempre estar conmigo.

Finalmente agradezco a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE por formarme como un buen profesional.

**William Chicaiza**



## **Agradecimiento**

Agradezco:

A mi madre, quien incondicionalmente me ha brindado todo su apoyo, quien con su amor de madre y preocupación ha sabido acompañarme a lo largo de esta etapa, quien día tras día se ha esforzado incansablemente para permitir que se cumpla esta meta. A mis tíos, quienes con su experiencia y sus sabios consejos me han sabido guiar en mi camino. A mis primos quienes, con su apoyo y ejemplo, han sabido darme ánimos para esforzarme dentro de esta etapa universitaria y en una futura etapa laboral.

A los docentes de la institución por los conocimientos impartidos, en especial a nuestro director de tesis, el doctor Diego Ortiz quien, con sus consejos, experiencias y mucha paciencia nos ha sabido guiar a través de este trabajo de integración curricular y quien con su calidad humana se ha convertido en un ejemplo a seguir.

A mi compañero de tesis y a mis leales amigos quienes me han acompañado a lo largo de esta etapa en mi vida haciendo más ameno nuestro proceso universitario, quienes en los momentos difíciles siempre han sabido brindarme su apoyo, quienes a pesar de los altibajos experimentados han sido un apoyo incondicional para no desfallecer en el proceso académico, por las anécdotas que vivirán eternamente en nuestros recuerdos y por haberse convertido en una segunda familia.

A la Universidad de las Fuerzas Armadas “ESPE” por abrirnos las puertas y permitirnos formar parte de los profesionales nacidos de esta Alma mater.

**Darwin Osorio**

**ÍNDICE DE CONTENIDO**

<b>Carátula.....</b>	<b>1</b>
<b>Reporte de verificación de contenidos .....</b>	<b>2</b>
<b>Certificación .....</b>	<b>3</b>
<b>Responsabilidad de Autoría .....</b>	<b>4</b>
<b>Autorización de Publicación. ....</b>	<b>5</b>
<b>Dedicatoria.....</b>	<b>6</b>
<b>Dedicatoria.....</b>	<b>7</b>
<b>Agradecimiento.....</b>	<b>8</b>
<b>Agradecimiento.....</b>	<b>9</b>
<b>Índice de contenido .....</b>	<b>10</b>
<b>Índice de figuras .....</b>	<b>14</b>
<b>Índice de Tablas .....</b>	<b>15</b>
<b>Nomenclatura .....</b>	<b>16</b>
<b>Resumen .....</b>	<b>19</b>
<b>Abstract.....</b>	<b>20</b>
<b>Capítulo I: Introducción .....</b>	<b>21</b>
<b>Antecedentes .....</b>	<b>21</b>
<b>Importancia y Justificación .....</b>	<b>24</b>
<b>Planteamiento del problema.....</b>	<b>24</b>

Alcance del proyecto.....	25
Objetivos.....	26
<i>Objetivo general</i> .....	26
<i>Objetivos específicos</i> .....	26
Capítulo II: Estado del arte .....	27
Revisión del Estado del arte.....	27
<i>Despacho económico</i> .....	27
<i>Confiabilidad</i> .....	28
<i>Rolling Horizon</i> .....	29
Capítulo III: Metodología .....	31
Marco Metodológico.....	31
Modelo Matemático.....	32
<i>Función objetivo</i> .....	33
<i>Modelo Fotovoltaico</i> .....	34
<i>Modelo Hidroeléctrico de embalse</i> .....	34
<i>Modelo Hidroeléctrico de Pasada</i> .....	35
<i>Modelo Térmico</i> .....	36
<i>Modelo Eólico</i> .....	36
<i>Modelo de Reservas asociadas a Contingencia y seguimiento</i> .....	38

	12
<i>Modelo de flujos LT</i> .....	39
<i>Ecuación de balance</i> .....	39
<i>Análisis de sensibilidad</i> .....	40
<b>Capítulo IV: Caso de Estudio</b> .....	<b>41</b>
<b>Evaluación de recurso renovable disponible en Ecuador</b> .....	<b>41</b>
<i>Irradiancia</i> .....	41
<i>Velocidad del viento</i> .....	42
<i>Caudales hídricos</i> .....	43
<b>Proyección de la demanda a 2030</b> .....	<b>44</b>
<b>Casos de estudio propuestos</b> .....	<b>47</b>
<i>Caso Línea Base SNI en 2021</i> .....	47
<i>Caso de estudio SNI a 2030</i> .....	49
<i>Caso de estudio SNI a 2030 sin CCS</i> .....	50
<i>Caso de estudio SNI a 2030 sin CCS y sin Santiago</i> .....	50
<i>Caso de estudio SNI a 2030 sin PME y sin CCS</i> .....	51
<i>Consideraciones de los casos de estudio</i> .....	51
<b>Capítulo V: Análisis de resultados</b> .....	<b>53</b>
<b>Análisis de generación vs. demanda</b> .....	<b>53</b>
<b>Análisis de líneas de transmisión</b> .....	<b>58</b>

<b>Capítulo VI: Conclusiones y Recomendaciones.....</b>	<b>61</b>
<b>Conclusiones .....</b>	<b>61</b>
<b>Recomendaciones .....</b>	<b>63</b>
<b>Bibliografía .....</b>	<b>64</b>
<b>Anexos .....</b>	<b>67</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> <i>Diagrama metodológico</i> .....	31
<b>Figura 2</b> <i>Curva de potencia vs velocidad del viento de un aerogenerador</i> .....	37
<b>Figura 3</b> <i>Curva linealizada de potencia vs velocidad del viento de un aerogenerador</i> .....	37
<b>Figura 4</b> <i>Página de aplicación web PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION</i> .....	42
<b>Figura 5</b> <i>Página de aplicación web POWER Data Access Viewer</i> .....	43
<b>Figura 6</b> <i>Biblioteca virtual del INAMHI</i> .....	44
<b>Figura 7</b> <i>Proyección de la demanda a 2030 en la hipótesis 2 del PME</i> .....	47
<b>Figura 8</b> <i>Porcentaje de participación por tecnología Caso SNI a 2030 en invierno</i> .....	54
<b>Figura 9</b> <i>Porcentaje de participación por tecnología Caso SNI a 2030 sin CCS sin PME</i> .....	55
<b>Figura 10</b> <i>Porcentaje de participación Hidráulica en invierno</i> .....	56
<b>Figura 11</b> <i>Costos operativos asociados a los casos de análisis</i> .....	57
<b>Figura 12</b> <i>Ubicación geográfica de líneas de transmisión</i> .....	58
<b>Figura 13</b> <i>Porcentaje de tiempo de LT trabajando a Pmax</i> .....	59
<b>Figura 14</b> <i>Configuración de línea de transmisión crítica</i> .....	60

**ÍNDICE DE TABLAS**

<b>Tabla 1</b> <i>Crecimiento de la demanda eléctrica</i> .....	46
<b>Tabla 2</b> <i>Potencia instalada por tipo de tecnología del SNI hasta 2021</i> .....	48
<b>Tabla 3</b> <i>Componentes de transmisión del SNI hasta 2021</i> .....	48
<b>Tabla 4</b> <i>Potencia instalada por tipo de tecnología del SNI a 2030</i> .....	49
<b>Tabla 5</b> <i>Componentes de transmisión del SNI a 2030</i> .....	50
<b>Tabla 6</b> <i>Unidades de generación térmica</i> .....	57

## Nomenclatura

$C_{ENS}$ : Costo de penalización para ENS  $\left(\frac{\$}{MW}\right)$

$C_E^{Curt}$ : Costo de penalización para energía de vertimiento Eólico  $\left(\frac{\$}{MW}\right)$

$C_H^{Curt}$ : Costo de penalización para energía de vertimiento Hidro  $\left(\frac{\$}{MW}\right)$

$C_T$ : Costo operativo Térmico  $\left(\frac{\$}{MW}\right)$

$D$ : Demanda (MW)

$ENS$ : Energía No Suministrada (MW)

$f$ : flujo de la línea

$\bar{f}$ : flujo máximo de la línea

$fph$ : factor de planta hidroeléctrico

$g$ : gravedad  $\left(\frac{m}{s^2}\right)$

$\underline{G}_T$ : Potencia térmica mínima (MW)

$\bar{G}_T$ : Potencia térmica máxima (MW)

$h$ : altura del salto neto (m)

$H_H$ : Headroom Hidro (MW)

$H_T$ : Headroom Térmico (MW)



$I$ : Irradiancia  $\left(\frac{W}{m^2}\right)$

$ND$ : Número de demandas

$NGE$ : Campos de generación Eólicos

$NGHP$ : Unidades de generación Hidro de Pasada

$NGPV$ : Campos de generación fotovoltaica

$NGT$ : Unidades de generación Térmica

$NOCT$ : Temperatura de las celdas fotovoltaicas a condiciones normales

$Num_T$ : Número de Turbinas eólicas

$P_E^{Inst}$ : Potencia hidroeléctrica instantánea(MW)

$P_G^{Big}$ : Unidad de Generación más grande(MW)

$P_H^{Curt}$ : Energía de vertimiento Hidroeléctrica(MW)

$P_H^{genE}$ : Potencia hidroeléctrica generada de embalse

$P_H^{genP}$ : Potencia hidroeléctrica generada de pasada

$P_H^{insE}$ : Potencia hidroeléctrica instalada de embalse

$P_H^{Inst}$ : Potencia hidroeléctrica instantánea

$P_{PV}^{curt}$ : Energía de vertimiento Fotovoltaica(MW)

$P_{PV}^{gen}$ : Potencia Fotovoltaica Generada (MW)

$P_{PV}^{ins}$ : Potencia Fotovoltaica Instalada (MW)

$P_{PV}^{Inst}$ : Potencia Fotovoltaica Instantanea(MW)

$P_T^{gen}$ : Potencia Térmica Generada (MW)

$Q$ : Caudal del afluente  $\left(\frac{m^3}{s}\right)$

$R_H$ : Reservas de contingencia y seguimiento Hidro

$R_T$ : Reservas de contingencia y seguimiento Térmicas

$T^a$ : Temperatura ambiente ( $^{\circ}C$ )

$T^{PV}$ : Temperatura de la celda solar ( $^{\circ}C$ )

$t_0$ : tiempo inicial del algoritmo Rolling horizon

$T_h$ : Amplitud de la ventana de Rolling horizon

$v$ : velocidad del viento  $\left(\frac{m^2}{s}\right)$

$X_L$ : Reactancia de las líneas de transmisión

$\delta$ : densidad del agua  $\left(\frac{g}{l}\right)$ .

$\eta_{inv}$ : Eficiencia del inversor.

$\eta_T$ : Reducción por temperatura de la eficiencia del sistema Fotovoltaico.

$\theta$ : Ángulos de Voltaje.

$\pi_s$ : Probabilidad de ocurrencia de los escenarios.

## Resumen

El presente trabajo de titulación, busca implementar un marco metodológico mediante el uso de herramientas de optimización para dar solución a un problema de despacho económico enfocado en dos semanas típicas (verano, invierno) del Sistema Nacional Interconectado (SNI) ecuatoriano y los casos de estudio asociados, empleando el algoritmo Rolling Horizon (RH) para lo cual se propone una metodología que consta de tres etapas. Durante la primera etapa se realizan investigaciones bibliográficas con la finalidad de determinar los datos de entrada requeridos para el modelo de optimización, como son: datos históricos de recursos naturales asociados a las tecnologías de generación, infraestructura que componen el SNI hasta el año 2021, plan de expansión (generación, transmisión) y proyección de la demanda declarados dentro del Plan Maestro de Electrificación (PME) 2018-2027. La segunda etapa comprende la modelación matemática del problema de despacho económico con RH con el cual se evalúan los costos operativos asociados para cada caso de estudio. La tercera etapa comprende un análisis del desempeño operativo de los casos de estudio planteados con base a indicadores de desempeño. Los resultados obtenidos son los costos operativos del SNI, además se determinan líneas de transmisión con desempeños operativos críticos a lo largo del horizonte de análisis planteado.

*Palabras clave:* Despacho Económico, Rolling Horizon, PME, costos operativos.

## Abstract

This degree work seeks to implement a methodological framework through the use of optimization tools to solve an economic dispatch problem focused on two typical weeks (summer, winter) of the Ecuadorian National Interconnected System (SNI) and the associated case studies, using the Rolling Horizon (RH) algorithm, for which a methodology consisting of three stages is proposed. During the first stage, bibliographic research is carried out in order to determine the input data required for the optimization model, such as: historical data on natural resources associated with generation technologies, infrastructure that makes up the SNI until 2021, expansion plan (generation, transmission) and demand projection declared within the Electrification Master Plan (PME) 2018-2027. The second stage comprises the mathematical modeling of the economic dispatch problem with RH with which the associated operating costs are evaluated for each case study. The third stage comprises an analysis of the operational performance of the case studies based on performance indicators. The results obtained are the operating costs of the SNI, and transmission lines with critical operating performance over the proposed analysis time are also determined.

*Key words: Economic Dispatch, Rolling Horizon, PME, Operating Costs.*

## Capítulo I

### Introducción

#### Antecedentes

Los sistemas eléctricos de potencia son estructuras complejas que tienen como objetivo hacer llegar la energía eléctrica desde la generación hasta el consumidor. CENACE es el operador del sistema eléctrico de potencia en Ecuador, es el ente principal en tomar decisiones de alto nivel técnico y estratégico para solucionar problemas de generación y transporte de energía. Las actividades para operar consisten en realizar la planeación, coordinación, supervisión y control de la operación integrada en tiempo real de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema eléctrico de potencia, este sistema que opera el CENACE es conocido como Sistema Nacional Interconectado (SNI) (Garzón Solorzano, 2018).

De acuerdo con (CENACE, 2022) “Entre una de las actividades realizada por CENACE es el análisis de costos y precios en el sector eléctrico, estos datos se presentan en los diferentes informes anuales presentados por el Operador Nacional de Electricidad, dentro de estos análisis económicos se toma en cuenta los costos que se ven involucrados dentro de los procesos de generación y transmisión eléctrica.”

Según (ARCONEL, 2021) Los costos para la actividad de la generación de energía se ubican en el orden de los 813.55 MMUSD, considerando el escenario hidrológico promedio declarado en el boletín de prensa de ARCONEL, en el cual se declara un monto que comprende una anualidad de costo fijo para los generadores públicos determinada en el valor de los 508.46 MMUSD, generadores privados 7.70 MMUSD. En base a estos costos y la demanda de energía eléctrica en bornes de generación, 25589.38 GWh-año, se establece un Costo Medio de Generación de 3.18 ¢USD/kWh.

El costo medio de generación expuesto en (ARCRNNR, 2020) se desprende de un análisis de tres escenarios hidrológicos posibles: semi lluvioso, promedio y semi seco, todo esto bajo la consideración de costos variables, fijos y otros costos. Dentro de los costos variables se hace una evaluación en los tres escenarios hidrológicos del tipo de recurso natural que se puede utilizar para generar energía, así pues, en el escenario semi lluvioso la generación térmica es de 62.78 MMUSD, mientras en el escenario semi seco es de 77.68 MMUSD.

A pesar de los diferentes estudios económicos realizados por el CENACE, los costos y precios del sector eléctrico varían constantemente debido a la evolución histórica de la demanda energética a nivel nacional y a las cargas especiales que se incorporan progresivamente en los sistemas. Por este motivo, el S.N.I se ve obligado a adaptarse a las condiciones de oferta y demanda energética actuales y futuras. Por tal razón, todo el sector debe garantizar que se cumpla con los criterios de confiabilidad, calidad, economía y menor afectación ambiental a través de los planes de expansión para la matriz de generación, transmisión y distribución. En este aspecto se considera la incorporación de nuevos proyectos de generación eléctrica en el S.N.I. (CENACE, 2022).

El Plan de Expansión de Generación (PEG) estipula que el Ecuador cuenta con un potencial de expansión hidráulico Técnico de 91000 MW de los cuales son técnicamente factibles 31000 MW que se encuentran en 11 cuencas hidrográficas, sin embargo, de este potencial técnico, únicamente existe un potencial económico factible de 22000 MW. A la par del potencial hidráulico, existe un potencial eólico bruto del país de 1691MW habiendo sido consideradas zonas con velocidades de viento promedio anual mayor a 7 m/s, las cuales generarían una energía media de 2.869 GWh (Cenace, 2018).

Dentro del Plan de Expansión de la Transmisión (PET) 2018 – 2027, se cuenta con el objetivo fundamental de garantizar el desarrollo de una red debidamente adaptada a las crecientes necesidades de la demanda y a las diferentes unidades de generación que se encuentran en planes de inserción al S.N.I (Cenace, 2018).

Para ello, a partir del análisis de diagnóstico del sistema para el corto y largo plazo, se realiza un análisis básico de los requerimientos de infraestructura necesarios a nivel de transmisión para la evacuación de toda la generación de los bloques de Energía Renovable No Convencional (ERNC) y el ingreso del proyecto termoeléctrico de Ciclo Combinado para el año 2022 (Cenace, 2018).

Uno de los peligros latentes que pueden llegar a afectar la estabilidad operativa del S.N.I es la situación de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair (CCS) de 1500 MW ubicada en la Provincia de Napo. Esta central funciona a partir del caudal recibido del Río Coca, el cual se encuentra sufriendo un proceso de erosión regresiva, causada por la acumulación de sedimentos en sus aguas, este proceso erosivo ha provocado consecuencias tales como la desaparición de la Cascada San Rafael (CGE, 2015).

Actualmente, el proceso erosivo sigue su curso a pesar que la Comisión Ejecutora Río Coca impulsa estrategias para reducir los impactos del mismo, específicamente se pretende ralentizar el avance del proceso erosivo en dirección a la captación de la Central Coca Codo Sinclair, estas estrategias de contención consisten en la ejecución simultánea de dos acciones emergentes, como son: la construcción de diques para disminuir la pendiente, y la construcción de pantallas con tecnología jet grouting (CELEC EP, 2021).

Así también, se ha puesto en marcha estudios y diseños para la reubicación de las estructuras de captación en respuesta a la recomendación emitida por el Buró de

Reclamaciones de Estados Unidos (Bureau of Reclamation), esto denota la relevancia del análisis técnico económico de la operación del S.N.I. ante eventos plausibles dentro del contexto de expansión de la matriz de generación y transmisión (CELEC-EP, Boletín de prensa, 2021).

### **Importancia y Justificación**

La importancia de este trabajo de investigación radica en el impacto económico que se presentará dentro del proceso operativo del S.N.I cuando se enfrente a escenarios plausibles de falla, permitiendo así definir un marco metodológico capaz de analizar con base a indicadores de desempeño el impacto técnico económico que se presenten en los diversos escenarios de estudio.

Este trabajo de investigación tiene como objetivo el desarrollo de un marco metodológico mediante el uso de herramientas de optimización y despacho económico para evaluar el impacto técnico-económico de la expansión del plan de generación declarado en el Plan Nacional de Electrificación 2018 – 2027. La razón para realizar esta investigación radica fundamentalmente en la evaluación del impacto técnico económico que se presentará en caso de ocurrir fallas en el desempeño operativo del S.N.I.

### **Planteamiento del problema**

La expansión del parque generador se considera de alta importancia dentro del contexto económico, operativo y de desarrollo, por este motivo el gobierno nacional a través de CENACE elabora un Plan Nacional de Electrificación, en el cual se detalla el desarrollo de la matriz de generación y transmisión tomando como eje guía el crecimiento de la demanda energética.



El presente trabajo de investigación tiene como propósito el desarrollo de un marco metodológico mediante el uso de herramientas de optimización para evaluar el impacto técnico económico operativo del S.N.I frente a determinados eventos que impliquen fluctuación de los costos operativos planificados (como por ejemplo la salida de Coca Codo Sinclair), de esta forma obtener indicadores de desempeño y evaluar los impactos en el ámbito técnico económico operativo.

### **Alcance del proyecto**

El alcance de este proyecto incluye el planteamiento de un marco metodológico para evaluar el desempeño de la operación del S.N.I. frente a posibles escenarios de falla, considerando el plan maestro de electrificación 2018 - 2027.

La metodología propuesta se compone de tres etapas. En la primera etapa se obtienen los datos de entrada requeridos para el modelo de optimización, como son: datos históricos de recursos naturales velocidades de viento, radiación solar y datos de caudal obtenidos de cuencas hidrográficas empleadas para generación, infraestructura que compone tanto el parque generador como de transmisión del SNI hasta el año 2021, plan de expansión (generación, transmisión) y proyección de la demanda declarados dentro del Plan Maestro de Electrificación (PME) 2018-2027. La segunda etapa comprende el desarrollo del modelo matemático del problema de despacho económico con RH con el cual se evalúan los costos operativos asociados para cada caso de estudio. La tercera etapa aborda la definición de los escenarios a simular considerándose el SNI en los diferentes casos de estudio. Para validar la metodología se ha considerado como caso de estudio el SNI a 2021 considerando un horizonte de evaluación de dos semanas típicas de incertidumbre (verano, invierno) tomando en cuenta 50 escenarios de los recursos naturales de generación.

## **Objetivos**

### ***Objetivo general***

Desarrollar un marco metodológico mediante el uso herramientas de optimización y despacho económico para evaluar el impacto técnico-económico de la expansión del Plan de Generación declarado en el Plan Nacional de Electrificación 2018 – 2027.

### ***Objetivos específicos***

- Recolectar información asociada a los recursos naturales utilizados por las diferentes unidades de generación instaladas y proyectadas en el Plan Nacional de Electrificación 2018 - 2027, mediante la revisión de literatura técnica especializada, portales web y reportes técnicos.
- Formular el problema de optimización asociado al modelo de despacho económico del S.N.I. mediante la revisión de la literatura técnica especializada considerando el plan de expansión de generación y transmisión.
- Implementar y validar la propuesta del modelo matemático a través de una herramienta computacional que permita analizar el comportamiento del S.N.I. bajo escenarios plausibles que alteren su operación típica.
- Realizar un análisis de sensibilidad con base a indicadores de desempeño que permitan evaluar el comportamiento del S.N.I ante una eventual falla de las diferentes unidades de generación.

## Capítulo II

### Estado del arte

#### Revisión del Estado del arte

El desarrollo de un país viene íntimamente ligado con el desarrollo eléctrico del mismo, por esto el uso de la energía se ha consolidado como una necesidad de primer nivel en el desarrollo de la matriz productiva lo cual deriva en un constante crecimiento de la demanda eléctrica requerida para satisfacer las necesidades socioeconómicas de una localidad.

#### *Despacho económico*

En Ecuador el desarrollo energético esta registrado en el PME, basándose en ello el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) realiza estudios de despacho económico enfocados en garantizar el cumplimiento energético a corto y largo plazo.

(Jaramillo, Benitez, Echeverria, Cepeda, & Arcos , 2022) Afirman que el despacho económico de sistemas eléctricos de potencia realizado por CENACE, se desarrolla bajo una modelación estocástica de la operación de sistemas hidrotérmicos, los cuales consideran la incertidumbre de los recursos naturales asociados a los perfiles de generación.

Los modelos de despacho económico estocásticos se desarrollan a partir de una selección de escenarios típicos que facilitan la representación de las diversas unidades de generación de forma más cercana a la realidad histórica de los recursos naturales asociados a cada uno de los complejos de generación eléctrica, considerando que tienen por objetivo la operación de los SEP garantizando un mínimo costo, así como también la seguridad y confiabilidad del sistema.

**Confiabilidad.**

Al realizar un despacho económico se debe garantizar la confiabilidad del SEP de forma tal que los requerimientos energéticos sean abastecidos en su totalidad, sin importar los factores técnicos o naturales que puedan afectar a la integridad del SEP, para ello es necesario considerar las restricciones asociadas a reservas de contingencia y seguimiento (Cueva & Águila , 2020).

Según (Salgado Duarte & Del Castillo Serpa , 2016) la confiabilidad de un sistema puede ser descrita por la adecuación del sistema y la seguridad del mismo; la adecuación hace referencia a tener una infraestructura que permita satisfacer la necesidad de demanda de los consumidores, considerando las limitaciones operativas, esto abarca desde la capacidad de generar energía suficiente y ser transportada a través de las líneas de transmisión y distribución hasta los lugares de demanda, por tanto, la adecuación del sistema se asocia a condiciones estáticas sin considerar perturbaciones del sistema.

La seguridad del sistema se asocia con la capacidad para manejar perturbaciones que se originan dentro del mismo, es por esto que la seguridad está asociada a la respuesta del sistema frente a las perturbaciones, ya sean locales o generalizadas, así como la posibilidad de pérdida inesperada de las principales instalaciones de generación y transmisión, también se puede definir como la capacidad del sistema para recuperarse de disturbios y volver a un estado estable.

### ***Rolling Horizon***

El término Rolling Horizon u “Horizonte Móvil” es empleado para referirse a un modelo que es dependiente del tiempo y se puede resolver repetidamente de forma iterativa, avanzando en el intervalo de planificación durante cada paso de la solución, en (Le & Day, 1982) se muestra un algoritmo que detalla los pasos para implementar Rolling Horizon para estudios de expansión de la generación, los pasos son:

1. Seleccionar el intervalo de tiempo y los periodos iniciales actuales, después generar el tiempo inicial.
2. Transformar todos los datos vinculados al horizonte total en datos asociados al horizonte temporal
3. Resolver el problema matemático planteado
4. Desglosar todas las variables relacionadas con el horizonte temporal en identificadores relacionados con el horizonte total.
5. Avanzar en el tiempo y reajustar el tiempo inicial, nuevamente
6. Agregar todos los identificadores desglosados en el paso 4, utilizando el horizonte total actualizado.
7. Repetir este proceso desde el paso 2 hasta que se cumpla el tiempo de horizonte deseado.

Este algoritmo presenta un método de solución que hace frente a la incertidumbre, por lo cual es muy utilizado en todas las áreas que tienen intereses a largo plazo, sin estar seguros de las eventualidades que pueden ocurrir en el transcurso de dicho intervalo de tiempo, (Bischi, y otros, 2019) indican que este algoritmo ha tomado gran importancia en la explotación de

sistemas energéticos, puesto que el funcionamiento óptimo del sistema debe considerar la incertidumbre de los recursos naturales para la generación de energía.

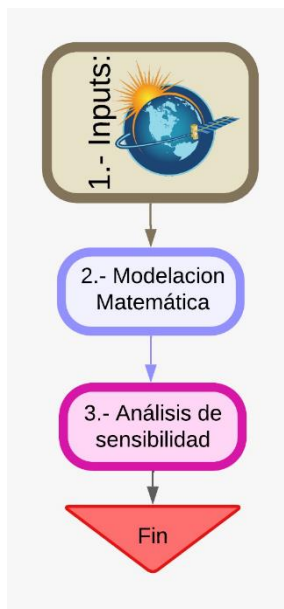
## Capítulo III

### Metodología

En este capítulo se aborda la metodología empleada para desarrollar un modelo de despacho económico asociado al sistema eléctrico ecuatoriano, utilizando el algoritmo Rolling Horizon, para el desarrollo de esta metodología se plantean 3 etapas las cuales se pueden observar en la Figura 1.

#### Figura 1

*Diagrama metodológico.*



#### Marco Metodológico

La primera etapa de la metodología desarrollada toma en consideración la indagación y recolección de información, datos y registros históricos que son requeridos como valores de entrada para desarrollar la formulación y modelación de los casos de estudio.

La primera etapa está asociada al desarrollo de una base de datos sobre la cual se detalla información referente a los comportamientos históricos de recursos naturales empleados por las diversas tecnologías de generación.

La segunda etapa está asociada al análisis del sistema eléctrico ecuatoriano, a partir del cual se obtiene información que permite determinar la cantidad de generadores, líneas de transmisión y demandas existentes dentro del SEP y como la distribución de los mismos influye en el comportamiento eléctrico del país.

La tercera etapa consiste en la revisión del Plan Maestro de Electrificación (2018-2027) y su anexo de reajuste para el plan de expansión de generación (Anexo – ACUERDO Nro. MERNNR-VEER-2021-0008-AM), de esta revisión se obtienen los nuevos ingresos de infraestructura tanto en generación como transmisión con la finalidad de proyectar el sistema eléctrico ecuatoriano al año 2030.

El análisis de eventos plausibles conforma la cuarta etapa de la metodología, esta consiste en el estudio de la posibilidad de ocurrencia de diversos escenarios de contingencia, de esta forma se delimitan los diferentes casos de estudio planteados.

### **Modelo Matemático**

Para el desarrollo de la segunda etapa de la metodología se realiza la formulación e implementación matemática del problema de optimización de despacho económico con Rolling Horizon, el cual evalúa los costos de operación implícitos en el abastecimiento de los requerimientos energéticos de las demandas, para ello la modelación del problema de optimización cuenta con restricciones propias de cada tipo de tecnología de generación, así como las restricciones asociadas a reservas de contingencia y seguimiento, las cuales son indispensables para asegurar que el sistema eléctrico es confiable en relación a su capacidad de generación.



El modelo matemático se formula para enfrentarse a un problema de despacho económico estocástico multinodal empleando el algoritmo Rolling Horizon, este modelo matemático se desarrolla mediante las ecuaciones (1) – (27).

### **Función objetivo**

La función objetivo busca minimizar los costos de operación del sistema eléctrico. Esto se representa en la ecuación (1) la cual consta de una parte estocástica y otra determinística. En ambas partes de la función objetivo se penaliza fuertemente la Energía no suministrada ( $ENS_{(t,i,s)}$ ) con la finalidad de garantizar que el modelo de optimización decida suministrar energía, siempre y cuando las diversas tecnologías de generación sean capaces de suplir la demanda requerida, a la par se valoriza las variables de vertimiento asociadas a las tecnologías: Fotovoltaica ( $P_{PV(t,i,s)}^{Curt}$ ), Eólica ( $P_E^{Curt}$ ) e Hidráulica ( $P_H^{Curt}$ ). De igual forma se determinan los costos de operación asociados a la variable de generación térmica ( $P_T^{Gen}$ ). Sin embargo, hay que tener en cuenta que la parte estocástica se encuentra sujeta a la probabilidad de ocurrencia de los escenarios planteados ( $\pi_s$ ) dentro de un intervalo de tiempo móvil (t), mientras tanto, la parte determinística se encuentra asociada a una decisión operativa en el punto ( $t_0 + 1$ ) por cada intervalo móvil de tiempo (t).

$$\begin{aligned}
 \min: \pi_s \sum_{s=1}^S \left\{ \sum_{t=(2+t_0)}^{(t_0+T_h+1)} \left[ \sum_{i=1}^{ND} ENS_{(t,i,s)} * C_{ENS} + \sum_{i=1}^{NGHP} (P_{H(t,i,s)}^{Curt} * C_H^{Curt}) + \sum_{i=1}^{NGT} (P_T^{Gen}(t,i,s) * C_T) + \sum_{i=1}^{NGE} (P_E^{Curt}(t,i,s) * C_E^{Curt}) \right. \right. \\
 \left. \left. + \sum_{i=1}^{NGPV} (P_{PV(t,i,s)}^{Curt} * C_{PV}^{Curt}) \right] \right\} + \sum_{i=1}^{ND} (ENS_{((t_0+1),i)} * C_{ENS}) + \sum_{i=1}^{NGHP} (P_{H((t_0+1),i)}^{Curt} * C_H^{Curt}) \\
 + \sum_{i=1}^{NGT} (P_T^{Gen}((t_0+1),i) * C_T) + \sum_{i=1}^{NGE} (P_E^{Curt}((t_0+1),i) * C_E^{Curt}) + \sum_{i=1}^{NGPV} (P_{PV}^{Curt}((t_0+1),i) * C_{PV}^{Curt})
 \end{aligned} \tag{1}$$

### Modelo Fotovoltaico

El modelo de generación fotovoltaico representado en la ecuación (4), permite determinar el valor de la potencia fotovoltaica generada ( $P_{PV(t,i,s)}^{gen}$ ) para lo cual relaciona los valores de potencia instantánea ( $P_{PV(t,i,s)}^{Inst}$ ) calculada con la ecuación (2) y la variable de holgura asociada a la energía de vertimiento ( $P_{PV(t,i,s)}^{Curt}$ ).

La variable de potencia fotovoltaica instantánea ( $P_{PV(t,i,s)}^{Inst}$ ) depende directamente de los niveles de Irradiancia ( $I_{(t,i,s)}$ ), la eficiencia del inversor ( $\eta_{inv(i)}$ ), la potencia instalada del campo solar ( $P_{PV(i)}^{ins}$ ), la reducción por temperatura de la eficiencia del sistema Fotovoltaico ( $\eta T_{(i)}$ ) y la temperatura de la celda fotovoltaica ( $T_{(t,i,s)}^{PV}$ ), esta variable se encuentra determinada dentro de la ecuación (3) en función de los niveles de Irradiancia ( $I_{(t,i,s)}$ ), la temperatura ambiente ( $T_{(t,i,s)}^a$ ) y la temperatura de las celdas fotovoltaicas a condiciones normales ( $NOCT_{(i)}$ ).

$$P_{PV(t,i,s)}^{Inst} = I_{(t,i,s)} * \frac{P_{PV(i)}^{ins}}{1000} \left( 1 - \eta T_{(i)} * (T_{(t,i,s)}^{PV} - 25) \right) * \eta_{inv(i)} \quad (2)$$

$$T_{(t,i,s)}^{PV} = T_{(t,i,s)}^a + \frac{I_{(t,i,s)}}{800} * (NOCT_{(i)} - 20) \quad (3)$$

$$P_{PV(t,i,s)}^{gen} = P_{PV(t,i,s)}^{Inst} - P_{PV(t,i,s)}^{Curt} \quad (4)$$

### Modelo Hidroeléctrico de embalse

El modelo asociado a las unidades de generación hidroeléctricas con embalse se ve desarrollada en la ecuación (5) donde se desarrolla la expresión de potencia hidroeléctrica generada de embalse ( $P_{H(t,i,s)}^{genE}$ ) para la cual se relaciona la potencia hidroeléctrica instalada de embalse ( $P_{H(i)}^{insE}$ ) y la capacidad de las unidades generadoras para aportar a las reservas

asociadas a seguimiento y contingencia, capacidad a la cual se denomina headroom hidráulico ( $H_{H(t,i,s)}$ ) el cual se refiere al margen de potencia adicional que se encuentra por encima del nivel de potencia requerida para abastecer la demanda esto es necesario para garantizar las reservas de seguimiento y contingencia.

También se implementa con la ecuación (6) una restricción la cual se encarga de garantizar que la potencia hidroeléctrica generada de embalse siempre será menor que la potencia instalada de cada unidad de generación.

$$P_{H(t,i,s)}^{genE} = P_{H(i)}^{insE} - H_{H(t,i,s)} \quad (5)$$

$$0 \leq P_{H(t,i,s)}^{genE} \leq P_{H(i)}^{insE} \quad (6)$$

### **Modelo Hidroeléctrico de Pasada**

El modelo asociado a las unidades de generación hidroeléctricas de pasada se desarrolla en la ecuación (8) donde se relaciona la potencia Hidroeléctrica Instantánea ( $P_{H(t,i,s)}^{Inst}$ ) desarrollada en la ecuación (7) y la variable de holgura asociada a la energía de vertimiento ( $P_{H(t,i,s)}^{Curt}$ ) para obtener la potencia hidroeléctrica generada de pasada ( $P_{H(t,i,s)}^{genP}$ ).

En la ecuación (7) se desarrolla la variable de Potencia Hidroeléctrica Instantánea ( $P_{H(t,i,s)}^{Inst}$ ) que se encuentra relacionada directamente con la gravedad ( $g$ ), con la densidad del agua ( $\delta$ ), el salto neto ( $h_{(i)}$ ), el caudal ( $Q_{(t,i,s)}$ ) y el factor de planta hidroeléctrico ( $fph_{(i)}$ ).

También se desarrolla en la ecuación (9) una restricción que garantiza que la potencia generada siempre será menor que la potencia instantánea.

$$P_{H(t,i,s)}^{Inst} = g * \delta * h_{(i)} * Q_{(t,i,s)} * fph_{(i)} \quad (7)$$

$$P_{H(t,i,s)}^{gen_P} = P_{H(t,i,s)}^{Inst} - P_{H(t,i,s)}^{Curt} \quad (8)$$

$$0 \leq P_{H(t,i,s)}^{gen_P} \leq P_{H(t,i,s)}^{Inst} \quad (9)$$

### **Modelo Térmico**

El modelo de generador térmico considerado en la ecuación (10) presenta la restricción que garantiza que la potencia térmica generada ( $P_{T(t,i,s)}^{gen}$ ) y la capacidad de las unidades generadoras para aportar a las reservas asociadas a seguimiento y contingencia, capacidad a la cual se denomina headroom térmico ( $H_{T(t,i,s)}$ ) el cual hace referencia a la diferencia entre la potencia máxima de cada unidad térmica ( $\overline{G}_{T(i)}$ ) y la potencia térmica generada.

También se desarrolla en la ecuación (11) la restricción que garantiza que las unidades de generación térmica no se encenderán a menos que la potencia generada sea mayor que el valor mínimo de generación considerada para cada unidad ( $\underline{G}_{T(i)}$ ).

$$0 \leq P_{T(t,i,s)}^{gen} + H_{T(t,i,s)} \leq \overline{G}_{T(i)} \quad (10)$$

$$P_{T(t,i,s)}^{gen} \geq \underline{G}_{T(i)} \quad (11)$$

### **Modelo Eólico**

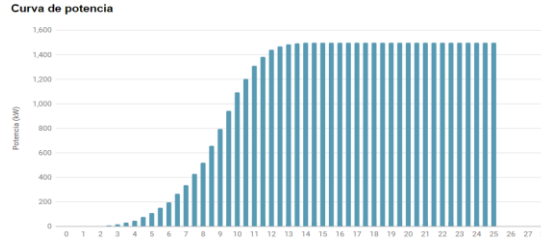
El modelo de un aerogenerador se encuentra íntimamente ligado a la curva de potencia vs velocidad del viento que posee como se observa en la Figura 2, sin embargo, esta curva no describe un comportamiento lineal, por ello se desarrolló una linealización de la curva como se aprecia en la Figura 3, encontrando las ecuaciones (12) - (19), donde se relaciona la potencia eólica instantánea ( $P_{E(t,i,s)}^{Inst}$ ) con la velocidad del viento existente ( $v_{(t,i,s)}$ ) y el número de turbinas eólicas ( $Num_{T(i)}$ ).

Luego la potencia eólica instalada es relacionada con la energía de vertimiento

( $P_{E(t,i,s)}^{Curt}$ ). La ecuación (20) es utilizada para obtener el valor de generación eólica ( $P_{E(t,i,s)}^{gen}$ ).

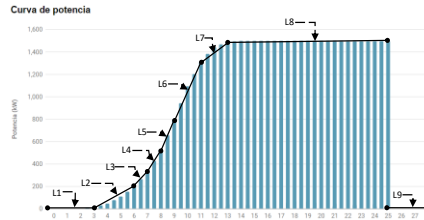
### Figura 2

Curva de potencia vs velocidad del viento de un aerogenerador



### Figura 3

Curva linealizada de potencia vs velocidad del viento de un aerogenerador.



$$P_{E(t,i,s)}^{Inst} = 0 \quad v_{(t,i,s)} \leq 3 \text{ m/s} \wedge v_{(t,i,s)} \geq 25 \text{ m/s} \quad (12)$$

$$P_{E(t,i,s)}^{Inst} = (66.33(v_{(t,i,s)}) - 199) * Num_{T(i)} \quad 3 \text{ m/s} < v_{(t,i,s)} \leq 6 \text{ m/s} \quad (13)$$

$$P_{E(t,i,s)}^{Inst} = (140(v_{(t,i,s)}) - 641) * Num_{T(i)} \quad 6 \text{ m/s} < v_{(t,i,s)} \leq 7 \text{ m/s} \quad (14)$$

$$P_{E(t,i,s)}^{Inst} = (173(v_{(t,i,s)}) - 872) * Num_{T(i)} \quad 7 \text{ m/s} < v_{(t,i,s)} \leq 8 \text{ m/s} \quad (15)$$

$$P_{E(t,i,s)}^{Inst} = (285(v_{(t,i,s)}) - 1768) * Num_{T(i)} \quad 8 \text{ m/s} < v_{(t,i,s)} \leq 9 \text{ m/s} \quad (16)$$

$$P_{E(t,i,s)}^{Inst} = (257.5(v_{(t,i,s)}) - 1520.5) * Num_{T(i)} \quad 9 \text{ m/s} < v_{(t,i,s)} \leq 11 \text{ m/s} \quad (17)$$

$$P_{E(t,i,s)}^{Inst} = (131(v_{(t,i,s)}) - 129) * Num_{T(i)} \quad 11 \text{ m/s} < v_{(t,i,s)} \leq 12 \text{ m/s} \quad (18)$$

$$P_{E(t,i,s)}^{Inst} = 1500 \text{ 12 m/s} < v_{(t,i,s)} \leq 25 \text{ m/s} \quad (19)$$

$$P_{E(t,i,s)}^{gen} = P_{E(t,i,s)}^{Inst} - P_{E(t,i,s)}^{Curt} \quad (20)$$

### **Modelo de Reservas asociadas a Contingencia y seguimiento**

Las reservas de seguimiento y contingencia se desarrollan en la ecuación (21) para ello se tienen en cuenta las reservas en generación hidráulica ( $R_{H(t,s)}$ ) y térmica ( $R_{T(t,s)}$ ) desarrolladas en las ecuaciones (22) y (23) respectivamente en donde se representa que las reservas no son más que un acumulado de los headrooms de las tecnologías de generación mencionadas.

Para las reservas de seguimiento se toma en cuenta una contingencia en la unidad de generación más grande dentro del parque generador ( $P_G^{Big}$ ).

Respecto a las reservas de seguimiento se considera mantener en reserva un porcentaje de generación sincrónica equivalente al 5% del pronóstico de la capacidad de generación asociado a los recursos naturales del parque generador eólico y fotovoltaico ( $P_{E(t,i,s)}^{Inst}, P_{PV(t,i,s)}^{Inst}$ ) y además se mantiene en reserva un porcentaje de generación equivalente al 3% de la demanda total ( $D_{(t,d)}$ ). Esto con la finalidad de mantener la confiabilidad del SEP ante la incertidumbre de recursos naturales que representan los complejos de generación basados en ERNC y variaciones existentes en la demanda prevista.

$$R_{H(t,s)} + R_{T(t,s)} \geq P_G^{Big} + 0.03 \sum_{i=1}^{ND} D_{(t,d)} + 0.05 \left[ \sum_{i=1}^{NGPV} P_{PV(t,i,s)}^{Inst} + \sum_{i=1}^{NGE} P_{E(t,i,s)}^{Inst} \right] \quad (21)$$

$$R_{H(t,s)} = \sum_{i=1}^{NGHE} H_{H(t,i,s)} \quad (22)$$

$$R_{T(t,s)} = \sum_{i=1}^{NGD} H_{T(t,i,s)} \quad (23)$$

### **Modelo de flujos LT**

Los flujos de potencia a través de las líneas de transmisión se representan en la ecuación (24) para ello se toman en cuenta las reactancias respectivas para cada línea de transmisión ( $X_L$ ) y los ángulos de voltaje ( $\theta_{(t,i,s)}$ ), en la ecuación (25) se limita el flujo de las líneas de transmisión a un valor de flujo máximo ( $\bar{f}_{(i)}$ ) y en la ecuación (26) se limita los ángulos de voltaje ( $\theta_{(t,i,s)}$ ).

$$f_{(t,i,s)} = \frac{\sum_{i=1}^{NB}(\theta_{(t,i,s)})}{X_L} \quad (24)$$

$$-\bar{f}_{(i)} \leq f_{(t,i,s)} \leq \bar{f}_{(i)} \quad (25)$$

$$-\frac{\pi}{2} \leq \theta_{(t,i,s)} \leq \frac{\pi}{2} \quad (26)$$

### **Ecuación de balance**

La ecuación de balance representada en la ecuación (27) garantiza que el sistema eléctrico modelado abastece la demanda existente ( $D_{(t,i)}$ ) por medio de las tecnologías de generación consideradas en el análisis como: Hidráulica, térmica, eólica y fotovoltaica

( $P_{H(t,i,s)}^{gen}, P_{T(t,i,s)}^{gen}, P_{H(t,i,s)}^{gen}, P_{E(t,i,s)}^{gen}, P_{PV(t,i,s)}^{gen}$ ) teniendo en cuenta la variable de holgura ENS ( $ENS_{(t,i,s)}$ ).

$$\begin{aligned}
& \sum_{i=1}^{NLT} f_{(t,i,s)} + \sum_{i=1}^{NGHE} P_{H(t,i,s)}^{genE} + \sum_{i=1}^{NGHP} P_{H(t,i,s)}^{genP} + \sum_{i=1}^{NGD} P_{T(t,i,s)}^{gen} + \sum_{i=1}^{NGE} P_{E(t,i,s)}^{gen} + \sum_{i=1}^{NGPV} P_{PV(t,i,s)}^{gen} \\
& = \sum_{i=1}^{ND} D_{(t,i)} - \sum_{i=1}^{N-D} ENS_{(t,i,s)}
\end{aligned} \tag{27}$$

### **Análisis de sensibilidad**

La tercera etapa corresponde al análisis de resultados, aquí se desarrolla un proceso iterativo para cada caso de estudio el cual consta de: 1. Tratamiento de resultados, 2. Análisis comparativo entre generación y demanda, 3. Análisis de líneas de transmisión. A través de este proceso se obtienen indicadores de desempeño operativos de cada caso de estudio, los cuales se someterán a un proceso comparativo del cual se obtendrá el análisis de resultados.



## Capítulo IV

### Caso de Estudio

En el presente capítulo se toman en consideración 5 casos de estudio, el primer caso denominado línea base abarca el estado actual del SNI, el segundo caso considera el PME hasta 2030 y los 3 casos restantes hacen referencia a eventos de alta probabilidad de ocurrencia asociados a estados operativos de complejos de generación de relevancia.

#### **Evaluación de recurso renovable disponible en Ecuador.**

En la actualidad los sistemas energéticos mundiales son mucho más complejos, puesto que disponen de una gran variedad de fuentes de energía primaria que compiten entre sí. El 92% de la generación eléctrica en el Ecuador es netamente hídrica, el 7% térmica y apenas 1% proviene de fuentes renovables (Plaza, 2022).

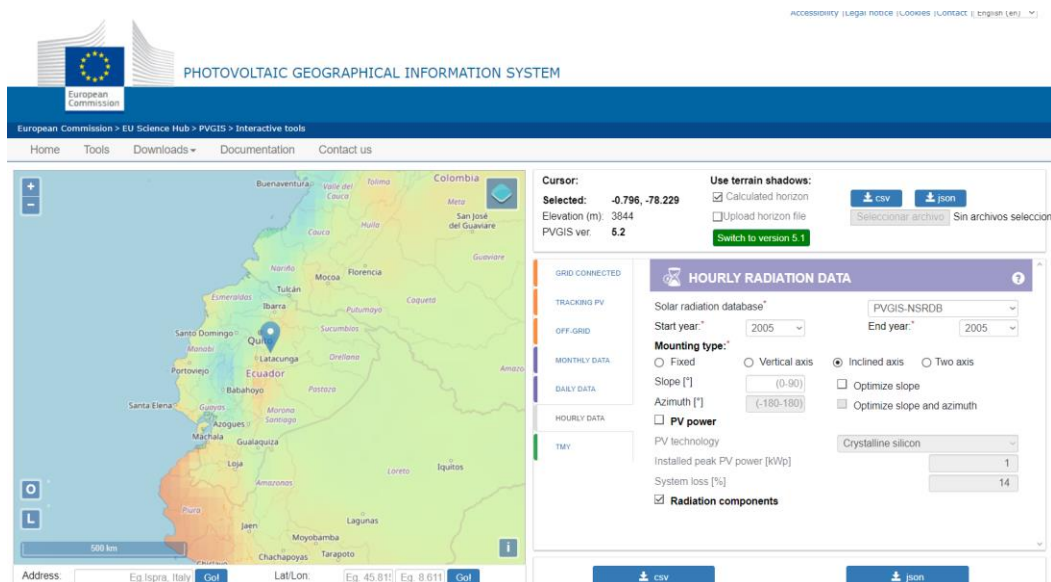
Considerando el parque generador actual y los nuevos ingresos declarados en el PME se obtuvo las localidades donde se ubican los complejos generadores. Con la finalidad de obtener los datos históricos asociados a perfiles de: irradiancia, velocidad del viento y caudales hídricos, Se emplea aplicaciones web como: PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (PVGIS, s.f.) para los datos de irradiancia, POWER Data Access Viewer (NASA, s.f.) para la velocidad del viento y la biblioteca virtual del Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI, s.f.) para los datos de caudales hídricos.

#### ***Irradiancia.***

A través de la aplicación web PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM como se muestra en la Figura 4, se consiguió los datos históricos de irradiancia para todas las localizaciones de complejos generadores fotovoltaicos con una resolución horaria en formato csv.

Figura 4

Página de aplicación web PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION

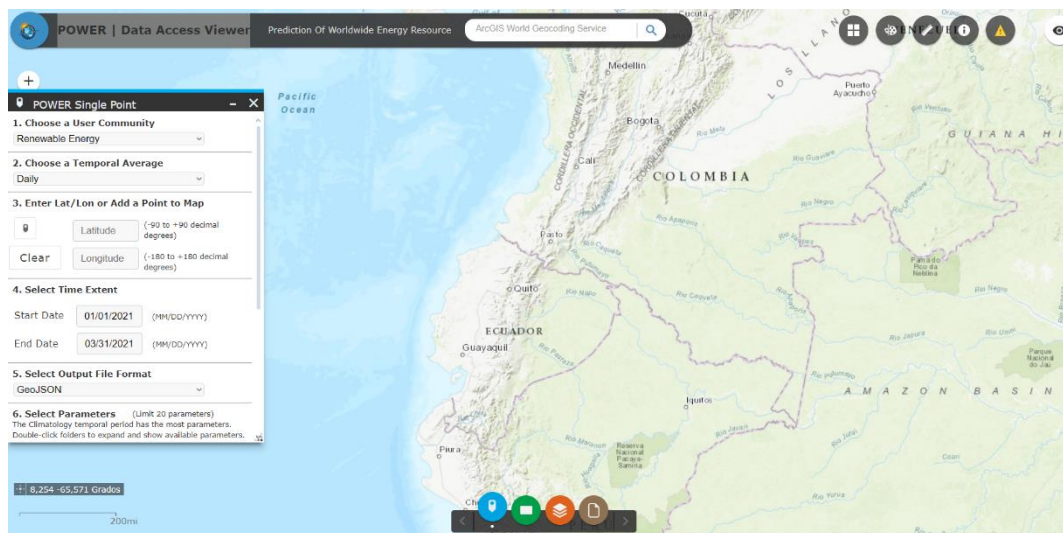


### Velocidad del viento

Mediante la aplicación web POWER Data Access Viewer como se observa en la Figura 5, se obtuvo los datos históricos de velocidad de viento en una resolución horaria para los lugares en donde se encuentran ubicados los proyectos de generación eólica existentes y proyectados dentro del Ecuador.

Figura 5

*Página de aplicación web POWER Data Access Viewer*



### ***Caudales hídricos***

Nuestro país al tener una alta generación de energía hidroeléctrica debería poseer una base de datos robusta referida a información hídrica asociada a las unidades de generación, sin embargo al no existir este recurso, se ha optado por emplear el recurso informativo declarado dentro de la biblioteca del Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI) como se observa en la Figura 6, en donde se encontró seguimientos históricos del recurso hidrológico en los diferentes ríos de las cuencas hidrográficas del Ecuador, y para casos de ríos de los cuales no existía información concreta se desarrolló un proceso de caracterización del recurso hídrico con base a comportamientos históricos de sus afluentes inmediatos, de esta forma se recolectó los datos referentes a caudales de los ríos asociados a las diversas unidades de generación hidroeléctricas.

**Figura 6**

*Biblioteca virtual del INAMHI*



*Nota.* En la figura se muestra la biblioteca del INAMHI, dentro de estos anuarios se encuentra información de caudales e información limnimétrica hidrológica.

### Proyección de la demanda a 2030

Durante varios años, el mercado eléctrico ecuatoriano ha experimentado una disminución en la demanda de energía y potencia. Este indicador decreciente ha sido atribuido en gran medida a las dificultades económicas que enfrentó el país entre los años 2015 y 2017, estos desafíos económicos han generado incertidumbre en las proyecciones de la demanda, por lo cual se ha requerido un seguimiento más frecuente de las variables y los indicadores relevantes para ajustar las proyecciones mediante estudios de demanda. La tasa media anual de crecimiento entre 2008 y 2018 es del 3.96% (Cenace, 2018).

En el estudio de la proyección de la demanda eléctrica se consideraron tres hipótesis de crecimiento con una base de desagregación mensual y anual para cargas singulares a nivel de transmisión, potencia en barras de subestaciones y en bornes de generación:

**Hipótesis 1:** Corresponde a la línea base de proyección, la cual considera el crecimiento tendencial de la demanda eléctrica; en ella se incorporan modelos econométricos, análisis de periodos anteriores y esquemas analíticos.

**Hipótesis 2:** Incorpora las cargas singulares del grupo industrial, incluyendo minería, cemento, siderurgia, petróleo y transporte, junto con proyectos de eficiencia energética y la conexión del SNI con el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP).

**Hipótesis 3:** Se amplía la consideración de casos mencionados en la Hipótesis 2 al incluir la demanda de las industrias básicas (aluminio, cobre, astilleros y petroquímica), impulsadas por iniciativas gubernamentales como el Plan Integral para el Desarrollo de Industrias Básicas. Estas industrias son un pilar importante en las estrategias para cambiar la matriz productiva, ya que se espera que generen un aumento significativo en la demanda de energía eléctrica debido a su crecimiento y expansión.

En la Tabla 1 encontramos el crecimiento de la demanda según la hipótesis 2 del PME, puesto que se considera la inserción de un grupo de industrias de minería, construcción y transportes, en la Figura 7 observamos el crecimiento tendencial de la demanda hasta el año 2027 declarado dentro del PME, considerando que la demanda real hasta el año 2023 se apega en gran porcentaje al escenario de crecimiento menor de la hipótesis 2 se proyecta la demanda a 2030 considerando que la demanda mantendrá este crecimiento tendencial.

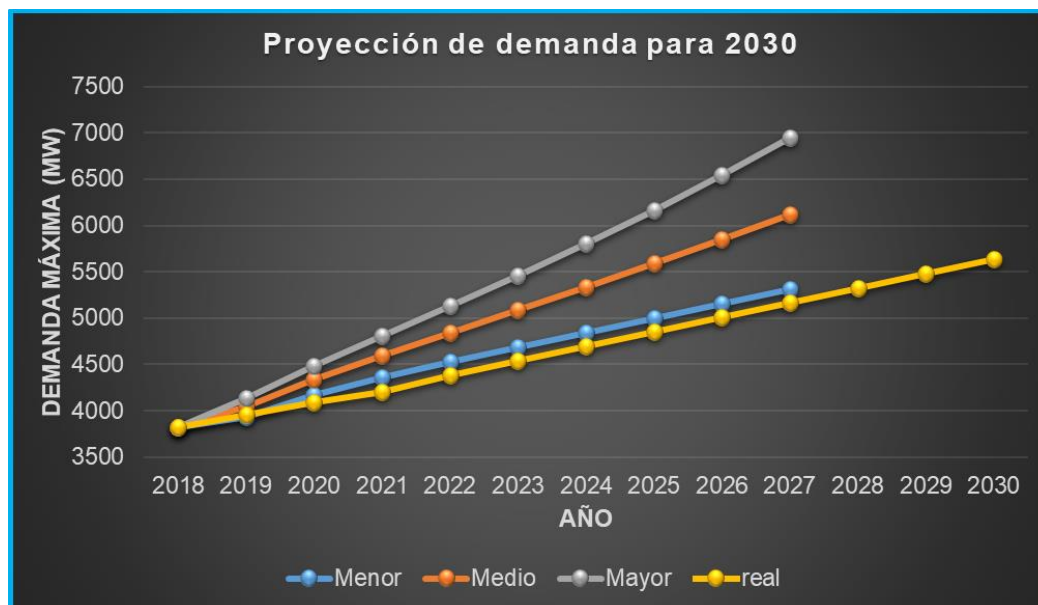
**Tabla 1***Crecimiento de la demanda eléctrica*

<b>Año</b>	<b>Menor</b>	<b>Medio</b>	<b>Mayor</b>	<b>Real</b>
2018	3827	3827	3827	3827
2019	3938	4045	4134	3953.3
2020	4164	4333	4479	4089.1
2021	4358	4595	4806	4207
2022	4528	4842	5128	4383.08
2023	4688	5087	5458	4543.08
2024	4843	5335	5802	4698.08
2025	4994	5587	6163	4849.08
2026	5149	5845	6543	5004.08
2027	5306	6115	6949	5161.08
2028				5321.08
2029				5481.08
2030				5641.08

*Nota.* En la Tabla 1 se muestra el crecimiento de la demanda según la hipótesis 2 del PME y la demanda real que se ha obtenido según el porcentaje de crecimiento.

**Figura 7**

*Proyección de la demanda a 2030 en la hipótesis 2 del PME*



## Casos de estudio propuestos

### **Caso Línea Base SNI en 2021**

El caso Línea Base abarca el análisis del SNI ecuatoriano considerando los complejos de generación, las líneas de transmisión y la demanda existente hasta el año 2021. Los complejos de generación de cada una de las tecnologías existentes en el Ecuador hasta 2021 han sido reportados en (Cenace, 2018). En la Tabla 2 se puede visualizar el número de complejos de generación por cada tecnología y la potencia instalada que se ha utilizado para el caso de estudio de línea base SNI a 2021.

**Tabla 2***Potencia instalada por tipo de tecnología del SNI hasta 2021*

<b>Tecnologías de generación</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Potencia instalada (MW)</b>
Hidráulicas de pasada	9	2673
Hidráulicas de embalse	7	2384
Eólicas	1	16.5
Térmicas	26	1895
Fotovoltaicas	0	0

En (TRANSELECTRIC, 2023) se muestra el sistema de transmisión encargado en transportar los bloques de energía desde las unidades de generación hasta los puntos de demanda, de esta manera también se ha delimitado el número de demandas, barras y líneas que conforman el SNI hasta 2021. En la Tabla 3 se muestran estos elementos que se han modelado dentro de los casos de estudio.

**Tabla 3***Componentes de transmisión del SNI hasta 2021*

<b>Componente</b>	<b>Cantidad</b>
Demandas	57
Barras	145
Líneas de transmisión (LT)	221



### **Caso de estudio SNI a 2030**

Para el caso de estudio SNI a 2030 se considera el caso de estudio Línea Base SNI en 2021 con la inserción de la totalidad de los proyectos declarados dentro del PME. En (Cenace, 2018) se muestran los nuevos ingresos en generación y transmisión declarados. En la Tabla 4 se muestra el número de complejos de generación con su potencia instalada por tipo de tecnología proyectada para 2030.

**Tabla 4**

*Potencia instalada por tipo de tecnología del SNI a 2030*

<b>Tecnologías de generación</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Potencia instalada (MW)</b>
Hidráulicas de pasada	20	3972.9
Hidráulicas de embalse	9	4784
Eólicas	11	676.5
Térmicas	32	2201
Fotovoltaicas	3	260

Para el sistema de transmisión se considera el caso base SNI a 2021 agregando los nuevos ingresos en LT y barras de generación para cada uno de los nuevos complejos de generación que se han declarado en el PME. En la Tabla 5 se muestran los componentes de transmisión que son utilizados para los casos de estudio a 2030.

**Tabla 5***Componentes de transmisión del SNI a 2030*

<b>Componente</b>	<b>Cantidad</b>
Demandas	57
Barras	172
Líneas de transmisión (LT)	252

***Caso de estudio SNI a 2030 sin CCS***

El proyecto hidroeléctrico CCS considerado como el complejo hidroeléctrico más grande del país hasta la fecha, posee una potencia instalada de 1500 MW y cubre más del 30 % de la demanda eléctrica del país, sin embargo, el Río Coca como principal afluente de este complejo está sufriendo un proceso de erosión regresiva amenazando con deteriorar la integridad operativa de esta central, en este contexto es importante evaluar el impacto técnico económico que repercute para el SNI a 2030.

Por tanto, el caso de estudio SNI a 2030 sin CCS abarca el caso de estudio SNI a 2030, considerando un escenario de indisponibilidad operativa de la central hidroeléctrica CCS.

***Caso de estudio SNI a 2030 sin CCS y sin Santiago***

El proyecto hidroeléctrico Santiago localizado en la provincia de Morona Santiago, contará con 8 unidades de generación eléctrica con turbinas tipo Francis de 304.10 MW con lo cual alcanza una potencia instalada de 2400 MW (CELEC-EP HIDROAGOYAN, 2023), dentro de este contexto la central hidroeléctrica Santiago pasaría a ser la central más grande del Ecuador, sin embargo, CELEC-EP HIDROAGOYAN declara que si bien se cuenta con los estudios técnicos actualizados para la construcción, aún no se ha adjudicado esta obra a

ninguna empresa hasta fecha 19 de junio de 2023 y que se planifica la construcción de esta central en un estimado de 6 años.

Por lo tanto, el caso de estudio SNI a 2030 sin CCS y sin SANTIAGO abarca el caso de estudio SNI a 2030 sin CCS, considerando además la no construcción del complejo hidroeléctrico más grande declarado dentro del PME (Santiago I y II).

### ***Caso de estudio SNI a 2030 sin PME y sin CCS***

Entre los casos de estudio mencionados con anterioridad se hace énfasis en los complejos de generación hidráulica más representativos para el Ecuador, sin embargo, existe un evento plausible de alto impacto en el cual se considera el peor de los escenarios, este caso de estudio abarca el caso SNI a 2030 sin CCS, considerando únicamente los proyectos declarados dentro del PME que ya se han implementado o concesionado hasta la fecha 1 de febrero de 2024.

### ***Consideraciones de los casos de estudio***

Es importante denotar que dentro de los casos de estudio planteados se han considerado las unidades de generación más representativas para el SNI, es así que, ciertas unidades de generación menores no han sido consideradas dentro del estudio, puesto que no son representativas frente a la magnitud de la generación y demanda existente en el Ecuador, además se considera que todas las unidades de generación tienen disponibilidad para aportar al SNI.

Respecto a los casos de estudio a 2030, no se ha considerado un incremento puntual en el número de demandas, más bien, se ha considerado un incremento en magnitud de las

demandas existentes a partir de una proyección a 2030 desarrollada tomando como base la proyección de demanda a 2027 declarada dentro del PME.

## Capítulo V

### Análisis de resultados

Se tomó en consideración el SNI reducido de 145 barras considerando tecnologías de generación: hidráulica, térmica, fotovoltaica, eólica los cuales compiten entre sí, para optimizar los costos asociados a la operación, empleando un horizonte móvil de 24 horas que se desliza a través de un horizonte de tiempo de análisis que corresponden a 2 semanas típicas de invierno y verano asociadas a la estocasticidad de los recursos naturales. Se consideran 50 escenarios históricos por punto de operación y por tipo de tecnología de generación (series de tiempo de recursos naturales: radiación solar, velocidad de viento, caudales, etc.) obteniendo un total de 16800 puntos de operación por cada barra dentro del SNI. Sin embargo, para facilitar la comprensión e interpretación, se muestran dos días de análisis. En el anexo A, se incluye la operación completa por semanas.

#### Análisis de generación vs. demanda

En este análisis se considera la capacidad para abastecer la demanda en potencia requerida para cada uno de los casos de estudio, además se hace un análisis del mix de generación de las tecnologías que aportan al sistema durante las 336 horas de análisis.

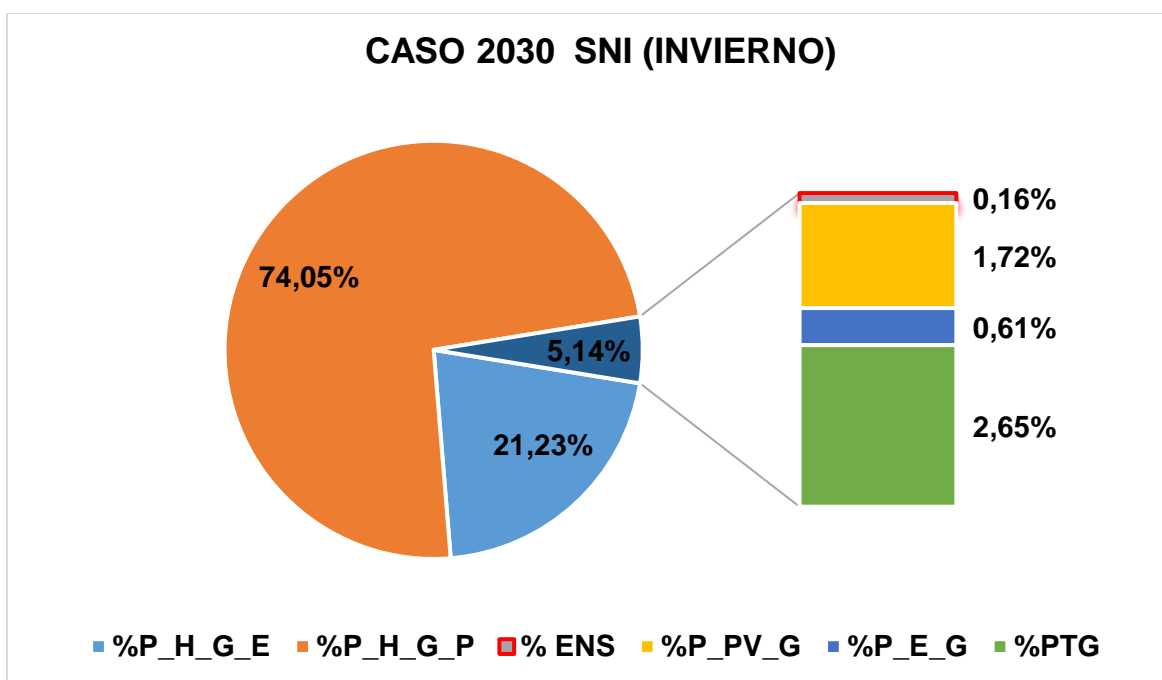
Como resultados se obtiene el porcentaje de participación de las diversas tecnologías como se muestra en las Figura 8 y Figura 9. En el caso SNI a 2030 se evidencia un notable aporte de generación hidroeléctrica de pasada debido a la gran inserción de esta tecnología declarada dentro del PME, permitiendo al SNI ecuatoriano garantizar la capacidad de suministrar la demanda requerida ya que esta tecnología por si sola es capaz de abastecer el 70 % de la demanda semanal de energía en comparación con el Caso SNI a 2030 sin CCS y sin PME donde debido a la no implementación de los complejos de generación declarados dentro del PME la capacidad de generación hidroeléctrica de pasada se reduce a menos del

37% de la demanda total suministrada durante la semana, además se enmarca la necesidad de participación de las unidades de generación térmica para suplir sobre un 32% la demanda semanal de energía.

Respecto a la energía no suministrada en el caso SNI a 2030 se detectan problemas asociados a las líneas de transmisión, las cuales se abarcarán en el apartado Análisis de líneas de transmisión. Dentro del caso SNI a 2030 sin PME sin CCS se evidencia la gran importancia de la implementación de los nuevos ingresos proyectados y la relevancia de CCS dentro del SNI, puesto que al no contar con su participación al sistema eléctrico ecuatoriano será incapaz de suplir la demanda semanal en un 1.4%.

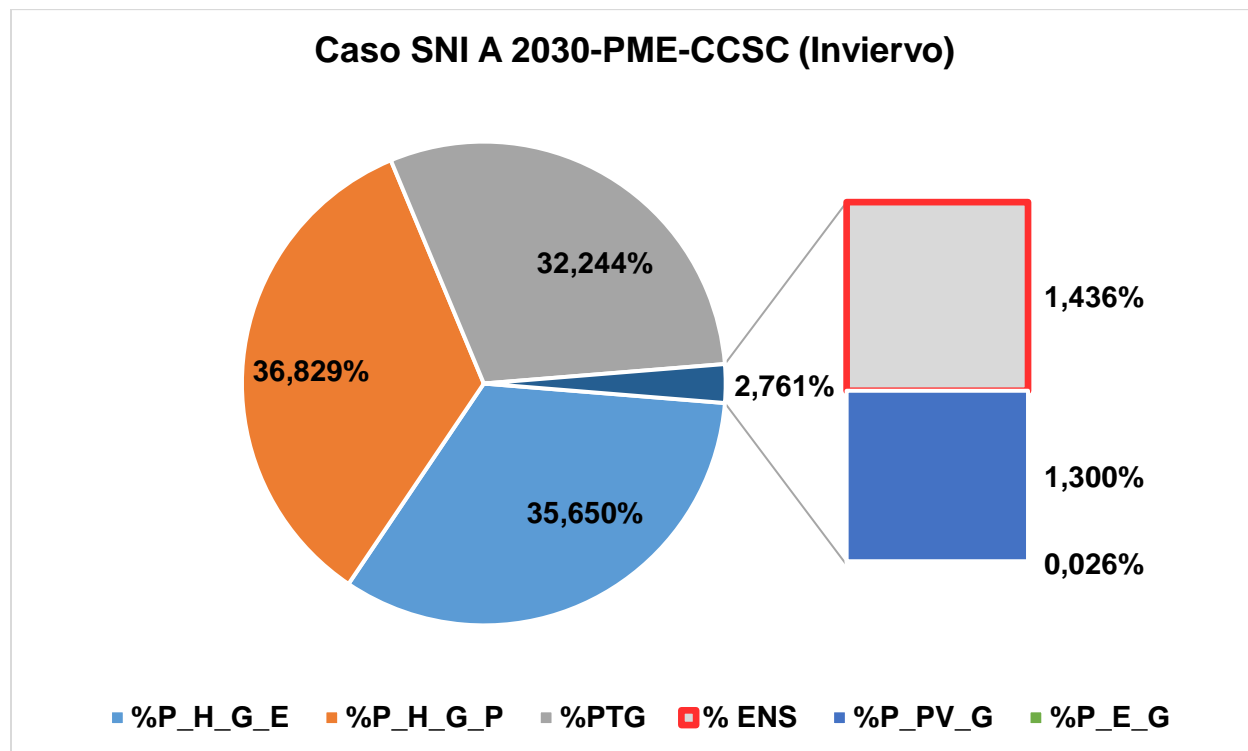
### Figura 8

*Porcentaje de participación por tecnología Caso SNI a 2030 en invierno*



**Figura 9**

*Porcentaje de participación por tecnología Caso SNI a 2030 sin CCS sin PME.*

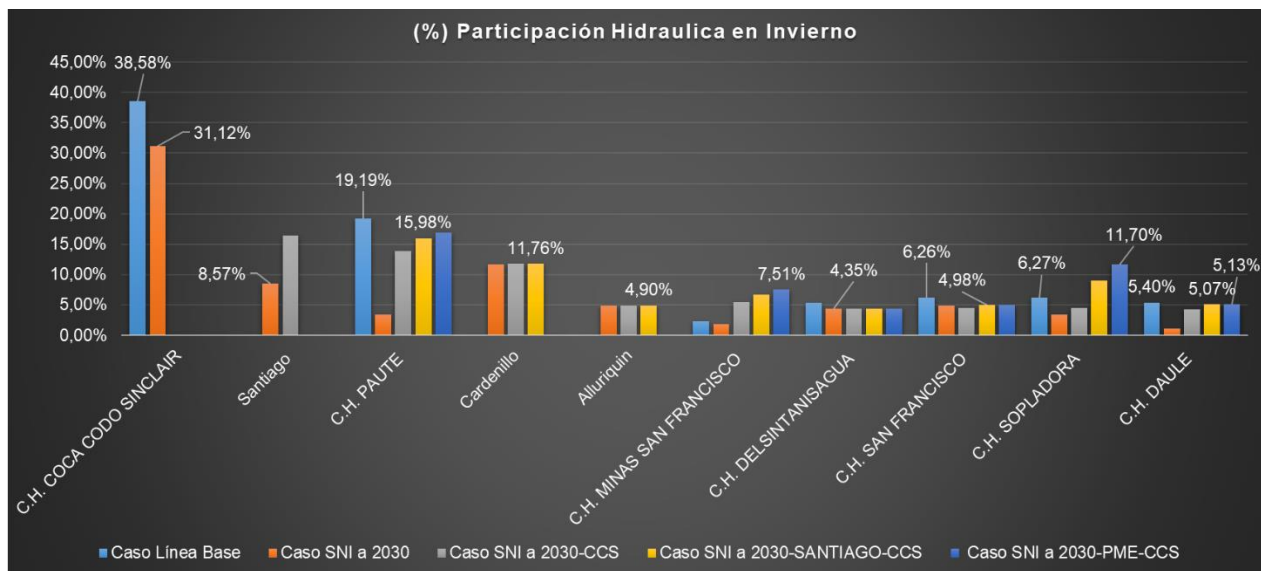


*Nota.* En la Figura 9 se el porcentaje de participación por tecnología para el Caso SNI sin CCS sin PME para la semana de invierno.

En la Figura 10 se puede evidenciar la participación de las centrales hidráulicas de generación más relevantes en los casos de estudio planteados, es así que se visualiza la alta importancia del complejo hidroeléctrico CCS dentro del despacho actual y proyectado del SNI, debido a que este complejo generador aporta con más del 30% a la demanda semanal. Sin embargo, en los casos de estudio donde se considera el escenario de indisponibilidad operativa del complejo CCS se destaca la reacción de las demás unidades hidroeléctricas que tratan de cubrir este déficit, es así que Paute, Santiago, Cardenillo y Alluriquín destacan en su aporte energético frente a la demanda semanal.

**Figura 10**

*Porcentaje de participación Hidráulica en invierno*

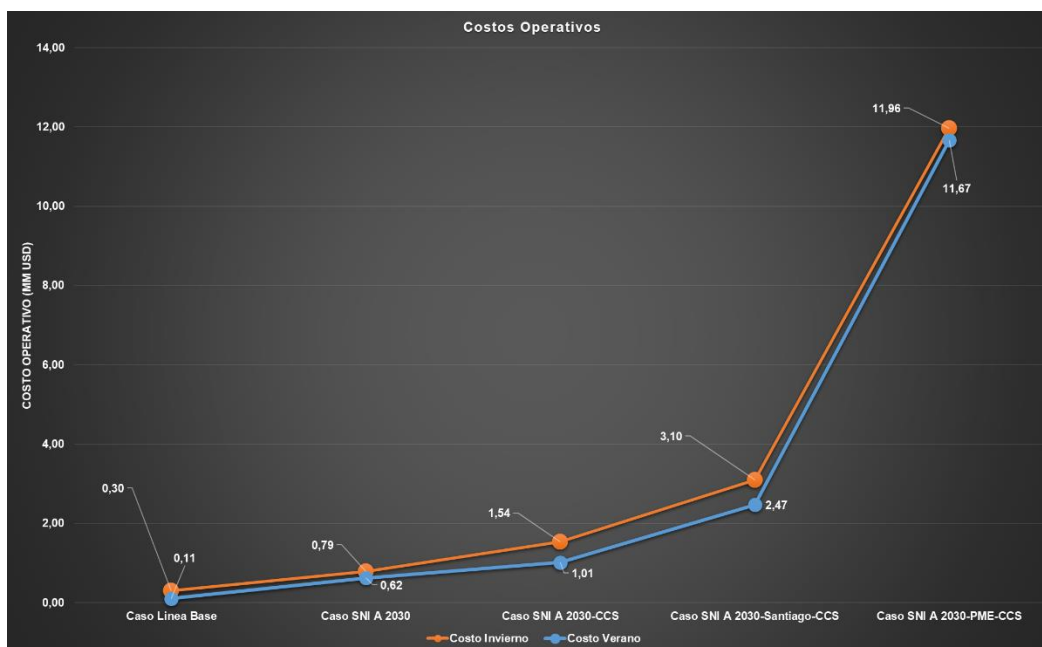


En la Figura 11 se evidencian los costos operativos asociados a los diferentes casos de estudio planteados, de esta figura se evidencia la alta importancia que toman las unidades de generación térmicas para afrontar escenarios de contingencia, especialmente en el caso SNI 2030 sin PME y sin CCS donde las unidades de generación térmicas adoptan un papel fundamental en la matriz de generación, por ese motivo se destaca en la Tabla 6 las unidades de generación térmicas más relevantes dentro del aporte termoeléctrico y sus años de inicio de operaciones con la finalidad de resaltar la importancia de la disponibilidad de estas unidades de generación en el año 2030 y en los casos de estudio desarrollados.



**Figura 11**

*Costos operativos asociados a los casos de análisis.*

**Tabla 6**

*Unidades de generación térmica*

<b>Central térmica</b>	<b>Pmax</b>	<b>F. Inicio Operación</b>
C.T. ESMERALDAS	148	1982
C.T. INGENIO SAN CARLOS	50	2005
C.T. ALVARO TINAJERO	82	1997
C.T. ELECTROQUIL	203	1992
S.T. ENRIQUE GARCIA	140	1997
C.T. G. ZEVALLOS	177	1978
C.T. MACHALA GAS III	77	PME

Central térmica	Pmax	F. Inicio Operación
C.T. SANTA ELENA	44	2012
C.T. TERMOGAS MACHALA	312	2011
C.T. TRINITARIA	133	1997

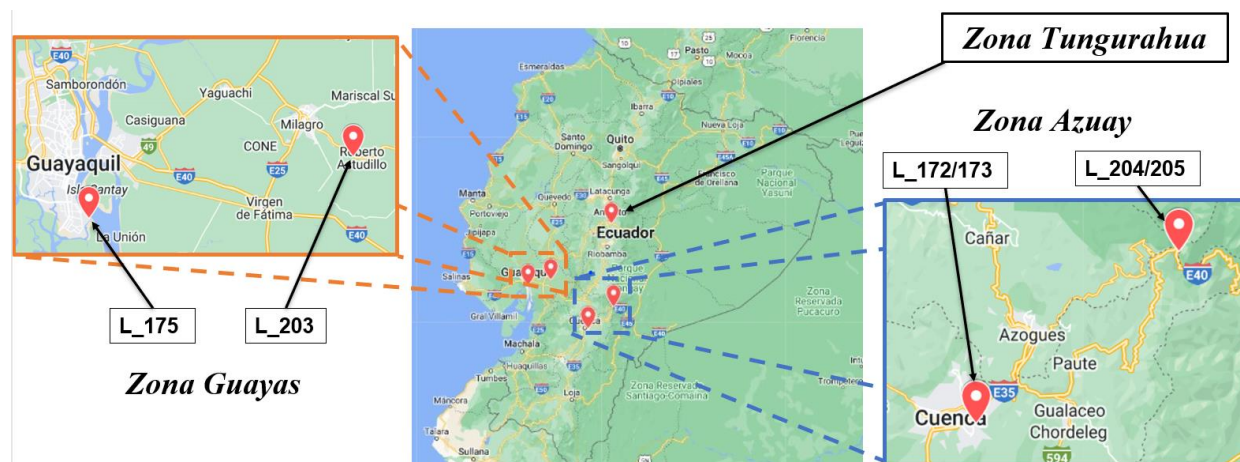
*Nota.* En la Tabla 6 se evidencia las unidades de generación térmica representativas al SNI y su fecha de primer inicio de operación.

### Análisis de líneas de transmisión

En la Figura 12 se destaca la ubicación de las líneas de transmisión críticas en los casos de estudio desarrollados, determinando que estas líneas de transmisión se encuentran distribuidas en tres zonas representativas, las cuales son: Zona Guayas, Zona Tungurahua y Zona Azuay.

### Figura 12

*Ubicación geográfica de líneas de transmisión*



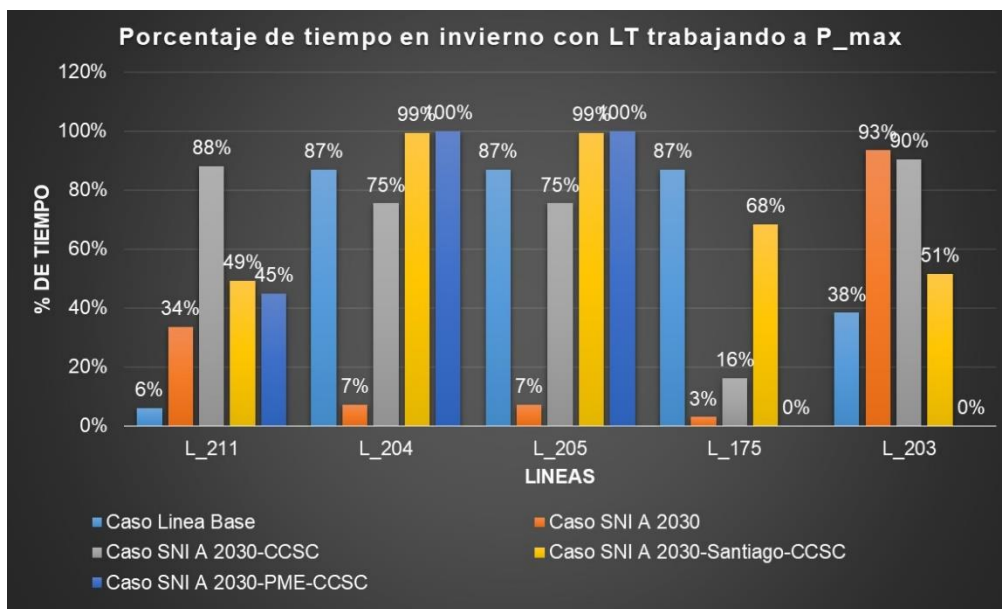
*Nota.* En la Figura 12 se evidencia las ubicaciones geográficas de las LT críticas dentro de los casos de estudio.

Con base a la Figura 13 se evidencia que la indisponibilidad operativa del complejo hidroeléctrico CCS tiene repercusiones significativas en la configuración de los flujos de potencia del SNI, de forma tal que las líneas de transmisión trabajan a Pmax durante más del 75% del tiempo de análisis.

De igual forma en los casos de estudio donde se considera la indisponibilidad operativa del complejo CCS y la no construcción del complejo generador Santiago I y II se evidencia que la configuración de los flujos de potencia aplica una carga significativa en las líneas de transmisión 204 y 205 ubicadas en la Zona Azuay, observándose que estas líneas trabajan a Pmax durante más del 99% del tiempo de análisis.

### Figura 13

Porcentaje de tiempo de LT trabajando a Pmax

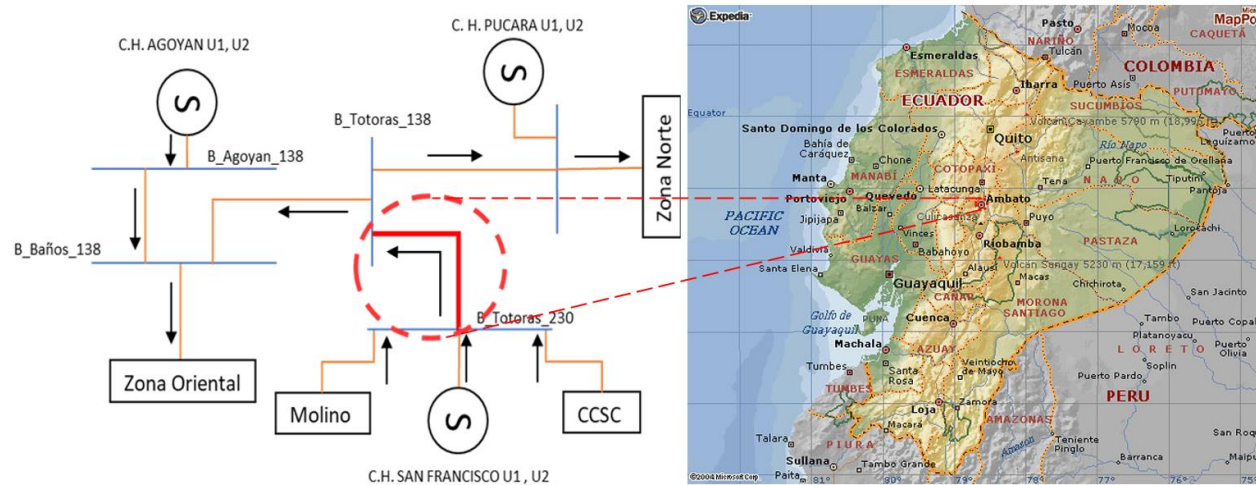


La configuración de la línea 211 ubicada en la zona Tungurahua y perteneciente al cambio de Bahía de la subestación Totoras de 230 a 138 kV implica un punto de análisis importante ya que como se presenta en la Figura 14 esta línea de transmisión se comporta

como un limitante para el aporte energético proveniente de las centrales hidroeléctricas: Molino, San Francisco y CCS.

### Figura 14

*Configuración de línea de transmisión crítica.*



## Capítulo VI

### Conclusiones y Recomendaciones.

#### Conclusiones

Se recopiló información de fuentes gubernamentales como CENACE y ARCONEL, así como de bases de datos digitales como PVGIS y NASA, para obtener datos sobre los sistemas eléctricos y recursos naturales en Ecuador. También se consultaron bibliotecas digitales de instituciones especializadas en meteorología e hidrología, como INAMHI, para acceder a reportes históricos sobre el comportamiento de las cuencas hidrográficas consideradas en el estudio.

Se planteó un problema de optimización para 336 puntos de operación que representan dos semanas típicas (verano e invierno), el modelo considera unidades de generación existentes y proyectadas en el Plan Maestro de Electrificación (PME). Se utilizaron 50 escenarios históricos (series de tiempo de recursos naturales: radiación solar, velocidad de viento, caudales, etc.) por punto de operación y se implementó el algoritmo de Rolling Horizon para tomar decisiones óptimas a futuro.

El desempeño del SNI está estrechamente ligado a la generación hidráulica. Se prevé un aumento del 73,62% en esta tecnología en la expansión proyectada, para enfrentar escenarios críticos como la salida del mayor complejo generador de Ecuador (CCS). Sin embargo, algunas líneas operan constantemente cerca de su capacidad máxima, lo que indica una necesidad de reforzamiento en líneas de transmisión.

El estudio evaluó el desempeño del Sistema Nacional Interconectado (SNI) de Ecuador. Se encontró que la capacidad de generación es adecuada para enfrentar escenarios adversos como la salida del complejo hidroeléctrico Coca Codo Sinclair. Sin embargo, la dependencia

excesiva de tecnología hidroeléctrica hace al sistema vulnerable a sequías. Además, se identificaron problemas en la infraestructura de transmisión, con ciertas líneas operando a capacidad máxima la mayor parte del tiempo.

## Recomendaciones

Se sugiere realizar un estudio más detallado del plan de expansión de la transmisión haciendo énfasis en las líneas de transmisión ubicadas en las zonas de Guayaquil, Cuenca y Ambato, ya que estas líneas operan a su capacidad máxima ( $P_{max}$ ) durante más del 85% del tiempo de análisis.

Se sugiere realizar estudios enfocados en la línea crítica que se encuentra en la zona Ambato, ya que opera a capacidad máxima y limita el suministro de energía a la zona oriental del Ecuador. Esto aumenta el riesgo de Energía No Suministrada (ENS) a futuro.

Se sugiere tomar en consideración la necesidad de construcción de las centrales hidroeléctricas planificadas (Santiago I y II, Cardenillo, Alluriquín) debido a que cumplen un papel fundamental para compensar el déficit de generación causado por una contingencia en el complejo hidroeléctrico CCS.

Se sugiere diversificar la matriz de generación debido a que de mantenerse los niveles de inserción hidroeléctricos proyectados para el año 2030, el sistema eléctrico ecuatoriano será incapaz de responder ante situaciones atípicas de sequía, como la ocurrida en diciembre de 2023.

## Bibliografía

ARCONEL. (2021). *BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL*.

ARCRNNR. (2020). *ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO 2021*.

Bischi, A., Taccari, L., Martelli, E., Amaldi, E., Manzolini, G., Silva, P., . . . Macchi, E. (2019). A rolling-horizon optimization algorithm for the long term operational scheduling of cogeneration systems. *Energy*, Pages 73-90.

CELEC EP. (5 de febrero de 2021). CELEC EP incorpora moderna tecnología a los estudios y monitoreo de la erosión en el río Coca.

CELEC-EP. (julio de 17 de 2020). BOLETÍN DE PRENSA. *SE INICIARON LAS OBRAS EMERGENTES PARA MITIGAR EFECTOS DE LA EROSION REGRESIVA DEL RIO COCA*.

CELEC-EP. (12 de Febrero de 2021). Boletín de prensa. *CELEC EP incorpora moderna tecnología a los estudios y monitoreo de la erosión en el río Coca*.

CELEC-EP HIDROAGOYAN. (22 de junio de 2023). INICIA CONTRATACIÓN DEL ESTRUCTURADOR DEL PROCESO PÚBLICO DE SELECCIÓN PARA LA CONCESIÓN DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO SANTIAGO.

Cenace. (2018). *PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2018-2027*.

CENACE. (2022). *Informe Anual 2021*. Quito.

CGE. (2015). Contraloría identifica 7 648 fisuras en Coca Codo Sinclair. *Fisuras en Coca Codo Sinclair*.



Cueva, J., & Águila, A. (2020). *MODELO ÓPTIMO DE DESPACHO ECONÓMICO DE SISTEMAS DE GENERACIÓN CONSIDERANDO RESTRICCIONES DE INERCIA*.

Quito.

Garzón Solorzano, F. S. (junio de 2018). Entrevista con GABRIEL ARGÜELLO RÍOS DIRECTOR EJECUTIVO DE CENACE. *COCA CODO SINCLAIR EROSIÓN REGRESIVA*.

INAMHI. (s.f.). *INAMHI*. Obtenido de INAMHI: <https://www.inamhi.gob.ec/biblioteca/>

Jaramillo, C., Benitez, J., Echeverria, D., Cepeda, J., & Arcos, H. (2022). Análisis del impacto de las energías renovables no convencionales en la planificación operativa de largo plazo del Sistema Nacional Interconectado utilizando la plataforma SimSEE. *Energía*, 42-52.

Le, K. D., & Day, J. T. (1982). ROLLING HORIZON METHOD: A NEW OPTIMIZATION TECHNIQUE FOR GENERATION EXPANSION STUDIES. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 3112-3116.

NASA. (s.f.). *POWER Data Access Viewer*. Obtenido de POWER Data Access Viewer: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

Plaza, F. (2022). Renewable energy sources in Ecuador. Future prospects. *Polo del Conocimiento*, 1382-1394.

PVGIS. (s.f.). Obtenido de PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/)

Salgado Duarte, Y., & Del Castillo Serpa, A. (2016). Heuristic method for the evaluation of the reliability in a subsystem of transmissionlines. *Ingeniería Energética*.

TRANSELECTRIC, C.-E. (2023). *DECLARACIÓN DE LÍMITES DE TRANSFERENCIA DE LAS INSTALACIONES DEL SNT - LÍNEAS DE TRANSMISIÓN*. Quito.

## Anexos