



**Planificación resiliente del sistema de transmisión eléctrico ecuatoriano frente a  
eventos sísmicos.**

Inga Erazo, Daniela Lisbeth y Rodríguez Morales, José Ricardo

Departamento de Eléctrica y Electrónica

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Trabajo de Titulación, previo a la obtención del título de Ingeniero en Electromecánica

Ing. Ortiz Villalba, Diego Edmundo MSc PhD (c)

07 de febrero de 2023

Latacunga



INGA\_RODRIGUEZ\_TESIS.docx

Scanned on: 17:22 February 7, 2023 UTC



Overall similarity score



Results found



Total words in text

	Word count
Identical	117
Minor Changes	28
Paraphrased	159
Omitted	244

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Diego Edmundo Ortiz Villalba".

Ing. Ortiz Villalba, Diego Edmundo MSc PhD(c)

C.C.: 1803225414



Departamento de Eléctrica y Electrónica

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

### Certificación

Certifico que el trabajo de titulación: **“Planificación resiliente del sistema de transmisión eléctrico ecuatoriano frente a eventos sísmicos”** fue realizado por la señorita **Inga Erazo, Daniela Lisbeth** y el señor **Rodríguez Morales, José Ricardo**; 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, 07 de febrero, 2023

---

Ing. Ortiz Villalba, Diego Edmundo MSc PhD (c)

C. C.: 1803225414



Departamento de Eléctrica y Electrónica

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Responsabilidad de Autoría

Nosotros, **Inga Erazo, Daniela Lisbeth**, con cédula de ciudadanía n° 1003618491 y **Rodríguez Morales, José Ricardo**, con cédula de ciudadanía n° 1724905839, declaramos que el contenido, ideas y criterios del trabajo de titulación: “**Planificación resiliente del sistema de transmisión eléctrico ecuatoriano frente a eventos sísmicos**”, 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, 07 de febrero, 2023

**Inga Erazo, Daniela Lisbeth**

C.C.: 1003618491

**Rodríguez Morales, José Ricardo**

C.C.: 1724905839



Departamento de Eléctrica y Electrónica

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Autorización de Publicación

Nosotros, señorita Inga Erazo, Daniela Lisbeth y señor Rodríguez Morales, José Ricardo; con cédulas de ciudadanía 1003618491 y 1724905839, autorizo a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE publicar el trabajo de titulación “Planificación resiliente del sistema de transmisión eléctrico ecuatoriano frente a eventos sísmicos”, en el Repositorio Institucional, cuyo contenido, ideas y criterios son de nuestra responsabilidad.

Latacunga, 07 de febrero, 2023

Inga Erazo, Daniela Lisbeth

C.C.: 1003618491

Rodríguez Morales, José Ricardo

C.C.: 1724905839

---

## **DEDICATORIA**

La investigación presente se lo dedico a Dios por siempre cuidar de mí, a mis padres Manuel Mesías y Gloria Mariana, quienes jamás dejaron de apoyarme, sacrificarse y de darme palabras de aliento a lo largo de este proceso universitario. A mi hermana Estefy quien fue mi motivo para no rendirme y poder demostrarle que los obstáculos jamás nos vencerán. A mi enamorado Jefferson que siempre creyó en mí. A toda mi familia por siempre brindarme palabras de aliento y motivación.

**Dany I.**

## DEDICATORIA

Dedico este trabajo de titulación principalmente a Dios por haberme permitido llegar hasta por ahora el momento más importante en mi vida estudiantil. A mis padres José Moisés y Sonia Marlene que con su esfuerzo y apoyo incondicional no dejaron que baje los brazos en ningún momento. A mi hermana Karen Sophia que a lo largo del camino me ayudó a recordar que cualquier obstáculo siempre podemos superarlo. A mi enamorada Micaela Brigitte por su cariño donde siempre tuvo palabras de aliento y confianza en los momentos más difíciles. A toda mi familia por el cariño y apoyo brindado durante toda mi vida.

**José R.**

## AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por el privilegio de permitirme tener una hermosa familia y por todas las bendiciones dadas a lo largo de mi vida.

Agradezco a mis padres Gloria Mariana y Manuel Mesías quienes, con su amor, cuidado, enseñanzas, apoyo incondicional y todos los sacrificios que hicieron me permitieron estudiar y así poder concluir con un meta más en mi vida.

Agradezco a mi hermana Estefy y mi mejor amiga Emy quienes a pesar de la distancia siempre estuvieron para mí con chistes, bromas o peleas, pero siempre fueron mi motivo de superación y de no rendirme durante mi tiempo universitario.

Agradezco a mi enamorado Jefferson por escucharme y jamás permitirme rendirme, tú amor y apoyo incondicional ha sido parte fundamental en este proceso universitario.

Agradezco a mi compañero José R, que además de ser mi compañero de Tesis es mi amigo, un gran ser humano que siempre he podido contar con él, además que en momentos de problemas ha encontrado las palabras necesarias para no dejarme rendir.

Finalmente agradezco de forma especial al tutor de este trabajo investigativo al Doc. Diego Ortiz por su gran paciencia, sus consejos y por todos los conocimientos brindados.

¡Gracias a todos quienes formaron parte de mi proceso universitario y fueron parte de la persona que soy ahora!

**Dany I.**



## AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer a Dios por sus bendiciones y darme la oportunidad de regalar a mis padres uno de los momentos más importantes y esperados de mi vida.

A mis padres José Moisés y Sonia Marlene por todos los valores y enseñanzas inculcadas a lo largo de mi vida, todo el esfuerzo que hicieron para darme la oportunidad de estudiar, cada uno de los consejos brindados, las palabras de aliento y confianza que nunca faltaron y sobre todo el cariño incondicional que permitieron alcanzar esta meta tan anhelada.

A mi hermana Karen Sophia que a lo largo de la vida siempre ha estado ahí para brindar su apoyo en los momentos donde más la necesitaba, siendo el motivo de superación y con ello ser un gran ejemplo para ella.

A mi enamorada Micaela Brigitte por brindar su amor y apoyo incondicional en los momentos más difíciles de mi vida, saber escuchar y sobre todo darme la confianza necesaria para seguir adelante día a día. A mis amigos Francisco Sebastian E. y Christian Javier P.; gracias a ellos logré encontrar verdaderos amigos, teniendo recuerdos inolvidables, enseñanzas y sobre todo por los consejos brindados a lo largo de toda la vida universitaria y fuera de ella. A mi amiga y compañera de tesis Daniela Lisbeth I. Por su apoyo, compañerismo y amistad incondicional a lo largo de la carrera universitaria, por todos los consejos que me supo brindar, por la entereza y compromiso con nuestro proyecto de titulación.

Finalmente agradezco al tutor de este trabajo de titulación Ing. Diego Ortiz, PhD. Por su paciencia, confianza y conocimientos brindados para llevar a cabo este sueño.

**José R.**

**ÍNDICE DE CONTENIDO**

<b>Cátula .....</b>	<b>1</b>
<b>Reporte de verificación de contenido.....</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>13</b>
<b>Índice de tablas.....</b>	<b>14</b>
<b>Apéndice A: Nomenclatura .....</b>	<b>15</b>
<b>Resumen.....</b>	<b>19</b>
<b>Abstract .....</b>	<b>20</b>
<b>Capítulo I: Problema .....</b>	<b>21</b>
<b>Planteamiento del problema.....</b>	<b>21</b>
<b>Antecedentes.....</b>	<b>21</b>
<b>Importancia y justificación.....</b>	<b>23</b>
<b>Objetivos.....</b>	<b>24</b>

	11
<i>Objetivo general</i> .....	<b>24</b>
<i>Objetivos específicos</i> .....	<b>24</b>
Alcance del proyecto.....	<b>25</b>
<b>Capítulo II: Estado del arte</b> .....	<b>27</b>
Revisión del estado del arte.....	<b>27</b>
<b>Capítulo III: Metodología</b> .....	<b>30</b>
Marco Metodológico.....	<b>31</b>
Modelación del evento exógeno.....	<b>32</b>
Matriz de Vulnerabilidad.....	<b>32</b>
Modelo Matemático.....	<b>34</b>
Función objetivo.....	<b>35</b>
Mínimos técnicos de generación.....	<b>36</b>
Límites técnicos de las líneas de transmisión.....	<b>37</b>
Modelamiento de Baterías.....	<b>38</b>
Métricas de Resiliencia.....	<b>39</b>
<b>Capítulo IV: Caso de estudio</b> .....	<b>41</b>
Sistema Garver.....	<b>41</b>
Sistema Garver propuesto modificado.....	<b>44</b>
Sistema Nacional Interconectado.....	<b>46</b>
<i>Escenario 1: Caso Sistema Garver modificado sin line switching</i> .....	<b>48</b>
<i>Escenario 2: Caso Sistema Garver modificado con line switching</i> .....	<b>49</b>
<i>Escenario 3: Sistema Nacional Interconectado</i> .....	<b>51</b>

	12
<b>Portafolio de Inversiones.....</b>	<b>52</b>
<b>Líneas de transmisión.....</b>	<b>52</b>
<b>Generación Diésel.....</b>	<b>53</b>
<b>Banco de baterías.....</b>	<b>53</b>
<b>Capítulo V: Análisis de resultados.....</b>	<b>55</b>
<b>Escenario 1: Caso Sistema Garver modificado sin line switching.....</b>	<b>55</b>
<b>Escenario 2: Caso Sistema Garver modificado considerando line switching....</b>	<b>58</b>
<b>Tabla de análisis comparativo de los casos de estudio (Sistema de Garver).....</b>	<b>61</b>
<b>Escenario 3. Sistema Nacional Interconectado.....</b>	<b>63</b>
<b>Tabla descriptiva de costos.....</b>	<b>66</b>
<b>Diagrama de cajas de la ENS para el Sistema Nacional Interconectado.....</b>	<b>68</b>
<b>Métricas de Resiliencia.....</b>	<b>70</b>
<b>Capítulo VI: Conclusiónes y Recomendaciones.....</b>	<b>72</b>
<b>Conclusiones.....</b>	<b>72</b>
<b>Recomendaciones.....</b>	<b>73</b>
<b>Bibliografía .....</b>	<b>74</b>
<b>Anexos.....</b>	<b>78</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> <i>Diagrama metodológico</i> .....	31
<b>Figura 2</b> <i>Curva de Fragilidad para Subestaciones de Alta Tensión con Componentes Sismicos</i> .....	34
<b>Figura 3</b> <i>Circuito del sistema Garver de 6 barras</i> .....	42
<b>Figura 4</b> <i>Diagrama sistema Garver</i> .....	43
<b>Figura 5</b> <i>Circuito del Sistema Garver modificado</i> .....	44
<b>Figura 6</b> <i>Diagrama sistema Garver modificado</i> .....	45
<b>Figura 7</b> <i>Diagrama unifilar del sistema nacional interconectado del Ecuador</i> .....	47
<b>Figura 8</b> <i>Escenario 1</i> .....	49
<b>Figura 9</b> <i>Escenario 2</i> .....	51
<b>Figura 10</b> <i>Escenario 3: Sistema nacional interconectado</i> .....	52
<b>Figura 11</b> <i>Sistema Garver luego del evento terremoto y proyección de líneas candidatas sin line switching</i> .....	56
<b>Figura 12</b> <i>Participación de tecnologías en el escenario 1</i> .....	58
<b>Figura 13</b> <i>Sistema Garver con desconexión de líneas y proyección de líneas candidatas y line switching</i> .....	60
<b>Figura 14</b> <i>Participación de tecnologías en el escenario 2</i> .....	61
<b>Figura 15</b> <i>Zona Nor-oriental del SIN con las tecnologías existentes, candidatas y sus demandas</i> .....	64
<b>Figura 16</b> <i>Gráfia de Costos de tecnologías propuestas y costos de ENS</i> .....	65
<b>Figura 17</b> <i>Gráfica total de cotos utilizando la metodología propuesta</i> .....	66
<b>Figura 18</b> <i>Diagrama de cajas de la ENS en 24 horas</i> .....	69
<b>Figura 19</b> <i>Diagrama de cajas de la ENS en función al tiempo de estudio</i> .....	70

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1</b> <i>Aceleración máxima del suelo (PGA)</i> .....	33
<b>Tabla 2</b> <i>Valores de demanda del Sistema Garver</i> .....	43
<b>Tabla 3</b> <i>Características de las unidades de generación</i> .....	46
<b>Tabla 4</b> <i>Tabla del portafolio de inversiones propuesto sin line switching</i> .....	48
<b>Tabla 5</b> <i>Tabla del portafolio de inversiones propuesto con line switching</i> .....	50
<b>Tabla 6</b> <i>Características técnicas del conductor ACAR 750 MCM</i> .....	53
<b>Tabla 7</b> <i>Tabla del portafolio de inversiones resultante sin line switching</i> .....	55
<b>Tabla 8</b> <i>Valores de potencia instalada sin line switching</i> .....	57
<b>Tabla 9</b> <i>Tabla del portafolio de inversiones resultante con line switching</i> .....	59
<b>Tabla 10</b> <i>Valores de potencia instalada con line switching</i> .....	60
<b>Tabla 11</b> <i>Tabla descriptiva de TNEP con line switching y TNEP sin line switching</i> .....	62
<b>Tabla 12</b> <i>Tabla del portafolio de inversiones resultante del SNI</i> .....	63
<b>Tabla 13</b> <i>Tabla descriptiva de costos del escenario 3</i> .....	67
<b>Tabla 14</b> <i>Tabla comparativa de costos</i> .....	68

**APÉNDICE A****NOMENCLATURA**

$C^{Bess}$ : Costo de Baterías

$C^{ENS}$ : Costo de energía no suministrada

$C^{g_i}$ : Costo de generación a instalar

CI: Costo de Inversión

$C_l^{LTc}$ : Costo de Líneas de transmisión

CO: Costo de Operación

$C^{Var}$ : Costo variable del combustible

$C^{Vert}$ : Costo de vertimiento

$D_{d,t,s}$ : Demanda de energía en función del número de demandas del sistema y el tiempo

E: Energía

$EENS$ : Promedio de la expansión de la energía no suministrada

EIU: Índice de confiabilidad de energía

$ENS_s$  : Energía no suministrada en función a los escenarios

$ENS_{d,t,s}$  : Energía no suministrada en función del número de demandas, tiempo y escenarios

$E0_{p,s}$ : Energía inicial en función del número de baterías y escenarios

$E_{p,t,s}$  : Energía de las baterías en función del número de baterías, tiempo y escenarios

$f_{l_c,t,s}^C$ : Flujo de potencia en función de las líneas de transmisión candidatas, tiempo y escenarios

$f_{l,t,s}^E$ : Flujo de potencia en función de las líneas de transmisión existentes, tiempo y escenarios

$F_l^{maxE}$ : Flujo máximo de las líneas de transmisión existentes en función de las líneas existentes

$F_{l_c}^{max}$ : Flujo máximo de las líneas de transmisión candidatas en función de las líneas candidatas a instalar

$frc$ : Factor de recuperación del capital

LT: Número de líneas de transmisión

$LT\_C_l$ : Variable binaria de líneas de transmisión candidatas

N: Big M

Nb: Número de nodos

NBessC: Número de Baterías

Nd: Número de demandas

Ng: Número de generadores convencionales

Ngi: Número de generadores a instalar

Ngr: Número de generadores renovables

$n^{inv}$ : Eficiencia del inversor

Ns: Número de escenarios

NT: Horizonte de Evaluación



$P_{k,t,s}$  : Potencia de generación existente Diesel en función del número de generadores, tiempo y escenarios

$P_{m,t,s}$  : Potencia de generación Diesel a instalar en función del número de generadores a instalar, tiempo y escenarios

$P_p^{BESS}$  : Potencia del banco de baterías en función al número de baterías

$P_{p,t,s}^{BC}$  : Potencia de carga de baterías en función del número de baterías, tiempo y escenarios

$P_{p,t,s}^{BD}$  : Potencia de descarga de baterías en función del número de baterías, tiempo y escenarios

$P_m^{gi}$  : Potencia de generación Diesel a instalar en función del número de generadores Diesel a instalar

$P_{r,t,s}^{gr}$  : Potencia de generación renovable en función del número de generadores renovables, tiempo y escenarios

$P_k^{max}$  : Potencia máxima de generación existente Diesel en función del número de generadores existente Diesel

$P_k^{min}$  : Potencia mínima de generación existente Diesel en función del número de generadores existente Diesel

$P_m^{max}$  : Potencia máxima de generación Diesel a instalar en función del número de generadores a instalar Diesel

$P_m^{min}$  : Potencia mínima de generación Diesel a instalar en función del número de generadores a instalar Diesel

$Xg_{k,t,s}$ : Variable binaria de decisión para encendido y apagado de generación existente Diesel en función del número de generadores existentes, del tiempo y de los escenarios

$Xgi_{m,t,s}$ : Variable binaria de decisión para encendido y apagado de generación a instalar función del número de generadores Diesel a instalar, del tiempo y de los escenarios

$X_l^{LTE}$ : Reactancia de la línea existente

$X_{l,t,s}^{LTE}$ : Variable binaria ON/OFF de líneas de transmisión existentes luego del terremoto

$\theta_{i,t,s}$ : Ángulo de voltaje en función del número de barras, tiempo y escenarios

$\pi_s$ : Probabilidad de ocurrencia de los elementos

$\rho_{k,i,s}$ : Matriz de disponibilidad de las tecnologías en función del número de barras, número de generadores y los escenarios de falla

$\rho_{l,t,s}$  Matriz de disponibilidad de líneas de transmisión en función de líneas de transmisión existentes, tiempo y los escenarios de falla

$\sigma_{lc}$ : Sigma en función de las líneas candidatas

*Nota.* En el modelo matemático del capítulo III, la letra E en las variables significa que está asociado a las tecnologías existentes y la letra C para las tecnologías proyectadas o también llamadas candidatas.

## Resumen

El presente trabajo de titulación busca implementar un marco metodológico mediante el uso de herramientas de optimización para desarrollar la planificación de la expansión de la red de transmisión y generación (Diesel y Baterías) de sistemas eléctricos ante la ocurrencia de eventos exógenos específicamente terremotos. La propuesta incluye el modelamiento matemático del riesgo al que se ve expuesta la infraestructura eléctrica del sistema de transmisión por consecuencia del evento exógeno, donde se obtiene la matriz de vulnerabilidad de elementos eléctricos mediante Simulaciones de Monte Carlo (SMC). Se formula el problema de optimización de la planificación de la expansión del sistema de transmisión y generación (Diesel y Baterías) considerando “line switching”. La propuesta incluye implementar la metodología en un sistema eléctrico de prueba y validar su efectividad en el sistema nacional interconectado ecuatoriano con el propósito de evaluar el comportamiento del sistema eléctrico frente a la ocurrencia de terremotos. El objetivo principal es proponer soluciones que permitan el incremento de la resiliencia, así como también, aprovechar al máximo la infraestructura del sistema de transmisión para satisfacer la demanda proyectada a un mínimo costo.

*Palabras clave:* Optimización de costos, expansión de la red eléctrica, sistema de transmisión, generación diésel, matriz de vulnerabilidad.

**ABSTRACT**

The present research work seeks to develop a methodological framework through the use of optimization tools to develop the planning of the expansion of the transmission and generation network (Diesel and Batteries) of electrical systems in face of the occurrence of exogenous events, specifically earthquakes. The proposal includes the mathematical modeling of the risk to which the electrical infrastructure of the transmission system is exposed to an exogenous event, where the vulnerability matrix of electrical elements is obtained through Monte Carlo Simulations (SMC). The optimization problem of the transmission and generation expansion (Diesel and Batteries) expansion plan considers "line switching". The proposal includes implementing the methodology in a test electrical system and validating its effectiveness in the Ecuadorian national interconnected system with the purpose of evaluating the behavior of the electrical system against the occurrence of earthquakes. The main objective is to propose solutions that allow the increase of resilience, as well as, to make the most of the infrastructure of the transmission system to satisfy the projected demand at a minimum cost.

*Key words: Cost optimization, expansion of the electrical network, transmission system, diesel generation, vulnerability matrix.*

## Capítulo I

### Problema

#### Planteamiento del problema

Según la (Comisión Económica para América Latina y el Caribe, 1995) en la historia de los países de Latinoamérica, la actividad sísmica ha generado cuantiosas pérdidas económicas y humanas, además que han impedido el desarrollo socioeconómico de los mismos, ya que complican el progreso de dichas naciones que van hacia el desarrollo económico, deteriorando las condiciones de vida de las personas.

De acuerdo con (Carolina, 2020) a lo largo de la historia de la humanidad, los desastres naturales siempre han sido un componente concluyente que afecta la calidad de vida de la población y el nivel de desarrollo económico y social. La actividad sísmica en el Ecuador a nivel nacional ha generado grandes pérdidas económicas y estructurales, además que han impedido el desarrollo económico a nivel de los hogares.

(Villamarín. A, 2021) opina que la ausencia de planificación resiliente del sistema de transmisión frente a amenazas naturales no permite que exista fiabilidad en el sistema eléctrico, ya que las diferentes tecnologías usadas en dicho sistema quedan vulnerables a sufrir daños en sus componentes y esto provoca corte de suministro de energía eléctrica.

Al no existir un marco metodológico que planifique la expansión de la red de transmisión y generación de sistemas eléctricos ante la ocurrencia de terremotos es necesario desarrollar una planificación resiliente considerando line switching para minimizar costos y así poder garantizar la confiabilidad del sistema ante dichos eventos.

#### Antecedentes

Existen varios sistemas que están entrelazados a la sociedad donde se requiere el restablecimiento propio para que la sociedad fluya con normalidad, por ello el conjunto del sistema de energía junto con el transporte, la banca y las finanzas, así como también los

servicios gubernamentales, los servicios de emergencia, los sistemas de abastecimiento de agua, las telecomunicaciones, el gas natural y el petróleo son las ocho infraestructuras críticas de la sociedad (International Strategy for Disaster Reduction, 2022), es decir el desabastecimiento o pérdida de alguna de estas infraestructuras conlleva a daños de gran magnitud que afectan a un país en el ámbito económico.

Los desastres naturales son causantes de cuantiosas pérdidas económicas, siendo los terremotos uno de los más devastadores. A lo largo de la historia, los desastres naturales han causado grandes destrucciones y muertes, dichos desastres han brindado al Ecuador la oportunidad de aprender o tomar medidas para hacerle frente y prepararse (Román, 2006).

Demostrando así el riesgo latente al que se encuentra expuesto la población y su infraestructura.

Según ( Banco Interamericano de Desarrollo, 2020), el 05 de marzo 1987 se dieron dos terremotos de magnitudes 6,1 y 6,9 grados en la escala de Richter, con epicentro en la provincia de Napo, lo que dio como resultado un aproximado de 5.000 fallecidos, más de 150.000 afectados y una pérdida económica de más de USD 1.500 millones.

De acuerdo con (Paul, 2021) el jueves 28 de marzo de 1996 en la provincia de Cotopaxi con epicentro en el cantón Pujilí, un terremoto de magnitud 5,7 grados en la escala de Richter, dejó un total de 30 fallecidos, 465 heridos y aproximadamente 5.300 casas con daño parcial o total en su infraestructura, además de cortes de servicio de electricidad y telecomunicaciones dando una pérdida económica de más de USD 7 millones.

Dentro del sector turístico de la provincia de Manabí existieron también pérdidas económicas debido a que el martes 04 de agosto de 1998 se localizó frente a la ciudad de Bahía de Caráquez un terremoto de magnitud de 7,1 grados en escala de Richter (Instituto Geofísico de la Escuela Politécnica Nacional, 2011) dejando como consecuencia una reducción

importante de visitantes en esta zona, además de daños estructurales de algunos edificios de la ciudad.

Finalmente el último terremoto ocurrido en Ecuador de gran impacto fue el de la noche del 16 de Abril de 2016, con magnitud 7,8 grados en escala de Richter y una profundidad de 17 km, con epicentro en el cantón Pedernales en la provincia de Manabí, el terremoto cobró la vida de 672 personas, aproximadamente 390.000 afectados, alrededor de 10 hospitales y 15 centros de salud con daños estructurales quedando incapaces de atender la emergencia, con un costo aproximado de USD 2.000 millones de pérdidas económicas (Bravo, 2017), incluso se presentaron cortes e interrupciones en los servicios de energía y comunicación, daños en puentes y en vías.

En el informe de (Senplades, 2016), el costo total de reconstrucción, indica que se utilizó alrededor de USD 196 millones en el sector eléctrico, destinados a proyectos para restablecer el suministro de energía y la estabilidad de largo plazo de la red eléctrica.

En el Ecuador a lo largo del tiempo, los terremotos han causado daños significativos en la sociedad, además que indican el grado de vulnerabilidad ante los eventos sísmicos, por lo que es menester estudiar los posibles impactos desde el punto de vista estructural de las redes eléctricas y generar alternativas que permitan reducir y mitigar los efectos causados por un terremoto especialmente en los sistemas eléctricos.

### **Importancia y justificación**

El Ecuador al ser parte de Sudamérica y encontrarse ubicado en el cinturón de fuego, es vulnerable a la ocurrencia de terremotos y erupciones volcánicas debido a la subducción que existe entre dos placas tectónicas, la placa de Nazca y la placa Sudamericana los cuales afectan tanto los sistemas eléctricos de distribución, así como también los sistemas eléctricos de transmisión.

En la literatura técnica especializada existen varios trabajos que estudian o se

encuentran asociados a la resiliencia ante la ocurrencia de eventos sísmicos, sin embargo, la cantidad de estudios donde se analiza la planificación en sistemas de redes de transmisión y generación para sistemas resilientes ante eventos exógenos son escasos, por lo tanto, el presente trabajo de investigación propone una metodología para la planificación de la expansión de la red de transmisión y generación (diésel, baterías) ante terremotos que permita incrementar la resiliencia del mismo considerando line switching.

## **Objetivos**

### ***Objetivo general***

Desarrollar un marco metodológico mediante el uso de herramientas de optimización para realizar la planificación de la expansión de la red de transmisión y generación (diésel, baterías) de sistemas eléctricos ante la ocurrencia de eventos exógenos específicamente terremotos.

### ***Objetivos específicos***

Calcular la matriz de vulnerabilidad de elementos eléctricos utilizando Simulaciones de Monte Carlo (SMC) para lograr representar la indisponibilidad de los elementos del sistema de transmisión ante terremotos.

Formular el problema de optimización estocástica mediante la revisión de la literatura técnica especializada para planificar la expansión del sistema de transmisión ante eventos exógenos considerando line switching.

Desarrollar un programa que permita resolver el problema de planificación de la expansión de la transmisión.

Implementar y validar la propuesta metodológica en un sistema de transmisión eléctrica de prueba.

Validar la efectividad de la propuesta metodológica y su escalabilidad en el sistema nacional interconectado ecuatoriano.

Evaluar las métricas de resiliencia operativa y de infraestructura en las líneas de



transmisión, identificando puntos vulnerables para mitigar los riesgos que están asociados al evento exógeno.

### **Alcance del proyecto**

El presente proyecto propone implementar un marco metodológico generalizado, por medio del uso de herramientas de optimización para realizar la planificación de la expansión de la red de transmisión y generación (diésel, baterías) de sistemas eléctricos ante la ocurrencia de eventos exógenos específicamente terremotos.

La metodología propuesta se compone de tres etapas: i) modelación del evento exógeno y cálculo de la matriz de vulnerabilidad de los componentes, ii) modelación y resolución del problema de planificación para la expansión de la red de transmisión y generación, iii) cálculo de métricas de resiliencia a través de indicadores de confiabilidad.

En el modelamiento del evento exógeno es necesario contar con los siguientes datos de entrada: los eventos exógenos y el modelo del sistema eléctrico. Los eventos exógenos caracterizan la amenaza que causan los terremotos al sistema eléctrico, implementado mediante la generación de varios escenarios utilizando el método de Simulación de Monte Carlo (SMC), en cuanto a la matriz de vulnerabilidad, esta determina el daño que sufre la infraestructura, teniendo en cuenta la disponibilidad y la indisponibilidad de cada infraestructura presente en el sistema de transmisión eléctrico bajo estudio.

En la planificación de expansión de la red de transmisión se incluye la construcción de nuevas líneas y line switching, además en la planificación de la expansión de la generación se considera en el portafolio de inversiones únicamente generadores diésel y el sistema de almacenamiento de energía basado en baterías (Bess o Battery Energy Storage System), quedando fuera del alcance del proyecto la generación renovable como es el caso de las centrales de generación hídrica, eólica y solar. En la última etapa se obtienen las métricas de resiliencia donde se utilizará el valor esperado de la energía no suministrada (EENS), y el

índice de confiabilidad del sistema (EIU) en las redes de transmisión mediante el cálculo de desempeño considerando diferentes escenarios de falla.

Para validar la metodología propuesta del proyecto de investigación se implementará en el sistema Garver de 6 barras (Gallego & Romero, 2007) y para verificar su escalabilidad se realizará el estudio en el sistema nacional interconectado ecuatoriano (SNI) (Aguirre, y otros, Diagrama unifilar del sistema nacional interconectado del Ecuador, 2020).

## Capítulo II

### Estado del arte

#### Revisión del estado del arte

Los desastres naturales en los sistemas eléctricos causan perturbaciones severas que pueden provocar su colapso, además son parte de las principales razones que afectan gravemente a la confiabilidad y operación del sistema, es por ello que a continuación se muestran trabajos publicados en la literatura encaminados a la modelación de amenazas naturales, planificación de sistemas eléctricos y determinación de estrategias que minimicen los efectos que causan los terremotos.

El Ecuador al encontrarse en una zona de alto riesgo sísmico y con escasa preparación ante eventos exógenos precisa contar con un modelo de terremotos, es por ello que (Villamarín & Moreno, 2022) (Aguirre Velasco, Saltos Rodríguez, Velasquez Lozano, & Ortiz Villalba, 2021) emplean una metodología probabilística de cuatro etapas ejecutadas secuencialmente utilizando el método de Monte Carlo para evaluar la resiliencia del sistema, donde la primera etapa modela la amenaza simulando la intensidad de cada terremoto en los diferentes elementos del sistema eléctrico, para ello es necesario calcular la aceleración máxima horizontal del suelo (PGA) teniendo en cuenta el tipo y las consecuencias que tengan sobre las métricas de resiliencia.

Es por ello que (Crouse CB, 1991) expresa una ecuación de regresión en gals que puede ser utilizada en lugares de suelo firme, y con ella se puede establecer los componentes eléctricos que tiene probabilidad de fallar o que son vulnerables frente a un terremoto. Además (Aguirre. M, 2021) también indica que las catástrofes naturales dejan a los componentes de los sistemas de energía propensos a sufrir daños y señala que los desafíos actuales en los sistemas eléctricos son los que se enfocan en simular y cuantificar los efectos de los eventos

sísmicos considerando los sucesos poco probables, pero con daños significativos (HILP) dentro de la planificación

Según (Villamarín, Jácome, Velásquez, & Saltos, 2022) indican que ciertos componentes del sistema eléctrico son más vulnerables durante un evento sísmico, uno de estos son las subestaciones y que estas tienden a responder de diferentes maneras por lo que el daño observado en cada elemento será distinto, también se explica que los planificadores de sistemas de energía a menudo no identifican los peligros causados por la naturaleza, ya que son sucesos poco probables, con daños significativos (HILP, por sus siglas en inglés), cuando toman decisiones de inversión en la red. Es así que al tomar en cuenta las interrupciones que causan los terremotos se plantea una planificación para el fortalecimiento de subestaciones, construcción de líneas de transmisión con el fin de incrementar la resiliencia en el sistema de transmisión, sin embargo, no exploran otros métodos que ayudarán a maximizar la resiliencia del sistema como por ejemplo considerar en la operación “line switching”.

Es por ello que (Meneses, Nascimento, Macedo, & Romero, 2020) realizan un modelo de programación lineal entera mixta, para estudiar la planificación de la expansión de la red de transmisión (TNEP) utilizando “line switching”, en un sistema de 3 barras considerando escenarios ideales, donde analizan la eliminación de la congestión de un sistema desconectando líneas específicas, mejorando así el desempeño de la red existente, reduciendo los costos de inversión y aumentando la confiabilidad del sistema, con el fin de mejorar la seguridad del sistema y que este sea rentable, sin embargo sugieren que para posteriores investigaciones se debe considerar planificación de múltiples etapas y el criterio de seguridad N-1, además de realizar formulaciones matemáticas más realistas para el problema TNEP en un modelo AC, por último esta investigación no incluye un análisis de la resiliencia del sistema.

Los planificadores de todo el mundo opinan que es necesario incluir la resiliencia como tema importante a considerar, dando un paso más allá de la planificación tradicional,

buscando la opción más viable para incrementar la resiliencia en las redes eléctricas (Aguirre Velasco, Saltos Rodríguez, Velásquez Lozano, Ortiz Villalba, & Villamarín Jácome, 2021) (Moreno, 2020), es por ello que (Villamarín, Haro, Aguirre, & Ortíz, 2021) señalan que para aumentar la resiliencia del sistema eléctrico ante eventos exógenos como terremotos, es necesario una planificación de la expansión de los sistemas eléctricos de transmisión, enfocándose en los costos de operación e inversión a nivel de bahía con el fin de evitar un problema crítico al momento de analizar las métricas de resiliencia.

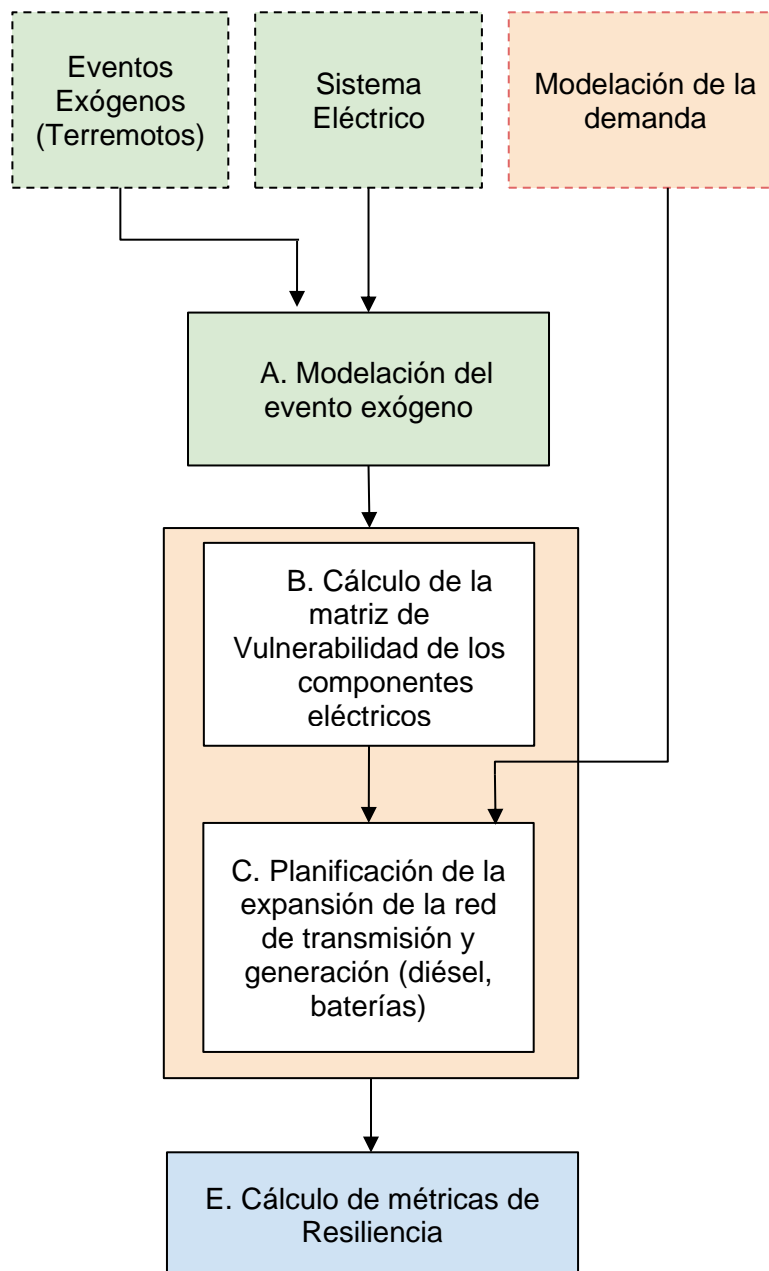
La contribución principal del presente trabajo de investigación es proponer un modelo para la planificación de la expansión de la red de transmisión considerando line switching en la operación de la infraestructura de red, con el propósito de mejorar la resiliencia del sistema de transmisión ante la ocurrencia de terremotos.

## **Capítulo III**

### **Metodología**

En este capítulo se realiza la descripción de la metodología propuesta del trabajo de investigación, con el fin de incrementar la resiliencia de un sistema de transmisión eléctrico mediante el método de line switching, además se plantea un modelo de optimización que permita realizar la planificación de la expansión de la red de transmisión y generación (diésel, baterías) considerando los efectos que podrían tener los terremotos en la infraestructura eléctrica.

En la figura 1 se muestra de manera esquemática la metodología propuesta para la realización de este trabajo de investigación, considerando tres etapas principales.

**Figura 1***Diagrama metodológico*

*Nota.* En la figura se muestra la metodología de la investigación dividida en tres etapas.

### **Marco Metodológico**

A continuación, se explican cada una de las etapas que son parte de la metodología para la planificación de la expansión de la red de transmisión y generación (diésel, baterías) de un sistema eléctrico ante la ocurrencia de un evento sísmico considerando line switching.

### **Modelación del evento exógeno**

En la primera etapa de la metodología se selecciona un sistema de transmisión eléctrico, del cual se obtendrán los datos que permitan visualizar el desempeño sísmico de los componentes a través de la utilización de las curvas de vulnerabilidad.

Mediante la plataforma de programación y cálculo numérico de (MATLAB, s.f.) se plantea un modelo de simulación que permite obtener datos de los efectos que el terremoto estudiado tiene en la infraestructura eléctrica.

Utilizando el método de Monte Carlo se generan varios eventos exógenos considerando diferentes escenarios plausibles, en donde se calcula el movimiento máximo del suelo (PGA) en función de la distancia del centro de liberación de energía (R) en [km], la profundidad focal (h) en [km] y la intensidad del terremoto (M) en [Mw]. El PGA (Peak Ground Acceleration) medido en gals junto con la ley de atenuación se muestra en la ecuación (1).

$$\ln(PGA) = 6.36 + (1.76 \times M) - 2.73 \times \ln(R + 1.58e^{(0.608M)}) + 0.00916 \times h \quad (1)$$

### **Matriz de Vulnerabilidad**

El siguiente paso después de obtener los valores de PGA es evaluar el estado de daño de cada componente de la red eléctrica. La matriz de vulnerabilidad determina el grado de daño que sufre la infraestructura, teniendo en cuenta la disponibilidad y la indisponibilidad de cada infraestructura en el sistema de transmisión eléctrico bajo estudio.

En la tabla 1 se presentan los estados de daño relacionados con la aceleración máxima de la tierra para subestaciones de energía eléctrica, considerando la clasificación de alto, medio y bajo voltaje, así como también la intensidad del daño ya sea leve, moderado, extenso y completo. En este estudio se utiliza la clasificación de alto voltaje.



**Tabla 1***Aceleración máxima del suelo (PGA)*

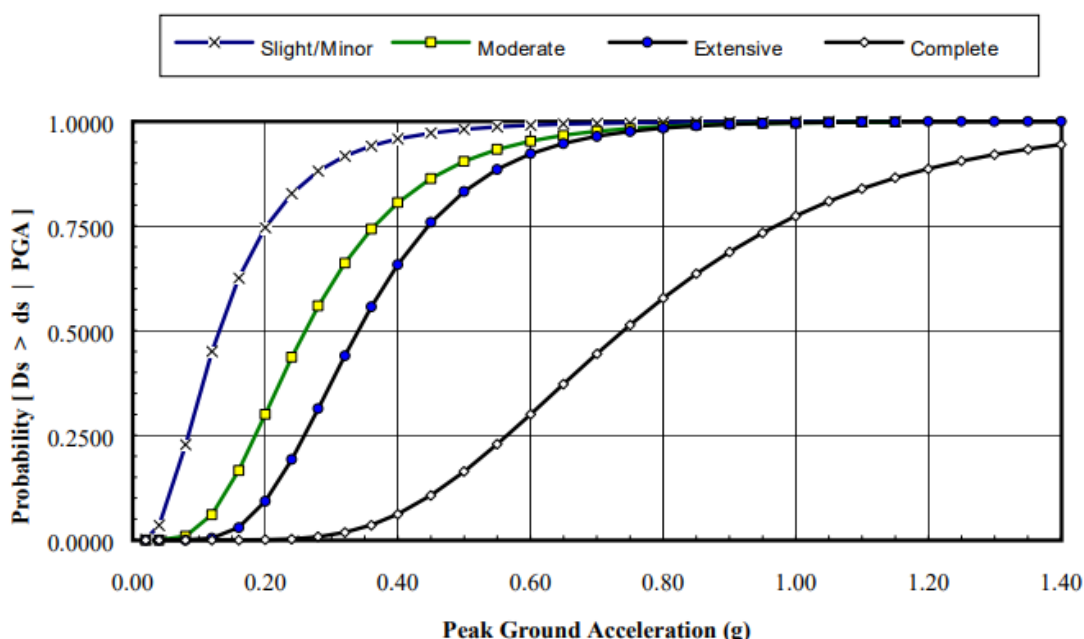
<b>Classification</b>	<b>Damage State</b>	<b>Median (g)</b>	<b>B</b>
Low voltaje (ESS1)	Slight/minor	0.15	0.70
	Moderate	0.29	0.55
	Extensive	0.45	0.45
	Complete	0.90	0.45
Medium voltaje (ESS3)	Slight/minor	0.15	0.60
	Moderate	0.25	0.50
	Extensive	0.35	0.40
	Complete	0.70	0.40
High voltaje (ESS5)	Slight/minor	0.11	0.50
	Moderate	0.15	0.45
	Extensive	0.20	0.35
	Complete	0.47	0.40

*Nota.* La tabla presenta las funciones de daño relacionadas a la aceleración máxima del suelo ante un evento sísmico. Tomado de (Department of Homeland Security; Federal Emergency Management Agency; Mitigation Division Washington )

Los estados de daño se presentan en forma de curvas de fragilidad, como se muestra en la figura 2, donde existen cuatro funciones de daño posibles: leve, moderada, extensa y completa.

**Figura 2**

*Curvas de Fragilidad para Subestaciones de Alta Tensión con Componentes Sísmicos*



*Nota.* En la figura se muestran las curvas de fragilidad asociadas a la aceleración máxima de la tierra y a la probabilidad de estar en un determinado estado de daño durante un evento sísmico. Tomado de (Department of Homeland Security; Federal Emergency Management Agency; Mitigation Division Washington )

### Modelo Matemático

La segunda etapa de la metodología consiste en formular el problema de la planificación de la expansión de las líneas de transmisión (TNEP) usando un modelo matemático de optimización estocástica, orientado a TNEP y planificación de generación (diésel y baterías), donde se evalúan los costos de inversión y operación del sistema, considerando el reforzamiento de líneas de transmisión existentes, la instalación de nuevas líneas de transmisión y nuevas centrales eléctricas diésel, así como también la instalación de bancos de baterías, con el fin de cubrir escenarios futuros de generación, demanda y terremotos, en cuanto a la operación se considera line switching, asegurando las condiciones operativas técnicas y físicas del sistema, además se incluyen los tiempos de recuperación para las líneas

existentes no disponibles ante la ocurrencia de un terremoto. El modelo matemático está basado en ecuaciones de flujo de potencia DC. Cada escenario generado considera la indisponibilidad de los elementos de forma matricial y la demanda del sistema, por lo tanto, se ingresan varias matrices para la planificación de la expansión de la red de transmisión y generación con el objetivo de encontrar una solución capaz de lidiar con todos los escenarios planteados.

El modelo propuesto de optimización incluye las limitaciones técnicas operacionales de la parte de generación, además incluye restricciones asociadas al sistema de transmisión, bancos de baterías y line switching con el objetivo de determinar la mejor decisión de inversión ante un terremoto.

El modelo matemático resuelve un problema de optimización estocástico multi-nodal, utilizando las ecuaciones (2) – (18), en donde la función objetivo se encarga de minimizar los costos tanto de inversión como de operación con las tecnologías consideradas para el modelo en el horizonte de tiempo bajo estudio.

### **Función objetivo**

La función objetivo se representa en la ecuación (2) donde se minimizan los costos de inversión (CI) y operación (CO).

$$\text{Min}[CI + CO] \quad (2)$$

La ecuación (3) presenta los costos de inversión (CI) [MMSUD] de las tecnologías de generación eléctrica como el costo de inversión de la generación diésel ( $C^{gi}$ ) [\$/MW], el costo de inversión de las baterías de Ion-litio ( $C^{BESS}$ ) [\$/MW] en conjunto con el costo de inversión de las líneas de transmisión candidatas ( $C_l^{LTc}$ ) [\$/MW].

$$CI = \frac{frc}{8760} NT [C^{gi} \sum_{m=1}^{Ngi} P_m^{gi} + C^{BESS} \sum_{p=1}^{NBESS} P_p^{BESS} + \sum_{l=1}^{LTc} (C_l^{LTc} * LT\_C_l)] \quad (3)$$

La ecuación (4) presenta los costos de operación (CO) [MMSUD] para las tecnologías existentes que están sujetas a la probabilidad de ocurrencia de cada escenario ( $\pi_s$ ) en el horizonte de evaluación (NT) [h]. El costo variable para la generación convencional ( $C^{Var}$ ) [\$/MWh], el costo de vertimiento de generación renovable ( $C^{Vert}$ ) [\$/MWh] y el costo de energía no suministrada ( $C^{ENS}$ ) [\$/MWh], son puntos clave de esta ecuación debido a que los dos últimos son fuertemente penalizados en el modelo matemático con el fin de provocar que dicho modelo no tome la decisión de tener energía no suministrada, ni de verter generación renovable de bajo costo y opte por otra solución basado en las diferentes tecnologías disponibles.

$$CO = \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{t=1}^{NT} \pi_s \left[ \sum_{k=1}^{Ng} C^{Var} * P_{k,t,s} + \sum_{r=1}^{Ngr} C^{Vert} * P_{r,t,s}^{gr} + \sum_{d=1}^{Nd} C^{ENS} * ENS_{d,t,s} \right] \quad (4)$$

### Mínimos técnicos de generación

La ecuación (5) es una inecuación que muestra los mínimos técnicos de la potencia de generación existente como la potencia máxima ( $P_k^{max}$ ) [MW] y potencia mínima ( $P_k^{min}$ ) [MW], con la variable binaria de encendido y apagado ( $Xg_{k,t,s}$ ) [0,1] que está en función de los generadores existentes y la matriz de disponibilidad de cada tecnología ( $\rho_{k,i,s}$ ) [0,1].

$$P_k^{min} * Xg_{k,t,s} * \rho_{k,i,s} < P_{k,t,s} \leq P_k^{max} * Xg_{k,t,s} * \rho_{k,i,s} \quad (5)$$

La matriz de indisponibilidad de los generadores no cambia de estado (a lo largo del horizonte de evaluación), debido a que se modelaron fallas severas, por lo tanto, para todo el horizonte de evaluación los elementos de generación no cambian de estado, es importante señalar que los tiempos de restauración de generadores quedan fuera del horizonte de evaluación de este estudio.

La ecuación (6) modela los límites técnicos asociados a las unidades de generación convencional candidatas, además se incluye la variable binaria de encendido o apagado de esta tecnología ( $Xgi_{m,t,s}$ ) [0,1].

$$P_m^{min} * Xgi_{m,t,s} < P_{m,t,s} \leq P_m^{max} * Xgi_{m,t,s} \quad (6)$$

### Límites técnicos de las líneas de transmisión

Uno de los métodos más utilizados para TNEP es el de flujos de potencia DC, el cual utiliza ecuaciones lineales con el fin de encontrar cual es la distribución del flujo de potencia activa en la red de transmisión eléctrica (Yanez, 2019).

La ecuación (7) muestra el flujo de potencia máximo para las líneas existentes ( $F_l^{maxE}$ ) [MW] y la variable binaria que permite expresar si la línea de transmisión está operativa o fuera de servicio luego de ocurrido el terremoto ( $X_{l,t,s}^{LTE}$ ) [0,1] junto con la matriz de disponibilidad de las líneas de transmisión existentes ( $\rho_{l,t,s}$ ) [0,1].

$$- F_l^{maxE} * X_{l,t,s}^{LTE} * \rho_{l,t,s} * < f_{l,t,s}^E \leq F_l^{maxE} * X_{l,t,s}^{LTE} * \rho_{l,t,s} \quad (7)$$

Las ecuaciones (8) y (9) muestran los límites a los que se encuentra sujeto el flujo de potencia para las líneas existentes ( $f_{l,t,s}^E$ ) [MW] en función del ángulo de voltaje ( $\theta_{l,t,s}$ ) [rad], la reactancia de la línea ( $X_l^{LTE}$ ) [pu] y se le añade la variable de decisión binaria de line switching ( $X_{l,t,s}^{LTE}$ ) [0,1] de la línea ( $l$ ) la cual decide si la línea debe estar abierta o cerrada, además existe una constante N que es un número lo suficientemente grande para linealizar la ecuación por el método Big M (A. Gupta, 2015), que se encuentra en este conjunto de ecuaciones.

$$f_{l,t,s}^E \geq \sum_{i=1}^{Nb} \frac{\theta_{i,t,s}}{X_l^{LTE}} - (1 - X_{l,t,s}^{LTE}) * N \quad (8)$$

$$f_{l,t,s}^E \leq \sum_{i=1}^{Nb} \frac{\theta_{i,t,s}}{X_l^{LTE}} + (1 - X_{l,t,s}^{LTE}) * N \quad (9)$$

Para determinar el flujo de las líneas candidatas ( $f_{lc,t,s}^C$ ) [MW] se utiliza el conjunto de ecuaciones (10) (11) y (12), en donde se considera el flujo máximo de cada una de las líneas candidatas ( $F_{lc}^{max}$ ) [MW], además de las posibles combinaciones de líneas de transmisión

candidatas en paralelo ( $\sigma$ ).

$$-F_{lc}^{max} * \sigma_{lc} < f_{lc,t,s}^C \leq F_{lc}^{max} * \sigma_{lc} \quad (10)$$

### Modelamiento de Baterías.

La ecuación (11) muestra la energía inicial ( $E_{0,p,s}$ ) [MWh] que comprende el 80% de la potencia de la batería ( $P_p^{BESS}$ ) [MW], la ecuación (12) indica la cantidad de energía disponible a partir de la energía inicial.

Con un tiempo (t) mayor o igual a dos, la ecuación (13) indica la cantidad de energía disponible a partir de t-1, junto a la eficiencia del inversor ( $n^{inv}$ ).

El conjunto de ecuaciones (14), (15), (16) y (17) indican las restricciones para los bancos de baterías candidatos, donde la energía no puede ser mayor 95% y menor al 20 % debido al estado de carga de la batería (SOC) para precautelar la vida útil de la misma. Asimismo, la potencia de descarga no puede ser menor a cero ni mayor a la potencia instalada por la eficiencia del inversor, por último, se incluyen las restricciones asociadas a la potencia de carga y descarga de los bancos baterías.

$$E_{0,p,s} = 0.8 * P_p^{BESS} \quad (11)$$

$$E_{p,t,s} = E_{0,p,s} + P_{p,t,s}^{BC} * n^{inv} - \frac{P_{p,t,s}^{BD}}{n^{inv}} \quad (12)$$

Luego de  $t \geq 2$  se determina la Energía

$$E_{p,t,s} = E_{p,t-1,s} + P_{p,t,s}^{BC} * n^{inv} - \frac{P_{p,t,s}^{BD}}{n^{inv}} \quad (13)$$

$$E_{p,t,s} \leq P_p^{BESS} \quad (14)$$

$$0.2 * P_p^{BESS} \leq E_{p,t,s} \leq 0.95 * P_p^{BESS} \quad (15)$$

$$0 \leq P_{p,t,s}^{BD} \leq P_p^{BESS} * n^{inv} \quad (16)$$

$$-\frac{P_p^{BESS}}{n^{inv}} \leq -P_{p,t,s}^{BC} \leq 0 \quad (17)$$

La ecuación (18) representa la ecuación de balance del sistema donde se consideran las tecnologías existentes ( $P_{k,t,s}$ ,  $P_{r,t,s}$ ) [MW] y las tecnologías candidatas ( $P_{m,t,s}$ ) [MW]. Los flujos de potencia que circulan en las líneas de transmisión existentes ( $f_{l,t,s}^E$ ) [MW] y candidatas que se activan ( $f_{lc,t,s}^C$ ) [MW]. La potencia de carga ( $P_{p,t,s}^{BC}$ ) [MW] y de descarga ( $P_{p,t,s}^{BD}$ ) [MW] de las baterías candidatas, además la demanda del sistema ( $D_{d,t,s}$ ) [MWh] y la energía no suministrada ( $ENS_{d,t,s}$ ) [MWh], cabe señalar que en la ecuación de balance se considera posible la salida de servicio de las líneas de transmisión y generación existente Diesel, mientras que en la generación renovable no se considera fallas ante el evento exógeno, sin embargo, la formulación puede ser modificada y considerar que estos elementos de red también pueden sufrir fallas.

$$\begin{aligned} & \sum_{i=1}^{Nb} \sum_{s=1}^{Ns} \sum_{t=1}^{NT} [\{ \sum_{k=1}^{Ng} \rho_{k,i,s} * P_{k,t,s} + \sum_{m=1}^{Ngi} P_{m,t,s} + \sum_{r=1}^{Ngr} P_{r,t,s} + \sum_{l=1}^{LTe} \rho_{l,t,s} * f_{l,t,s}^E + \sum_{lc=1}^{LTC} f_{lc,t,s}^C + \\ & \sum_{p=1}^{NBess} P_{p,t,s}^{BD} \}] \\ & = \sum_{d=1}^{Nd} (D_{d,t,s} - ENS_{d,t,s}) + \sum_{p=1}^{NBess} P_{p,t,s}^{BC} \end{aligned} \quad (18)$$

### Métricas de Resiliencia

En la tercera etapa se analiza la cuantificación de las métricas de resiliencia tanto operativa como de infraestructura, se utilizan varios tipos de indicadores, en el estudio, donde el punto en común es el impacto del terremoto en un sistema de transmisión de energía, los indicadores son los siguientes: número de líneas de transmisión operativas, la capacidad de generación [MW], la demanda abastecida [MW], el valor esperado de la energía no suministrada (EENS) y el índice de confiabilidad de Energía (EIU), donde los dos últimos dependen de la energía no suministrada a lo largo del estudio efectuado.

Los indicadores EENS y EIU son métricas que se han utilizado constantemente para

analizar la confiabilidad de los sistemas, la ecuación (19) está formada por la energía no suministrada (ENS) y la probabilidad de ocurrencia ( $\pi_s$ ) en función de los escenarios analizados, este indicador es utilizado para conocer cuánta energía no se suministró en el sistema durante el horizonte de tiempo bajo estudio [MWh].

La ecuación (20) relaciona la EENS y la demanda total del sistema (E) durante el horizonte de evaluación expresado en porcentaje (%).

#### **EXPECTED ENERGY NOT SUPPLIED**

$$EENS = \sum_{s=1}^{N_s} ENS_s * \pi_s \quad (19)$$

#### **ENERGY INDEX OF UNRELIABILITY**

$$EIU = \frac{EENS}{E} * 100\% \quad (20)$$



## Capítulo IV

### Caso de estudio

En este capítulo se consideran dos sistemas a los cuales se les aplica la metodología propuesta, el primero es el de prueba, el sistema Garver de 6 barras, este sistema fue diseñado por Garver en 1970 para solucionar problemas de TNEP (Garver, 1970). Con el propósito de evaluar los efectos que tiene la implementación de “line switching” en la operación de infraestructura de red, se realizaron modificaciones en el sistema original, específicamente entre las barras 1 y 4.

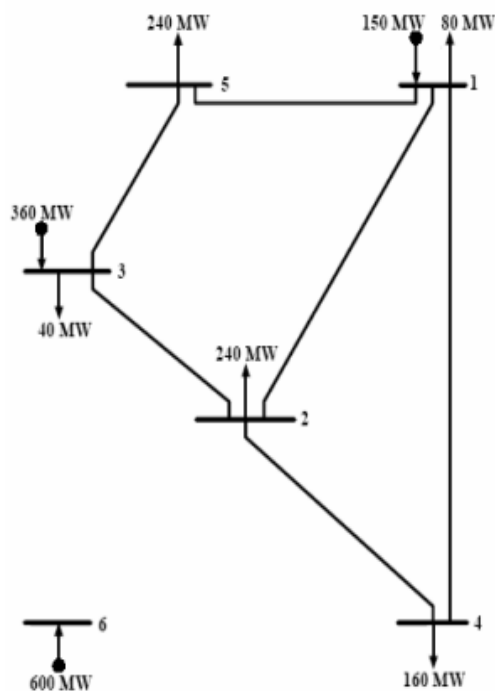
El segundo sistema en el cual se implementó la propuesta metodológica es el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, con el objetivo de evaluar la escalabilidad de la propuesta.

#### **Sistema Garver**

En la figura 3 se presenta el diagrama unifilar del sistema original de garver (Garver, 1970)

### Figura 3

Circuito del sistema Garver de 6 barras

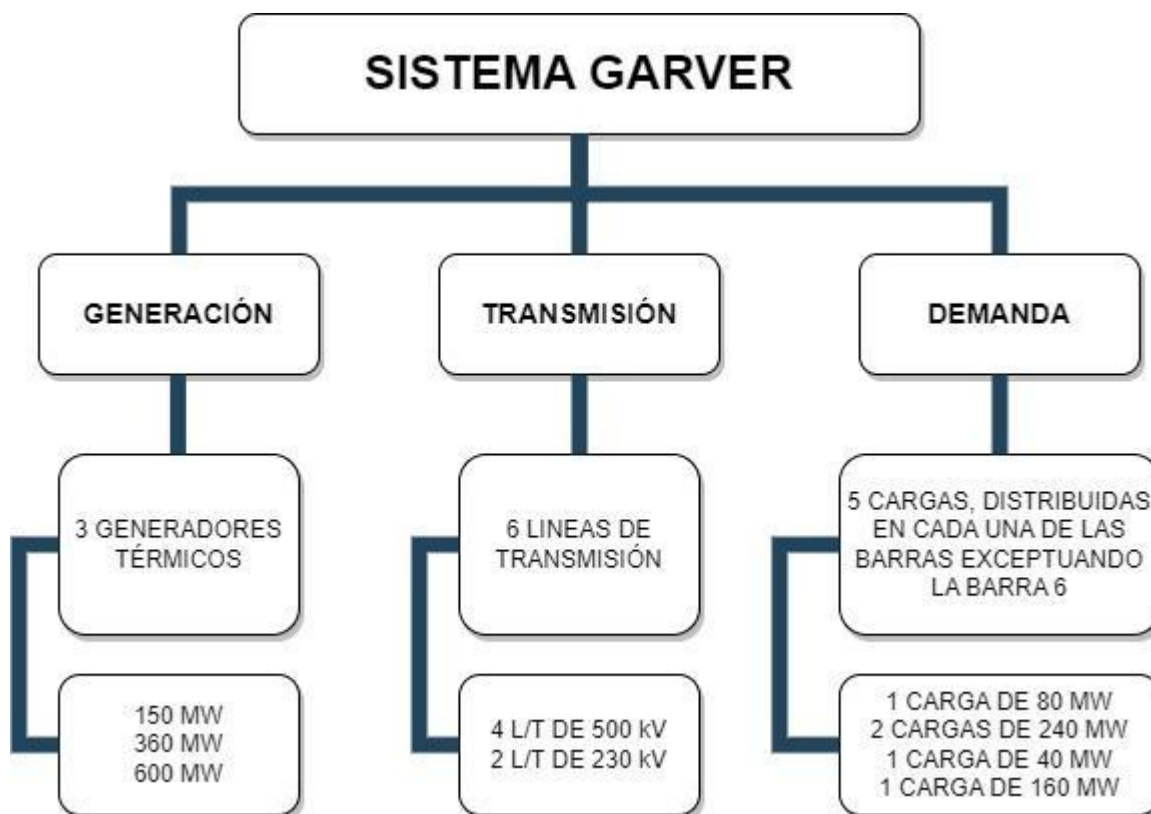


*Nota.* En la figura se muestra el sistema Garver utilizado para demostrar la aplicación de la optimización en problemas de la expansión de la red de transmisión. Tomado de (Gallego & Romero, 2007).

La figura 4 muestra en detalle cada componente del sistema Garver, conformado por 6 barras, 6 líneas de transmisión, 3 generadores convencionales y 5 cargas distribuidas en cada barra exceptuando la barra 6, la que tiene una unidad de generación aislada del sistema.

Figura 4

Diagrama sistema Garver



*Nota.* En la figura se muestra la descripción de los elementos del sistema garver.

La tabla 2 presenta los datos del circuito de la figura 4 detallando la ubicación de la demanda en cada una de las barras y sus respectivas líneas de transmisión junto a la potencia de cada unidad de generación.

Tabla 2

Valores de demanda del Sistema Garver

Barras	Generación [MW]	Demanda [MW]	Líneas
Barra 1	150	80	L1_4, L1_2, L1_5
Barra 2	0	240	L1_2, L2_3, L4_2
Barra 3	360	40	L3_2, L3_5
Barra 4	0	160	L1_4, L4_2

Barras	Generación [MW]	Demanda [MW]	Líneas
Barra 5	0	240	L1_5, L3_5
Barra 6	600	0	—
Total	1110	760	

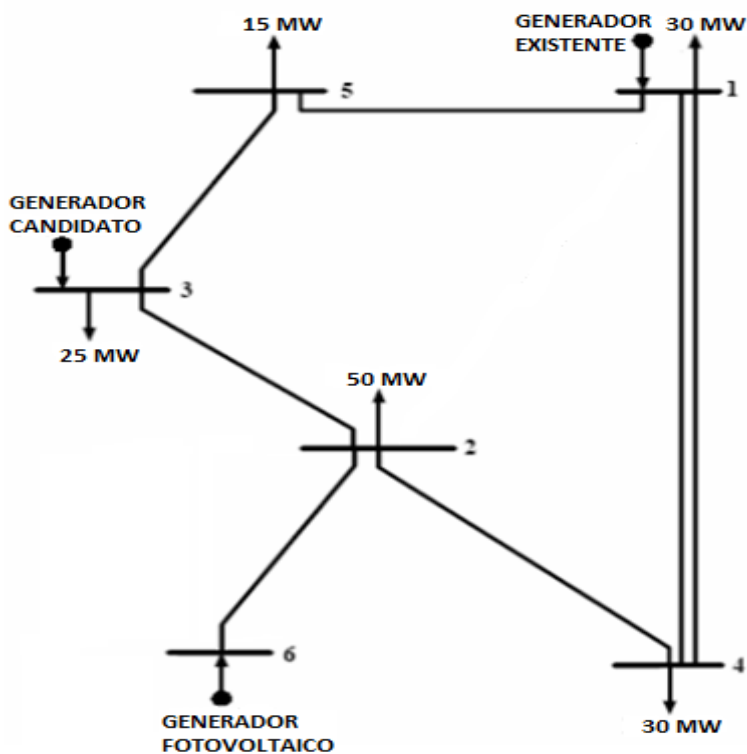
*Nota.* Se muestra una tabla con los valores de las demandas del sistema garver seleccionado para pruebas de expansión de la red de transmisión.

### Sistema Garver propuesto modificado.

La figura 5 muestra el sistema garver de 6 barras modificado, el cual cuenta con una línea paralela entre la barra 1-4 con el fin de poder implementar la operación de line switching para que sea considerado como una opción en la resolución de un problema de TNEP.

### Figura 5

*Circuito del Sistema Garver modificado*

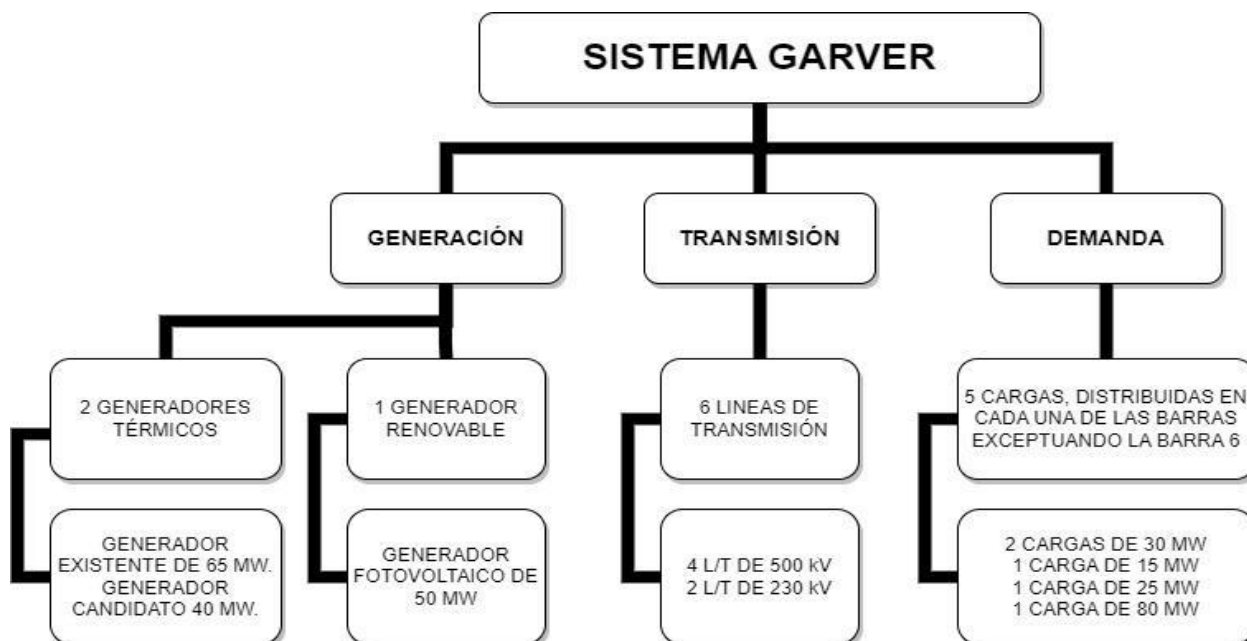


*Nota.* En la figura se muestra el sistema garver modificado para la validación de line switching.

La figura 6 muestra en detalle cada componente del sistema garver modificado, conformado por 6 barras, 7 líneas de transmisión, 1 generador convencional Diesel, 1 generador Diesel candidato y 1 generador renovable, además de 5 cargas distribuidas en cada barra exceptuando la barra 6.

### Figura 6

*Diagrama sistema Garver modificado*



*Nota.* En la figura se muestra la descripción de los elementos del sistema garver modificado.

La tabla 3 muestra las características del circuito de la figura 6 las cuales son las unidades generadoras ubicadas en cada barra y la potencia utilizada para realizar el estudio.

**Tabla 3***Características de las unidades de generación*

<b>Unidad</b>	<b>Barra</b>	<b>Tipo de unidad</b>	<b>P. Instalada [MW]</b>
1	1	Diesel	65
2	3	Diesel	40
3	6	Solar fotovoltaico	50

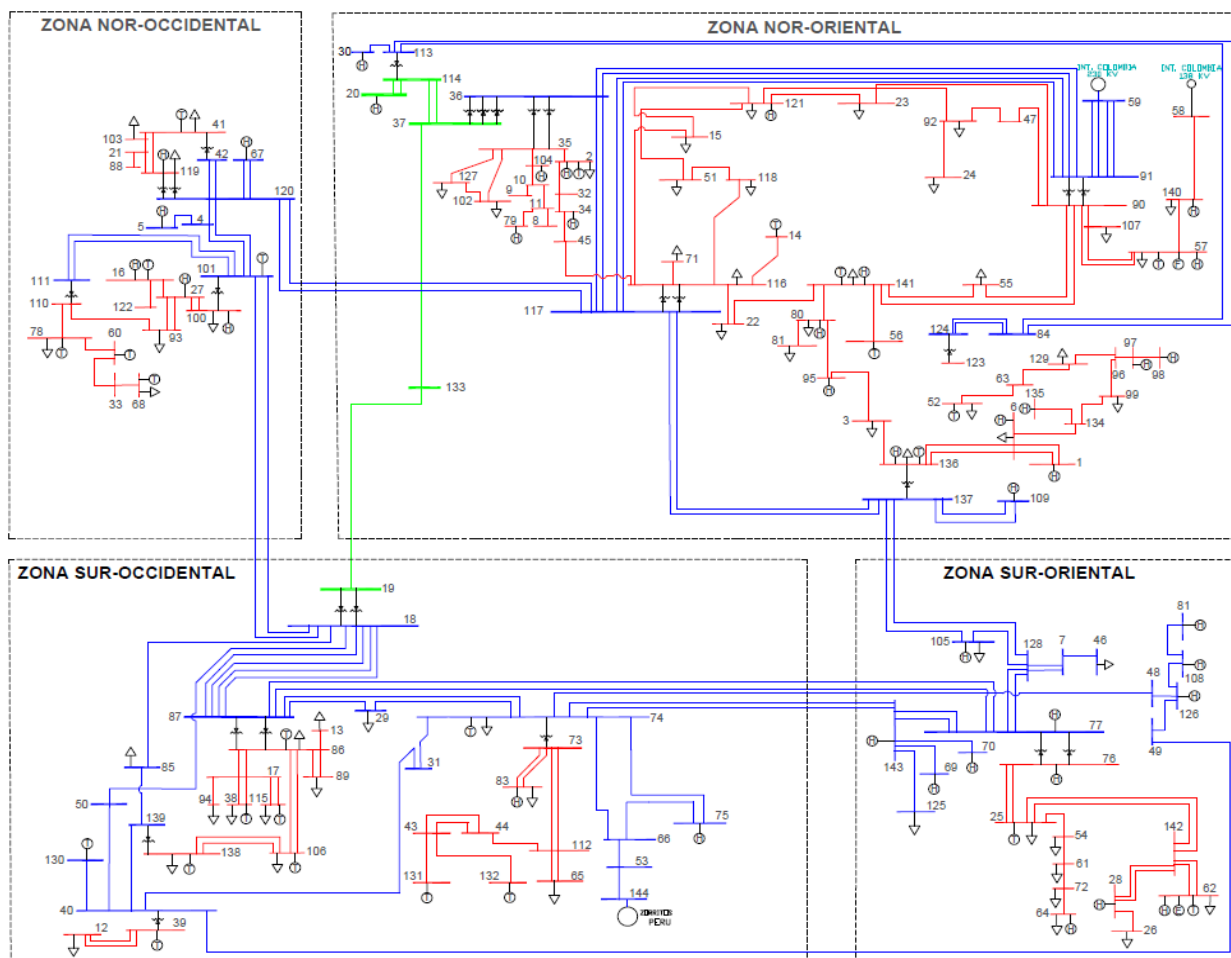
*Nota.* La tabla presenta la barra, tipo de unidad y potencia instalada de las unidades de generación del sistema garver modificado.

### **Sistema Nacional Interconectado**

La figura 7 muestra el sistema nacional interconectado ecuatoriano donde existen cuatro zonas, la zona noroccidental, zona suroccidental, zona suroriental y por último la zona nor-oriental, asimismo cuenta con los circuitos de 138 kV líneas de color rojo, 230 kV líneas de color azul y 500 kV líneas de color verde. En este sistema se verifica la escalabilidad de la metodología propuesta.

Figura 7

Diagrama unifilar del sistema nacional interconectado del Ecuador



*Nota.* En la figura se muestra el diagrama unifilar del sistema nacional interconectado del Ecuador, actualizado a diciembre del 2020. Tomado de (Aguirre, y otros, Diagrama unifilar del sistema nacional interconectado del Ecuador, 2020).

Para definir los escenarios de análisis se tomaron los distintos casos de estudio descritos anteriormente, con el fin de analizar las ventajas que tiene el uso de line switching y sus alternativas, así como también verificar la escalabilidad en sistema nacional interconectado.

**Escenario 1: Caso Sistema Garver modificado sin line switching**

La tabla 4 muestra en detalle la infraestructura candidata del portafolio de inversiones del primer escenario, además se indica en que barras se ha considerado instalar dicha tecnología, con el fin de cubrir la mayor demanda localizada en la barra dos de 50 [MW].

**Tabla 4**

*Tabla del portafolio de inversiones propuesto sin line switching*

<b>PORTAFOLIO DE INVERSIONES</b>	
Infraestructura Candidata	Barras
Baterías	1,2,3,4,5,6
Líneas de transmisión	1-2, 2-5, 2-3, 3-5, 6-2
Generación Diesel	3

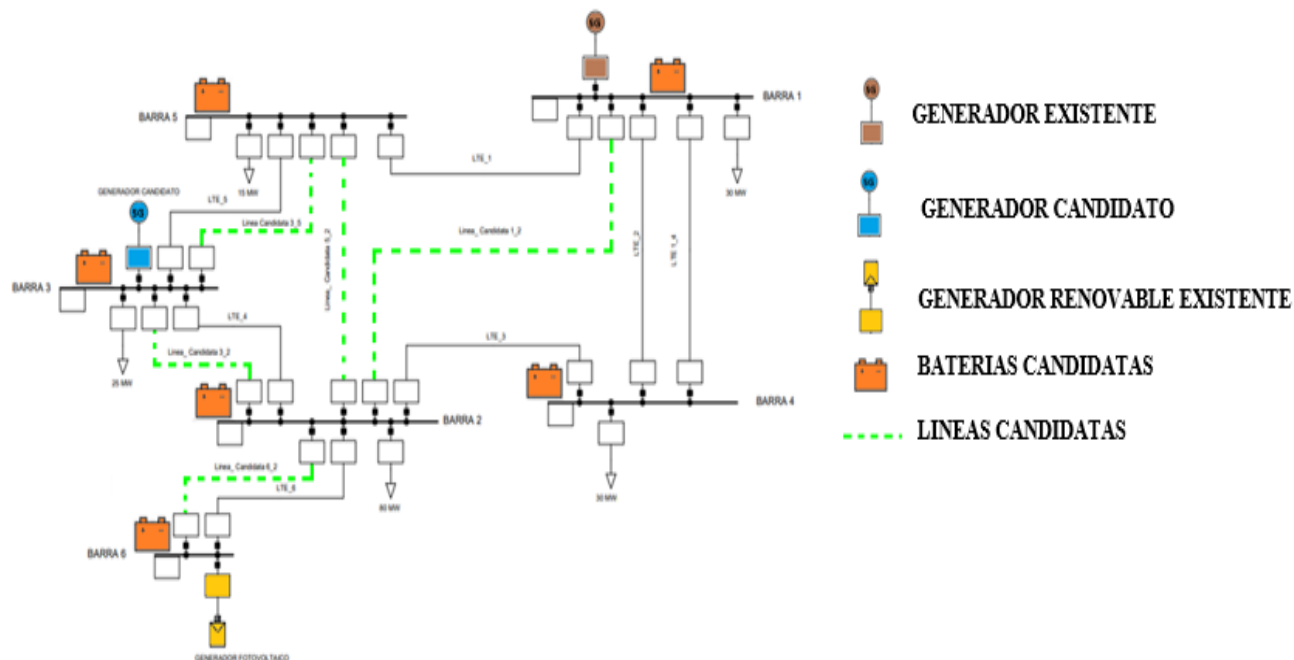
*Nota.* La tabla muestra la infraestructura candidata del escenario 1.

En la figura 8 se muestra la configuración del sistema garver modificado considerando el siguiente portafolio de inversiones: 6 barras, 7 líneas de transmisión existentes, 1 generador Diesel existente, 1 Generador Renovable, 1 Generador Diesel candidato, 4 líneas de transmisión candidatas y 6 baterías de Ion-Litio, los cuales son evaluados en un horizonte de estudio de 24h y 12 posibles escenarios de terremotos.



Figura 8

Escenario 1



*Nota.* Planificación de la expansión de la red de transmisión (TNEP) y generación (diésel, baterías) considerando el siguiente portafolio de inversiones: líneas de transmisión candidatas, generación Diesel y baterías.

### **Escenario 2: Caso Sistema Garver modificado con line switching**

La Tabla 5 muestra el portafolio de inversiones para el segundo escenario, considerado el uso de line switching, igualmente se indica en qué barras se instalará la infraestructura de red candidata.

**Tabla 5**

*Tabla del portafolio de inversiones propuesto considerando line switching*

<b>PORTAFOLIO DE INVERSIONES</b>	
Infraestructura Candidata	Barras
Baterías	1,2,3,4,5,6
Líneas de transmisión	1-2, 2-5, 2-3, 3-5, 6-2
Generación Diesel	3
Line switching	1_4

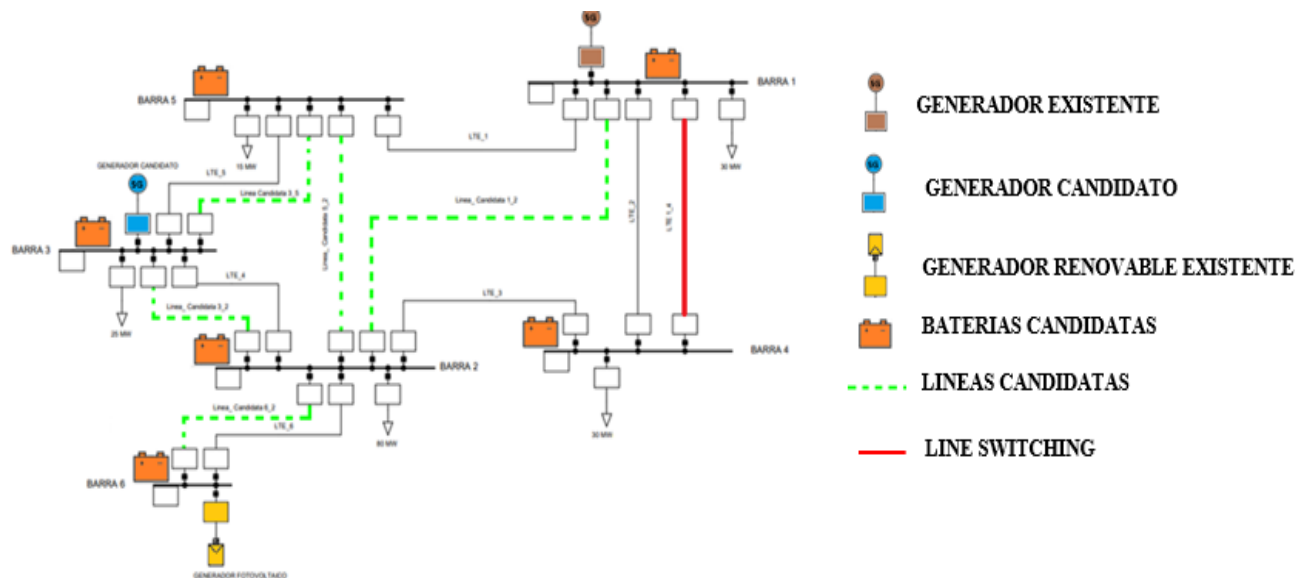
*Nota.* La tabla presenta el portafolio de inversiones del escenario 2.

La figura 9 muestra la configuración del sistema garver modificado considerado el siguiente portafolio de inversiones: 6 barras, 7 líneas de transmisión existentes, 1 generador Diesel existente, 1 Generador Renovable, 1 Generador Diesel candidato, 4 líneas de transmisión candidatas, 6 baterías de Ion-Litio.

Además del portafolio de inversiones se incluye en la operación que el sistema de transmisión tiene la capacidad de implementar “Line switching” entre las barras 1\_4, este escenario es evaluado en un horizonte de estudio de 24h y 12 posibles escenarios de terremotos.

Figura 9

Escenario 2



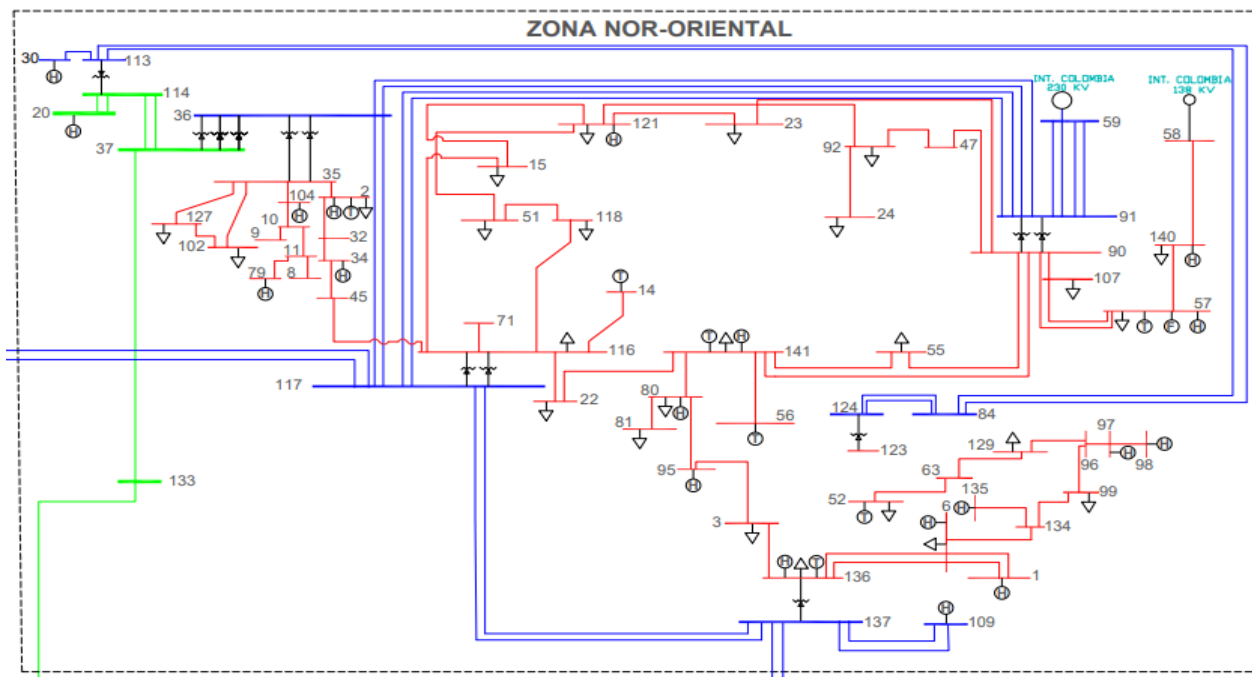
*Nota.* La figura indica TNEP y generación (diésel, baterías) considerando el siguiente portafolio de inversiones: líneas candidatas, generación Diesel candidata, baterías y line switching

### **Escenario 3: Sistema Nacional Interconectado**

La figura 10 muestra el caso de estudio del sistema nacional interconectado ecuatoriano donde se evalúa la zona nor-oriental debido a que es el lugar donde se produjo el terremoto simulado y estudiado en este trabajo de investigación, el cual ocurrió en 1987 y provocó grandes pérdidas económicas y sociales en el área cercana al volcán Reventador, así como también hubo aproximadamente más de 5.000 fallecidos. El horizonte de evaluación es de 73 h y 500 posibles escenarios de terremotos.

**Figura 10**

*Escenario 3: Sistema Nacional Interconectado*



*Nota.* En la figura se muestra la zona Nor-oriental del sistema nacional interconectado del Ecuador, actualizado a diciembre del 2020. Tomado de (Aguirre, y otros, Diagrama unifilar del sistema nacional interconectado del Ecuador, 2020)

### Portafolio de Inversiones

Dentro del portafolio de inversiones se considera la creación de nuevas líneas de transmisión, nuevas centrales de generación Diesel y el almacenamiento de energía por medio del uso de banco de baterías.

### Líneas de transmisión

Para las líneas de transmisión candidatas en 138 kV se utiliza conductor desnudo de aleación de aluminio tipo ACAR 750 MCM y en las líneas de 230 kV se utiliza un haz de 2 conductores ACAR 750 MCM.

En la tabla 6 se muestran las características técnicas de los conductores modelados.

**Tabla 6***Características técnicas del conductor ACAR 750 MCM*

<b>CONDUCTOR ACAR 750 MCM</b>				
Sección Transversal [mm <sup>2</sup> ]	Formación No. hilos	Peso Total [kg/km]	Capacidad de Corriente [A]	Tensión mínima de ruptura [kg]
380,03	18/19	1044	807	8617

*Nota.* En la tabla se muestran los detalles técnicos del conductor ACAR 750 MCM. Tomado de (Renovable, 2015).

Los costos de inversión para las líneas candidatas son directamente proporcional a la longitud de las líneas (km), el costo para las líneas de 138 kV es de USD 20 millones y USD 40 millones para líneas de 230 kV por km instalado.

### **Generación Diésel**

Para la generación diésel, es importante destacar que el costo de inversión en este caso es un valor referencial debido a que es calculado con la declaración que remite la gerencia nacional de Planeamiento (GLP), referente a los costos variables del diésel en Ecuador, donde el costo de inversión es de USD 400 por kW instalado (CENACE, 2020)

### **Banco de baterías**

Para el modelo del banco de baterías se utilizan baterías de Ion-Litio las cuales tienen un costo de 740 a 1050 dólares por kW instalado según (Sandoval, 2022). De acuerdo con (Quintero, Che, Ching, Auciello, & Obaldía, 2021) las baterías de Ion-Litio son usadas con mayor frecuencia en los últimos años en el mercado electrónico y eléctrico debido a que

presentan características superiores comparadas a otras baterías como su reducido tamaño, su peso, alta densidad de energía y prolongado ciclo de vida.

## Capítulo V

### Análisis de resultados

En la presente sección se muestran los resultados alcanzados aplicando la propuesta metodológica a los casos bajo estudio. La propuesta fue implementada en dos casos de prueba con el sistema Garver de 6 barras modificado, en donde el portafolio de inversiones de tecnologías contiene: líneas de transmisión candidatas, generación diésel y bancos de baterías, además de la participación de line switching en la operación en uno de los 2 casos bajo estudio.

De la misma manera para comprobar la escalabilidad de la metodología propuesta, esta fue implementada en el sistema nacional interconectado ecuatoriano el cual consta de cuatro zonas. Se estudió la zona nor-oriental debido a que el terremoto analizado ocurrió en 1987 en dicha área.

De igual forma en cada caso de estudio el portafolio de tecnologías aplicadas compete entre sí mediante los costos de inversión y costos de operación para obtener la mejor combinación de tecnologías dentro del horizonte bajo estudio.

#### Escenario 1: Caso Sistema Garver modificado sin line switching

En la Tabla 7 se muestra el portafolio de inversiones resultante en un horizonte de estudio de 24 h y 12 posibles escenarios de terremotos.

**Tabla 7**

*Tabla del portafolio de inversiones resultante sin considerar line switching*

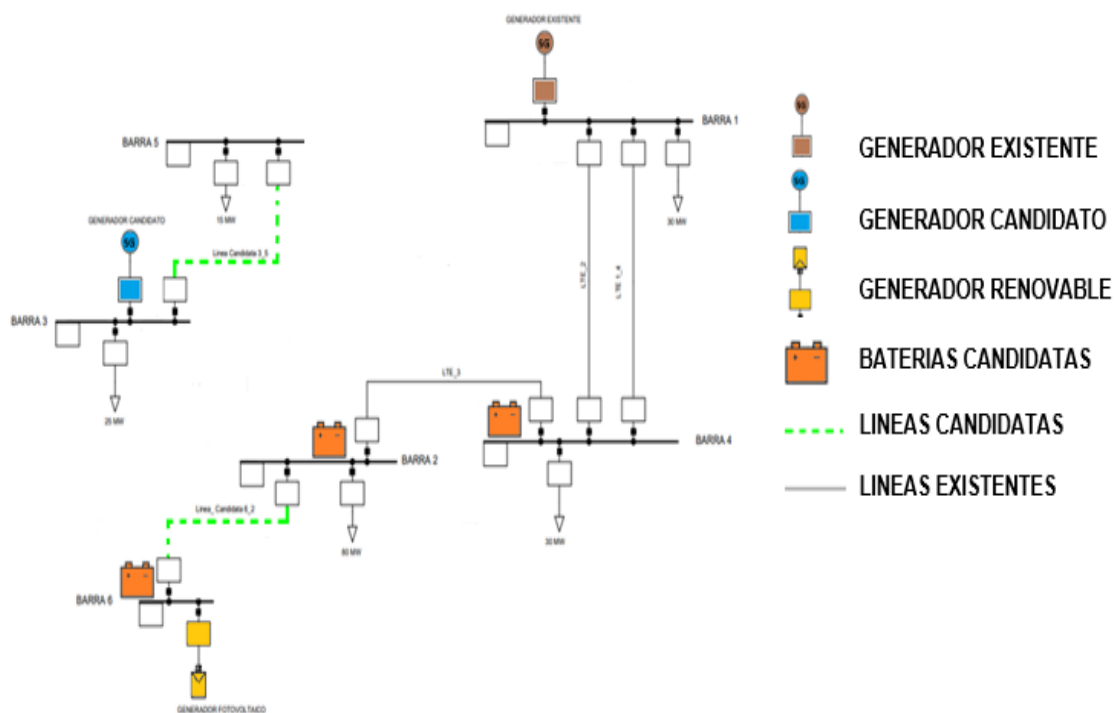
PORTAFOLIO DE INVERSIONES	
Infraestructura Candidata	Barras
Baterías	2,4,6
Líneas de transmisión	3-5, 6-2
Generación Diesel	3

*Nota.* La tabla muestra la solución propuesta de todo el portafolio de inversiones sin considerar line switching.

En la figura 11 se muestra el resultado alcanzado al aplicar la metodología propuesta en el sistema garver modificado. Los resultados en cuanto a infraestructura de red a instalar se detallan a continuación: 3 baterías, 2 líneas de transmisión candidatas y 1 generador Diesel candidato.

**Figura 11**

*Sistema Garver luego del evento terremoto y proyección de líneas candidatas sin line switching*



*Nota.* La figura muestra el resultado alcanzado para la metodología propuesta, sin line switching, aplicada al sistema garver modificado después de la ocurrencia del terremoto.

La Tabla 8 muestra las características del circuito de la figura 11 las cuales son las unidades generadoras, las baterías y las líneas de transmisión ubicadas en cada barra y su potencia instalada.



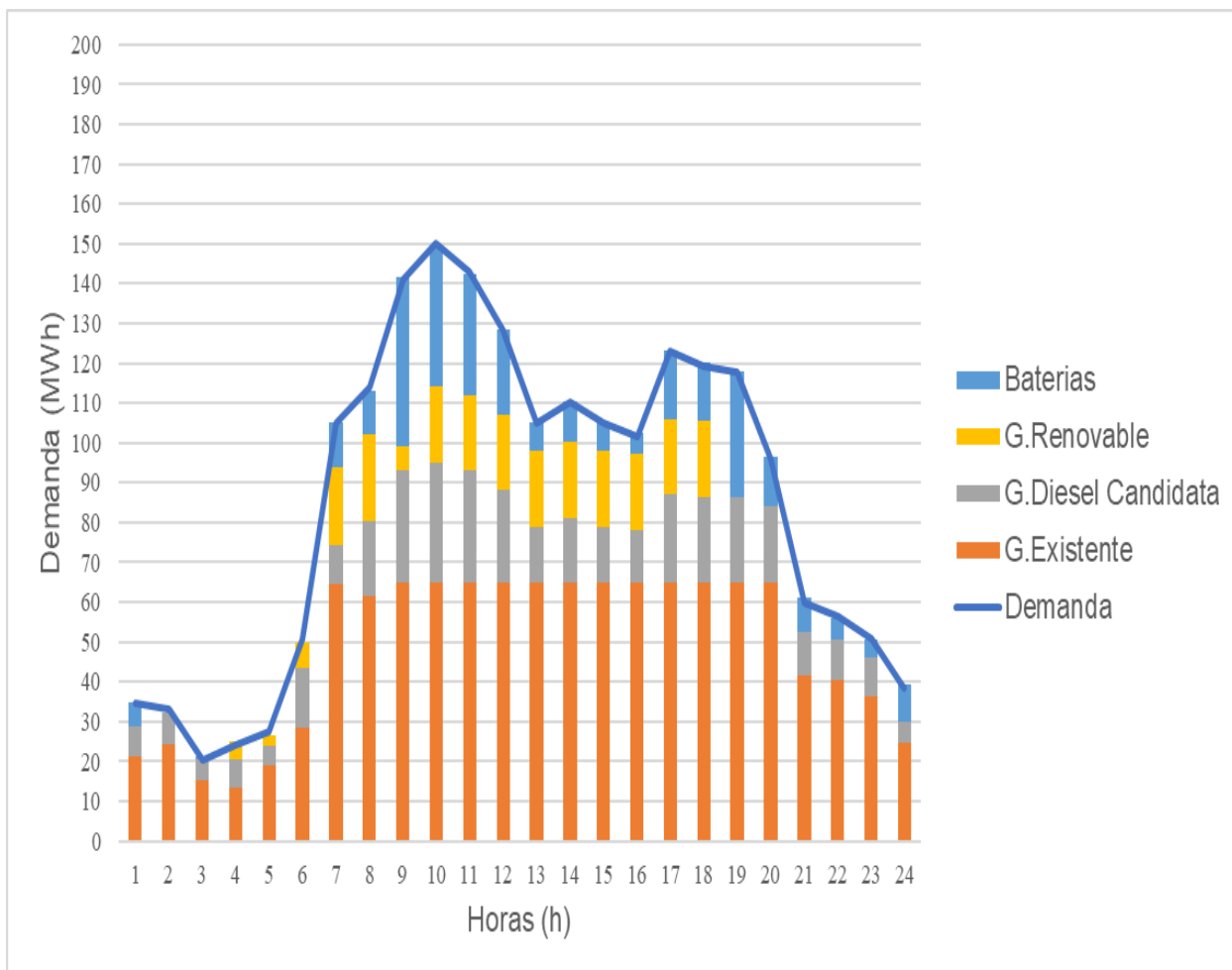
**Tabla 8**

*Valores de la potencia instalada de los diferentes tipos de unidad en el escenario 1*

<b>Tipo de Unidad</b>	<b>Barra</b>	<b>P. Instalada [MW]</b>
Generador Diesel Existente	1	65
Generador Renovable Existente	6	23
Generador Diesel Candidato	3	50
Banco de Baterías	2,4,6	2,5
Líneas de transmisión Candidatas	L6_2, L3_5	30

*Nota.* La tabla muestra la potencia instalada de cada generador, batería y línea candidata resultante del escenario 1.

En la figura 12 se muestra el despacho de las unidades de generación y la participación de la infraestructura de red resultante en el sistema Garver modificado en donde la mayor participación tiene la generación existente con un pico de 65 MWh seguido de la participación de la generación candidata al momento de que el sistema requiere más energía contribuyendo con 24 MWh aproximadamente, la participación de la generación renovable aporta todo lo que pueda generar con hasta 23 MWh, y finalmente para cubrir la curva de la demanda los bancos de baterías ofrecen hasta 38 MWh.

**Figura 12***Participación de tecnologías en el escenario 1*

*Nota.* En la figura se muestra el diagrama de barras de la participación de las tecnologías de generación en un horizonte de 24 horas.

### **Escenario 2: Caso Sistema Garver modificado considerando line switching**

En la Tabla 9 se muestra el portafolio de inversiones resultante en un horizonte de estudio de 24 h y 12 posibles escenarios de terremotos, además de la participación de line switching en la operación del sistema.

**Tabla 9**

*Tabla del portafolio de inversiones resultante considerando line switching en la operación de a la infraestructura de red*

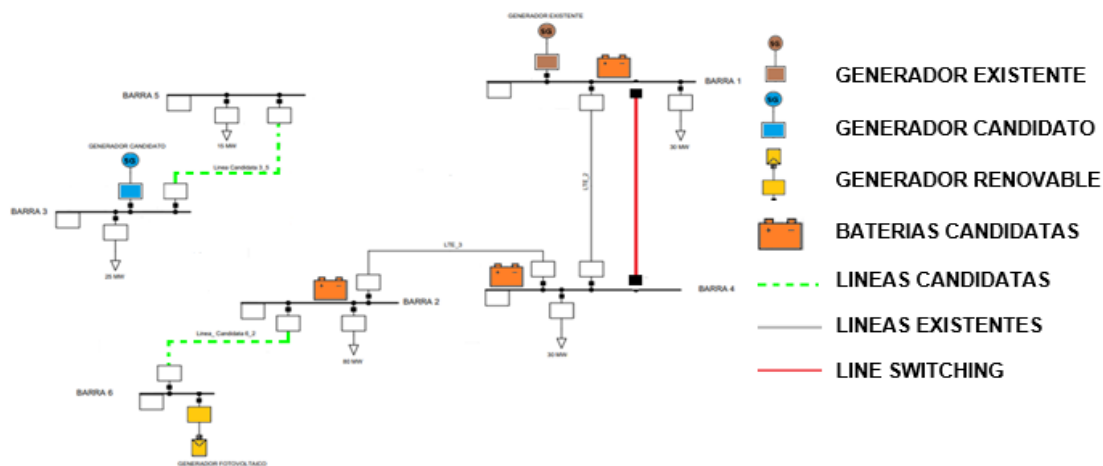
<b>PORTAFOLIO DE INVERSIONES</b>	
Infraestructura Candidata	Barras
Baterías	1,2,4
Líneas de transmisión	3-5, 6-2
Generación Diesel	3
Line Switching	1-4

*Nota.* La tabla muestra el portafolio de inversiones resultantes del escenario 2.

En la figura 13 se muestran los resultados en el sistema garver modificado con TNEP y considerando la participación de line switching entre las barras 1-4, provocando así el aumento de la capacidad de baterías, se instalan nuevas líneas candidatas y se relaja la condición de operación del sistema luego de la ocurrencia del terremoto.

**Figura 13**

*Sistema Garver con desconexión de líneas y proyección de líneas candidatas y line switching*



*Nota.* La figura muestra el resultado de la metodología propuesta para el sistema garver modificado, después de la ocurrencia de un terremoto aplicando line switching.

La Tabla 10 muestra las características del circuito de la figura 13 las cuales son las unidades generadoras, las baterías y las líneas de transmisión ubicadas en cada barra y su potencia instalada.

**Tabla 10**

*Valores de la potencia instalada de los diferentes tipos de unidad en el escenario 2*

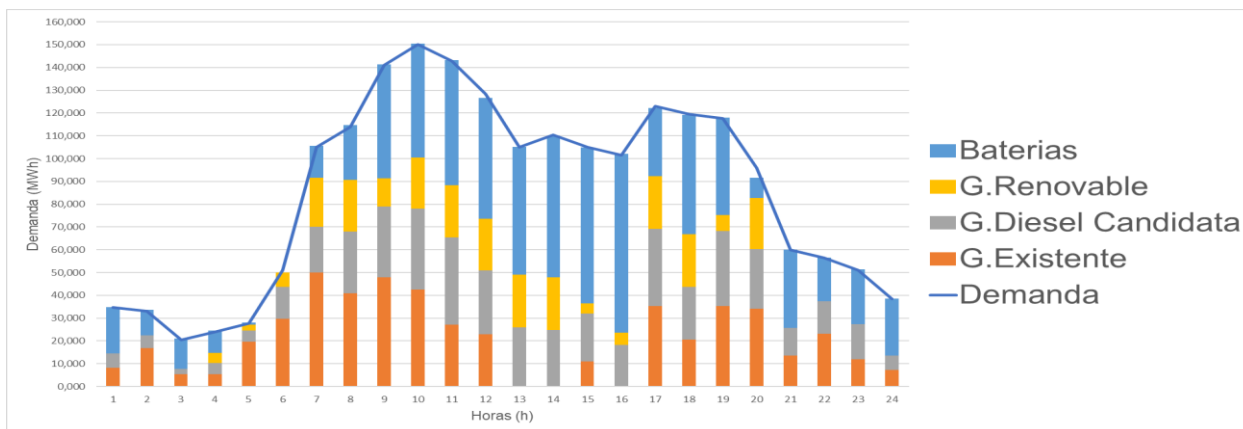
Tipo de Unidad	Barra	P. Instalada [MW]
Generador Diesel Existente	1	65
Generador Renovable Existente	6	23
Generador Diesel Candidato	3	50
Banco de Baterías	2,4,6	2
Líneas de transmisión Candidatas	L6_2, L3_5	30

*Nota.* La tabla muestra la potencia instalada de cada generador, batería y línea candidata resultante del escenario 2.

La figura 14 indica la participación de cada una de las tecnologías propuestas en el portafolio de inversiones para el caso de estudio 2, donde la generación existente ha disminuido su participación en comparación al primer caso de estudio, sin embargo debido a la demanda tiene un pico máximo a las 7am de 50 MWh, mientras que la participación de la generación candidata tiene un aporte de hasta 34 MWh, la participación de la generación renovable al igual que en el primer caso de estudio aporta todo lo que pueda generar con 23 MWh, y finalmente para cubrir la curva de la demanda los bancos de baterías ofrecen hasta un máximo de 78 MWh.

**Figura 14**

*Participación de tecnologías en el escenario 2*



*Nota.* La figura muestra la participación de tecnologías para TNEP con líneas candidatas, generación diésel candidata, baterías y line switching en el sistema garver modificado.

#### **Tabla de análisis comparativo de los casos de estudio (Sistema de Garver)**

La tabla 11 muestra los beneficios de la participación del line switching en la operación del sistema, así como también, las tecnologías recurrentes en el sistema garver modificado después de la ocurrencia de un terremoto.

**Tabla 11**

*Tabla descriptiva de TNEP con line switching y TNEP sin line switching*

<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>TNEP CON LT_C+BESS</b>	<b>TNEP CON LT_C+BESS + LINE SWITCHING</b>
<b>COSTO TOTAL</b>	6,182 MDD	6,068 MDD
<b>COSTO DE INVERSIÓN</b>	5,977 MDD	5,983 MDD
<b>COSTO DE OPERACIÓN</b>	0,205 MDD	0,085 MDD
<b>TOTAL, BATERÍAS</b>	2,013 MW	1,95 MW
<b>INST BATERÍAS</b>	BARRA 2, BARRA 4, BARRA 6	BARRA 1, BARRA 2, BARRA 4
<b>LÍNEAS CANDIDATAS</b>	LÍNEA 3_5 Y LÍNEA 6_2	LÍNEA 3_5 Y LÍNEA 6_2
<b>LÍNEAS DESCONECTADAS</b>		LÍNEA 1_4 EXISTENTE

*Nota.* A continuación, se indica la diferencia de presupuesto al considerar line switching en un sistema y las tecnologías recurrentes.

La diferencia entre el costo total del escenario 1 (TNEP sin line switching) y el escenario 2 (TNEP con line switching) es de 114 mil dólares.

Además, existe una diferencia entre la potencia instalada de las baterías en cada uno de los casos, para el caso de TNEP sin line switching es de 2,013 MW debido a que por la ubicación de las baterías se propone disminuir la ENS en la hora 10am, asimismo en el TNEP con line switching es de 1,95 MW con la diferencia que al relajar la operación del sistema, aumenta la capacidad de las baterías instaladas durante el horizonte de estudio, reflejando de esta forma en los costos de operación ya que se disminuye la energía no suministrada.

En cuanto a las líneas de transmisión candidatas se activan las mismas en los dos casos de estudio debido a que el sistema después del terremoto deja aislada la barra 5 la cual tiene demanda y la barra 6 que tiene una planta de generación fotovoltaica por ende de menor costo que las demás tecnologías. La única línea que se desconecta es la línea de transmisión paralela que se encuentra entre la barra 1-4 generando holgura en el sistema debido al cambio de ángulos ocupados para el flujo de potencia de cada línea de transmisión.

### Escenario 3. Sistema Nacional Interconectado

En el escenario 3 se analiza la participación de las tecnologías como: líneas candidatas de 138 kV y 230 kV, también se considera la inserción de bancos de baterías de Ion-Litio, considerando un horizonte de estudio de 72h y 500 posibles escenarios de terremotos.

La Tabla 12 muestra el portafolio de inversiones de las tecnologías en las que se incurre después de evaluar los posibles eventos sísmicos en la zona Nor-oriental del SNI.

**Tabla 12**

*Tabla del portafolio de inversiones resultante del SNI*

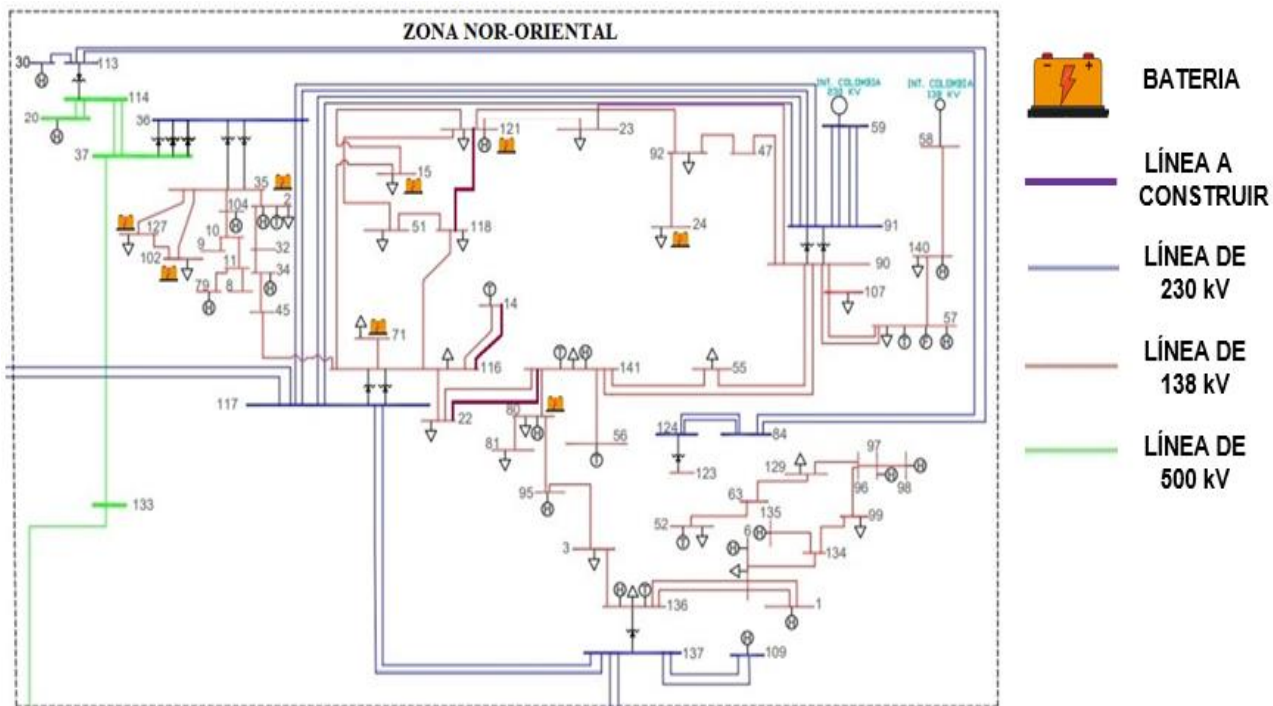
PORTAFOLIO DE INVERSIONES	
Infraestructura Candidata	Barras
Baterías	15,24,35,71,80,102,121,127
Líneas de transmisión	118-121, 14-116,22-141

*Nota.* La tabla presenta la infraestructura resultante para el escenario del SNI.

La Figura 15 muestra el SNI junto al portafolio de inversiones resultante, con el fin de minimizar costos de inversión y disminuir la ENS luego de ocurrido el evento exógeno, además no hubo participación de line switching debido a que el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador cuenta con un anillo troncal de 230 kV, lo que le permite tener gran robustez ante la ocurrencia de eventos exógenos.

**Figura 15**

*Zona Nor-oriental del SNI con las tecnologías existentes, candidatas y sus demandas*



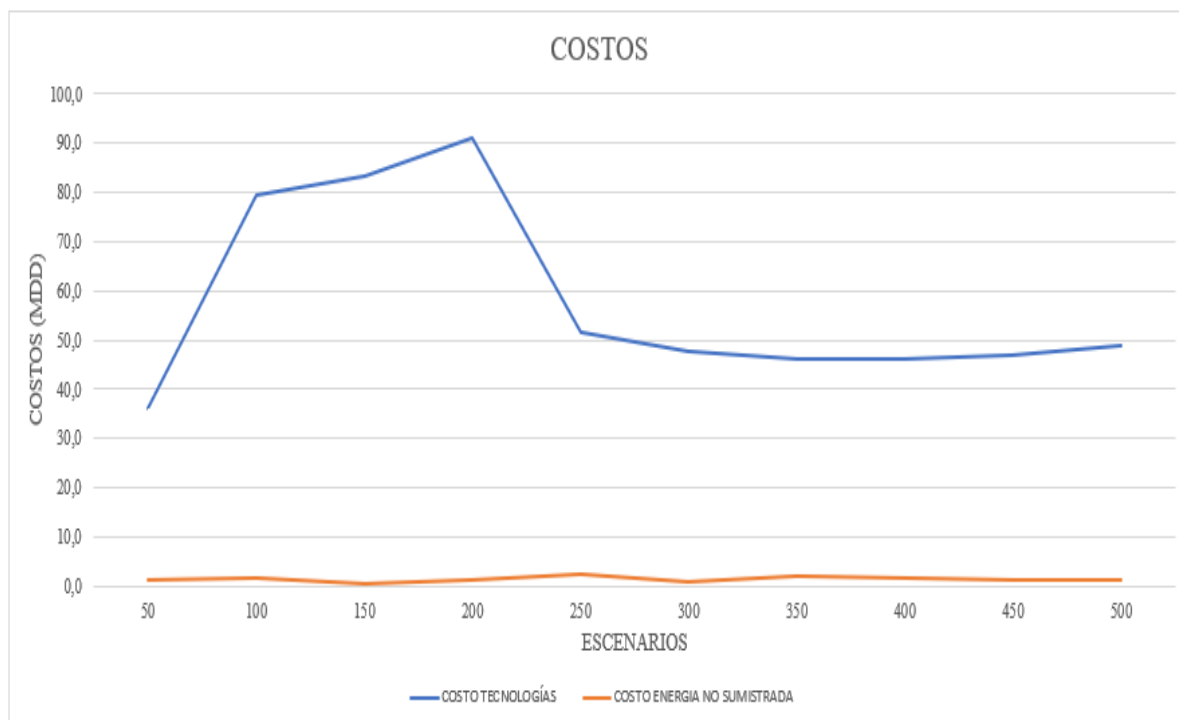
*Nota.* La figura 15 muestra la zona nor-oriental del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador con la distribución de tecnologías de transmisión, así como también generación existente y candidata.

La figura 16 muestra la gráfica de los costos de inversión en color azul y los costos de energía no suministrada de color naranja con tendencia a ser cero, debido a que el punto clave de nuestro estudio es la inversión en tecnologías y minimizar la energía no suministrada (ENS) después de un terremoto.



**Figura 16**

*Gráfica de Costos de tecnologías propuestas y costos de ENS*



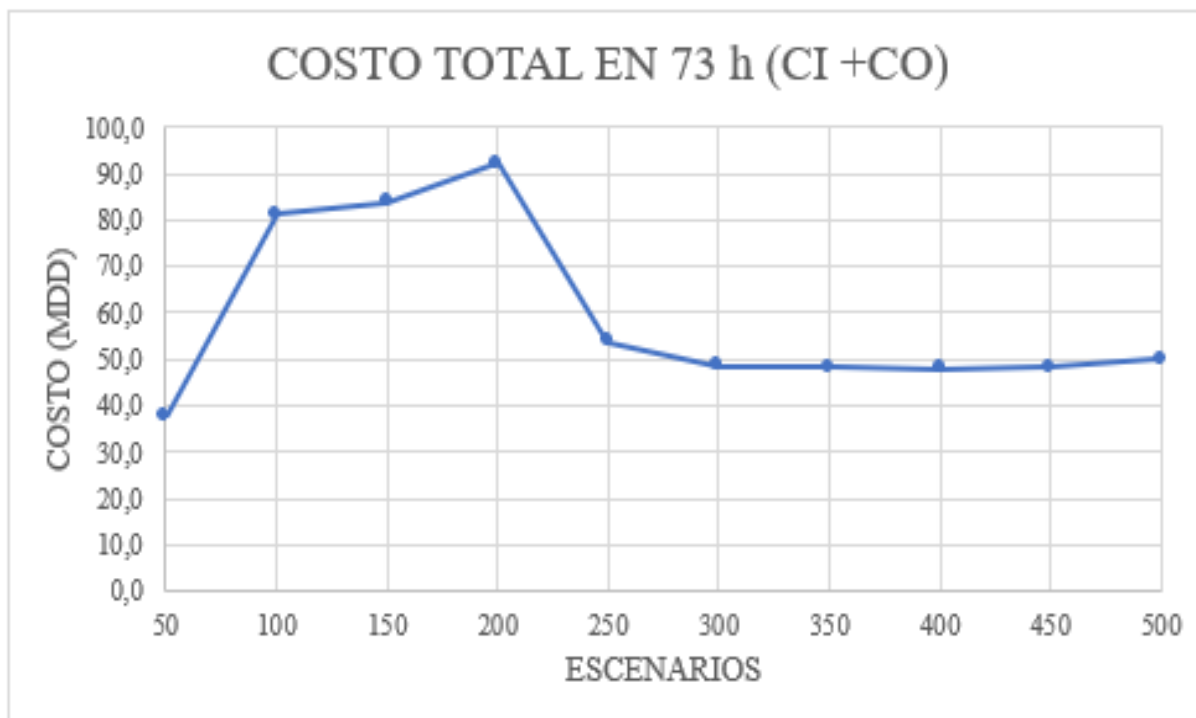
*Nota.* La gráfica indica los costos en millones de dólares americanos y los diferentes escenarios estudiados.

Los costos de energía no suministrada muestran que son pocas las horas de demanda no cubiertas en el tiempo de estudio, además desde el escenario 300 los costos asociados a la inversión no muestran variación lo que permite concluir que la incertidumbre asociada al evento exógeno con 300 escenarios queda bien representada.

La Figura 17 muestra el costo total, el cual se determina sumando los costos de inversión y costos de operación de cada uno de los escenarios analizados durante todo el horizonte de estudio.

**Figura 17**

*Gráfica total de costos utilizando la metodología propuesta*



*Nota.* La figura muestra la sumatoria de los costos de inversión (CI) y costos de operación (CO) para los diferentes escenarios estudiados en un tiempo de 72h.

Se puede observar que los costos son variables desde el escenario 50 hasta el escenario 250, siendo el pico más alto el escenario 200 con 93 MDD. A partir del escenario 300 la gráfica de costo se aplana y tiende a ser la misma debido a que no existe una variación marcada hasta los 500 escenarios del estudio realizado, lo que permite concluir que el estudio con 500 casos sea suficiente para obtener un resultado válido debido a no tener una gran variación en cada uno de los casos.

### **Tabla descriptiva de costos**

Como se observa en la tabla 13 los costos de inversión y operación del escenario 3, indican la oscilación en el valor de inversión, también se observa entre los 300 a 500

escenarios tienen una pequeña variación, mientras que los costos de operación oscilan entre 0,7 y 2,2 MDD, así como también los costos de inversión están entre 46 y 48,8 MDD, también se indica el número de las barras donde se podrán instalar bancos de baterías y líneas de transmisión nuevas siendo varias de estas recurrentes en todos los escenarios.

**Tabla 13**

*Tabla descriptiva de costos del escenario 3*

<b>Escenarios</b>	<b>Costo de inversión (MDD)</b>	<b>Costo de operación (MDD)</b>	<b>Baterías (#barra)</b>	<b>Líneas candidatas</b>
300	47,8	0,7	2, 3, 14, 15, 16, 22, 24, 51, 52, 71, 80, 82, 92, 121, 122, 127	33, 34, 35, 60, 136, 139
350	46,0	2,2	2, 15, 22, 23, 24, 71, 80, 82, 91, 92, 102, 121, 127	12, 32, 33, 36, 60, 139
400	46,2	1,7	2, 3, 15, 60, 68, 71, 78, 80, 82, 9, 3, 102, 107, 110, 121, 122, 127	33, 48, 49, 60, 106, 131, 139
450	47,0	1,1	2, 15, 61, 69, 71, 80, 82, 102, 121, 127, 141	33, 60, 67, 136, 139
500	48,8	1,1	2, 3, 15, 22, 24, 52, 53, 55, 57, 63, 71, 80, 82, 91, 99, 118, 121, 122, 127, 129	33, 48, 49, 105, 136, 139, 177

*Nota.* Tabla de costos de operación e inversión del escenario 3.

En la tabla 14 se visualiza los costos en los que se incurre cuando no se realiza ninguna inversión en la infraestructura de red (Costo sin inversión), también se muestra los costos en los que se incurre cuando se realiza inversión en la infraestructura de red aplicando la metodología propuesta (Costo con inversión). La diferencia es de casi el doble cuando no se realiza inversión alguna para mitigar los efectos causados por un terremoto, esto se debe a la cantidad de energía no suministrada que se tiene en el sistema.

**Tabla 14***Tabla comparativa de costos*

ESCENARIOS	COSTO SIN INVERSIÓN (MDD)	COSTO CON INVERSIÓN (MDD)
300	78	48
400	75	47
500	100	50

*Nota.* Tabla resumen de costos con inversión y sin inversión del escenario 3.

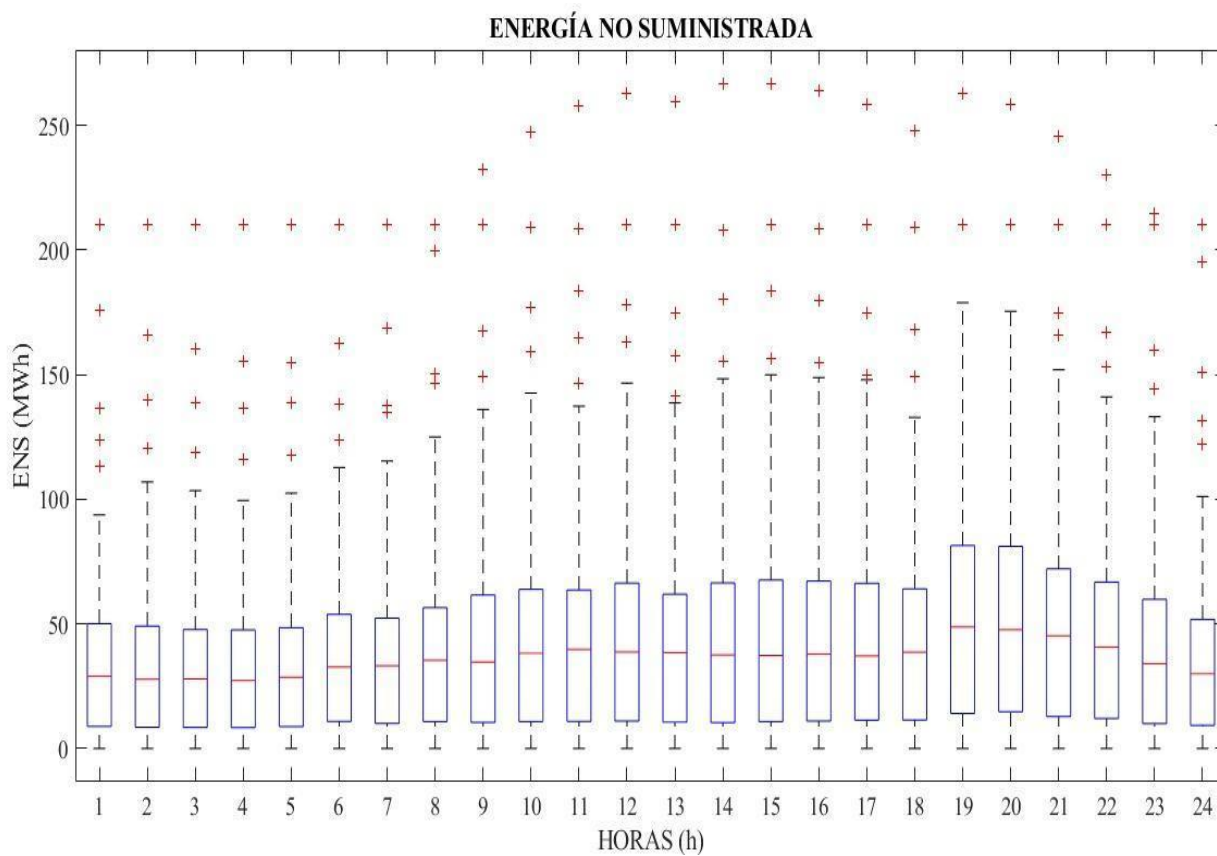
### **Diagrama de cajas de la ENS para el Sistema Nacional Interconectado**

La Figura 18 muestra el análisis del SNI mediante la elaboración de diagramas de cajas de la ENS, el cual permite visualizar y comparar la distribución y tendencia central de los valores numéricos de la ENS en MWh mediante sus cuartiles, además indica los valores externos en las 24 horas.

El diagrama de cajas indica que la mediana se encuentra cerca del centro de las cajas de cada hora analizada indicando que los valores de ENS son más o menos simétricos, adicionalmente existen valores atípicos identificados por cruces que se encuentran por encima del límite superior de los valores de ENS debido a que varios de los escenarios de terremotos perdían la mayoría de infraestructura y su restauración solo sucede después de las 72 horas.

**Figura 18**

Diagrama de cajas de la ENS en 24 horas

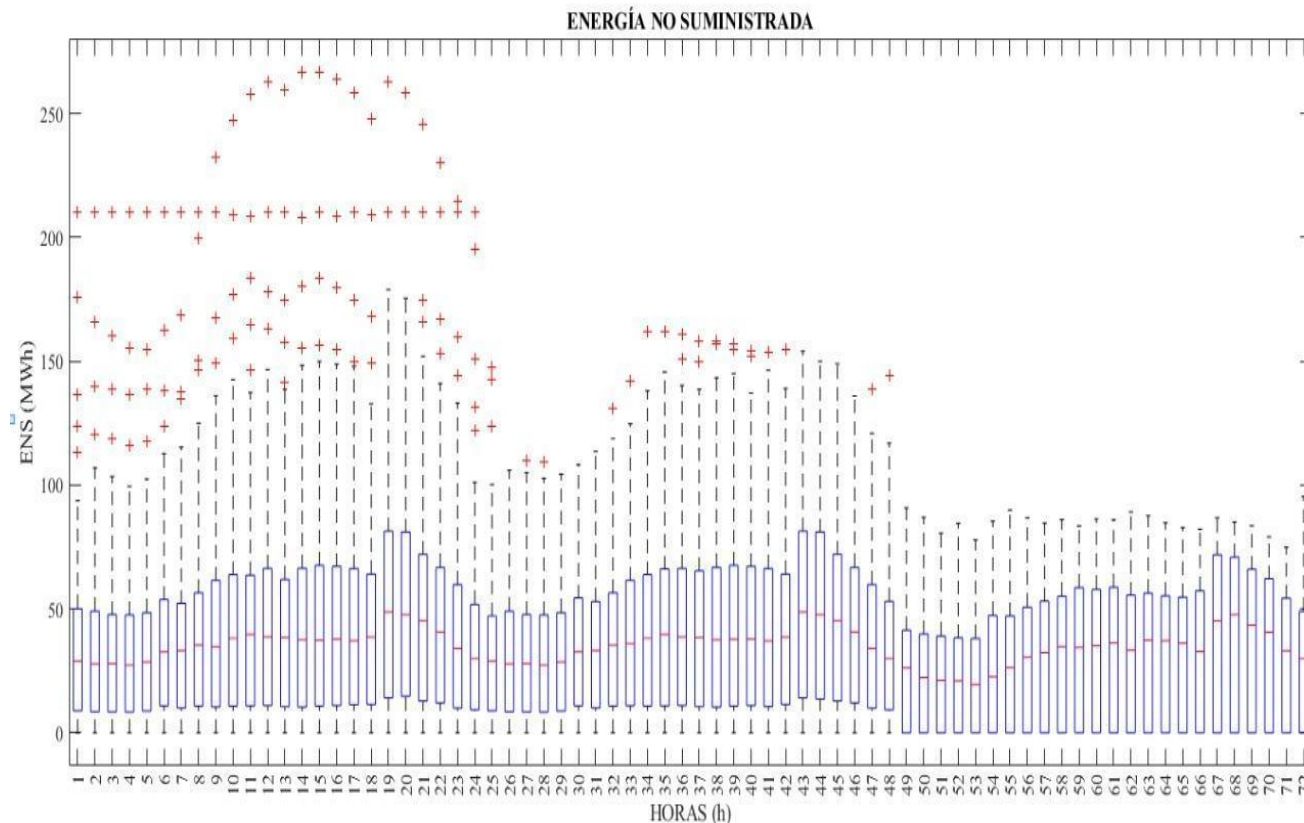


*Nota.* La figura muestra el diagrama de cajas de la energía no suministrada durante el tiempo de estudio de 24 h y 500 escenarios.

La figura 19 indica que a partir de la hora 48 los valores numéricos de ENS se encuentran dentro de un rango mínimo y máximo además que ya no existen valores extremos, al mismo tiempo indica la disminución de la energía no suministrada en función al tiempo de estudio gracias a la infraestructura instalada.

**Figura 19**

Diagrama de cajas de la ENS en función al tiempo de estudio



*Nota.* La figura indica el diagrama de cajas con tiempo de estudio de 72h, donde se observa que a partir de la hora 48 hay cambios en la ENS.

### Métricas de Resiliencia

En cuanto a las métricas de resiliencia se utilizó el promedio de la expansión de la energía no suministrada (EENS) mediante la formulación evaluada por la probabilidad de los eventos, donde se indica cuánta energía no se suministró durante el horizonte de estudio. También se utiliza el índice de confiabilidad del sistema (EIU) que representa la energía no suministrada al momento que exista alguna falla en el sistema es decir la energía no disponible.

Energía no suministrada esperada

$$EENS_{sin inversión} = 202,21(GWh) * 1 = 202,21(GWh) \quad (23)$$

$$EENS_{con inversión} = 172,46(GWh) * 1 = 172,46(GWh) \quad (24)$$

Índice de confiabilidad de energía

$$EIU_{sin inversión} = \frac{202.21(GWh)}{203.02(GWh)} * 100\% = 99.6\% \quad (25)$$

$$EIU_{con inversión} = \frac{172.46(GWh)}{203.02(GWh)} * 100\% = 84.95\% \quad (26)$$

El promedio sin inversiones que se encuentra en la ecuación (23) es de 202 GWh, mientras que el promedio con inversión se define en la ecuación (24) y es de 172 GWh este promedio se utiliza posteriormente para encontrar el índice de confiabilidad del sistema, el cual se normaliza utilizando la demanda total de energía en el horizonte de estudio (%), mismo que si se acerca al 100% solo contaremos con ENS es por ello que el EIU sin inversión de la ecuación (25) es 99.6%, indica que ante algún terremoto casi toda la demanda del sistema pasará a ser energía no suministrada, teniendo en cuenta que el porcentaje de EIU mejora con la inversión de la metodología propuesta que está en la ecuación (26) con un valor de 84.95 %.

## Capítulo VI

### Conclusiones y Recomendaciones

#### Conclusiones

La implementación de line switching en un sistema modifica el flujo de potencia de las líneas de transmisión y los ángulos de las barras, permitiendo que exista holgura en el sistema y se pueda optar por implementar baterías en las barras que verdaderamente necesitan, con el objetivo de minimizar costos y disminuir ENS.

Se concluye que Line switching no tiene trascendencia en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador debido a que el sistema es muy robusto ante eventuales fallos en el sistema por su topología de red en malla.

Se concluye que en el SNI la inexistencia de baterías en alguna de las barras es debido a que el costo de inversión de la línea es menor al costo de la batería proyectada en dicha barra.

Después de un análisis de escenarios, se encontró barras estratégicas en el SNI que son recurrentes para la instalación de baterías, las mismas que son dimensionadas de acuerdo al horizonte de estudio, necesitando un total de 112,02 MWh.

Pese al cambio de sensibilidades el optimizador persistentemente decide invertir en algunas líneas candidatas, debido a que dichas líneas se encuentran unidas a barras con demandas altas.

El diagrama de cajas indica que los valores de ENS son valores más o menos simétricos y que conforme el tiempo de estudio avanza los valores extremos disminuyen debido a que la restauración de líneas de transmisión ayuda a la disminución de ENS del sistema.

Utilizando la metodología propuesta se logró reducir hasta un 14,65% de EIU en las cargas del sistema, accediendo a mejorar la resiliencia en las redes de transmisión frente a la ocurrencia de terremotos.



**Recomendaciones.**

Utilizar la mayor cantidad de escenarios posibles para que la solución del modelo matemático propuesto se acerque más a la realidad, mejorando los recursos computacionales para mayor facilidad de resolución del modelo matemático con el fin de ampliar el horizonte de evaluación.

## Bibliografía

- Aguirre Velasco, M., Saltos Rodríguez, M., Velasquez Lozano, A., & Ortiz Villalba, D. (2021). Optimal Sizing and Placement of Battery Energy Storage System for Resilience Enhancement in Power Distribution Systems Against Volcanic Eruptions. *13th IEEE PES Asia Pacific Power & Energy Engineering Conference (APPEEC)*, (págs. 1-5). Thiruvananthapuram, India. doi:10.1109/APPEEC50844.2021.9687760.
- Aguirre Velasco, M., Saltos Rodríguez, M., Velásquez Lozano, A., Ortiz Villalba, D., & Villamarín Jácome, A. (2021). Network Allocation and Optimal Sizing of BESS for Resilience Enhancement on Power Distribution Systems Against Volcanic Eruption. *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, (págs. 01-05). Washington, DC, USA. doi:10.1109/PESGM46819.2021.9638091
- Aguirre, M., Saltos, M., Velasquez, A., Villamarin, A., Ortiz, D., & Haro, R. (2020). *Diagrama unifilar del sistema nacional interconectado del Ecuador*.
- Aguirre, M., Saltos, M., Velasquez, A., Villamarin, A., Ortiz, D., & Haro, R. (2020). *Diagrama unifilar del sistema nacional interconectado del Ecuador*. Latacunga.
- Aguirre, M., V. A.-H.-O. (2021). Evaluación de Resiliencia en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano frente a Eventos Sísmicos. *Revista Técnica Energía &quot*, 17(2), 18-28. doi:10.37116/revistaenergia.v17.n2.2021.440
- Banco Interamericano de Desarrollo. (2020). *Perfil de Riesgo de Desastres por Evento Sísmico de Ecuador*.
- Bravo, E. (2017). El sismo del 16 de abril en Manabí visto desde la ecología política del desastre. *Universitas*(26), 235-252. doi:https://doi.org/10.17163/uni.n26.2017.10
- Carolina, G. L. (27 de Febrero de 2020). *dspace*. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/21719/1/T-UCE-0010-FIL-899.pdf>

CENACE. (2020). *INFORME ANUAL* .

Comisión Económica para América Latina y el Caribe. (14 de Diciembre de 1995).

*repositorio.cepal*. Obtenido de

[https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/25140/LCMEXR543\\_es.pdf](https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/25140/LCMEXR543_es.pdf)

Crouse CB. (1991). Ground-Motion Attenuation Equations for Earthquakes on the Cascadia Subduction Zone. *Earthquake Spectra*, 7(2), 201-236. doi:10.1193/1.1585626

Department of Homeland Security; Federal Emergency Management Agency; Mitigation Division Washington . (s.f.). Multi-hazard Loss Estimation Methodology.

Gallego, L., & Romero, R. (2007). Planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión de energía eléctrica considerando demanda variable. *Scientia Et Technica*, VIII(34), 109-114.

Gallego, L., & Romero, R. (2007). PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CONSIDERANDO DEMANDA VARIABLE. *Scientia et Technica*, XIII(34), 112.

Garver, L. (1970). Transmission Network Estimation Using Linear Programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1688-1697.  
doi:<https://doi.org/10.1109/TPAS.1970.292825>

Instituto Geofísico de la Escuela Politécnica Nacional. (5 de Agosto de 2011). *igepn.edu.ec*.  
Obtenido de <https://www.igepn.edu.ec/servicios/noticias/457-sismo-de-bah%C3%ADa-de-car%C3%A1quez-4-de-agosto-de-1998>

International Strategy for Disaster Reduction. (26 de 10 de 2022). *EIRD*. Obtenido de <https://eird.org/pr14/cd/documentos/espanol/Publicacionesrelevantes/Recuperacion/6-Infraestructura.pdf>

- MATLAB. (s.f.). *El lenguaje del cálculo técnico*. Obtenido de <https://la.mathworks.com/products/matlab.html#:~:text=MATLAB%20es%20una%20plataforma%20de,desarrollar%20algoritmos%20y%20crear%20modelos>.
- Meneses, M., Nascimento, E., Macedo, L., & Romero, R. (2020). Transmission Network Expansion Planning Considering Line Switching. *IEEE Access*, 8, 115148-115158. doi:10.1109/ACCESS.2020.3003973
- Moreno, R. (2020). Planning the Grid Against the Extremes. *IEEE Power and Energy Magazine*, 18(4), 41-53. doi:10.1109/MPE.2020.2985439.
- Paul, C. B. (2021). *dspace.uce.edu.ec*. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/23373/1/UCE-FIGEMPA-CASTRO%20BRYAN.pdf>
- Plan Maestro de Electricidad. (s.f.). Plan de la Expansión de la Transmisión. *Plan Maestro de Electricidad*, 205. Obtenido de <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/5.-PLAN-DE-EXPANSION-DE-LA-TRANSMISION.pdf>
- Quintero, V., Che, O., Ching, E., Auciello, O., & Obaldía, E. (8 de Enero de 2021). *portal.amelica.org*. Obtenido de [portal.amelica.org](http://portal.amelica.org/amei/jatsRepo/339/3392002003/3392002003.pdf): <http://portal.amelica.org/amei/jatsRepo/339/3392002003/3392002003.pdf>
- Renovable, M. d. (25 de 12 de 2015). *unidadespropiedad*. Obtenido de <http://unidadespropiedad.com/pdf/2d/Subestaciones/Cables%20ACAR.pdf>
- Román, M. (2006). *Plan de prevención para emergencias por desastres naturales en la provincia de Pichincha, su organización y aplicación en la educación básica en la próxima década*. Obtenido de [core.ac.uk](https://core.ac.uk/download/pdf/143431372.pdf): <https://core.ac.uk/download/pdf/143431372.pdf>

Sandoval, H. P. (Octubre de 2022). *bibdigital.epn.edu.ec*. Obtenido de *bibdigital.epn.edu.ec*:  
<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/23316/1/CD%2012732.pdf>

Senplades. (2016). *Evaluación de los Costos de Reconstrucción*.

Villamarín, A., & Moreno, R. (2022). Seismic Resilience Assessment of Electric Power Systems Using a Substation Bay-level Model. *17th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, 1-6.  
doi:10.1109/PMAPS53380.2022.9810625

Villamarín, A., Haro, R., Aguirre, M., & Ortíz, D. (2021). Evaluación de Resiliencia en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano frente a Eventos Sísmicos. *Revista Técnica Energía &quot*, 17(2), 18-28. doi:10.37116/revistaenergia.v17.n2.2021.440

Villamarín, A., Jácome, A., Velásquez, & Saltos, M. (2022). Resilient Transmission Planning of the Ecuadorian Power System Against Earthquakes. *2022 IEEE Sixth Ecuador Technical Chapters Meeting (ETCM)*, 1-6. doi:10.1109/ETCM56276.2022.9935745.

Villamarín, A, H. R. (2021). Evaluación de Resiliencia en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano frente a Eventos Sísmicos. *Revista Técnica Energía &quot*, 17(2), 18-28.  
doi:10.37116/revistaenergia.v17.n2.2021.440

Yanez, E. (Agosto de 2019). *dspace.ups*. Obtenido de  
<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/17625/1/UPS%20-%20ST004217.pdf>

**ANEXOS**