

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



TESIS:

**“MODELO DE SIMULACIÓN SECUENCIAL DE MONTE CARLO
PARA EVALUAR LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA CONJUNTO DE
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DEL PERÚ”**

**PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE
DOCTOR EN CIENCIAS CON MENCIÓN EN ENERGÉTICA**

ELABORADO POR:

DHEYBI GROVER CERVAN PRADO

ASESORES:

Dr. ALBERTO CORONADO MATUTTI

Dr. JAIME LUYO KUONG

LIMA – PERÚ

2024

DEDICATORIA

A mi padre, por ser mi primer maestro en el mundo de las matemáticas y despertar en mí la vocación por la ingeniería. Su amor y paciencia han sido la guía en mis primeros pasos hacia el conocimiento.

A mi madre, cuya determinación y firmeza han sido fundamentales para forjar un carácter resiliente. Su ejemplo de fortaleza y perseverancia ha sido un modelo para seguir en los momentos más desafiantes de mi vida.

AGRADECIMIENTOS

Quisiera expresar mi sincero agradecimiento al Dr. Alberto Coronado Matutti y al Dr. Jaime Luyo Kuong por la valiosa asesoría y orientación brindada en el desarrollo de este trabajo de investigación.

También extendiendo mi gratitud al Dr. Manfred Bedriñana Aronés y al Dr. Yuri Molina Rodríguez, cuya dedicación en la revisión y crítica de esta tesis ha sido fundamental para el enriquecimiento y mejora del trabajo presentado.

Un agradecimiento profundo a la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) por proporcionar una formación académica de alto nivel, la cual ha sido esencial en mi desarrollo profesional.

Un especial reconocimiento al Consejo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Tecnológica (CONCYTEC) por el apoyo financiero otorgado, que ha sido crucial para la realización de mis estudios de doctorado.

RESUMEN

. La tendencia mundial actual es aumentar la integración de tecnologías de fuentes de energía renovables, almacenamiento de energía y vehículos eléctricos en la red eléctrica. Sin embargo, estas tecnologías disminuyen la inercia global del sistema eléctrico e incrementan la incertidumbre en la producción de energía eléctrica.

En la planificación de la expansión de la infraestructura eléctrica para disponer de un suministro de energía asequible, confiable y oportuno, es fundamental la evaluación de la confiabilidad de un sistema de generación y transmisión. La confiabilidad determina la capacidad del sistema eléctrico de potencia para suministrar electricidad a todos los puntos de utilización dentro de los estándares aceptados y en las cantidades requeridas. Para ello se debe considerar las condiciones que pueden reducir la capacidad de generación y de transmisión eléctrica, tales como mantenimientos programados, salidas forzadas o variabilidad de los recursos renovables. La evaluación de la confiabilidad mide cuánto tiempo, con qué frecuencia y en cuánta cantidad puede existir esta deficiencia de suministro durante la operación del sistema conjunto de generación y transmisión.

Para definir un estándar de confiabilidad, es necesario seleccionar el modelo apropiado para calcular los índices de confiabilidad. Por lo que el objetivo de la tesis es desarrollar un modelo de simulación secuencial de Monte Carlo para evaluar la confiabilidad del sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica del Perú. El contenido de la investigación es: i) la aplicación de muestreo estratificado basado en clústeres para acelerar la simulación secuencial de Monte Carlo. Esta se basa en la aplicación de aprendizaje automático no supervisado para establecer clústeres, lo cual incrementa la eficiencia de cálculo en la evaluación de la confiabilidad. ii) se analiza el impacto del nivel de detalle del modelamiento de la red de transmisión en la evaluación de confiabilidad del sistema conjunto de generación y transmisión. Este análisis permite realizar la evaluación de confiabilidad del sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica del Perú.

El modelo de confiabilidad desarrollado puede ser utilizado como una herramienta de planificación y toma de decisiones en políticas energéticas, mejorando el desarrollo sostenible del sistema eléctrico peruano. Además, esta investigación puede servir como base para la capacitación de ingenieros peruanos en el campo de la confiabilidad de los sistemas de generación y transmisión eléctrica; fortaleciendo el recurso humano local y la autosuficiencia en este campo crítico.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DEDICATORIA.....	I
AGRADECIMIENTOS.....	II
RESUMEN	III
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	IV
LISTA DE FIGURAS.....	VII
LISTA DE TABLAS.....	IX
ABREVIATURAS	X
NOMENCLATURA	X
CAPÍTULO 1: PROTOCOLO DE LA INVESTIGACIÓN.....	11
1.1 CONTEXTO	11
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA, OBJETIVOS E HIPÓTESIS.....	13
1.2.1 <i>Planteamiento del Problema</i>	13
1.2.2 <i>Objetivos</i>	13
1.2.3 <i>Hipótesis</i>	13
1.3 JUSTIFICACIÓN	14
1.4 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	15
1.4.1 <i>Unidades de análisis</i>	15
1.4.2 <i>Tipo de investigación</i>	15
1.4.3 <i>Fuentes de información e instrumentos utilizados</i>	16
1.4.4 <i>Recolección y procesamiento de datos</i>	16
1.5 LISTA DE PUBLICACIONES	17
1.6 CONTRIBUCIONES	17
1.7 LIMITACIONES DE LA INVESTIGACIÓN	18
CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL	20
2.1 INTRODUCCIÓN SOBRE LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD	20
2.1.1 <i>Definiciones de confiabilidad</i>	20
2.1.2 <i>La confiabilidad y los sistemas de ingeniería</i>	21
2.1.3 <i>Cuantificación de la confiabilidad</i>	24
2.1.4 <i>Confiabilidad en componentes</i>	24
2.1.5 <i>Confiabilidad en sistemas</i>	26
2.2 EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS	28
2.2.1 <i>La complejidad del sistema eléctrico</i>	28
2.2.2 <i>Conceptos de suficiencia y seguridad</i>	30
2.2.3 <i>Zonas funcionales y niveles jerárquicos</i>	31

2.2.4	<i>Datos y estadística de fallas</i>	33
2.2.5	<i>Índices de confiabilidad</i>	34
2.3	EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN	36
2.3.1	<i>Procesos de Márkov</i>	36
2.3.2	<i>Flujo de potencia</i>	40
2.3.3	<i>Métodos para evaluar la confiabilidad</i>	43
2.3.4	<i>Método analítico</i>	44
2.3.5	<i>Simulación Monte Carlo</i>	48

CAPÍTULO 3: REVISIÓN SISTEMÁTICA DE LA LITERATURA SOBRE LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD..... 52

3.1	INTRODUCCIÓN	52
3.2	METODOLOGÍA.....	55
3.2.1	<i>Estrategia de búsqueda e identificación de publicaciones</i>	55
3.2.2	<i>Criterio de inclusión y exclusión</i>	56
3.2.3	<i>Extracción de datos</i>	57
3.2.4	<i>Análisis de datos</i>	58
3.3	ANÁLISIS BIBLIOMÉTRICO.....	58
3.4	RESULTADOS.....	61
3.4.1	<i>Pregunta 1: ¿Cuáles son los objetivos principales de investigación?</i>	61
3.4.2	<i>Pregunta 2: ¿Cuáles son los métodos empleados?</i>	64
3.4.3	<i>Pregunta 3: ¿Cuáles son las tecnologías consideradas?</i>	66
3.4.4	<i>Pregunta 4: ¿Cuáles son los índices de confiabilidad calculados?</i>	67
3.4.5	<i>Pregunta 5: ¿Cuáles son los datos empleados?</i>	69
3.5	DISCUSIÓN	70
3.6	CONCLUSIONES DE CAPITULO	71

CAPÍTULO 4: MUESTREO ESTRATIFICADO PARA ACELERAR LA SIMULACIÓN SECUENCIAL DE MONTE CARLO EN LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD 73

4.1	INTRODUCCIÓN	73
4.2	MUESTREO ESTRATIFICADO BASADO EN CLÚSTERES	76
4.2.1	<i>Análisis de clústeres</i>	77
4.2.2	<i>Proceso de muestreo estratificado basado en clústeres</i>	80
4.2.3	<i>Calidad del muestreo</i>	81
4.3	EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD	81
4.3.1	<i>Muestreo de duración de estados</i>	81
4.3.2	<i>Simulación para obtener la potencia no suministrada</i>	82
4.3.3	<i>Determinación de los índices de confiabilidad</i>	84
4.3.4	<i>Simulación secuencial de Monte Carlo (SSMC)</i>	87
4.3.5	<i>Muestreo estratificado basado en clústeres para acelerar la simulación secuencial de Monte Carlo (MEBC-SSMC)</i>	88

4.4	CASO DE ESTUDIO	89
4.4.1	<i>RTS-79</i>	89
4.4.2	<i>RTS-96</i>	93
4.4.3	<i>RTS-GMLC</i>	96
4.4.4	<i>Comparación de tiempos de CPU</i>	99
4.5	DISCUSIÓN	100
4.6	CONCLUSIONES DE CAPITULO	103
CAPÍTULO 5: IMPACTO DEL NIVEL DE DETALLE DEL MODELAMIENTO DE LA RED DE TRANSMISIÓN EN LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD		104
5.1	INTRODUCCIÓN	104
5.2	METODOLOGÍA.....	110
5.2.1	<i>Generar muestreo de duración de estado y series temporales sintéticas</i>	111
5.2.2	<i>Simulación para obtener la potencia no suministrada</i>	112
5.2.3	<i>Probabilidad, frecuencia y severidad de la potencia no suministrada</i>	113
5.2.4	<i>Determinación de los índices de confiabilidad</i>	114
5.2.5	<i>Convergencia</i>	115
5.3	CASO DE ESTUDIO	116
5.3.1	<i>Sistema eléctrico peruano</i>	116
5.3.2	<i>Caso 1: Evaluación de confiabilidad del sistema de generación</i>	119
5.3.3	<i>Caso 2: Evaluación multiárea considerando 4 áreas principales</i>	120
5.3.4	<i>Caso 3: Evaluación multiárea considerando 25 subáreas</i>	120
5.3.5	<i>Caso 4: Evaluación detallada del sistema conjunto de generación y transmisión</i>	122
5.3.6	<i>Comparación</i>	122
5.4	DISCUSIÓN	124
5.5	CONCLUSIONES DE CAPITULO	125
CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		127
6.1	CONCLUSIONES	127
6.2	RECOMENDACIONES.....	129
REFERENCIAS.....		131
ANEXO A – DATOS RED RTS-79.....		146
ANEXO B – DATOS RED RTS-96.....		150
ANEXO C – DATOS RED RTS-GMLC		156
ANEXO D – DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO		163

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1.1: Interacción entre la oferta y demanda en la operación del sistema eléctrico.</i>	12
<i>Figura 2.1. Sistema técnico de ingeniería.</i>	22
<i>Figura 2.2. Desglose de un sistema técnico de ingeniería</i>	23
<i>Figura 2.3. Funciones de confiabilidad.</i>	26
<i>Figura 2.4. Confiabilidad y economía</i>	29
<i>Figura 2.5. Suficiencia y seguridad en la evaluación de confiabilidad de sistemas eléctricos</i>	30
<i>Figura 2.6. Niveles jerárquicos en la evaluación de confiabilidad.</i>	32
<i>Figura 2.7. Modelo de dos estados para un componente de generación o transmisión</i>	36
<i>Figura 2.8. Ejemplo de un sistema de generación y transmisión.</i>	38
<i>Figura 2.9. Ejemplo de espacio de estados de un sistema de generación y transmisión</i>	39
<i>Figura 2.10. Ejemplo de simulación en la primera iteración.</i>	51
<i>Figura 2.11. Ejemplo de simulación en la tercera iteración.</i>	51
<i>Figura 3.1. Resultados de búsqueda en Scopus.</i>	56
<i>Figura 3.2. Estrategia para la identificación, examinación y selección de artículos científicos.</i>	57
<i>Figura 3.3. Cantidad de publicaciones por año</i>	59
<i>Figura 3.4. Ubicación geográfica del primer autor</i>	60
<i>Figura 3.5. Tecnologías modeladas en investigaciones previas</i>	67
<i>Figura 3.6. Índices de confiabilidad reportados en investigaciones previas</i>	68
<i>Figura 3.7. Redes eléctricas de fines académicos empleados en investigaciones previas.</i>	70
<i>Figura 4.1. Algoritmo de la simulación secuencial de Monte Carlo (SSMC).</i>	87
<i>Figura 4.2. Algoritmo propuesto de muestreo estratificado basado en clústeres para acelerar la simulación secuencial de Monte Carlo (MEBC-SSMC).</i>	88
<i>Figura 4.3. Ejemplo de muestreo estratificado basado en clústeres (MEBC) en la red RTS-79.</i>	90
<i>Figura 4.4. Análisis del muestreo estratificado basado en clústeres (MEBC) en la red RTS-79.</i>	91
<i>Figura 4.5. Resultados de distribuciones de probabilidad para la red RTS-79.</i>	92
<i>Figura 4.6. Resultados de expectativa de energía no suministrada (EENS) para la red RTS-79.</i>	93
<i>Figura 4.7. Análisis del muestreo estratificado basado en clústeres (MEBC) en la red RTS-96.</i>	94
<i>Figura 4.8. Resultados de distribuciones de probabilidad para la red RTS-96.</i>	95
<i>Figura 4.9. Resultados de expectativa de energía no suministrada (EENS) para la red RTS-96.</i>	96
<i>Figura 4.10. Resultados de distribuciones de probabilidad para la red RTS-GMLC.</i>	98
<i>Figura 4.11. Resultados de expectativa de energía no suministrada (EENS) para la red RTS-GMLC.</i>	99
<i>Figura 4.12. Comparación de tiempos de CPU entre el algoritmo clásico y propuesto .</i>	100
<i>Figura 5.1. Modelos con diversos grados de complejidad utilizados para evaluar la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia.</i>	105
<i>Figura 5.2. Algoritmo para Simulación Secuencial de Monte Carlo (SSMC).</i>	110
<i>Figura 5.3. Casos analizados para el sistema eléctrico peruano.</i>	118
<i>Figura 5.4. Ejemplo de resultados de la simulación del sistema de generación.</i>	119
<i>Figura 5.5. Balance de potencia de capacidad y carga máxima en la evaluación multiárea con 4 áreas principales.</i>	120

<i>Figura 5.6. Resultados de EENS en evaluación multiárea con 25 subáreas.</i>	121
<i>Figura 5.7. Resultados de EENS en la evaluación detallada del sistema conjunto de generación y transmisión.</i>	121
<i>Figura 5.8. Comparación de los resultados del caso 3 y el caso 4.</i>	123
<i>Figura A.1. Diagrama unifilar de la red RTS-79</i>	147
<i>Figura B.1. Diagrama unifilar de la red RTS-96</i>	151
<i>Figura C.1. Diagrama unifilar de la red RTS-GMLC</i>	157
<i>Figura C.1. Diagrama unifilar del sistema eléctrico peruano</i>	166
<i>Figura C.2. Diagrama unifilar del sistema eléctrico peruano – área Norte</i>	167
<i>Figura C.3. Diagrama unifilar del sistema eléctrico peruano – área Lima</i>	168
<i>Figura C.4. Diagrama unifilar del sistema eléctrico peruano – área Centro</i>	169
<i>Figura C.5. Diagrama unifilar del sistema eléctrico peruano – área Sur</i>	170

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1.1. Lista de publicaciones y su relación con los objetivos de la tesis.....</i>	<i>17</i>
<i>Tabla 2.1. Datos del ejemplo de sistema de generación y transmisión.....</i>	<i>38</i>
<i>Tabla 2.2. Estados del sistema de generación.....</i>	<i>45</i>
<i>Tabla 2.3. Estados del sistema de transmisión.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 2.4. Estados del sistema de generación y transmisión.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 2.5. Probabilidades y frecuencias de los estados del sistema de generación y transmisión.....</i>	<i>47</i>
<i>Tabla 2.6. Resultados de la simulación secuencial de Monte Carlo.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 3.1. Preguntas específicas de investigación para la revisión sistemática de literatura.....</i>	<i>54</i>
<i>Tabla 3.2. Criterios de inclusión y exclusión empleadas para la revisión sistemática de literatura.....</i>	<i>56</i>
<i>Tabla 3.3. Datos extraídos para cada artículo seleccionado.....</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 3.4. Principales y más influyentes revistas de investigación.....</i>	<i>59</i>
<i>Tabla 3.5. Autores más influyentes.....</i>	<i>60</i>
<i>Tabla 3.6. Literatura revisada categorizada por su objetivo de investigación.....</i>	<i>63</i>
<i>Tabla 3.7. Índices de confiabilidad reportados en investigaciones previas.....</i>	<i>68</i>
<i>Tabla 4.1. Resultados de la evaluación de confiabilidad para la red RTS-79.....</i>	<i>91</i>
<i>Tabla 4.2. Resultados de la evaluación de confiabilidad para la red RTS-96.....</i>	<i>94</i>
<i>Tabla 4.3. Resultados de la evaluación de confiabilidad para la red RTS-GMLC.....</i>	<i>97</i>
<i>Tabla 4.4. Comparación de la eficiencia de cómputo entre modelos previos y el propuesto.....</i>	<i>101</i>
<i>Tabla 5.1. Análisis comparativo del modelamiento de la red de transmisión en investigaciones previas.....</i>	<i>106</i>
<i>Tabla 5.2. Características de capacidad y confiabilidad de las unidades de generación.....</i>	<i>117</i>
<i>Tabla 5.3. Características de confiabilidad de las unidades de transmisión.....</i>	<i>117</i>
<i>Tabla 5.4. Índices de confiabilidad para los cuatro niveles de detalle analizados.....</i>	<i>123</i>
<i>Tabla 5.5. Número de iteraciones realizadas y tiempo de cálculo por iteración para los casos analizados.....</i>	<i>123</i>
<i>Tabla A.1. Datos de demanda por barra de la red RTS-79.....</i>	<i>146</i>
<i>Tabla A.2. Datos de unidades de generación de la red RTS-79.....</i>	<i>148</i>
<i>Tabla A.3. Datos de líneas de transmisión de la red RTS-79.....</i>	<i>148</i>
<i>Tabla B.1. Datos de demanda por barra de la red RTS-96.....</i>	<i>150</i>
<i>Tabla B.2. Datos de unidades de generación de la red RTS-96.....</i>	<i>152</i>
<i>Tabla B.3. Datos de líneas de transmisión de la red RTS-96.....</i>	<i>153</i>
<i>Tabla C.1. Datos de demanda por barra de la red RTS-GMLC.....</i>	<i>156</i>
<i>Tabla C.2. Datos de unidades de generación de la red RTS-GMLC.....</i>	<i>158</i>
<i>Tabla C.3. Datos de líneas de transmisión de la red RTS-GMLC.....</i>	<i>160</i>
<i>Tabla C.1. Datos de demanda por barra del sistema eléctrico peruano.....</i>	<i>163</i>
<i>Tabla C.2. Datos de unidades de generación térmica del sistema eléctrico peruano.....</i>	<i>171</i>
<i>Tabla C.3. Datos de unidades de generación hidroeléctrica del sistema eléctrico peruano.....</i>	<i>172</i>
<i>Tabla C.4. Datos de unidades de generación renovable del sistema eléctrico peruano.....</i>	<i>174</i>
<i>Tabla C.5. Datos de líneas de transmisión del sistema eléctrico peruano.....</i>	<i>175</i>

ABREVIATURAS

AJ	Agrupamiento jerárquico (algoritmo aprendizaje no supervisado).
COES	Comité de Operación Económica del Sistema.
EENS	Energía esperada no suministrada (abreviatura de <i>Expected energy not supplied</i>).
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> .
KM	K-medias (algoritmo aprendizaje no supervisado).
LOLE	Expectativa de pérdida de carga (abreviatura de <i>Loss of load expectation</i>).
LOLF	Frecuencia de pérdida de carga (abreviatura de <i>Loss of load frequency</i>).
LOLP	Probabilidad de pérdida de carga (abreviatura de <i>Loss of load probability</i>).
MEBC	Muestreo estratificado basado en clústeres.
MINEM	Ministerio de Energía y Minas.
NERC	<i>North American Electric Reliability Corporation</i>
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
SSMC	Simulación Secuencial de Monte Carlo

NOMENCLATURA

Índices

t	Índice que representa el tiempo.
b	Índice que representa una barra o nodo
g	Índice que representa una unidad de generación
l	Índice que representa una línea de transmisión

Conjuntos

T	Conjunto que comprende intervalos de tiempo discretos t .
B	Conjunto de barras b .
G	Conjunto de unidades de generación g .
L	Conjunto de líneas de transmisión l .

Parámetros

TS	Tiempo total de simulación
C_g^{ope}	Costo operativo de la unidad de generación g .
C^{ens}	Costo de la energía no suministrada
$p_{t,b}^{dem}$	Demanda de potencia en la barra b en el tiempo t .
p_g^{max}	Capacidad máxima de potencia de la unidad de generación g .
p_l^{max}	Capacidad máxima de potencia de la línea de transmisión l .
R_t^{sts}	Serie temporal sintética para la unidad de generación renovable g en el tiempo t .
B_l	Susceptancia de la línea de transmisión l .

Variables

$p_{t,g}^{gen}$	Potencia generada de la unidad de generación g en el tiempo t .
$p_{t,b}^{ns}$	Potencia no suministrada en la barra b en el tiempo t .
$p_{t,l}^{flujo}$	Flujo de potencia en la línea de transmisión l en el tiempo t .
$\theta_{t,b}$	Ángulo de fase de la barra b en el tiempo t .
N	Número total de observaciones o iteraciones requeridas por SSMC.

CAPÍTULO 1: PROTOCOLO DE LA INVESTIGACIÓN

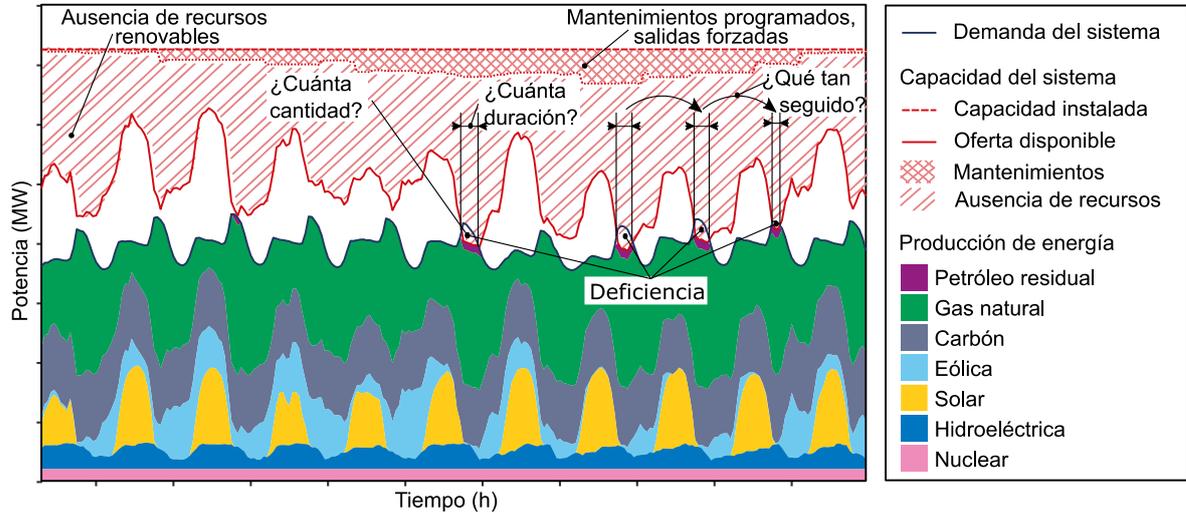
1.1 CONTEXTO

La electricidad desempeña un papel esencial en el desarrollo sostenible de la sociedad. La tendencia mundial actual es aumentar la integración de tecnologías renovables, almacenamiento de energía y vehículos eléctricos en la red eléctrica. Sin embargo, estas tecnologías disminuyen la inercia global del sistema eléctrico e incrementan la incertidumbre en la producción de energía eléctrica. A pesar de estas restricciones, es imperativo garantizar la continuidad del suministro eléctrico de forma asequible y confiable. Por ello, la gestión de la confiabilidad del suministro eléctrico adquiere cada vez más relevancia. Es imprescindible gestionar la confiabilidad para integrar fuentes de energía renovable y tecnologías de redes inteligentes de manera rentable [1]. Adicionalmente, es necesario establecer índices de gestión apropiados para evaluar y respaldar el progreso en la gestión de la confiabilidad [1]. En consecuencia, los estudios de confiabilidad se emplean para obtener índices que faciliten la gestión de los sistemas eléctricos de potencia.

La planificación de nueva infraestructura eléctrica es fundamental para disponer de un suministro de energía asequible, confiable y oportuno. Un tópico de investigación ampliamente estudiado y de desarrollo continuo es la evaluación de la confiabilidad de un sistema de generación y transmisión. La confiabilidad determina la capacidad del sistema eléctrico de potencia para suministrar electricidad a todos los puntos de utilización dentro de los estándares aceptados y en las cantidades requeridas [2]. La figura 1.1 muestra un ejemplo de la interacción entre la generación disponible y la demanda a lo largo del tiempo. También muestra las condiciones que reducen la capacidad instalada de generación, tales como mantenimientos programados, salidas forzadas o variabilidad de los recursos renovables. Cuando la generación disponible es menor que la demanda, el sistema de generación y

transmisión presenta una deficiencia. La evaluación de la confiabilidad mide cuánto tiempo, con qué frecuencia y en cuánta cantidad puede existir esta deficiencia de suministro durante la operación del sistema conjunto de generación y transmisión.

Figura 1.1: Interacción entre la oferta y demanda en la operación del sistema eléctrico.



Notas: a) Se presenta una deficiencia de suministro eléctrico cuando la generación disponible es menor que la demanda. b) La figura es conceptual y fue elaborada a partir de los datos de la red eléctrica RTS-GMLC [3].

La evaluación probabilística de la confiabilidad permite analizar deficiencias en términos de probabilidad, frecuencia y severidad. Habitualmente, los índices de confiabilidad explican la deficiencia del suministro eléctrico en la operación de sistemas de potencia. Estos índices se obtienen mediante modelos numéricos, como la simulación Monte Carlo. Por lo tanto, estos modelos proporcionan índices de probabilidad, frecuencia y severidad, fundamentales para la gestión de la red eléctrica. Estos índices son cruciales para la planificación del sistema eléctrico, la evaluación de operaciones a corto y largo plazo, la integración de energía renovable, y la valoración de riesgos en proyectos de generación, transmisión o carga.

La evaluación de la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia ha sido practicada con mayor frecuencia en los EE. UU., China y los países europeos [4]. En cambio, en los países en desarrollo, la evaluación de confiabilidad desde un enfoque probabilístico ha sido mínimamente investigada. La evaluación de la confiabilidad permite el cálculo de índices, que se utilizan como base para definir estándares de confiabilidad [5]. Por lo tanto, para definir un estándar, es necesario seleccionar el modelo apropiado para calcular los índices de confiabilidad. En el caso del sistema eléctrico peruano, para establecer estándares de confiabilidad, primero se debe elaborar un modelo de confiabilidad adecuado. La elaboración de un modelo de confiabilidad con enfoque probabilístico corresponde al primer paso en la gestión de la confiabilidad del sistema eléctrico.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA, OBJETIVOS E HIPÓTESIS

1.2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La pregunta general es la siguiente interrogante:

¿Permitirá la simulación secuencial de Monte Carlo evaluar la confiabilidad del sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica del Perú?

Asimismo, los problemas específicos son las siguientes interrogantes:

- ¿Permitirá el muestreo estratificado basado en clústeres acelerar la simulación secuencial de Monte Carlo cuando se evalúa la confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica?
- ¿Cómo impacta el nivel de detalle del modelamiento de la red de transmisión en la evaluación de confiabilidad del sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica peruano?

1.2.2 OBJETIVOS

El objetivo general es:

Desarrollar un modelo de simulación secuencial de Monte Carlo para evaluar la confiabilidad del sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica del Perú.

Asimismo, los objetivos específicos son los siguientes:

- O1. Desarrollar un modelo acelerado de simulación secuencial de Monte Carlo para la evaluación de la confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica.
- O2. Determinar el impacto del nivel de detalle del modelamiento de la red de transmisión en la evaluación de confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica peruano.

1.2.3 HIPÓTESIS

La hipótesis general es:

El desarrollo de un modelo de simulación secuencial de Monte Carlo permitirá evaluar la confiabilidad del sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica peruano.

Asimismo, las hipótesis específicas son las siguientes:

- H1. El muestreo estratificado basado en clústeres permitirá acelerar la simulación secuencial de Monte Carlo en la evaluación de la confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica.
- H2. El nivel de detalle del modelamiento de la red de transmisión tendrá un impacto en la evaluación de confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica peruano.

1.3 JUSTIFICACIÓN

A nivel internacional, se dispone de una diversidad de modelos que permiten evaluar la confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica. Estos modelos actualmente tienen un enfoque probabilístico, que permite cuantificar la probabilidad, frecuencia y severidad de eventuales deficiencias de suministro eléctrico. Esta cuantificación se manifiesta en obtener índices de confiabilidad que funcionan como herramientas de planificación para la gestión de la confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia. Este enfoque probabilístico ha sido objeto de desarrollo e investigación en Estados Unidos, China y países europeos. Por lo tanto, en la presente investigación se propone desarrollar un modelo para evaluar la confiabilidad del sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica en Perú. El desarrollo de este modelo permitirá:

- Contribuir en la línea de investigación de la operación y planificación de sistemas eléctricos de potencia. La tesis propone el uso de muestreo estratificado a partir del aprendizaje automático no supervisado para acelerar la evaluación de confiabilidad de sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica. Esta investigación aporta nuevos conocimientos al campo de ingeniería de confiabilidad.
- Acortar la brecha de conocimiento en la evaluación de confiabilidad desde una perspectiva probabilística. Tal como se está desarrollando en países más avanzados es una práctica habitual en la planificación. Sin embargo, existe una notable brecha en su aplicación a contextos específicos como en el sistema eléctrico de potencia peruano. Esta investigación, permite establecer una línea base para la evaluación de confiabilidad del sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica peruana.
- Contribuir con una herramienta de análisis y toma de decisiones para plantear políticas energéticas en el sector de generación y transmisión eléctrica del Perú. El modelo permitirá evaluar la confiabilidad en diferentes escenarios de operación del sistema eléctrico peruano. Por

tanto, puede tener un impacto directo en mejorar la sostenibilidad y eficiencia del sistema eléctrico de potencia del país.

- En el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), los estudios de planificación utilizan el margen de reserva como indicador de confiabilidad. El margen de reserva se basa en la previsión de demanda y generación. Dado su carácter determinista, presenta limitaciones para evaluar el comportamiento estocástico de la generación renovable y los efectos en la transmisión en la confiabilidad. Este modelo supera dichas limitaciones, lo que lo convierte en una herramienta de análisis para los estudios de operativos y de planificación.
- Este estudio podría servir como base para la formación y capacitación de ingenieros peruanos en el campo de la confiabilidad de los sistemas de generación y transmisión eléctrica. Esto fortalecerá el recurso humano local y promover la autosuficiencia en este campo crítico. Se contribuye en incrementar la producción científica del país en el campo de la ingeniería mecánica y eléctrica.

Por lo tanto, la realización de esta tesis es relevante tanto desde una perspectiva académica como a la práctica profesional y puede aportar en el desarrollo energético sostenible en el Perú.

1.4 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

1.4.1 UNIDADES DE ANÁLISIS

La unidad de análisis son las unidades de generación, líneas de transmisión y carga de un sistema de generación y transmisión. La selección de la muestra es no probabilística, debido a que los componentes del sistema de generación y transmisión interactúan entre sí a través de leyes físicas. Es decir, la investigación analiza los componentes del sistema de generación y transmisión de forma conjunta.

1.4.2 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La investigación adopta un enfoque cuantitativo, debido a que utiliza métodos estadísticos, probabilidad, optimización matemática y simulación numérica. Su diseño es no experimental, ya que no involucra experimentos de laboratorio. Es de tipo aplicada, pues integra conocimientos de matemática

y física para abordar problemas de ingeniería eléctrica. Su nivel es explicativo, enfocándose en explicar el modelamiento de la confiabilidad en sistemas eléctricos.

Principalmente se realiza modelamiento matemático para cuantificar posibles deficiencias de suministro eléctrico. Para ello se emplean métodos cuantitativos como la simulación Monte Carlo, optimización matemática, y algoritmos de aprendizaje automático. Los resultados son explicados a través de la formulación de casos y escenarios de análisis.

1.4.3 FUENTES DE INFORMACIÓN E INSTRUMENTOS UTILIZADOS

Las fuentes de información primaria son artículos científicos indexados y tesis de doctorado. Se empleó la fuente original de información, para lo cual se realizó la búsqueda de información en principales editoriales de investigación. También se empleó fuentes de información secundaria como documentos gubernamentales, anuarios ejecutivos, reportes nacionales y manuales técnicos. Se verificó que esta información sea de organizaciones con respaldo institucional.

1.4.4 RECOLECCIÓN Y PROCESAMIENTO DE DATOS

Los datos empleados en esta investigación están divididos en dos grupos. El primer grupo corresponde a datos recopilados de artículos científicos. Los datos encontrados corresponden a redes eléctricas de prueba, una práctica usual en la línea de investigación de sistemas eléctricos. El segundo grupo corresponde a datos recopilados del sistema de generación y transmisión eléctrica del Perú. Esta información fue recopilada de organizaciones nacionales como el COES¹, OSINERGMIN² y MINEM³.

El procesamiento y almacenamiento de los datos se realizó mediante hojas de cálculo con el software Excel. Mientras que el desarrollo del modelo de simulación fue implementado en lenguaje de programación Julia. La interpretación de los datos recolectados y resultados de esta investigación fue en el entorno de programación estadística R.

¹ COES: Comité de Operación Económica del Sistema, es el operador del sistema eléctrico peruano.

² OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

³ MIMEM: Ministerio de Energía y Minas.

1.5 LISTA DE PUBLICACIONES

En la Tabla 1.1 se muestra las publicaciones y su relación con los capítulos de la tesis.

Tabla 1.1. Lista de publicaciones y su relación con los objetivos de la tesis

N°	Publicación	Estado	Capítulo
1	Cervan D, Coronado AM, Luyo JE. <i>Reliability evaluation of composite power systems: a systematic review.</i>	En elaboración	3
2	Cervan D, Coronado AM, Luyo JE. <i>Cluster-based stratified sampling for fast reliability evaluation of composite power systems based on sequential Monte Carlo simulation.</i> International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2023. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108813 .	Publicado	4
3	Cervan D, Coronado AM, Luyo JE. <i>Assessing electrical power system reliability: importance of transmission grid modeling in the Peruvian context.</i>	Sometido	5

1.6 CONTRIBUCIONES

En el capítulo 3 presenta la revisión sistemática de la literatura existente sobre la evaluación de confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica. Las contribuciones destacadas de este capítulo son las siguientes:

- a) Se realiza la búsqueda sistemática y selección de investigaciones sobre la evaluación de confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica.
- b) Se elabora el análisis bibliométrico de las investigaciones relevantes sobre la evaluación de confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica.
- c) Se identifica los objetivos, métodos, tecnologías, datos e índices de confiabilidad reportados en investigaciones previas sobre la evaluación de confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica.

En el capítulo 4 se propone el muestreo estratificado basado en clústeres como estrategia para acelerar la simulación secuencial de Monte Carlo en la evaluación de confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica. Las contribuciones destacadas de este capítulo son las siguientes:

- a) El método propuesto incrementa la eficiencia de cálculo en la evaluación de la confiabilidad del sistema conjunto de generación y transmisión.
- b) El método propuesto preserva la precisión y la distribución de probabilidad de los índices de confiabilidad. Por lo general, esta información se pierde con técnicas previas que aceleran la simulación secuencial de Monte Carlo.
- c) El método propuesto es posible gracias a la aplicación del aprendizaje automático no supervisado (*unsupervised machine learning*) para crear clústeres durante la evaluación de la confiabilidad del sistema conjunto de generación y transmisión. Este método permite identificar posibles secuencias operativas que generan deficiencias en el suministro eléctrico.

En el capítulo 5 se analiza el impacto del nivel de detalle del modelamiento de la red de transmisión en la evaluación de confiabilidad del sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica en el caso peruano. Las contribuciones destacadas de este capítulo son las siguientes:

- a) Analizar el impacto del nivel de detalle del modelamiento de la red de transmisión en los resultados de la evaluación de confiabilidad del sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica.
- b) Establecer una línea base para la evaluación de la confiabilidad del sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica del Perú.

1.7 LIMITACIONES DE LA INVESTIGACIÓN

Esta investigación presenta las siguientes limitaciones:

- En esta investigación se emplearon funciones de confiabilidad basadas en la distribución exponencial, las cuales modelan el comportamiento estocástico de fallo en unidades de generación y transmisión. La distribución exponencial se limita a representar periodos de fallos aleatorios o la vida útil. Es decir, en esta investigación no se analizaron los periodos de fallo prematuro o de desgaste debido a que la distribución exponencial no permite modelar estos periodos. Aunque la simulación Monte Carlo podría modelar estos comportamientos, se requiere profundizar en un análisis detallado e individual de las funciones de confiabilidad de cada componente del sistema eléctrico.

- En el estado del arte, se identificaron brechas de conocimiento relacionadas con la inclusión de tecnologías como las energías renovables, vehículos eléctricos y almacenamiento de energía en los modelos de confiabilidad. El modelo de esta tesis solo evalúa las tecnologías eólica y solar mediante series sintéticas. Es decir, no incluye el modelamiento de vehículos eléctricos, almacenamiento de energía, ni gestión de la demanda.
- El modelamiento de la red de transmisión se limita a evaluar la potencia activa. Cada iteración de Monte Carlo simula 8760 horas operativas usando técnicas de optimización. La complejidad de cálculo computacional con simulaciones empleando el flujo de potencia óptimo lineal DC es elevada para una red eléctrica de gran tamaño. Si las simulaciones fueran con flujo de potencia AC, posiblemente no sea factible realizar múltiples iteraciones que requiere Monte Carlo. Por lo tanto, el modelo desarrollado en esta tesis no permite representar el comportamiento de componentes como FACTS⁴ o HVDC⁵.

⁴ FACTS: *flexible alternating current transmission system*

⁵ HVDC: *high-voltage direct current*

CAPÍTULO 2 : MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

2.1 INTRODUCCIÓN SOBRE LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD

2.1.1 DEFINICIONES DE CONFIABILIDAD

En el contexto de la ingeniería de confiabilidad, se identifican diversas conceptualizaciones del término 'confiabilidad', de las cuales se destacan:

- Singh [6] indica que la confiabilidad se asocia comúnmente con la capacidad de un sistema para desempeñar su función prevista.
- Modarres [7] indica que la confiabilidad es la capacidad de un elemento para realizar con éxito una función prevista durante una misión. Cuanto más tiempo realice el elemento su función prevista, más confiable es.
- Trivedi [8] indica que la confiabilidad se define como la probabilidad de que un sistema realice una función requerida durante un intervalo de tiempo bajo condiciones determinadas.
- IEEE⁶ [9] indica que es la probabilidad de que un sistema realice sus funciones previstas sin fallos, dentro de los parámetros de diseño, bajo condiciones operativas específicas y durante un período de tiempo determinado.

⁶ IEEE: *Institute of Electrical and Electronics Engineers*. La IEEE es la organización profesional técnica más grande del mundo dedicada a avanzar en la tecnología para el beneficio de la humanidad.

También existen definiciones del término de confiabilidad en un contexto específico de sistemas eléctricos:

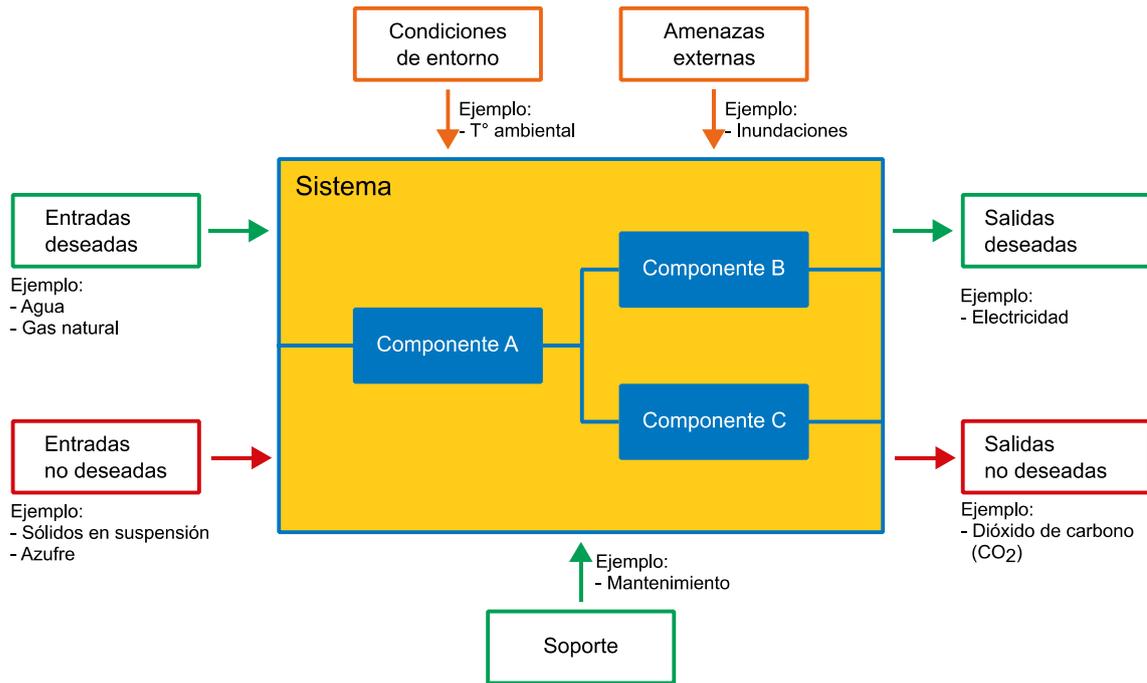
- NERC⁷ [10] indica que es la capacidad del sistema eléctrico para satisfacer la demanda eléctrica agregada y los requisitos de energía de los clientes finales en todo momento, teniendo en cuenta las interrupciones programadas y las interrupciones no programadas razonablemente esperadas de los elementos del sistema.
- Billinton [11] indica que la confiabilidad abarca aspectos de suficiencia y seguridad. Donde la suficiencia es la capacidad del sistema para cumplir con las demandas de carga a través de infraestructuras de generación, transmisión y distribución. Mientras que la seguridad es la capacidad del sistema para manejar y responder a perturbaciones dinámicas o transitorias.
- Tomasson [2] indica que es el grado en el cual el rendimiento de los elementos del sistema eléctrico resulta en la entrega de energía a los consumidores dentro de los estándares aceptados y en la cantidad deseada. El grado de confiabilidad puede medirse mediante la frecuencia, duración y magnitud de los efectos adversos en el servicio al consumidor.

2.1.2 LA CONFIABILIDAD Y LOS SISTEMAS DE INGENIERÍA

Se denomina sistema técnico de ingeniería a una composición de personal, procedimientos, materiales, herramientas, equipamiento, instalaciones y software [12]. Se considera que estos sistemas tienen una interfaz con personas. Las personas pueden realizar actividades de operación como controlar, monitorear, especificar funciones del sistema. Así también actividades de mantenimiento como limpiar, lubricar, testear y reparar el sistema. En la Figura 2.1 se muestra una representación esquemática de un sistema técnico de ingeniería. El sistema tiene entradas o requerimiento para realizar su función; y salidas o los resultados esperados. Así también, el sistema está sujeta a condiciones de entorno, soporte y amenazas externas para realizar sus funciones. Siendo así que la ingeniería de confiabilidad estudia la tasa de éxito en que un sistema puede realizar las funciones para la que fue diseñado.

⁷ NERC: *North American Electric Reliability Corporation*. NERC es una autoridad reguladora internacional sin fines de lucro cuya misión es asegurar la reducción efectiva y eficiente de los riesgos en la red eléctrica. NERC desarrolla y hace cumplir los estándares de confiabilidad; evalúa anualmente la confiabilidad estacional y de largo plazo; monitorea el sistema de generación y transmisión; y educa, capacita y certifica al personal de la industria. El área de responsabilidad de NERC abarca los Estados Unidos y Canadá

Figura 2.1. Sistema técnico de ingeniería.



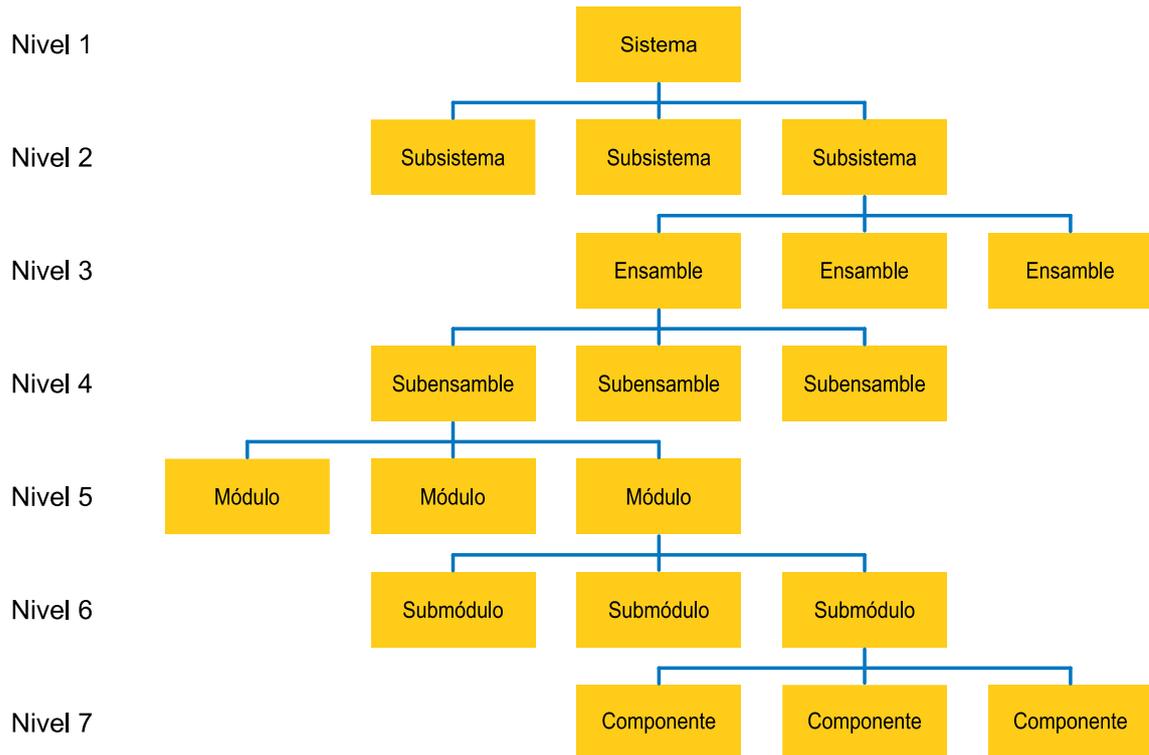
Fuente: Traducido del libro de Rausand [12].

En la Figura 2.2 se muestra como un sistema técnico de ingeniería puede ser desglosado en varios niveles. En este contexto, un sistema puede ser la interacción de varios componentes individuales, submódulos, módulos, subensambles, ensambles, y/o subsistemas. En términos prácticos un sistema puede ser una central eléctrica, planta petroquímica, un sistema informático, un servidor web, un centro de datos, una red telefónica, una red eléctrica inteligente, o un sistema de control de tráfico aéreo. Si bien un sistema técnico puede ser desglosado en varios niveles, desde un punto de vista teórico de ingeniería de confiabilidad el sistema se desglosa en componentes. El sistema técnico puede ser analizado desde dos puntos de vista: el enfoque estructural y el enfoque funcional [7], [12]. El enfoque estructural busca analizar la estructura física, por ejemplo, que componentes tiene una central hidroeléctrica. Mientras que el enfoque funcional el interés es conocer las funciones principales de arrancar, parar y/o regular la operación de esta central hidroeléctrica.

La perfección en sistemas técnicos de ingeniería es una meta idealista y económicamente inviable [7]. El concepto de diseño perfecto, definido como aquel que cumple con su función sin fallos en un tiempo preestablecido, es una perspectiva que no se alinea con la práctica ni con la viabilidad económica. Aunque se aspira a minimizar los fallos, el conocimiento completo de los modos de fallo y su predicción es generalmente incierto. Mas aún si se tiene en cuenta que cada componente de un sistema de ingeniería tiene modos de fallas diferentes. Esta incertidumbre se deriva de la comprensión incompleta de los mecanismos de fallo y sus interacciones en el diseño [7]. Convirtiendo el estudio de la confiabilidad en un problema probabilístico que permiten tomar decisiones. Comprender, modelar y

analizar la confiabilidad de un sistema técnico con el objetivo de identificar posibles debilidades y mejorar la capacidad para operar correctamente requiere la combinación armónica de diferentes disciplinas. Desde la ciencia de materiales, probabilidad y estadística, ingeniería de fabricación, la interacción hombre-máquina y la gestión de activos.

Figura 2.2. Desglose de un sistema técnico de ingeniería



Fuente: Traducido del libro de Rausand [12].

2.1.3 CUANTIFICACIÓN DE LA CONFIABILIDAD

Existe múltiples razones para cuantificar la confiabilidad, principalmente para gestionar el activo. La confiabilidad adquiere un significado más práctico cuando se cuantifica, permitiendo su análisis con otros factores como el costo. La cuantificación de la confiabilidad es fundamental en situaciones donde se arriesgan vidas o en aplicaciones comerciales, donde se busca un equilibrio entre la confiabilidad y el costo. Por tanto, la confiabilidad se considera no solo como una medida de rendimiento sino como una herramienta de decisión en el diseño de sistemas técnicos de ingeniería [6]. El cálculo de confiabilidad implica la consideración del sistema operando sin fallos en un periodo específico, lo que destaca la naturaleza probabilística de la confiabilidad. Esto subraya la importancia de la evidencia y el conocimiento de los eventos y procesos de fallo para determinar la confianza en la confiabilidad de un diseño [8].

Consideremos el ejemplo teórico planteado por Singh [6], en el que se requiere atender la demanda de un sistema eléctrico aislado. Este sistema eléctrico aislado tiene una demanda máxima de 500 MW. Consideremos que se plantean las siguientes alternativas que están disponibles para satisfacer esta carga:

- 5 generadores de 100 MW cada uno.
- 6 generadores de 100 MW cada uno.
- 12 generadores de 50 MW cada uno.

Para escoger adecuadamente la mejor alternativa surgirán preguntas como: ¿Cuál de estas alternativas tiene la mejor confiabilidad? ¿Cuál presenta la mejor relación beneficio-costos? ¿Qué alternativa facilita las operación y mantenimiento? Un poco de reflexión mostrará que no hay forma de responder a esta pregunta sin algunos datos adicionales sobre el comportamiento estocástico de estas unidades, las cuales tienen características de falla y reparación. En este caso el conjunto de generadores eléctricos será considerado como sistema técnico, mientras que cada generador será considerado como componente. Para analizar la confiabilidad del sistema es imperativo conocer la confiabilidad de cada componente. Después de obtener estos datos, se pueden construir modelos para cuantificar la confiabilidad para estas tres alternativas, y entonces las preguntas podrán ser respondida.

2.1.4 CONFIABILIDAD EN COMPONENTES

La definición más ampliamente aceptada de confiabilidad es la habilidad de un componente para operar bajo condiciones operativas designadas durante un período designado de tiempo o número de ciclos [7]. La habilidad de un componente puede ser designada a través de la probabilidad. El tratamiento

probabilístico de la confiabilidad de un componente según la definición anterior es planteado en la ecuación (2.1).

$$R(t) = \Pr(T \geq t | c_1, c_2, \dots) \quad (2.1)$$

Donde:

- t es el período designado de tiempo o número de ciclos para la operación del componente
- c_1, c_2, \dots son las condiciones designadas de operación.
- T es el tiempo hasta la falla; generalmente, T es una variable aleatoria
- $R(t)$ es la confiabilidad del componente en el tiempo o aplicación del ciclo t después de que la misión está completada

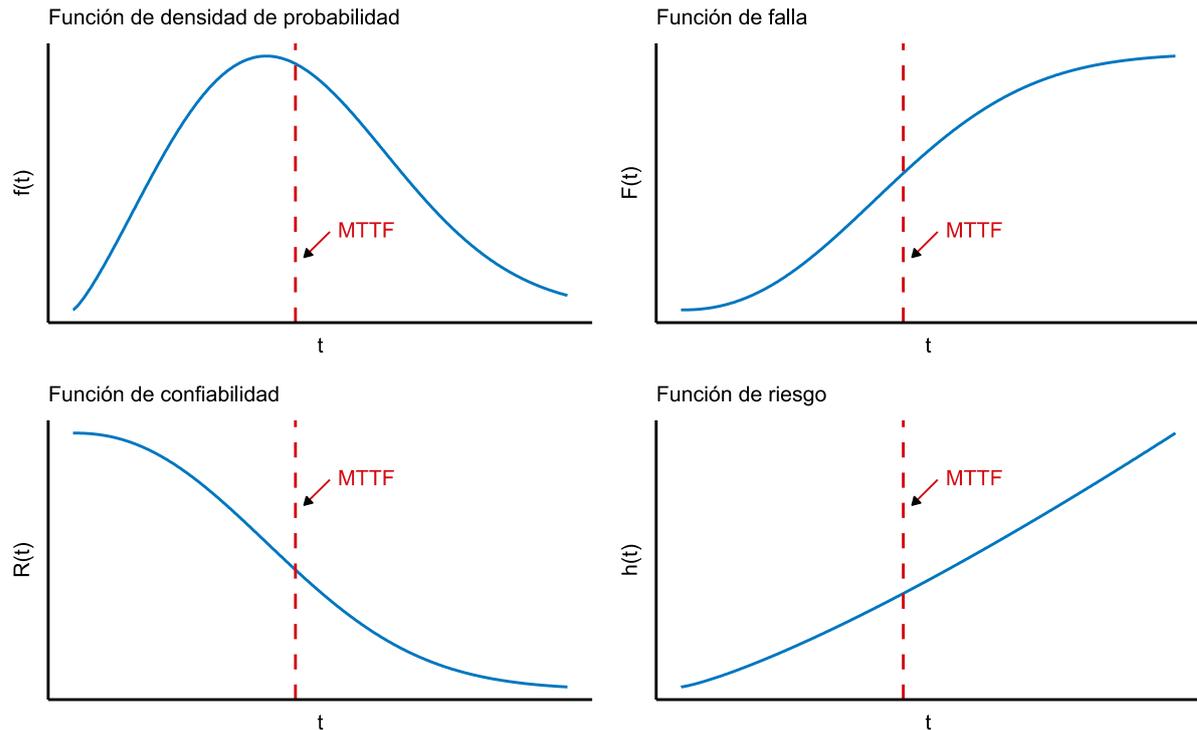
Las medidas básicas de confiabilidad pueden expresarse en términos de la función de densidad de probabilidad $f(t)$, la función de probabilidad de falla $F(t)$, la función de confiabilidad $R(t)$, y la función de riesgo $h(t)$. La función de densidad de probabilidad $f(t)$ denota una función de densidad de probabilidad que representa la variable aleatoria T . La probabilidad de falla $F(t)$ expresada en la ecuación (2.2) denota la probabilidad de que el elemento falle en algún momento hasta el tiempo t . Esta función también es conocida como la función de no confiabilidad. En contraste, se define la función de confiabilidad (también conocida como la función de supervivencia) en la ecuación (2.3). La función de riesgo $h(t)$ o tasa de falla es obtenida a través de la ecuación (2.4). El tiempo medio hasta la falla (MTTF), es el tiempo esperado durante el cual el elemento desempeñará su función con éxito (a veces llamado vida esperada), denotada en la ecuación (2.5). La Figura 2.3 muestra la representación gráfica de las funciones de confiabilidad.

$$F(t) = \Pr(T \leq t) = \int_0^t f(t) dt \quad \text{para } t > 0 \quad (2.2)$$

$$R(t) = 1 - F(t) = \int_t^{\infty} f(t) dt \quad (2.3)$$

$$h(t) = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (2.4)$$

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t) dt \quad (2.5)$$

Figura 2.3. Funciones de confiabilidad

2.1.5 CONFIABILIDAD EN SISTEMAS

La evaluación de la confiabilidad de un sistema basada en sus elementos básicos es uno de los aspectos más importantes del análisis de confiabilidad. Un sistema es una colección de componentes (subsistemas, ensambles, software, hardware, operadores humanos, etc.) cuya operación coordinada y correcta conduce al funcionamiento adecuado del sistema. La confiabilidad del sistema es el resultado de un gran número de características físicas, tecnológicas y estructurales del sistema, el impacto de las condiciones ambientales, los materiales con los que se construyen los componentes principales, las técnicas de ensamblaje, las condiciones operativas, la carga de trabajo, las interacciones con el operador humano, las políticas de asistencia técnica y mantenimiento. Es imperativo determinar la confiabilidad de los componentes individuales para determinar la confiabilidad del sistema en su conjunto [7]. Conocer la confiabilidad individual de cada componente permitirá modelar la relación entre varios componentes y así determinar la confiabilidad del sistema.

A lo largo de las diversas fases del proceso de diseño y fabricación de un sistema, es necesario responder estas preguntas con el menor grado posible de incertidumbre: ¿cómo el sistema operará en operación durante toda su vida útil? ¿cómo aparecerán los malfuncionamientos o fallas y con qué frecuencia? ¿cuánto durarán las interrupciones y cual serán sus consecuencias? ¿qué recursos se necesitarán para mantener el sistema en un estado de operación correcto? La evaluación cuantitativa de

estos atributos juega un papel crítico en la evaluación de la efectividad de las alternativas de diseño, la elección de materiales, selección de componentes apropiados. Es decir, el análisis de confiabilidad determina el éxito de un sistema durante su etapa de operación y mantenimiento.

Para evaluar cuantitativamente la confiabilidad de un sistema se tienen diferentes métodos. Los cuales son usualmente clasificados en métodos analíticos y métodos de simulación. Los métodos analíticos son considerados relativamente eficientes con la asunción de que los componentes son estadísticamente independientes [8]. Es decir, se considera que la falla de un componente no repercutirá en la falla de otro componente. Proporcionan una alta trazabilidad analítica, pero el poder de modelado es bajo para sistemas con una gran cantidad de componentes y cuando existe fallas dependientes. Los métodos analíticos frecuentemente empleados son: diagramas de bloques de confiabilidad, espacio de estados o tabla de verdades, árbol de fallas, árbol de eventos y diagrama lógico maestro [7]. En contraste, los métodos de simulación permiten modelar sistemas complejos, incluso considerando las dependencias estadísticas entre componentes, así como el comportamiento cronológico de la ocurrencia de fallas [8]. Por lo tanto, poseen un alto poder de modelado, pero menos trazabilidad analítica ya que sufren de la maldición de la dimensionalidad. En los métodos de simulación se tienen métodos como la simulación Monte Carlo.

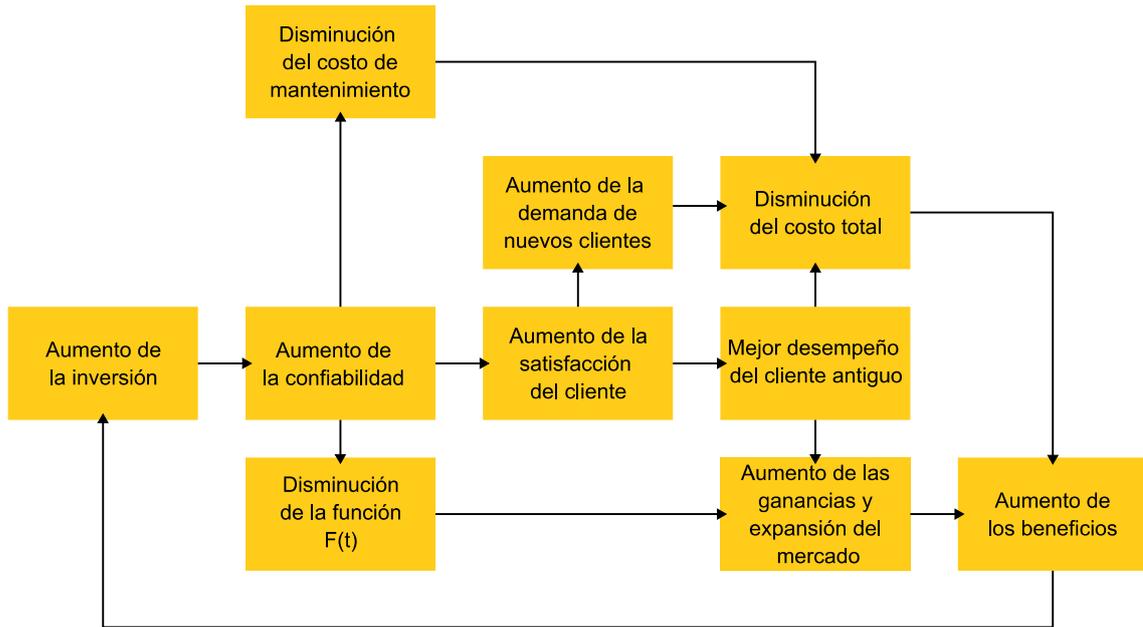
2.2 EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

2.2.1 LA COMPLEJIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El suministro confiable y económico de energía eléctrica representa un desafío multifacético, derivado de la intrincada naturaleza de los sistemas eléctricos de potencia. Estos sistemas, caracterizados por su amplia dispersión geográfica y complejas interconexiones, requieren un equilibrio meticuloso entre eficiencia operativa y confiabilidad [13]. La evolución histórica de estos sistemas ha enfatizado la importancia de incorporar redundancias, no solo para manejar fallos inesperados, sino también para facilitar el mantenimiento programado sin comprometer el suministro [11]. Sin embargo, estos esfuerzos se ven limitados por desafíos como la incapacidad de almacenar energía eléctrica de manera eficiente en grandes cantidades. Además, el comportamiento impredecible de los fallos en una parte del sistema puede tener repercusiones significativas a gran distancia, aumentando la complejidad de la gestión del sistema [11]. La necesidad de un suministro continuo se enfrenta a la realidad de eventos fortuitos y catastróficos, que pueden causar interrupciones desde menores hasta graves, afectando tanto a consumidores como a la sociedad en general [13]. Por tanto, la gestión eficiente de estos sistemas no solo requiere un enfoque técnico avanzado, sino también una comprensión profunda de sus interdependencias y vulnerabilidades.

En la planificación y operación de los sistemas eléctricos de potencia, los tomadores de decisión enfrentan decisiones complejas, centradas en equilibrar la confiabilidad y los costos del sistema eléctrico [13]. La Figura 2.4 muestra la relación entre la confiabilidad y los costos del sistema eléctrico. Las decisiones incluyen determinar el grado adecuado de inversión en infraestructura y tecnología, considerando cómo estas inversiones se reflejarán en la estructura tarifaria y la accesibilidad para los usuarios finales [14]. La necesidad de mantener un suministro continuo y confiable choca a menudo con las restricciones presupuestarias, lo que lleva a un dilema entre la sobreinversión, que puede incrementar los costos operativos, y la subinversión, que puede comprometer la confiabilidad del sistema [11]. Los criterios para tomar estas decisiones son complejos, involucrando no solo factores económicos, sino también las expectativas de los consumidores y las demandas del mercado [13]. Este equilibrio se ve aún más complicado por la naturaleza impredecible de los fallos y la necesidad de planificar para contingencias inesperadas. La toma de decisión, por lo tanto, requiere un análisis detallado de los patrones de demanda, las tendencias del mercado y los desarrollos tecnológicos. En última instancia, el objetivo es asegurar un suministro de energía que sea tanto confiable como asequible, en un contexto en el que las decisiones de hoy pueden tener implicaciones de largo plazo.

Figura 2.4. Confiabilidad y economía



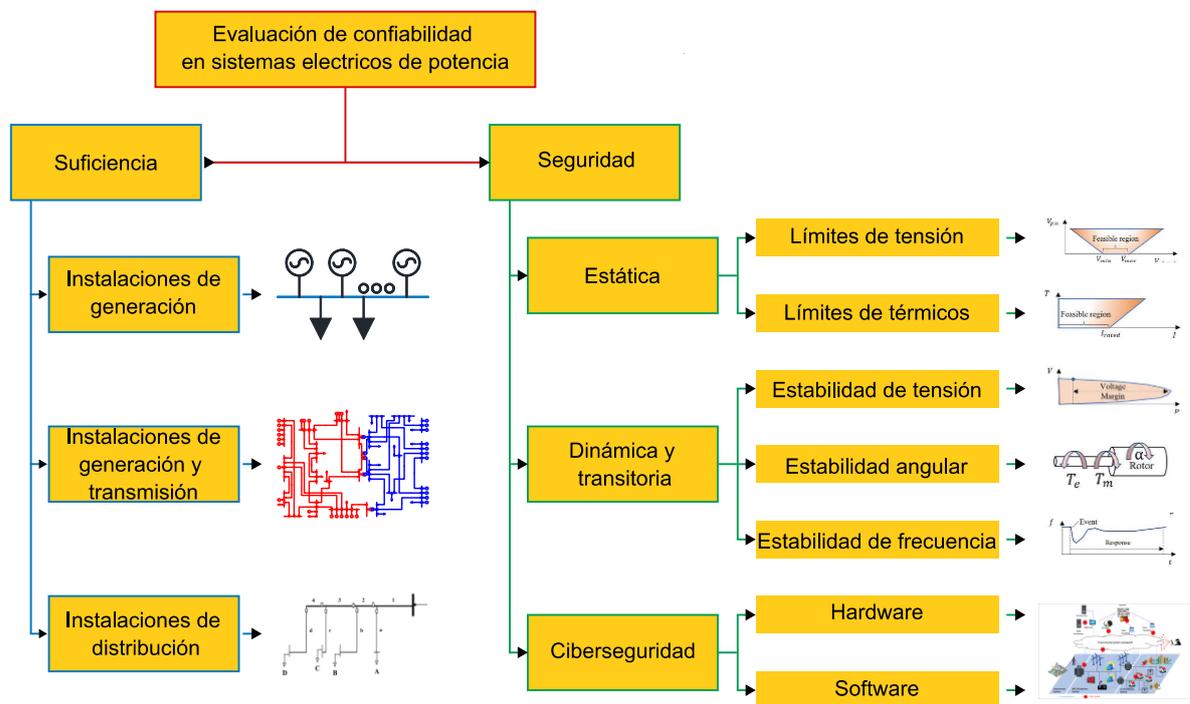
Fuente: Traducido del artículo de Zhou [14].

La transición hacia un enfoque probabilístico en el diseño y la operación de sistemas eléctricos de potencia ha sido un cambio paradigmático significativo [13]. Este enfoque reconoce y aborda la naturaleza estocástica de las demandas de los clientes y los fallos de los componentes, proporcionando una base más realista para la toma de decisiones [13]. Los métodos deterministas, aunque útiles en el pasado, han demostrado ser insuficientes para capturar la complejidad y la incertidumbre inherentes a los sistemas eléctricos de potencia modernos. Las evaluaciones probabilísticas permiten una mejor estimación de los riesgos y una planificación más efectiva, considerando la probabilidad y el impacto de diversos eventos [13]. Estos avances han sido posibles gracias a la mejora en las capacidades computacionales y la disponibilidad de extensas bases de datos de confiabilidad. Con una mejor comprensión de los análisis probabilísticos, los planificadores pueden desarrollar estrategias más adaptativas y confiables [13]. La implementación de estos enfoques no solo mejora la confiabilidad del suministro, sino que también optimiza las inversiones, asegurando que los recursos se utilicen de la manera más eficiente posible. Es decir, la adopción de métodos probabilísticos refleja un esfuerzo continuo por mejorar la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, adaptándose a los retos emergentes y a las necesidades cambiantes de la sociedad.

2.2.2 CONCEPTOS DE SUFICIENCIA Y SEGURIDAD

Las definiciones usualmente adoptadas del término ‘confiabilidad’ tiene un rango de significado muy amplio y no puede asociarse con una única definición específica. Usualmente se utiliza en un sentido orientado a que un componente o sistema cumpla la misión para la cual fue diseñada [11], [13]. De manera específica para la evaluación de la confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia, la confiabilidad puede dividirse en dos aspectos: de la suficiencia del sistema y la seguridad del sistema. En la Figura 2.5 se muestra esta clasificación de conceptos de suficiencia y seguridad. Es preciso recalcar que esta clasificación es para sistemas eléctricos, mas no para otros sistemas técnicos de ingeniería.

Figura 2.5. Suficiencia y seguridad en la evaluación de confiabilidad de sistemas eléctricos



Fuente: Elaborado en base al artículo de Alvarez [15] y libros de Billinton[11], [13].

En el ámbito de los sistemas eléctricos de potencia, la ‘suficiencia’ se define como la capacidad del sistema para cumplir con las demandas de carga a través de infraestructuras de generación y transmisión [13]. Este concepto abarca la presencia de instalaciones suficientes para garantizar un suministro ininterrumpido y efectivo de energía a los consumidores. La suficiencia se enfoca en condiciones estáticas del sistema, excluyendo aspectos dinámicos y perturbaciones transitorias (perspectiva de estabilidad) [13]. Es fundamental para asegurar la continuidad del suministro energético, su evaluación se convierte en un pilar en la planificación y diseño de sistemas de potencia. La suficiencia permite que los planificadores y operadores del sistema puedan prever y mitigar riesgos asociados con la escasez de recursos o la incapacidad de satisfacer la demanda pico [11]. Este enfoque permite una

gestión más eficiente del suministro de energía, asegurando que las necesidades energéticas de los usuarios se cumplan de manera confiable y sostenible.

La ‘seguridad’ en los sistemas eléctricos de potencia se relaciona con la capacidad del sistema para manejar y responder a perturbaciones dinámicas o transitorias, como las que resultan de la pérdida abrupta de infraestructuras de generación o transmisión [13]. Esta capacidad es crucial para mantener la estabilidad y evitar interrupciones del servicio en situaciones de emergencia. A diferencia de la suficiencia, que se enfoca en condiciones estáticas, la seguridad requiere un análisis dinámico y en tiempo real del comportamiento del sistema. Sin embargo, la evaluación de la seguridad es más desafiante debido a la complejidad de modelar y predecir respuestas a eventos inesperados [13]. Los esfuerzos actuales para mejorar esta evaluación son limitados, pero fundamentales para la integridad y resiliencia a largo plazo del sistema de potencia. Comprender y mejorar la seguridad es esencial para prevenir fallos catastróficos y asegurar la operación continua del sistema bajo condiciones adversas.

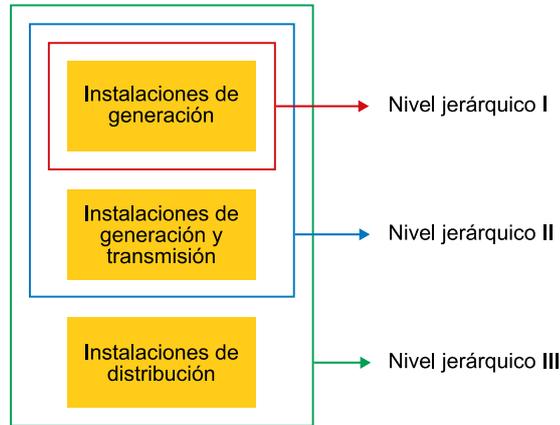
La confiabilidad en los sistemas de transmisión de potencia requiere una comprensión detallada de la interdependencia entre la suficiencia y la seguridad [11]. Aunque estos conceptos se evalúan por separado, su relación es fundamental para el funcionamiento integral y eficiente del sistema. La suficiencia asegura que existan suficientes recursos para satisfacer la demanda bajo condiciones normales, mientras que la seguridad se centra en la capacidad de respuesta del sistema ante eventos inesperados [11]. Esta diferenciación conceptual es más una herramienta analítica que una división práctica, ya que ambos aspectos contribuyen a la robustez general del sistema. El reconocimiento de esta interdependencia es crucial para la planificación y operación eficaces de los sistemas de potencia, ya que permite una mejor preparación y adaptación a diversas situaciones [11]. Los estados del sistema, como alerta o emergencia, se definen a través de esta lente dual, proporcionando un marco para evaluar y mejorar la confiabilidad del sistema de manera holística. La gestión de la confiabilidad, por lo tanto, implica no solo la evaluación continua de la suficiencia y la seguridad, sino también la implementación de estrategias que refuercen su interconexión y complementariedad.

2.2.3 ZONAS FUNCIONALES Y NIVELES JERÁRQUICOS

La evaluación de la suficiencia en sistemas de potencia se realiza mediante la clasificación de técnicas específicas aplicables a las distintas zonas funcionales: generación, transmisión y distribución [4], [11], [13], [15]. Esta división permite un análisis detallado y focalizado, reflejando la estructura organizativa y operativa de la mayoría de las utilidades. Los niveles jerárquicos establecidos combinan estas zonas funcionales para proporcionar un marco integral de evaluación [13]. La Figura 2.6 muestra la clasificación de la evaluación de confiabilidad en tres niveles jerárquicos. El primer nivel se centra exclusivamente en la generación, mientras que los niveles superiores incorporan progresivamente la

transmisión y la distribución [13]. Esta estratificación en la evaluación de la suficiencia facilita una comprensión más profunda y un manejo efectivo de los distintos componentes del sistema eléctrico de potencia.

Figura 2.6. Niveles jerárquicos en la evaluación de confiabilidad



Fuente: Elaborado en base a libros de Billinton[11], [13]

En el análisis de los sistemas eléctricos de potencia, frecuentemente se realizan estudios en subconjuntos específicos para comprender mejor las dinámicas particulares y posibles cambios en la configuración o topología [13]. Estos estudios, que a menudo se centran en subestaciones de transmisión y distribución, son cruciales para evaluar el impacto de los componentes individuales y las zonas funcionales en la fiabilidad del sistema [13]. Dada la complejidad y el tamaño de los sistemas de potencia modernos, es impracticable y poco eficiente intentar analizarlos como una única entidad; por lo tanto, se prefiere dividirlos en subsistemas manejables [11]. En los sistemas eléctricos a gran escala, limitar el área de estudio a componentes principales proporciona resultados de mayor utilidad. Ya que las analizar sistemas eléctricos locales pueden tener un impacto significativo a nivel local, pero de menor utilidad en la toma de decisiones. Esta aproximación permite una evaluación más precisa y relevante de la confiabilidad [13].

Debido al tamaño y la complejidad de los sistemas de potencia, el análisis de confiabilidad de un 'sistema eléctrico de potencia entero' nunca se evalúa, sino que se pueden realizar una serie de estudios secuenciales [6]. Las zonas funcionales de interés son evaluadas y se determinan índices apropiados para ajustarse al alcance de la aplicación. Por ejemplo, si se requiere evaluar la confiabilidad de servicio en un punto de carga particular, se realiza un análisis del sistema interconectado para determinar la confiabilidad del servicio en la subestación de distribución que sirve a ese punto de carga, luego se realiza una evaluación de la distribución para ese punto de distribución, y los resultados se combinan para determinar el índice de punto de carga requerido.

De acuerdo con la perspectiva de autores como Billinton [11], [13] y Singh [6], los estudios de confiabilidad del sistema de potencia suelen enfocarse en una de las siguientes zonas funcionales del sistema:

1. **Sistema de generación:** Se agrupan todas las fuentes de generación y las cargas para evaluar la confiabilidad de la capacidad de generación total del sistema [6], [11]. Este análisis abarca estudios tanto de planificación como operacionales, proporcionando una comprensión integral de la capacidad del sistema de generación para satisfacer eficientemente la demanda total.
2. **Sistema interconectado o sistema de multiárea:** En estos estudios, se consideran las interconexiones sin enfocarse en el flujo de energía dentro del sistema [11]. Estos análisis son esenciales para comprender cómo las interconexiones entre diferentes áreas del sistema afectan la confiabilidad general, permitiendo una gestión más efectiva y coordinada del suministro de energía a través de múltiples áreas.
3. **Sistema de generación y transmisión:** En este tipo de estudios se modela la red de transmisión con mayor detalle. Se evalúa de manera integrada la generación y transmisión [11]. Permite considerar las restricciones de transporte de energía eléctrica en la confiabilidad de suministro eléctrico.
4. **Sistema de distribución:** La evaluación de la confiabilidad en las redes de distribución se enfoca en la capacidad de estas redes para satisfacer las demandas de carga locales [11]. Este análisis considera la integridad y eficiencia de la red de distribución en su habilidad para entregar energía a los puntos finales de consumo.
5. **Subestaciones:** Estas áreas a menudo se analizan por separado en lugar de tratarlas como sistemas completos en la evaluación de la confiabilidad de la red. Esto crea componentes equivalentes, cuyos índices se pueden usar como medidas del desempeño de la subestación en sí o como entrada para evaluar la confiabilidad del sistema de transmisión o distribución [11].
6. **Sistemas de protección:** Este tipo de estudio evalúa la confiabilidad de los sistemas de protección y el efecto de sus fallos en el sistema de potencia [6]. Los índices pueden usarse para representar estos sistemas como componentes equivalentes en la evaluación de la confiabilidad de la red (transmisión y distribución) [11].
7. **Sistemas industriales y comerciales:** Este tipo de estudio se enfoca en determinar medios para mejorar la confiabilidad y mantener el servicio en sistemas industriales y comerciales [6].

2.2.4 DATOS Y ESTADÍSTICA DE FALLAS

Cualquier discusión sobre la evaluación cuantitativa de la confiabilidad conduce inevitablemente a un debate sobre los datos disponibles y los datos necesarios para respaldar dichos estudios. Los datos válidos y útiles son costosos de recopilar, pero debe reconocerse que a largo plazo

será aún más costoso no recogerlos [13]. Las fallas de componentes, plantas y sistemas ocurren aleatoriamente; la frecuencia, duración e impacto de las fallas varían de un año a otro [11]. A veces se discute qué debe venir primero: los datos de confiabilidad o la metodología de confiabilidad. Algunas empresas de servicios no recopilan datos porque no han determinado completamente una metodología de confiabilidad adecuada. Por el contrario, no realizan estudios de confiabilidad porque no tienen datos. Debe recordarse que la recolección de datos y la evaluación de la confiabilidad deben evolucionar juntas y que el proceso es, por lo tanto, iterativo [13].

En términos conceptuales, los datos pueden recopilarse por dos razones fundamentales: la evaluación del desempeño pasado y/o la predicción del desempeño futuro del sistema. La evaluación del pasado mira hacia atrás al comportamiento pasado del sistema, mientras que los procedimientos predictivos miran hacia adelante al comportamiento futuro del sistema. Para predecir, sin embargo, es esencial transformar la experiencia pasada en modelos adecuados para la predicción futura. Por lo tanto, la recolección de datos adecuados es esencial ya que constituyen la entrada a los modelos, técnicas y ecuaciones de confiabilidad relevantes. La recolección adecuada de datos es valiosa porque:

1. Permite identificar áreas débiles que necesitan refuerzo o modificaciones
2. Establecen tendencias cronológicas en el rendimiento de confiabilidad
3. Permiten establecer índices de confiabilidad que sirven para tomar decisiones
4. Permiten comparar predicciones previas con la experiencia operativa real
5. Monitorean la respuesta a los cambios en el diseño del sistema.

La calidad de los datos y los índices evaluados dependen de dos factores importantes: la confianza y la relevancia. La calidad de los datos, y la confianza que se puede depositar en ellos, dependen claramente de la precisión y la completitud de la información compilada por el personal de operación y mantenimiento. Por lo tanto, es esencial que estén plenamente conscientes del uso futuro de los datos y la importancia que jugarán en el futuro desarrollo del sistema. La calidad de los índices estadísticos también depende de cómo se procesan los datos, cuánta agregación se realiza y la antigüedad de los datos actualmente almacenados.

2.2.5 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

La confiabilidad del sistema de potencia engloba tanto la capacidad de satisfacer la demanda de carga como la operación segura del sistema, evitando la sobrecarga de sus componentes [6]. Se puede asumir que las fallas que ocurren aleatoriamente en el pasado también ocurrirán aleatoriamente en el futuro y, por lo tanto, el sistema se comporta probabilísticamente, o más precisamente, estocásticamente [11]. Para evaluar esta confiabilidad, se utilizan índices predictivos y empíricos. Los índices predictivos

se basan en la fiabilidad de componentes y su interacción prevista. Mientras que los índices empíricos son derivados de la observación directa y datos recopilados [6]. Las medidas predichas que se pueden comparar con las medidas o índices de rendimiento pasados también pueden ser extremadamente beneficiosas al comparar la historia pasada con el futuro predicho. Estas medidas solo pueden predecirse utilizando técnicas probabilísticas y los intentos de hacerlo utilizando enfoques deterministas son ilusorios.

Los índices de confiabilidad del sistema de potencia ya sean predictivos o empíricos, juegan un rol crucial en la evaluación de la operatividad y seguridad del sistema [6]. Los índices predictivos se determinan a partir de la confiabilidad de los componentes individuales y su configuración en el sistema. Mientras que los empíricos se basan en datos recopilados directamente como por ejemplo la cantidad de fallas [6]. Estos índices a menudo representan valores esperados de variables aleatorias y reflejan diversos factores como la disponibilidad, capacidad de los componentes, y las condiciones operativas [13]. Estos valores esperados proporcionan indicadores significativos de la confiabilidad, aunque no son parámetros deterministas, sino promedios a largo plazo de los fenómenos estudiados [13].

Singh [6] clasifica los índices de confiabilidad en las siguientes categorías:

1. **Índices de probabilidad:** Estos índices incluyen la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) y expectativa de pérdida de carga (LOLE). Los índices LOLE indica las horas esperadas durante un año en que el sistema esté fuera de servicio o puede experimentar fallas de servicio.
2. **Índices de frecuencia:** Estos índices indican la frecuencia y la duración de los eventos de confiabilidad. Ejemplos incluyen la frecuencia de pérdida de carga (LOLF, expresada en fallas por año) y el tiempo medio entre fallas (MTBF, expresado en horas).
3. **Índices de severidad:** Estos índices transmiten la severidad de los eventos de confiabilidad. Ejemplos incluyen la energía esperada no suministrada (EPNS, expresada en MW por año) y la energía esperada no suministrada (EENS, expresada en MWh por año).

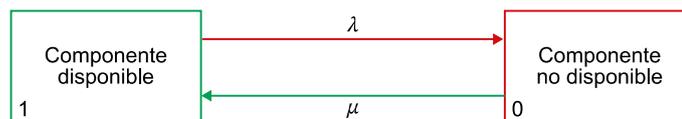
2.3 EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Las instalaciones de transmisión deben ser capaces de mantener niveles de tensión adecuados y estabilidad del sistema, lo que implica consideraciones tanto estáticas como dinámicas en su evaluación [11]. La importancia es determinar la capacidad de generación necesaria para satisfacer los requisitos de carga y el desarrollo de una red de transmisión adecuada [11]. La evaluación de confiabilidad del sistema compuesto de generación y transmisión se centra en la capacidad de suministrar energía eléctrica de manera adecuada a los centros de carga principales, integrando las limitaciones de transmisión y considerando la ubicación dispersa de la generación [6], [11]. En este tipo de evaluación, se emplean dos enfoques principales: el análisis analítico y la simulación Monte Carlo, cada uno con sus propios desarrollos y aplicaciones [13]. La tarea involucra análisis complejos de sistemas y consideraciones prácticas en la selección de estados operativos del sistema, incluyendo flujo de potencia, contingencias y programación de la generación [13].

2.3.1 PROCESOS DE MÁRKOV

La evaluación de la confiabilidad de un sistema está basada en la confiabilidad de sus componentes y la interacción de estos componentes. Es decir, para se tiene que considerar los conceptos de disponibilidad e indisponibilidad [6], [11] para los componentes (unidades de generación y líneas de transmisión). En la Figura 2.7 se muestra el modelo de dos estados, el estado de disponibilidad y el de no disponibilidad. Esta es una representación simplificada de la operación de las unidades de generación y transmisión. Como se indicó las ecuaciones (2.2) a (2.5) permiten modelar las funciones de confiabilidad de un componente. Una consideración ampliamente usada en sistemas eléctricos es emplear la distribución exponencial para modelar la función de densidad en la etapa de vida útil del componente. Bajo esta consideración las funciones de confiabilidad de un componente de generación o transmisión estaría representado por las ecuaciones (2.6) a (2.10). Donde el parámetro λ representa la tasa de falla o tasa de transición de estado disponible a estado no disponible. De forma similar para el caso inverso se definirá una tasa de reparación μ .

Figura 2.7. Modelo de dos estados para un componente de generación o transmisión



Fuente: Traducido de los libros de Billinton[11], [13] y Singh [6]

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (2.6)$$

$$F(t) = \int_0^t f(t) dt = 1 - e^{-\lambda t} \quad (2.7)$$

$$R(t) = 1 - F(t) = e^{-\lambda t} \quad (2.8)$$

$$h(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \lambda \quad (2.9)$$

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t) dt = \frac{1}{\lambda} \quad (2.10)$$

Las ecuaciones (2.11) y (2.12) explican el cálculo de la disponibilidad y no disponibilidad a partir de las tasas de falla y reparación. Es preciso mencionar que estas ecuaciones solo son válidas cuando el comportamiento de los componentes sigue la distribución exponencial. Este modelo es directamente aplicable a una unidad generadora que se encuentra ya sea en operación o fuera de servicio por una salida forzada. En el caso de equipos generadores con ciclos de operación relativamente largos, la no disponibilidad es un estimador adecuado de la probabilidad de que la unidad bajo condiciones similares no estará disponible para el servicio en el futuro. Sin embargo, la fórmula no proporciona un estimado adecuado cuando el ciclo de demanda es relativamente corto como en el caso de una unidad operativa de horas punta o intermitente. El modelo de dos estados es replicable para las unidades de transmisión.

$$\text{Disponibilidad} = A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \quad (2.11)$$

$$\text{No disponibilidad} = FOR = U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} \quad (2.12)$$

Donde:

- λ = tasa de falla
- μ = tasa de reparación
- MTTF = tiempo medio hasta la falla (abreviatura de *Mean Time To Failure*)
- MTTR = tiempo medio de reparación (abreviatura de *Mean Time To Repair*)
- FOR = tasa de interrupción forzada (abreviatura de *Forced Outage Rate*)

Consideremos el ejemplo planteado por Billinton [11], en donde se tiene un sistema de generación y transmisión. En la Figura 2.8 se muestra el diagrama unifilar de este sistema, se aprecia que se tiene 6 unidades de generación y dos líneas de transmisión. Mientras que en Tabla 2.1 se muestra los datos de este sistema, datos correspondientes a capacidad y características de confiabilidad de cada componente. Para este ejemplo, el sistema de generación y transmisión está compuesto de 8 componentes. Si cada componente tiene dos estados (disponible y no disponible), entonces hay 2^n estados en el sistema. Es decir, este sistema tendrá 256 estados posibles. El conjunto de estados posibles del sistema también es conocido como espacio de estados. En la Figura 2.9 se muestra una representación gráfica del espacio de estados del sistema.

Figura 2.8. Ejemplo de un sistema de generación y transmisión

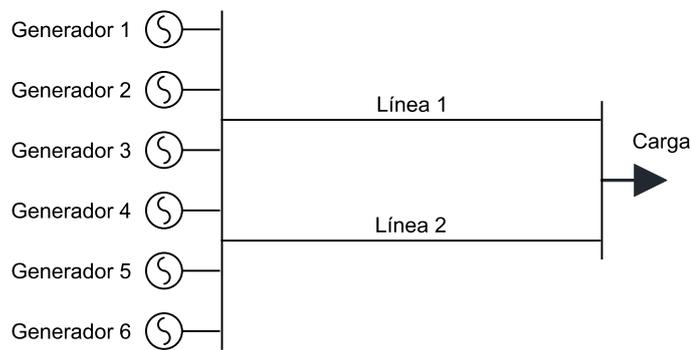
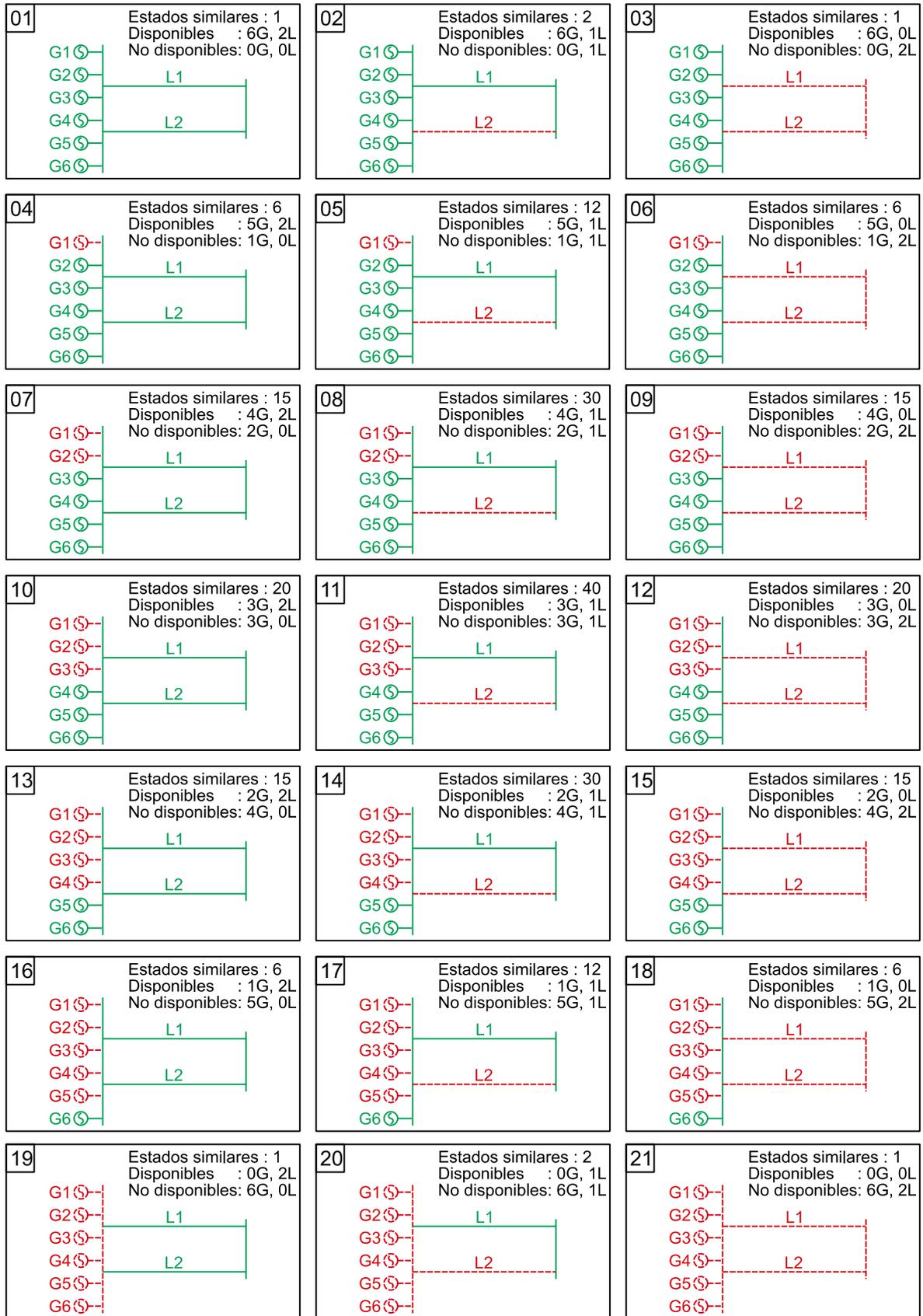


Tabla 2.1. Datos del ejemplo de sistema de generación y transmisión

Componente	Capacidad (MW)	Tasa de falla λ (fallas/año)	Tasa de reparación μ (rep./año)	Disponibilidad	No disponibilidad
G1	40	3.65	178.85	0.98000	0.02000
G2	40	3.65	178.85	0.98000	0.02000
G3	40	3.65	178.85	0.98000	0.02000
G4	40	3.65	178.85	0.98000	0.02000
G5	40	3.65	178.85	0.98000	0.02000
G6	40	3.65	178.85	0.98000	0.02000
L1	160	0.50	1168.00	0.99957	0.00043
L2	160	0.50	1168.00	0.99957	0.00043

Figura 2.9. Ejemplo de espacio de estados de un sistema de generación y transmisión



2.3.2 FLUJO DE POTENCIA

Singh [6] indica que, en la evaluación de confiabilidad con red de transmisión, el modelo de flujo de potencia es un tema importante. El flujo de potencia permite calcular la potencia no suministrada para una determinada combinación de estados de los componentes del sistema de generación y transmisión. Los siguientes modelos de flujo de potencia son empleados para este propósito:

1. El modelo de flujo de potencia en corriente alterna (AC) utiliza el conjunto completo de ecuaciones AC no lineales de flujo de potencia o las ecuaciones linealizadas P- δ , Q-V y las restricciones de capacidad de las líneas.
2. El modelo de flujo de potencia en corriente continua (DC) utiliza las ecuaciones linealizadas P- δ , reconociendo solo las susceptancias de las líneas de interconexión y las restricciones de capacidad de estas.
3. El modelo de flujo de capacidad, conocido alternativamente como el modelo de transporte, solo utiliza las ecuaciones de balance y las restricciones de capacidad de las líneas de transmisión.

2.3.2.1 Flujo de potencia AC

La formulación del problema clásico de flujo de potencia en corriente alterna requiere considerar cuatro variables en cada nodo i del sistema eléctrico. Estas variables son:

- P_i : Inyección neta de potencia activa
- Q_i : Inyección neta de potencia reactiva
- V_i : Magnitud de tensión
- θ_i : Ángulo de tensión

Las inyecciones de potencia activa y reactiva se calculan de la siguiente manera:

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} \quad (2.13)$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} \quad (2.14)$$

Donde P_{Gi} y Q_{Gi} son las generaciones de potencia activa y reactiva en el nodo i , respectivamente. Mientras que P_{Di} y Q_{Di} son las demandas de potencia activa y reactiva en este nodo, respectivamente. Basado en la aplicación de las leyes de Kirchoff a cada nodo se cumple las ecuaciones (2.15) y (2.16).

$$\mathbf{I} = \mathbf{YV} \quad (2.15)$$

$$I_i = \frac{(P_i - jQ_i)}{|V_i|} e^{j\theta_i} \quad (2.16)$$

Donde:

- \mathbf{I} : Vector de corrientes inyectadas en los nodos.
- \mathbf{Y} : Matriz de admitancia nodal del sistema.
- \mathbf{V} : Vector de tensiones en los nodos.
- I_i : Corriente inyectada en el nodo i .

\mathbf{I} , \mathbf{Y} , y \mathbf{V} son complejos. $V_i = |V_i|e^{j\theta_i}$ es el i -ésimo elemento del vector \mathbf{V} . La matriz \mathbf{Y} es simétrica. El elemento diagonal Y_{ii} (autoadmitancia del nodo i) contiene la suma de las admitancias de todas las ramas conectadas al nodo i . El elemento fuera de la diagonal Y_{ij} (admitancia mutua) es igual a la suma negativa de las admitancias entre los nodos i y j . $Y_{ij} = |Y_{ij}|e^{j\delta_{ij}} = G_{ij} + jB_{ij}$ se encuentra en la i -ésima fila y la j -ésima columna de la matriz \mathbf{Y} . G y B son llamados posteriormente conductancia y susceptancia, respectivamente. Utilizando la ecuación (2.16) para reemplazar \mathbf{I} en (2.15) resulta en las ecuaciones (2.17) y (2.18). Donde N es el número de nodos del sistema.

$$P_i = \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\theta_i - \theta_j - \delta_{ij}) \quad (2.17)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\theta_i - \theta_j - \delta_{ij}) \quad (2.18)$$

Para resolver las ecuaciones de flujo de potencia, dos de cuatro variables deben ser conocidas previamente en cada nodo. Esta formulación resulta en un sistema de ecuaciones no lineales que requiere métodos de solución iterativos. En esta formulación de flujo de potencia en corriente alterna la convergencia no está garantizada.

2.3.2.2 Flujo de potencia DC

El modelo de flujo de potencia en corriente continua (DC) considera solo el cálculo del flujo de potencia activa. Este método es no iterativo y absolutamente convergente pero menos preciso que las soluciones de flujo de potencia en AC. Este modelo es una versión linealizada de las ecuaciones de flujo de potencia a través de estas suposiciones:

- Las resistencias de línea (pérdidas de potencia activa) son despreciables, es decir $R \ll X$.
- Se asume que las diferencias de ángulo de tensión son pequeñas.
- Las magnitudes de las tensiones de los nodos se establecen en 1.0 por unidad (perfil de tensión plano).
- Los ajustes de los transformadores se ignoran.

Basándose en las suposiciones anteriores, los ángulos de tensión y las inyecciones de potencia activa son las variables del modelo de flujo de potencia DC. Las inyecciones de potencia activa se conocen de antemano. Por lo tanto, para cada nodo i en el sistema, la ecuación (2.17) se convierte en la ecuación (2.19).

$$P_i = \sum_{j=1}^N B_{ij}(\theta_i - \theta_j) \quad (2.19)$$

En el cual B_{ij} es el recíproco de la reactancia entre el nodo i y el nodo j . Como se mencionó anteriormente, B_{ij} es la parte imaginaria de Y_{ij} . Como resultado, el flujo de potencia activa a través de la línea de transmisión i , entre los nodos s y r , puede calcularse a partir de la ecuación (2.19). Resultado la ecuación (2.20), en donde X_{Li} es la reactancia de la línea i .

$$P_{Li} = \frac{1}{X_{Li}}(\theta_s - \theta_r) \quad (2.20)$$

Las ecuaciones de flujo de potencia en corriente continua en la forma matricial y la matriz correspondiente para los flujos a través de las ramas están representadas en las ecuaciones (2.21) y (2.22).

$$\theta = [\mathbf{B}]^{-1}\mathbf{P} \quad (2.21)$$

$$\mathbf{P}_L = (\mathbf{b} \times \mathbf{A})\theta \quad (2.22)$$

Donde:

- θ : Vector de ángulos de tensión
- \mathbf{B} : Matriz de admitancia con $R = 0$
- \mathbf{P} : Vector de inyecciones de potencia activa
- \mathbf{P}_L : Vector de flujos en las ramas
- \mathbf{b} : Matriz en donde b_{kk} es igual a la susceptancia de la línea k y los elementos no diagonales son cero)
- \mathbf{A} : Matriz de incidencia de nodo-rama

Cada elemento diagonal de \mathbf{B} (es decir, B_{ii}) es la suma del recíproco de las reactancias conectadas al nodo i . El elemento fuera de la diagonal (es decir, B_{ij}) es la suma negativa del recíproco de las reactancias de las líneas entre el nodo i y el nodo j . \mathbf{A} es una matriz de conexión en la cual a_{ij} es 1, si una línea existe desde el nodo i hasta el nodo j ; de lo contrario cero. Además, para los nodos de inicio y fin, los elementos son -1 y 1 , respectivamente.

2.3.3 MÉTODOS PARA EVALUAR LA CONFIABILIDAD

Los índices de confiabilidad del sistema de potencia se pueden calcular utilizando una variedad de métodos. Los dos enfoques principales son los métodos analíticos y de simulación [11]. Anteriormente la gran mayoría de técnicas han sido basadas en métodos analíticos y las técnicas de simulación han tenido un papel menor en aplicaciones especializadas [13]. La principal razón de esto es porque los métodos de simulación generalmente requieren grandes cantidades de tiempo de computación. Mientras los modelos analíticos y las técnicas han sido suficientes para proporcionar a los planificadores y diseñadores los resultados necesarios para tomar decisiones objetivas. El desarrollo tecnológico conlleva al incremento de poder computacional, lo cual incrementa la viabilidad de usar métodos de simulación. El interés creciente se muestra en modelar el comportamiento del sistema de manera más comprensiva y en evaluar un conjunto de índices de confiabilidad del sistema más informativo.

Las técnicas analíticas representan el sistema mediante un modelo matemático y evalúan los índices de confiabilidad a partir de este modelo utilizando soluciones numéricas directas. Generalmente proporcionan índices de expectación en un tiempo de cómputo relativamente corto. Desafortunadamente, a menudo se requieren suposiciones para simplificar el problema y producir un modelo analítico del sistema. Esto es particularmente el caso cuando sistemas complejos y procedimientos operativos complejos tienen que ser modelados. El análisis resultante puede, por lo tanto, perder algo o mucho de su significado.

Los métodos de simulación estiman los índices de confiabilidad simulando el proceso real y el comportamiento aleatorio del sistema. Por lo tanto, el método trata el problema como una serie de posibles experiencias reales. Las técnicas de simulación consideran casi todos los aspectos y contingencias inherentes a la planificación, diseño y operación de un sistema de potencia. Estos incluyen eventos de probabilidad como apagones y reparaciones de emergencia representados por distribuciones generales, dependencia de eventos y comportamiento de componentes, variaciones de carga, variaciones en los recursos de energía como las que ocurren con las energías renovables, así como todos los diferentes tipos de políticas operativas. Si el sistema operativo se simula durante un largo período de tiempo, es posible estudiar el comportamiento del sistema y obtener una imagen clara del tipo de deficiencias que el sistema puede sufrir. Esta información registrada permite que los valores esperados de los índices de confiabilidad junto con sus distribuciones de frecuencia sean evaluados. Esta información comprensiva proporciona una descripción muy detallada, y por lo tanto entendimiento, de la confiabilidad del sistema.

2.3.4 MÉTODO ANALÍTICO

Para determinar la confiabilidad del sistema conjunto de generación y transmisión mediante el método analítico se parte del análisis de probabilidad condicional. Si consideramos que un sistema tiene n componentes, y cada componente sigue un proceso de Márkov de dos estados (disponible y no disponible), entonces el estado de disponibilidad del sistema dependerá de la interacción de sus componentes. Entonces la probabilidad del evento A asociado al sistema estará asociado al conjunto de eventos de sus componentes (B_i). Si la ocurrencia de un evento A depende de varios eventos B_1, B_2, \dots, B_n que son mutuamente excluyentes, entonces la probabilidad de A se puede expresar mediante la ecuación (2.23) [11]. Donde $P(A)$ es la probabilidad del evento A del sistema; $P(A|B_i)$ es la probabilidad condicional de que A ocurra dado que el evento B_i ha ocurrido; $P(B_i)$ es la probabilidad de que ocurra el evento B_i .

$$P(A) = \sum_{i=1}^n P(A|B_i)P(B_i) \quad (2.23)$$

El modelo analítico requiere la formulación de un espacio de estados o también conocido como tabla de verdades. Esta tabla es útil para determinar probabilidades de ocurrencia cada estado operativo del sistema. Se emplea cuando los componentes son independientes entre sí o de eventos mutuamente excluyentes. Es decir, la probabilidad de falla de un componente no afecta a otro. Si cada componente tiene dos estados (disponible y no disponible), entonces hay 2^n estados en el sistema. La probabilidad de ocurrencia de cada estado $P(B_i)$, la probabilidad de falla Q_k en un nodo k , y la frecuencia de

ocurrencia de falla F_k en un nodo k se determinará de acuerdo con las ecuaciones (2.24), (2.25) y (2.26) respectivamente. Donde n es la cantidad de componentes; B_i es un evento del sistema; P_j es la probabilidad de ocurrencia del componente j en el evento B_i ; P_{li} es la probabilidad de que la demanda en el nodo k exceda la capacidad máxima que puede suministrarse a ese nodo; y $F(B_i)$ es la frecuencia de ocurrencia del evento B_i .

$$P(B_i) = \prod_{j \in n} P_j \quad (2.24)$$

$$Q_k = \sum_i [P(B_i)P_{li}] \quad (2.25)$$

$$F_k = \sum_i [F(B_i)P_{li}] \quad (2.26)$$

Consideremos el ejemplo planteado por Billinton [11] mostrado en la Figura 2.8 y con los datos de la Tabla 2.1. Adicionalmente una demanda máxima de 180 MW, representada por una curva de duración lineal donde la demanda mínima sea el 70% de la demanda máxima. El modelo de capacidad de generación se muestra en la Tabla 2.2, y el modelo de capacidad de transmisión en la Tabla 2.3. De manera similar en la Tabla 2.4 se muestran el modelo de capacidad del sistema conjunto de generación y transmisión. Es preciso mencionar que los estados de esta tabla guardan relación con los estados mostrados en la Figura 2.9. El espacio de estados tendría una dimensión de 256 estados del sistema, mientras que el modelo de Márkov sería de 21 estados. Aplicando las ecuaciones (2.25) y (2.26) se obtienen los resultados de probabilidades y frecuencias mostrados en la Tabla 2.5. Es decir, para el ejemplo planteado la probabilidad de falla del sistema es de 0.002518, mientras que la frecuencia de falla es de 1.2331 ocurrencias por año.

Tabla 2.2. Estados del sistema de generación

Estado	Número de generadores no disponibles	Capacidad disponible (MW)	Cantidad de estados	Probabilidad $P(B_i)$	Tasa de salida (ocurr. / año)	Frecuencia $F(B_i)$ (ocurr. / año)
1	0	240	1	0.885842	21.9	19.399948
2	1	200	6	0.108470	197.1	21.379535
3	2	160	15	0.005534	372.3	2.060386
4	3	120	20	0.000151	547.5	0.082448
5	4	80	15	0.000002	722.7	0.001666
6	5	40	6	0.000000	897.9	0.000017
7	6	0	1	0.000000	1073.1	0.000000

Tabla 2.3. Estados del sistema de transmisión

Estado	Número de líneas no disponibles	Capacidad disponible (MW)	Cantidad de estados	Probabilidad $P(B_i)$	Tasa de salida (ocurr. / año)	Frecuencia $F(B_i)$ (ocurr. / año)
1	0	320	1	0.999144	1.0	0.999144
2	1	160	2	0.000855	1168.5	0.999572
3	2	0	1	0.000000	2336.0	0.000428

Tabla 2.4. Estados del sistema de generación y transmisión

Estado	Número de generadores no disponibles	Número de líneas no disponibles	Cantidad de estados	Capacidad disponible (MW)	Probabilidad $P(B_i)$	Tasa de salida (ocurr. / año)	Frecuencia $F(B_i)$ (ocurr. / año)
1	0	0	1	240	0.885084	22.9	20.268434
2	0	1	2	160	0.000758	1190.4	0.902059
3	0	2	1	0	0.000000	2357.9	0.000382
4	1	0	6	200	0.108378	198.1	21.469620
5	1	1	12	160	0.000093	1365.6	0.126713
6	1	2	6	0	0.000000	2533.1	0.000050
7	2	0	15	160	0.005529	373.3	2.064153
8	2	1	30	160	0.000005	1540.8	0.007294
9	2	2	15	0	0.000000	2708.3	0.000003
10	3	0	20	120	0.000150	548.5	0.082528
11	3	1	40	120	0.000000	1716	0.000221
12	3	2	20	0	0.000000	2883.5	0.000000
13	4	0	15	80	0.000002	723.7	0.001667
14	4	1	30	80	0.000000	1891.2	0.000004
15	4	2	15	0	0.000000	3058.7	0.000000
16	5	0	6	40	0.000000	898.9	0.000017
17	5	1	12	40	0.000000	2066.4	0.000000
18	5	2	6	0	0.000000	3233.9	0.000000
19	6	0	1	0	0.000000	1074.1	0.000000
20	6	1	2	0	0.000000	2241.6	0.000000
21	6	2	1	0	0.000000	3409.1	0.000000

Tabla 2.5. Probabilidades y frecuencias de los estados del sistema de generación y transmisión

Estado	Capacidad disponible (MW)	Ocurrencia del estado de sistema			Probabilidad de falla P_{fi}	Falla del sistema	
		Probabilidad $P(B_i)$	Tasa de salida (ocurr. / año)	Frecuencia $F(B_i)$ (ocurr. / año)		Probabilidad	Frecuencia (ocurr. / año)
1	240	0.885084	22.9	20.268434	0	0.000000	0.000000
2	160	0.000758	1190.4	0.902059	0.37037	0.000281	0.334096
3	0	0.000000	2357.9	0.000382	1	0.000000	0.000382
4	200	0.108378	198.1	21.469620	0	0.000000	0.000000
5	160	0.000093	1365.6	0.126713	0.37037	0.000034	0.046931
6	0	0.000000	2533.1	0.000050	1	0.000000	0.000050
7	160	0.005529	373.3	2.064153	0.37037	0.002048	0.764501
8	160	0.000005	1540.8	0.007294	0.37037	0.000002	0.002702
9	0	0.000000	2708.3	0.000003	1	0.000000	0.000003
10	120	0.000150	548.5	0.082528	1	0.000150	0.082528
11	120	0.000000	1716	0.000221	1	0.000000	0.000221
12	0	0.000000	2883.5	0.000000	1	0.000000	0.000000
13	80	0.000002	723.7	0.001667	1	0.000002	0.001667
14	80	0.000000	1891.2	0.000004	1	0.000000	0.000004
15	0	0.000000	3058.7	0.000000	1	0.000000	0.000000
16	40	0.000000	898.9	0.000017	1	0.000000	0.000017
17	40	0.000000	2066.4	0.000000	1	0.000000	0.000000
18	0	0.000000	3233.9	0.000000	1	0.000000	0.000000
19	0	0.000000	1074.1	0.000000	1	0.000000	0.000000
20	0	0.000000	2241.6	0.000000	1	0.000000	0.000000
21	0	0.000000	3409.1	0.000000	1	0.000000	0.000000
						0.002518	1.233101

2.3.5 SIMULACIÓN MONTE CARLO

Los métodos de Monte Carlo probablemente constituyen los métodos más ampliamente utilizados para estudios de sistemas de generación y transmisión [6]. De acuerdo con Billinton [13] y Singh[6], el proceso de simulación Monte Carlo tiene dos enfoques:

- **Aleatorio o no secuencial**, consiste en realizar muestreos aleatorios sobre el agregado de todos los posibles estados que el sistema puede asumir durante el período de interés. Estos intervalos de tiempo elegido aleatoriamente conducen a representar distintas condiciones operativas que puede tener el sistema de generación y transmisión. Luego estas condiciones de operación son simuladas para determinar los índices de confiabilidad.
- **Secuencial**, consiste en generar una historia artificial a lo largo del tiempo y se extraen inferencias estadísticas apropiadas de esta historia. En donde se evalúa cada intervalo de tiempo del período simulado en orden cronológico. Es decir, se recrea una secuencia operativa en un periodo de simulación. Se realiza varias simulaciones hasta obtener una varianza mínima en el cálculo de índices de confiabilidad.

Tanto los métodos de Monte Carlo secuenciales como los no secuenciales se han aplicado a la evaluación de confiabilidad de sistemas de generación y transmisión. La elección de un enfoque de simulación particular depende de si la secuencia cronológica de sus componentes desempeña un papel importante en la confiabilidad del sistema [6]. El enfoque aleatorio puede ser utilizado si la secuencia cronológica no tiene efecto. El enfoque secuencial es requerido si la secuencia cronológica requiere ser analizada. Este es el caso en un sistema de potencia que contiene una hidroeléctrica en la que el uso pasado de recursos energéticos (por ejemplo, agua) afecta la capacidad de generar energía en intervalos de tiempo subsiguientes [6]. Si es necesario considerar eventos dependientes y relaciones temporales, entonces la simulación secuencial es necesaria. Si estas dependencias no existen o pueden considerarse despreciables, entonces la simulación no secuencial a menudo es preferida porque generalmente converge más rápido que los métodos secuenciales.

La simulación secuencial de Monte Carlo (SSMC) es apropiado en sistemas donde es necesario modelar una secuencia cronológica de eventos dependientes o relaciones temporales. Por ejemplo, es el caso de simular los efectos del arranque, parada y tiempos de rampa, comportamiento cronológico de las renovables, etc. Se construye un modelo que incorpora la cantidad necesaria de detalle en la operación del sistema, y la simulación se ejecuta para un período de simulación de interés. Cada una de estas simulaciones constituye una muestra (también conocida como realización o replicación). Sobre cada trayectoria de muestra, se recopila datos para la estimación de los índices deseados. Estos datos

podrían consistir en la frecuencia de ocurrencia de eventos de fallo del sistema, cantidad de potencia y energía no suministrada como resultado de fallos del sistema, flujos de potencia en las líneas de transmisión.

Los métodos de simulación secuencial pueden clasificarse en dos categorías; método de intervalo de tiempo fijo y método de próximo evento. El algoritmo de intervalo de tiempo fijo⁸ es el siguiente:

- Paso 1.** El muestreo de duración de estado determina la secuencia de estados operativos de los componentes del sistema eléctrico a lo largo del tiempo (generadores y líneas de transmisión).
- Paso 2.** Este paso calcula la potencia no suministrada a través de la simulación.
- Paso 3.** Calcular los índices de probabilidad, frecuencia y severidad de la potencia no suministrada.
- Paso 4.** Calcular o actualizar los índices de confiabilidad: LOLP, LOLF, EENS y el coeficiente de variación.
- Paso 5.** Finalmente, si la variación es mínima se finaliza el proceso iterativo de Monte Carlo. En caso contrario, continuar desde el paso 1.

Consideremos nuevamente el ejemplo planteado por Billinton [11] mostrado en la Figura 2.8 y con los datos de la Tabla 2.1. Adicionalmente una demanda máxima de 180 MW, representada por una curva de duración lineal donde la demanda mínima sea el 70% de la demanda máxima. En la Tabla 2.6 se muestra los resultados de la simulación secuencial de Monte Carlo. Para este ejemplo se ha requerido 3858 iteraciones para lograr una convergencia en los índices de confiabilidad. Cada iteración recrea una secuencia cronológica de operación única, por lo que las horas, probabilidad, frecuencia y severidad de falla es distinta en cada iteración. La Figura 2.10 muestra el detalle de simulación de la primera iteración, en donde la combinación de estados de los componentes no representa una falla del sistema. Mientras que en la Figura 2.11 se muestra el detalle de la tercera iteración, en donde se tiene 3 eventos de falla, 56 horas de duración y un total de 1161 MWh no suministrados. A medida que se va iterando se estima los índices de confiabilidad del sistema, a mayor cantidad de iteraciones convergen a un valor. Para el ejemplo planteado la probabilidad de falla del sistema (LOLP) es de 0.002434, mientras que la frecuencia de falla (LOLF) es de 1.19 ocurrencias por año. Se precisa que la técnica de Monte Carlo estima valores aproximados con referencia a un resultado con método analítico.

⁸ Las ecuaciones del algoritmo se encuentran detalladas en el numeral 4.3 Evaluación de confiabilidad

Tabla 2.6. Resultados de la simulación secuencial de Monte Carlo

Iteración	Índices de falla en la iteración				Valor esperado de los índices		
	Horas	Probabilidad	Frecuencia	Severidad	LOLP	LOLF (ocurr. / año)	EENS (MWh/año)
1	-	-	-	-	0.000000	0.00	0.00
2	-	-	-	-	0.000000	0.00	0.00
3	56	0.006393	3	1 161.10	0.002131	1.00	387.03
4	5	0.000571	1	59.04	0.001741	1.00	305.04
5	-	-	-	-	0.001393	0.80	244.03
6	9	0.001027	1	155.76	0.001332	0.83	229.32
7	-	-	-	-	0.001142	0.71	196.56
8	4	0.000457	1	28.16	0.001056	0.75	175.51
9	20	0.002283	1	43.64	0.001192	0.78	160.85
10	40	0.004566	2	391.01	0.001530	0.90	183.87
.
.
.
3849	-	-	-	-	0.002435	1.19	238.72
3850	1	0.000114	1	9.84	0.002435	1.19	238.66
3851	-	-	-	-	0.002434	1.19	238.60
3852	-	-	-	-	0.002433	1.19	238.54
3853	-	-	-	-	0.002433	1.19	238.48
3854	-	-	-	-	0.002432	1.19	238.41
3855	-	-	-	-	0.002432	1.19	238.35
3856	36	0.004110	7	537.53	0.002432	1.19	238.43
3857	49	0.005594	1	54.50	0.002433	1.19	238.38
3858	52	0.005936	2	646.16	0.002434	1.19	238.49

Figura 2.10. Ejemplo de simulación en la primera iteración

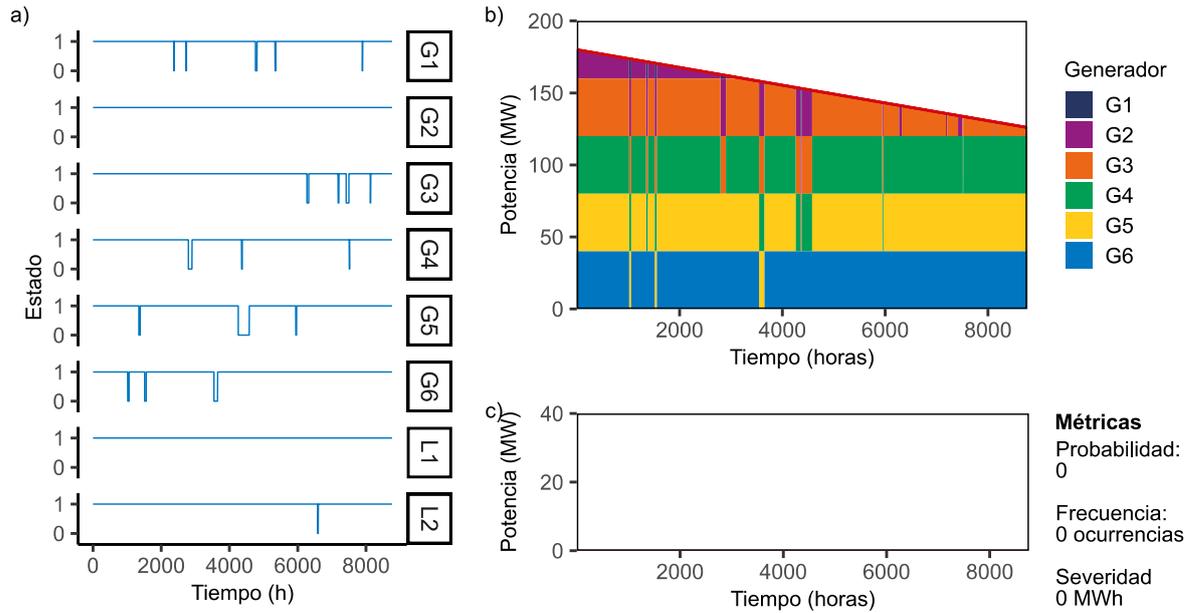
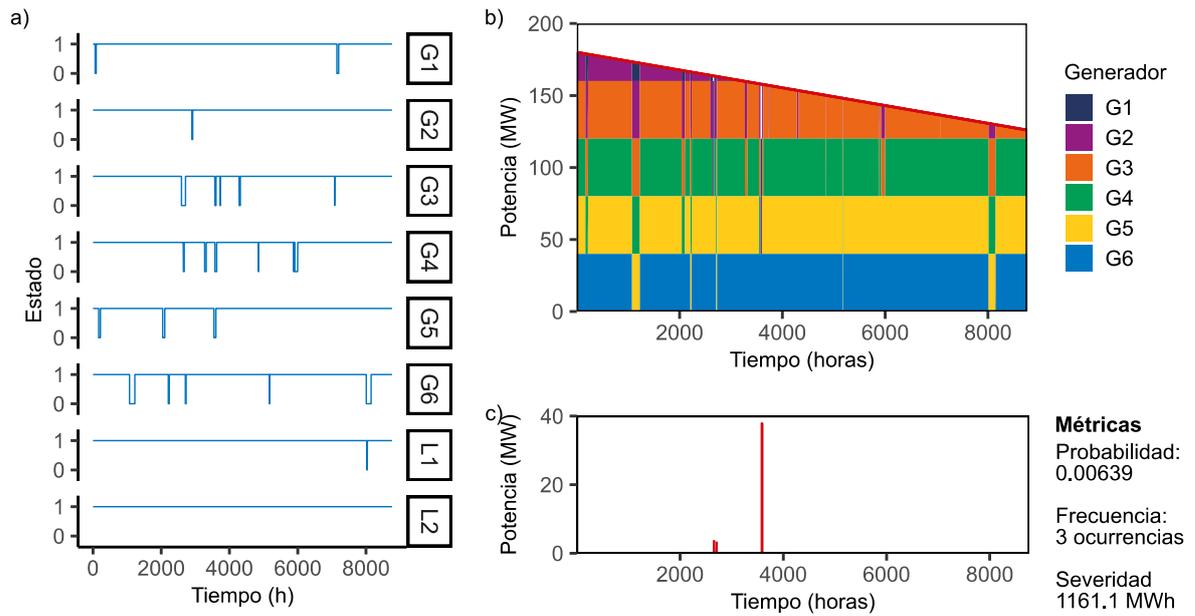


Figura 2.11. Ejemplo de simulación en la tercera iteración



CAPÍTULO 3 : REVISIÓN SISTEMÁTICA DE LA LITERATURA SOBRE LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD

3.1 INTRODUCCIÓN

La evaluación de confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica es una línea de investigación crítica. Pues los conocimientos de esta línea de investigación permiten garantizar la continuidad del suministro eléctrico. En años recientes se han publicado numerosos artículos que revisan la literatura relacionada a la evaluación de confiabilidad. De las cuales destacan las siguientes publicaciones:

Zhou et al. [14], realizaron una revisión exhaustiva de los estudios sobre confiabilidad y evaluación económica de sistemas eléctricos de potencia con energías renovables. Este análisis examinó a profundidad los modelos e índices de confiabilidad utilizados en investigaciones anteriores, abarcando un total de 34 estudios. Notablemente, solamente dos de estas investigaciones analizaron de forma conjunta los sistemas de generación y transmisión. Gran parte de los estudios analizados se centraron predominantemente en analizar estudios de un sistema de generación eléctrica.

Ali Kadhém et al. [16], llevaron a cabo una revisión meticulosa de las técnicas computacionales empleadas para evaluar la confiabilidad y sostenibilidad de sistemas eléctricos de potencia. Su estudio consideró un total de 150 investigaciones relacionadas a la evaluación de confiabilidad de sistemas de generación eléctrica. En esta revisión, la atención se enfocó predominantemente en el análisis de los métodos utilizados. Dando un especial énfasis a la simulación Monte Carlo, la cual fue revisada y analizada en profundidad.

Abunima et al. [4], realizaron una revisión sistemática enfocada en estudios de confiabilidad de sistemas eléctricos compuestos, es decir, sistemas de generación y transmisión. Para ello, examinaron 100 artículos de investigación publicados entre los años 2007 y 2017. El análisis incluyó los principales objetivos de investigación, los tipos de datos utilizados, y la inclusión de energía renovable en investigaciones previas. En sus conclusiones, identificaron una concentración predominante en los estudios previos sobre la eficiencia computacional y modelamiento de energía eólica. Resaltaron una tendencia emergente hacia el análisis del impacto de la integración de energías renovables en la confiabilidad de los sistemas de generación y transmisión

Heylen et al. [1], llevaron a cabo una revisión y clasificación de indicadores de confiabilidad utilizados en sistemas eléctricos de potencia con alta participación de recursos renovables. Para ello, analizaron cerca de 80 investigaciones, incluyendo estudios de sistemas de generación, sistemas de generación y transmisión, y sistemas de distribución. Su revisión se enfocó exclusivamente en los índices de confiabilidad utilizados, dejando de lado otros aspectos relacionados con la evaluación de la confiabilidad. Concluyeron que es relevante el uso de indicadores en la operación del sistema eléctrico, así como de la disponibilidad y precisión de los datos para calcular los valores de dichos indicadores. Como recomendación para futuras investigaciones, sugirieron un enfoque en el desarrollo de indicadores basados en riesgo para orientar el proceso de toma de decisiones en la gestión de la confiabilidad hacia opciones seguras y rentables.

Kumar et al. [17], llevaron a cabo una revisión de la evaluación de confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia, teniendo en cuenta el impacto de los recursos renovables. Para ello, examinaron 120 investigaciones que incluyen estudios de sistemas de generación, sistemas de generación y transmisión, y sistemas de distribución. Se centraron en las variables y métodos utilizados en investigaciones previas. En su conclusión, reconocieron que la integración de nuevas fuentes de energía convierte al sistema eléctrico en una red compleja. Por lo tanto, destacaron la necesidad de analizar el equilibrio entre confiabilidad y economía, confiabilidad y planificación.

Alvarez et al. [15], llevaron a cabo una revisión sistemática sobre la evolución de la confiabilidad y el mantenimiento del sistema eléctrico de potencia. Su análisis incluyó 186 artículos publicados entre los años 2001 y 2021. Sin embargo, de estos, sólo 7 tratan la evaluación de confiabilidad de los sistemas de generación y transmisión de manera conjunta. En su revisión, se exploraron los métodos empleados en la evaluación de confiabilidad y cómo estos influyen en las estrategias de mantenimiento. La conclusión del estudio propone que las mejoras en las técnicas de aprendizaje automático guiarán el futuro del mantenimiento a medida que la calidad y la duración de los datos históricos aumenten. Esta evolución brinda una oportunidad única para que los futuros

investigadores propongan nuevas estrategias de mantenimiento con estándares sólidos que integren la confiabilidad del sistema con la resiliencia.

El objetivo de este capítulo es llevar a cabo una revisión sistemática de los progresos académicos en la evaluación de confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica. Este capítulo constituye una revisión del estado del arte en relación con la principal pregunta de investigación de la tesis. En contraste con las revisiones de literatura previas [1], [4], [14], [15], [16], [17], este trabajo se centra en investigaciones que consideran la evaluación de confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión. A tal efecto, se analizan investigaciones internacionales relevantes en el campo. En estas investigaciones, se identifican los objetivos de la investigación, los métodos utilizados, las tecnologías consideradas, los índices de confiabilidad y los datos utilizados. Para alcanzar este objetivo, se formulan preguntas específicas de investigación que guían la revisión sistemática de la literatura. En la Tabla 3.1 presenta las preguntas específicas de investigación, las cuales serán respondidas a través de la revisión sistemática de la literatura. Por lo tanto, responder a estas preguntas específicas de investigación nos permitirá comprender el estado de arte sobre la evaluación de confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica.

Tabla 3.1. Preguntas específicas de investigación para la revisión sistemática de literatura

N°	Pregunta de investigación
P1	¿Cuáles son los objetivos principales de investigación?
P2	¿Cuáles son los métodos empleados para evaluar la confiabilidad?
P3	¿Cuáles son las tecnologías consideradas en la evaluación de confiabilidad?
P4	¿Cuáles son los índices de confiabilidad calculados?
P5	¿Cuáles son los datos empleados?

3.2 METODOLOGÍA

3.2.1 ESTRATEGIA DE BÚSQUEDA E IDENTIFICACIÓN DE PUBLICACIONES

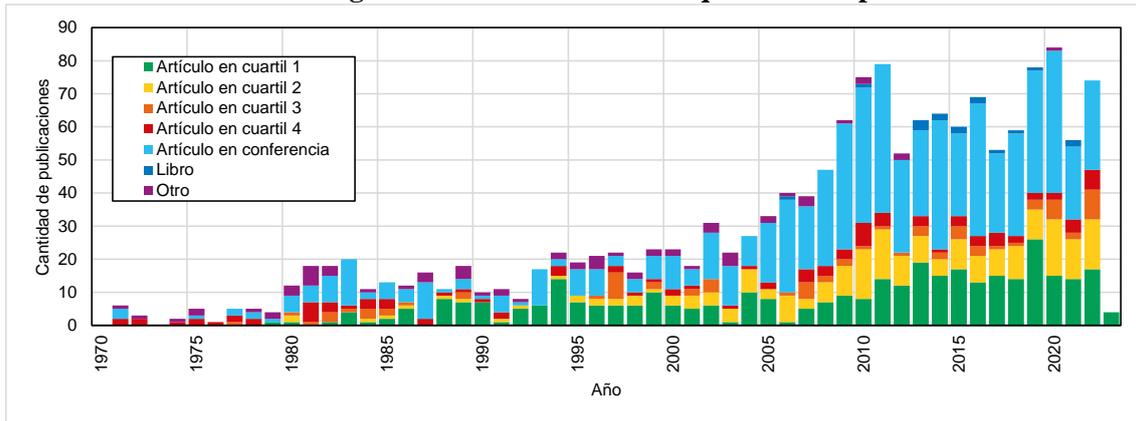
Para garantizar la exhaustividad y prevenir posibles sesgos en la elaboración de estado de arte, se diseñó una estrategia de búsqueda de investigaciones previas. Esta estrategia de búsqueda implicó la revisión de publicaciones de las editoriales académicas más destacadas a nivel internacional. Las editoriales consideradas incluyen Elsevier, IEEE, Wiley, Taylor & Francis, Springer, MDPI, entre otras que publican documentos indexados. *Scopus* y *Web of Science* son base de datos que mantienen registro de publicaciones indexadas. En esta revisión sistemática de literatura se empleó la base de datos Scopus para realizar la búsqueda de publicaciones indexadas. Este enfoque integral de la estrategia de búsqueda garantiza que la revisión sistemática de literatura se base en una muestra completa e imparcial de la literatura relevante sobre el tema.

La plataforma Scopus proporciona herramientas para ejecutar consultas y así identificar publicaciones relevantes. La consulta inicial se llevó a cabo en noviembre de 2022 y se actualizó posteriormente en febrero de 2023. Para formular la consulta, se recurrió a palabras clave asociadas a la evaluación de confiabilidad en un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica. Por una parte, las palabras clave relacionadas a la evaluación de confiabilidad son: “*reliability evaluation*”, “*reliability study*”, “*reliability assessment*”, “*reliability index*”. Por otra parte, las palabras clave asociados a un sistema conjunto de generación y transmisión son: “*composite power system*”, “*bulk power system*”, “*power system*”, “*generation and transmission*”. Finalmente, mediante el uso de operadores booleanos, se realizaron las siguientes dos consultas en Scopus:

- *TITLE (reliability AND (study OR assessment OR evaluation OR index) AND ("composite power system" OR "bulk power system" OR "power system" OR "generation and transmission"))*
- *KEY (reliability AND (study OR assessment OR evaluation OR index) AND ("composite power system" OR "bulk power system" OR "power system" OR "generation and transmission"))*

Los resultados de búsqueda en Scopus arrojaron un total de 1578 publicaciones relacionadas a la evaluación de confiabilidad en un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica. En la Figura 3.1 se detalla la cantidad de publicaciones por año y tipo de publicación. Se observa un notable incremento en las publicaciones sobre este tema a partir del año 1970. Lo cual nos indica la relevancia y la importancia de la evaluación de confiabilidad en un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica.

Figura 3.1. Resultados de búsqueda en Scopus



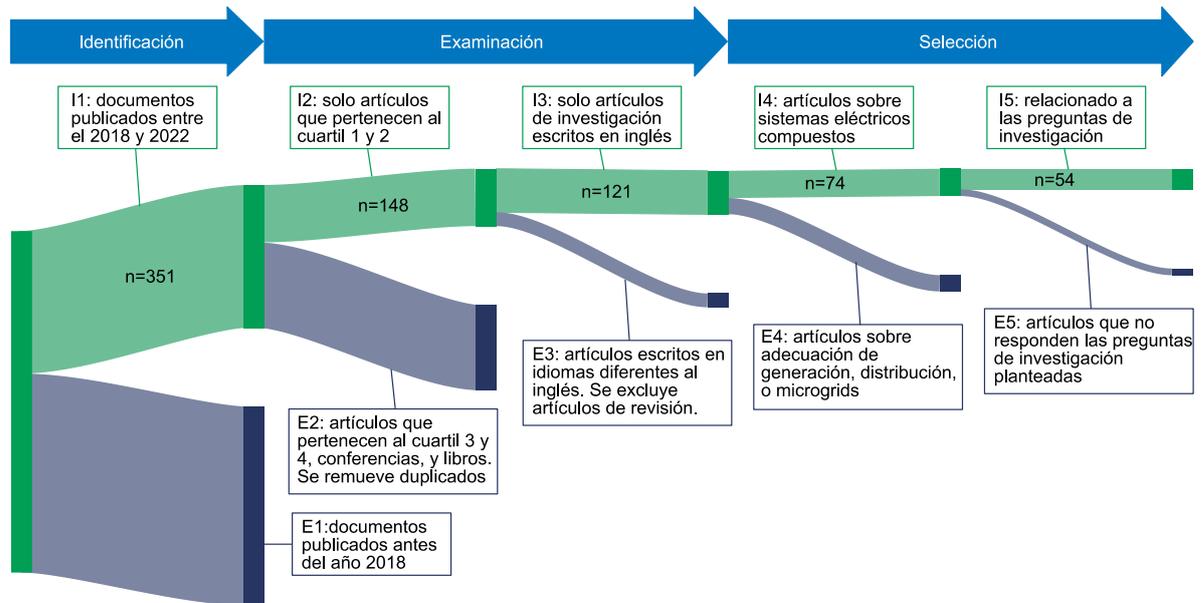
3.2.2 CRITERIO DE INCLUSIÓN Y EXCLUSIÓN

En una revisión sistemática de literatura, establecer criterios de inclusión y exclusión es esencial. Pues estos criterios permiten examinar y seleccionar las publicaciones que se encuentren directamente relacionadas con el objetivo de revisión de literatura. En la Tabla 3.2 se presentan los criterios empleados en esta revisión sistemática de literatura. Mientras que en la Figura 3.2 ilustra la estrategia de identificación, examinación y selección de publicaciones mediante estos criterios de inclusión y exclusión. Como se puede observar, de los resultados de la búsqueda inicial de 1578 publicaciones se han reducido a 54 artículos científicos que serán analizados exhaustivamente.

Tabla 3.2. Criterios de inclusión y exclusión empleadas para la revisión sistemática de literatura

Etapa	Criterio de inclusión / exclusión	Método
Identificación	<u>Inclusión:</u> Publicaciones entre los años 2018 y 2022 (últimos 5 años). <u>Exclusión:</u> Publicaciones anteriores al año 2018.	Filtro aplicado a los resultados de búsqueda.
Examinación	<u>Inclusión:</u> Artículos científicos de revistas dentro de los cuartiles 1 y 2. <u>Exclusión:</u> Artículos de cuartiles 3 y 4, conferencias, libros y otros tipos de publicaciones. También se eliminó la duplicidad de las publicaciones.	Verificación de la calidad de la revista científica.
Examinación	<u>Inclusión:</u> Artículos de investigación escritos en inglés y accesibles para su descarga. <u>Exclusión:</u> Artículos de revisión de literatura y artículos que solo presenten datos de investigación.	Revisión de títulos y resúmenes de los artículos científicos.
Selección	<u>Inclusión:</u> Artículos científicos que abordan la evaluación de confiabilidad en sistemas de generación y transmisión eléctrica. <u>Exclusión:</u> Artículos que evalúan la confiabilidad en sistemas de generación sin considerar la transmisión, en distribución eléctrica o generación distribuida.	Revisión del título, resumen e introducción de los artículos científicos.
Selección	<u>Inclusión:</u> Artículos científicos que responden a las preguntas específicas planteadas para la revisión sistemática de literatura. <u>Exclusión:</u> Artículos que no están relacionados con los objetivos de la revisión sistemática de literatura.	Lectura completa de los artículos científicos.

Figura 3.2. Estrategia para la identificación, examinación y selección de artículos científicos



3.2.3 EXTRACCIÓN DE DATOS

La extracción de datos tiene como objetivo recolectar información relevante de los artículos científicos seleccionados. Para cada artículo seleccionado se extraen los datos que se presentan en la Tabla 3.3. La primera categoría de datos extraídos es la información del artículo, lo cual nos permitirá realizar el análisis bibliométrico de la literatura. La segunda categoría corresponde al objetivo de investigación de cada artículo, lo cual nos permitirá responder la primera pregunta de investigación. La tercera categoría corresponde a la metodología empleada en cada artículo. La cuarta categoría corresponde a las tecnologías consideradas en la evaluación de confiabilidad. La quinta categoría corresponde a los índices de confiabilidad calculados en estas investigaciones. Finalmente, la sexta categoría corresponde a los datos empleados en estas investigaciones previas.

Tabla 3.3. Datos extraídos para cada artículo seleccionado

Nº	Categoría	Dato extraído
1	Información del artículo	DOI
2		Año
3		Revista
4		Autores
5		Título
6	Objetivo de investigación	Resumen
7		Palabras clave
8		Cantidad de citas
9	Objetivo de investigación	Objetivo de investigación
10		Línea de investigación
11	Metodología	Métodos empleados para evaluar la confiabilidad
12		Métodos para modelar energías renovables

Nº	Categoría	Dato extraído
13		Métodos para modelar la red de transmisión
14		Software empleado
15	Tecnologías consideradas	Tecnologías de generación evaluadas
16		Consideración de almacenamiento de energía
17		Consideración de vehículos eléctricos
18		Consideración de la red de gas natural
19	Índices de confiabilidad	Índices de probabilidad
20		Índices de frecuencia
21		Índices de severidad
22		Otros índices
23	Datos empleados	Red eléctrica de prueba
24		Red eléctrica real
25		Origen de datos de energía renovable

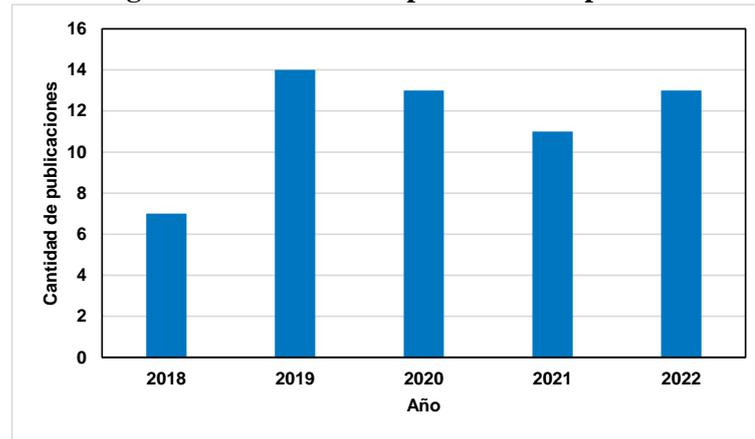
3.2.4 ANÁLISIS DE DATOS

En base a los datos extraídos, se procede a realizar el análisis de información que se detalla en las siguientes secciones. Entre los datos se identifican abreviaturas, siglas y sinónimos para términos clave, los cuales fueron estandarizados para su correcta interpretación. Posteriormente, los datos se analizan utilizando métodos cualitativos y cuantitativos. Con el objetivo de presentar los hallazgos de la literatura de manera clara y comprensible, se elaboran tablas y figuras.

3.3 ANÁLISIS BIBLIOMÉTRICO

El análisis bibliométrico permite cuantificar y analizar la producción científica en una determinada línea de investigación. El análisis bibliométrico se elaboró a partir de la información extraída de los artículos seleccionados para la revisión sistemática de literatura. Para esta revisión se analizan los siguientes aspectos: a) La tendencia de publicaciones por año; b) Las principales revistas de investigación y su impacto; c) La identificación de los autores más influyentes; y d) La distribución geográfica de las afiliaciones de los autores.

La revisión sistemática comprende 54 artículos científicos que investigan la evaluación de confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica durante los últimos 5 años. Analizar la cantidad de publicaciones anuales permite conocer la actividad científica sobre el tema en cuestión. En la Figura 3.3 se presenta la cantidad de artículos publicados por año, se observa un promedio de 11 publicaciones por año. Así también en el año 2019 se publicaron 14 artículos, duplicando la cantidad del año 2018. En resumen, se evidencia una actividad constante en la producción de publicaciones durante los últimos 4 años.

Figura 3.3. Cantidad de publicaciones por año

Identificar las principales revistas y su factor de impacto proporciona información sobre la calidad de las investigaciones. La Tabla 3.4 muestra las principales revistas donde se publicaron los artículos científicos, indicando la cantidad de artículos y la cantidad de citas que recibieron estos artículos. Siendo las revistas *IEEE Transactions on Power Systems*, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, *IEEE Access* e *IET Generation, Transmission and Distribution* donde se realizaron la mayor cantidad de publicaciones. Desde la perspectiva de cantidad de citas promedio por artículo destacan las revistas *IEEE Transactions on Smart Grid*, *Energy* e *IEEE Transactions on Power Systems*. También se evidencia que investigaciones sobre la evaluación de confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica es publicada en revistas con alto factor de impacto (Índice H).

Tabla 3.4. Principales y más influyentes revistas de investigación

N°	Revista	Editorial	Índice H	Cantidad de artículos	Cantidad de citas
1	<i>IEEE Transactions on Power Systems</i>	IEEE	276	11	223
2	<i>International Journal of Electrical Power and Energy Systems</i>	Elsevier	142	7	83
3	<i>IEEE Access</i>	IEEE	158	5	48
4	<i>IET Generation, Transmission and Distribution</i>	John Wiley and Sons	117	5	44
5	<i>IEEE Transactions on Smart Grid</i>	IEEE	189	3	172
6	<i>Electric Power Systems Research</i>	Elsevier	130	2	47
7	<i>Reliability Engineering and System Safety</i>	Elsevier	157	2	22
8	<i>Energy Reports</i>	Elsevier	49	2	5
9	<i>Energy</i>	Elsevier	212	1	47
10	<i>Journal of Renewable and Sustainable Energy</i>	American Institute of Physics	49	1	27
11	<i>International Journal of Energy Research</i>	John Wiley and Sons	102	1	13
12	<i>Journal of King Saud University - Engineering Sciences</i>	King Saud University	40	1	13
13	<i>Journal of Energy Storage</i>	Elsevier	60	1	11
14	<i>IEEE Systems Journal</i>	IEEE	88	1	10
15	<i>Renewable Energy</i>	Elsevier	210	1	9
16	Otras revistas			10	29

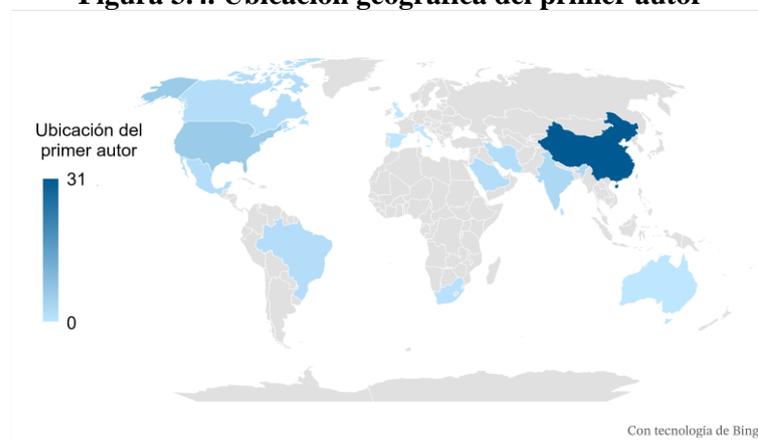
Los autores más influyentes tienen un impacto significativo en el campo de conocimiento y son referentes para otros investigadores. En los 54 artículos seleccionados se ha identificado un total de 166 diferentes autores. El 77% de autores solo ha participado en una publicación, el 14% ha participado en dos publicaciones y el 4% ha participado en tres publicaciones. En la Tabla 3.5 se muestra los autores que tiene más de 4 publicaciones sobre la evaluación de confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica. Se aprecia que estos autores principalmente laboran en las universidades de Chongqing, Tianjin y Zhejiang en China, y la universidad de Texas en Estados Unidos.

Tabla 3.5. Autores más influyentes

N°	Autor	Institución	País	Índice H	Cantidad de artículos	Cantidad de citas
1	Xie K.	<i>Chongqing University</i>	China	30	9	94
2	Hou K.	<i>Tianjin University</i>	China	19	7	121
3	Jia H.	<i>Tianjin University</i>	China	53	6	119
4	Zhao Y.	<i>Chongqing University</i>	China	19	6	75
5	Li W.	<i>Chongqing University</i>	China	47	5	68
6	Hu B.	<i>Chongqing University</i>	China	21	5	42
7	Ding Y.	<i>Zhejiang University</i>	China	43	4	132
8	Shao C.	<i>Chongqing University</i>	China	16	4	122
9	Singh C.	<i>Texas A&M University</i>	Estados Unidos	55	4	118

La distribución geográfica de las afiliaciones de los autores permite conocer que países hacen esfuerzos por investigar el tema en revisión. Para ello se realizó el conteo de las afiliaciones por país del primer autor en cada publicación revisada. En la Figura 3.4 se muestra la distribución geográfica del primer autor de las publicaciones revisadas. En 31 publicaciones, la afiliación de primer autor pertenece a China. Seguida de 6 publicaciones donde la afiliación corresponde a Estados Unidos. Países como Brasil, Canadá, India, Irán, México, Arabia Saudita, Sudáfrica, Sri Lanka, Suiza y Taiwán cuentan con 1 a 3 publicaciones.

Figura 3.4. Ubicación geográfica del primer autor



3.4 **RESULTADOS**

En esta sección se responden a las 5 preguntas específicas planteadas para la revisión sistemática de literatura.

3.4.1 **PREGUNTA 1: ¿CUÁLES SON LOS OBJETIVOS PRINCIPALES DE INVESTIGACIÓN?**

Cada artículo de los 54 artículos de investigación plantea un objetivo de investigación y sus respectivas contribuciones al conocimiento. En base a estos objetivos los artículos científicos se pueden agrupar en 7 categorías. En la Tabla 3.6 se muestra la lista de los artículos científicos revisados agrupados de acuerdo con su objetivo principal de investigación. Los objetivos de investigación detectados son los siguientes:

1. **Reducir el tiempo de cálculo de los modelos actuales.** Evaluar la confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica desde una perspectiva probabilística tiene una alta complejidad matemática. Esta complejidad matemática repercute en que se requiera computadoras de alto rendimiento o destinar grandes cantidades de tiempo para obtener resultados de cálculo. Son 26 artículos científicos que persiguen el objetivo de reducir el tiempo de cálculo de los modelos actuales. Para ello proponen algoritmos o métodos nuevos que permitan obtener resultados de cálculo en menor tiempo.
2. **Mejorar el modelamiento de centrales eólicas y solares.** La tendencia de integrar tecnologías renovables impacta en la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia. Los métodos tradicionales de evaluación de confiabilidad han sido formulados para sistemas eléctricos con alta participación de centrales térmicas. A diferencia de la generación térmicas, la generación renovable está impulsada por recursos de energía renovable con alta incertidumbre. Por lo que se requiere modelar adecuadamente la incertidumbre de estas tecnologías como parte de la evaluación de confiabilidad. Son 7 artículos científicos que proponen nuevas perspectivas metodológicas para el modelamiento de tecnologías eólicas y solares.
3. **Aplicar la evaluación de confiabilidad al planeamiento de sistemas eléctricos.** Los resultados obtenidos de la evaluación de confiabilidad son índices de confiabilidad. Estos índices de confiabilidad pueden emplearse en la planificación de los sistemas eléctricos. La NERC⁹ [18] indica

⁹ NERC: *North American Electric Reliability Corporation*. NERC es una autoridad reguladora internacional sin fines de lucro cuya misión es asegurar la reducción efectiva y eficiente de los riesgos en la red eléctrica. NERC desarrolla y hace cumplir los estándares de confiabilidad; evalúa anualmente la confiabilidad estacional y de largo plazo; monitorea el sistema de generación y transmisión; y educa, capacita y certifica al personal de la industria. El área de responsabilidad de NERC abarca los Estados Unidos y Canadá.

que la evaluación de confiabilidad con perspectiva probabilística puede emplearse para analizar cambio en la estructura de generación, integrar energía renovable, analizar servicios asociados a la confiabilidad (crédito de capacidad, flexibilidad). Este tipo de análisis usualmente se han investigado con modelos de suficiencia de generación (ignoran la red de transmisión). Por lo que 7 investigaciones han abordado el uso de índices de confiabilidad para el planeamiento de sistemas eléctricos.

4. **Proponer nuevos métodos analíticos.** Los métodos para evaluar la confiabilidad de sistemas eléctricos suelen dividirse en métodos analíticos y métodos de simulación. Los métodos analíticos conocidos tienen el problema de dimensionalidad o complejidad en la solución de sus ecuaciones en sistemas eléctricos de gran dimensión [16]. Por lo que gran parte de las investigaciones prefieren emplear métodos de simulación, pese a que obtienen resultados aproximados. En cambio, los métodos analíticos tienen la ventaja de obtener resultados exactos. Por lo que 5 artículos científicos proponen nuevos métodos analíticos.

5. **Analizar el impacto del almacenamiento de energía en confiabilidad del sistema eléctrico.** El almacenamiento de energía es una tecnología que se está aumentando su participación en el sistema eléctrico. El empleo de almacenamiento de energía a través de baterías, aire comprimido u otro impacta en la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia. Por lo que existe la necesidad de cuantificar en cuanto mejora el almacenamiento de energía a los sistemas eléctricos de potencia. Son 4 investigaciones que han abordado este problema.

6. **Analizar el impacto de vehículos eléctricos en la confiabilidad del sistema eléctrico.** En el sector transporte existe la tendencia en el incremento de vehículos eléctricos. Consecuentemente se espera un incremento de la demanda eléctrica. A diferencia de las cargas tradicionales que siguen un patrón de demanda conocido (estacional para usuarios residenciales o horizontal para clientes industriales), la carga de los vehículos eléctricos no necesariamente sigue un patrón de demanda conocido. Por lo que incrementa la incertidumbre en el comportamiento de la demanda eléctrica que debe atender el sistema eléctrico de potencia. Son 3 investigaciones que han abordado esta problemática.

7. **Evaluar la confiabilidad del sistema de gas natural y el sistema eléctrico de forma conjunta.** Usualmente la literatura revisada evalúa la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia, considerando solo componentes del sistema eléctrico. No es usual evaluar la interdependencia que existe entre el sistema de gas natural y el sistema eléctrico de potencia. Por una parte, cuando falla el sistema de gas natural provocaría que las centrales térmicas que usan gas natural dejen de operar. Por otra parte, cuando el sistema eléctrico falla podría dejar sin suministro eléctrico a las instalaciones del sistema de gas natural (plantas de producción, compresores). Las 2 investigaciones

revisadas buscan evaluar la confiabilidad del sistema de gas natural y el sistema eléctrico de potencia de forma conjunta.

Tabla 3.6. Literatura revisada categorizada por su objetivo de investigación

Ref.	Objetivo de investigación	Año	Autor	Título	
[19]	Reducir el tiempo de cálculo de los modelos actuales	2022	Campos F.S.V.	<i>Reliability evaluation of composite generation and transmission systems via binary logistic regression and parallel processing</i>	
[20]		2022	Firouzi M.	<i>Reliability evaluation of a composite power system in the presence of renewable generations</i>	
[21]		2022	Dong Z.	<i>Data-driven power system reliability evaluation based on stacked denoising auto-encoders</i>	
[22]		2022	Hou K.	<i>A fast optimal load shedding method for power system reliability assessment based on shadow price theory</i>	
[23]		2022	Cai J.	<i>Reliability assessment of renewable energy integrated power systems with an extendable Latin hypercube importance sampling method</i>	
[24]		2022	Kamruzzaman M.	<i>A convolutional neural network-based approach to composite power system reliability evaluation</i>	
[25]		2022	Amarasinghe P.A.G.M.	<i>Adequacy Evaluation of Composite Power Systems Using an Evolutionary Swarm Algorithm</i>	
[26]		2021	Assis F.A.	<i>Unsupervised machine learning techniques applied to composite reliability assessment of power systems</i>	
[27]		2021	Zhao Y.	<i>Cross-Entropy-Based Composite System Reliability Evaluation Using Subset Simulation and Minimum Computational Burden Criterion</i>	
[28]		2021	Liu Z.	<i>A Lagrange Multiplier Based State Enumeration Reliability Assessment for Power Systems with Multiple Types of Loads and Renewable Generations</i>	
[29]		2021	Cai J.	<i>Capacity value evaluation of wind farms considering the correlation between wind power output and load</i>	
[30]		2021	Hou K.	<i>Reliability Assessment of Power Systems with High Renewable Energy Penetration Using Shadow Price and Impact Increment Methods</i>	
[31]		2021	Hong Y.-Y.	<i>Reliability of a Power System with High Penetration of Renewables: A Scenario-Based Study</i>	
[32]		2020	Hou S.	<i>Contingency set partition-based impact transfer approach for the reliability assessment of composite generation and transmission systems</i>	
[33]		2020	Urgun D.	<i>Importance Sampling Using Multilabel Radial Basis Classification for Composite Power System Reliability Evaluation</i>	
[34]		2020	Zhuang X.	<i>Data-driven efficient reliability evaluation of power systems with wind penetration: An integrated GANs and CE method</i>	
[35]		2020	Xie K.	<i>Reliability evaluation of bulk power systems using the uniform design technique</i>	
[36]		2019	Zhao Y.	<i>Composite Power System Reliability Evaluation Based on Enhanced Sequential Cross-Entropy Monte Carlo Simulation</i>	
[37]		2019	Geng L.	<i>Enhanced Cross Entropy Method for Composite Power System Reliability Evaluation</i>	
[38]		2019	Peng L.	<i>Analytical model for fast reliability evaluation of composite generation and transmission system based on sequential Monte Carlo simulation</i>	
[39]		2019	Cai J.	<i>A novel importance sampling method of power system reliability assessment considering multi-state units and correlation between wind speed and load</i>	
[40]		2019	Urgun D.	<i>A Hybrid Monte Carlo Simulation and Multi Label Classification Method for Composite System Reliability Evaluation</i>	
[41]		2019	Yong P.	<i>MPLP-Based Fast Power System Reliability Evaluation Using Transmission Line Status Dictionary</i>	
[42]		2018	Liu W.	<i>Reliability Evaluation of Composite Power Systems Considering Wind Farms Based on Cross Entropy and Dynamic Orthogonal List</i>	
[43]		2018	Geng L.	<i>Simplified Sequential Simulation of Bulk Power System Reliability Via Chronological Probability Model of Load Supplying Capability</i>	
[44]		2018	Hou K.	<i>Impact-increment based decoupled reliability assessment approach for composite generation and transmission systems</i>	
[45]		Mejorar el modelamiento de centrales eólicas y solares	2022	Ding J.	<i>Mixed Aleatory-epistemic Uncertainty Modeling of Wind Power Forecast Errors in Operation Reliability Evaluation of Power Systems</i>
[46]			2021	Zhao Y.	<i>Dimension Reduction Based Non-Parametric Disaggregation for Dependence Modeling in Composite System Reliability Evaluation</i>
[47]			2021	Zhao Y.	<i>Modeling multivariate dependence by nonparametric pair-copula construction in composite system reliability evaluation</i>
[48]			2020	Yang W.	<i>Risk-oriented renewable energy scenario clustering for power system reliability assessment and tracing</i>
[49]	2020		Yang X.	<i>A reliability assessment approach for electric power systems considering wind power uncertainty</i>	

Ref.	Objetivo de investigación	Año	Autor	Título
[50]	Aplicar la evaluación de confiabilidad al planeamiento de sistemas eléctricos	2019	Li S.	<i>Wind power system reliability sensitivity analysis by considering forecast error based on non-standard third-order polynomial normal transformation method</i>
[51]		2019	Chen F.	<i>Reliability assessment method of composite power system with wind farms and its application in capacity credit evaluation of wind farms</i>
[52]		2022	Beyza J.	<i>Characterising the security of power system topologies through a combined assessment of reliability, robustness, and resilience</i>
[53]		2021	Hu B.	<i>Decision-Dependent Uncertainty Modeling in Power System Operational Reliability Evaluations</i>
[54]		2020	Gbadamosi S.L.	<i>Reliability assessment of composite generation and transmission expansion planning incorporating renewable energy sources</i>
[55]		2019	Abedi A.	<i>MCDM approach for the integrated assessment of vulnerability and reliability of power systems</i>
[56]		2019	Vargas-Jaramillo J.R.	<i>Effects of producer and transmission reliability on the sustainability assessment of power system networks</i>
[57]		2019	Javadi M.S.	<i>A novel approach for distant wind farm interconnection: Iran South-West wind farms integration</i>
[58]		2018	Xiao R.	<i>Power system reliability evaluation incorporating dynamic thermal rating and network topology optimization</i>
[59]	Proponer nuevos métodos analíticos	2021	Chen Z.	<i>Eigenvector dimension-reduction method for reliability analysis of power systems under the time-dependent load uncertainty</i>
[60]		2020	Jia H.	<i>Reliability evaluation of power systems with multi-state warm standby and multi-state performance sharing mechanism</i>
[61]		2020	Al-Shaalan A.M.	<i>Contingency selection and ranking for composite power system reliability evaluation</i>
[62]		2018	Kumar T.B.	<i>Composite power system reliability evaluation using modified minimal cut set approach</i>
[63]		2018	Venkata S.B.K.	<i>Probabilistic performance index based contingency screening for composite power system reliability evaluation</i>
[64]	Analizar el impacto del almacenamiento de energía en confiabilidad del sistema eléctrico	2021	Prajapati V.K.	<i>Reliability assessment and congestion management of power system with energy storage system and uncertain renewable resources</i>
[65]		2020	Chen X.	<i>Operational reliability and economy evaluation of reusing retired batteries in composite power systems</i>
[66]		2019	Bhattarai S.	<i>Reliability and economic assessment of compressed air energy storage in transmission constrained wind integrated power system</i>
[67]		2019	Adhikari S.	<i>Recovery Risk Mitigation of Wind Integrated Bulk Power System with Flywheel Energy Storage</i>
[68]	Analizar el impacto de vehículos eléctricos en la confiabilidad del sistema eléctrico	2020	Kamruzzaman M.D.	<i>A reliability-constrained demand response-based method to increase the hosting capacity of power systems to electric vehicles</i>
[69]		2020	Shafiq S.	<i>Reliability Evaluation of Composite Power Systems: Evaluating the Impact of Full and Plug-in Hybrid Electric Vehicles</i>
[70]		2018	Hou K.	<i>A reliability assessment approach for integrated transportation and electrical power systems incorporating electric vehicles</i>
[71]	Evaluar la confiabilidad del sistema de gas natural y el sistema eléctrico de forma conjunta	2020	Bao M.	<i>Nodal Reliability Evaluation of Interdependent Gas and Power Systems Considering Cascading Effects</i>
[72]		2019	Bao M.	<i>A Multi-State Model for Reliability Assessment of Integrated Gas and Power Systems Utilizing Universal Generating Function Techniques</i>

3.4.2 PREGUNTA 2: ¿CUÁLES SON LOS MÉTODOS EMPLEADOS?

En la evaluación de confiabilidad de sistemas eléctricos, los métodos se pueden clasificar en métodos analíticos y métodos de simulación numérica [16]. Por una parte, los métodos analíticos tienen la característica de obtener resultados exactos de los índices o métricas de confiabilidad. Pero tienen la desventaja de que no sean factibles de emplear cuando el sistema a analizar tiene muchos componentes (unidades de generación, líneas de transmisión). Por otra parte, los métodos de simulación numérica tienen la característica de obtener resultados aproximados. Pero su ventaja es que obtiene resultados cuando el sistema de estudio tiene muchos componentes. Dentro de la revisión sistemática de literatura se ha detectado el empleo de ambos tipos de métodos.

Por una parte, se ha detectado que 15 investigaciones emplearon métodos analíticos para el cálculo de los índices de confiabilidad. De las cuales 3 investigaciones [22], [28], [30] emplearon el método de enumeración de estados de forma completa. Mientras que el método también se empleó de forma parcial con un espacio de estados hasta un nivel de dos contingencias (n-2)[53], [57] y con un nivel de 4 contingencias (n-4)[67]. Luego 2 investigaciones emplearon el método de índice de performance [61], [63]. Finalmente, también se emplearon los métodos de reducción de dimensiones [59], diagrama de multi estado [60], [72], Márkov [54], conjunto de cortes mínimos [62], incremento de impacto desacoplado [44], y mezcla de aproximación de normales [56].

Por otra parte, se ha detectado 38 investigaciones basadas en métodos de simulación numérica para el cálculo de los índices de confiabilidad. De las cuales 37 están basadas en la simulación Monte Carlo. En la simulación Monte Carlo de acuerdo con su enfoque de análisis de las condiciones operativas se puede clasificar a su vez en simulación secuencial, no secuencial y cuasi secuencial. Son 10 las investigaciones [36], [38], [43], [45], [46], [49], [52], [55], [58], [66] que emplean la simulación secuencial de Monte Carlo, que simulan la secuencia cronológica de la operación del sistema eléctrico. Son 26 las investigaciones [19], [20], [21], [23], [24], [25], [26], [27], [29], [31], [33], [34], [37], [39], [40], [41], [42], [47], [48], [50], [51], [64], [65], [68], [69], [71] que emplean la simulación no secuencial de Monte Carlo, en donde no se simula la secuencia cronológica, donde se simula una representación de las condiciones operativas más probables. Luego también existe la simulación cuasi secuencial de Monte Carlo [70], que es una simulación híbrida entre la simulación secuencial y no secuencial. Finalmente, el otro tipo de simulación numérica es la técnica de diseño uniforme.

En la sección anterior se mencionó que uno de los objetivos principales de los artículos revisados es acelerar los tiempos de cálculo. En este tipo de investigaciones usualmente emplean el método de simulación de Monte Carlo. Para acelerar los tiempos de cálculo se tiene dos enfoques, reducir la cantidad de muestras o simplificar la simulación. Los métodos empleados para acelerar los tiempos de cálculo por tipo de simulación Monte Carlo son los siguientes:

- Simulación no secuencial de Monte Carlo:
 - Para reducir la cantidad de muestras se emplearon los métodos de entropía cruzada con muestreo de importancia [33], [36], [39], [42], entropía cruzada[34], [37], estimación del algoritmo de distribución [20], muestreo de importancia con hipercubos latinos [23], optimización de entropía cruzada con muestreo de Metrópolis-Hastings [27], y mezcla gaussiana truncada [29].
 - Para identificar muestras significativas se emplearon los métodos de regresión logística binaria [19], algoritmo de enjambre evolutivo [25] y aprendizaje automático no supervisado [26].

- Para simplificar la simulación, se estimó la potencia no servida a través de los métodos: codificador automático de eliminación de ruido apilado [21], redes neuronales convolucionales [24], función de base radial multi etiqueta [33], multi etiqueta k-vecina más cercana [40], programación lineal multiparamétrica [41], y lista ortogonal dinámica [42].
- Simulación secuencial de Monte Carlo:
 - Para reducir la cantidad de muestras se emplearon los métodos de desagregación no paramétrica basada en la reducción de dimensiones [46], y entropía cruzada con muestreo de importancia [36].
 - Para simplificar la etapa de simulación se empleó el análisis de parámetros de confiabilidad de componentes [38], y modelo de capacidad de suministro de carga [43].

Los métodos para evaluar la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia requieren determinar la potencia no suministrada a la demanda requerida. La obtención de la potencia no suministrada en un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica requiere el uso del método de flujo de potencia óptimo. El método de flujo de potencia óptimo consiste en un problema de optimización, en donde se requiere modelar la topología de la red de transmisión, las restricciones de las unidades de generación y el perfil de potencia de la demanda. Se ha identificado que 45 investigaciones emplean el flujo de potencia óptimo lineal DC¹⁰. Mientras que solo 9 investigaciones [21], [31], [44], [50], [54], [59], [64], [68], [71] emplean el flujo de potencia óptimo AC¹¹. La principal diferencia es que el flujo AC considera las restricciones asociadas a la potencia reactiva.

3.4.3 PREGUNTA 3: ¿CUÁLES SON LAS TECNOLOGÍAS CONSIDERADAS?

En los últimos años se han ido incorporando nuevas tecnologías de generación como las energías renovables (eólicas, solar fotovoltaica y otras). En la red de transmisión se están incorporando sistemas de transmisión flexible (FACTS¹²), líneas de corriente continua de alto voltaje (HVDC¹³) y almacenamiento de energía [4]. Por el lado de la demanda se han incorporado tecnologías que gestionan la demanda (DSM¹⁴), ingreso de nuevas demandas como vehículos eléctricos [17]. Estas nuevas tecnologías tienen particularidades específicas cuando se requiere emplear el método de flujo de potencia óptimo.

¹⁰ DC: Direct Current

¹¹ AC: Alternate Current

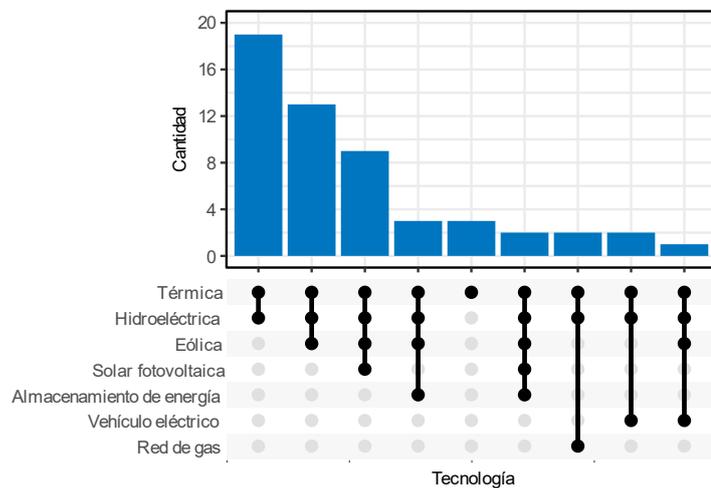
¹² FACTS: Flexible AC transmission systems

¹³ HVDC: High-voltage direct current

¹⁴ DSM: Demand side management

Durante la revisión de los artículos seleccionados se identificaron las tecnologías que se modelan para el cálculo de flujo de potencia óptimo. En la Figura 3.5 se muestra la combinación de tecnologías modeladas en las investigaciones revisadas. Se aprecia que 19 artículos de investigación modelan un sistema hidrotérmico (generación convencional). 13 artículos adicionan el modelamiento de centrales eólicas al sistema hidrotérmico. 9 artículos científicos añaden el modelamiento de centrales solares fotovoltaicas, eólicas al sistema hidrotérmico. En esta Figura 3.5 también se puede apreciar otras combinaciones de nuevas tecnologías con almacenamiento de energía y vehículos eléctricos en menor medida. Es preciso mencionar que en los artículos revisados no se han considerado las tecnologías de transmisión como FACTS o HVDC. Esto debido a que para modelar estas tecnologías se debe emplear el flujo de potencia óptimo AC (presenta una alta complejidad computacional). Siendo así que aún está pendiente el análisis de las nuevas tendencias tecnológicas cuando se evalúa la confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica.

Figura 3.5. Tecnologías modeladas en investigaciones previas



3.4.4 PREGUNTA 4: ¿CUÁLES SON LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD CALCULADOS?

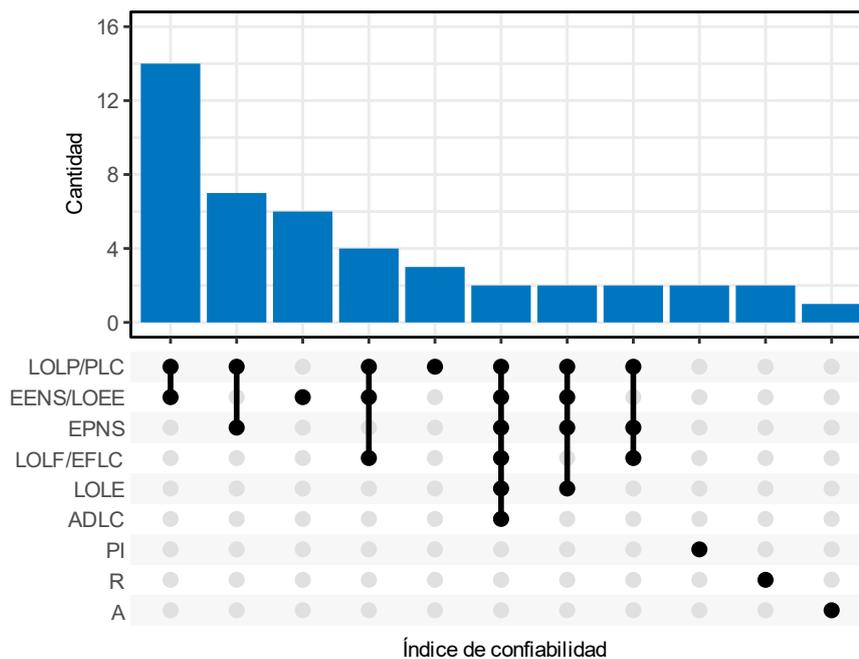
Los índices de confiabilidad es el resultado principal de la evaluación de confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia. Estos índices indican la frecuencia, probabilidad, severidad y duración de una posible deficiencia en el suministro de electricidad [1]. Siendo así que estos índices para evaluar el desempeño operativo de los sistemas eléctricos de potencia desde el punto de vista de confiabilidad. Así también, los índices de confiabilidad sirven como herramienta de planificación para la expansión de los sistemas eléctricos de potencia. Mas aun cuando se requiere integrar nuevas tecnologías sin que afecte la confiabilidad del sistema eléctrico. Consecuentemente los índices de confiabilidad permiten la

gestión de la confiabilidad, la cual es necesaria para integrar fuentes de energía renovables y tecnologías de redes inteligentes de manera rentable [1].

Tabla 3.7. Índices de confiabilidad reportados en investigaciones previas

N°	Índice	Descripción	Unidad de medida	Referencias que reportan este índice
1	LOLP	<i>Loss of load probability</i>		[21], [23], [24], [26], [27], [31], [33], [34], [35], [36], [38], [39], [40], [41], [42], [45], [46], [47], [49], [50], [52], [53], [54], [58], [68], [69], [70], [71], [72]
2	PLC	<i>Probability of load curtailment</i>		[20], [25], [29], [32], [37], [43], [44], [51], [55]
3	LOLE	<i>Loss of load expectation</i>	horas/año	[20], [31], [54], [66], [68]
4	EDLC	<i>Expected duration of load curtailment</i>	horas/año	[25], [44], [55]
5	ADLC	<i>Average duration of load curtailment</i>	horas/falla	[52], [55]
6	LOLF	<i>Loss of load frequency</i>	ocurrencias/año	[35], [36], [38], [49], [65]
7	EFLC	<i>Expected frequency of load curtailment</i>	ocurrencias/año	[25], [43], [52], [55]
8	EENS	<i>Expected energy not supplied</i>	MWh/año	[19], [20], [21], [22], [25], [27], [28], [30], [32], [35], [36], [37], [38], [41], [43], [44], [45], [46], [47], [48], [51], [52], [53], [54], [55], [56], [57], [58], [64], [65], [71], [72]
9	LOEE	<i>Loss of expected energy</i>	MWh/año	[66], [68], [70]
10	EPNS	<i>Expected power not supplied</i>	MW	[23], [26], [34], [39], [42], [49]
11	EDNS	<i>Expected demand not supplied</i>	MW	[24], [29], [44], [50], [52], [55], [68]
12	AENS	<i>Average energy not supplied</i>	MWh	[20]
13	ECOST	<i>Expected interrupted cost</i>	dólares/año	[64], [66]
14	CENS	<i>Cost of energy not served</i>	dólares/año	[54]
15	As	<i>Availability system</i>		[62]
16	Rs	<i>Reliability system</i>		[59], [60]
17	PI	<i>Performance index</i>		[61], [63]
18	SRR	<i>System recovery risk</i>		[67]
19	LPRR	<i>Load point recovery risk</i>		[67]

Figura 3.6. Índices de confiabilidad reportados en investigaciones previas



En los 54 artículos científicos revisados se ha encontrado una gran variedad de índices de confiabilidad calculados. En la Tabla 3.7 se muestra los índices empleados en la literatura revisada, indicando su abreviatura, descripción y unidad de medida. En los artículos revisados se suele reportar entre 2 a 3 índices de confiabilidad. En la Figura 3.6 se muestra las combinaciones de los índices de confiabilidad empleados en la literatura revisada. Es preciso aclarar que para esta figura se agrupó los índices LOLP y PLC, EENS y LOEE, LOLF y EFLC por ser equivalentes en cuanto a método de cálculo y unidades de medición. Se aprecia que los índices LOLP y EENS son los más empleados, sea de forma conjunta o individual.

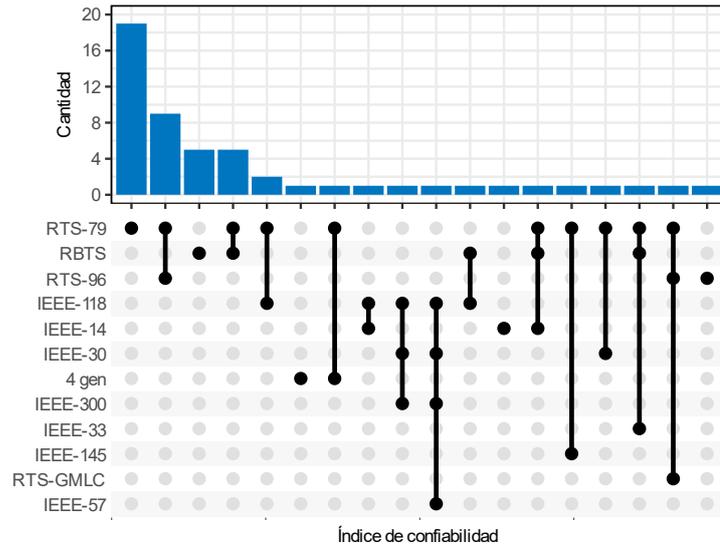
3.4.5 PREGUNTA 5: ¿CUÁLES SON LOS DATOS EMPLEADOS?

La evaluación de confiabilidad de sistema conjunto de generación y transmisión consiste en calcular la probabilidad, frecuencia y severidad de la deficiencia de suministro eléctrico. Para ello se suele calcular la deficiencia de suministro eléctrico en diferentes condiciones operativas a las que puede estar sometido el sistema de generación y transmisión. Para este cálculo de deficiencia es necesario conocer la confiabilidad de las unidades de generación y transmisión, así también es necesario el cálculo del flujo de potencia óptimo para simular las condiciones operativas. Por lo que los datos requeridos son la topología de la red de transmisión, las características operativas y de confiabilidad de las unidades de generación y/o transmisión, y las características de las cargas eléctricas.

De la literatura revisada, se ha detectado que 10 artículos científicos que analizan sistemas eléctricos existentes. Se tienen los que analizan la red eléctrica de un país y los que analizan una región de la red eléctrica existente. Los casos que evalúan la red eléctrica de un país son en Brasil [19], Taiwán [31], Irán [57] y China [41], [44]. Mientras que las investigaciones que evalúan una región son los casos Saskatchewan en Canadá [24], región sur de Brasil [26], sur oeste de China [27], región Guangdong en China [35] y región de Chuanyu en China [38]. Estas investigaciones han tenido como objetivo principal reducir el tiempo de cálculo de los modelos actuales, y usan como caso de estudio el sistema existente.

Gran parte de las investigaciones suelen emplear redes eléctricas de prueba, las cuales tienen un propósito académico. En la Figura 3.7 se muestra las redes eléctricas empleadas en las investigaciones revisadas. Destaca el uso de la red RTS-79 [73] y RTS-96 [74], las cuales fueron propuestas en los años 1979 y 1999 respectivamente. Estas redes eléctricas de prueba permiten a los investigadores validar los modelos que desarrollan o proponen. Pues ya son conocidas los indicadores de confiabilidad para estas redes eléctricas de prueba. Las redes RTS-79 y RTS-96 se caracterizan por ser predominantemente térmicas, es decir no consideran nuevas tecnologías como las renovables. Las investigaciones que analizaron nuevas tecnologías suelen modificar las redes eléctricas de prueba, y en estos casos asumen datos.

Figura 3.7. Redes eléctricas de fines académicos empleados en investigaciones previas



3.5 DISCUSIÓN

La importancia de que un sistema eléctrico asegure el continuo suministro de electricidad ha repercutido en estudiar su nivel de confiabilidad. A partir del año 1970 se ha ido incrementando sostenidamente la cantidad de publicaciones de investigación relacionadas a la evaluación de confiabilidad. Específicamente la evaluación de confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica ha sido ampliamente estudiada. Sin embargo, el ingreso de nuevas tecnologías de generación, transmisión y/o gestión de demanda han incorporado nuevos enfoques que deben ser considerados para evaluar la confiabilidad. Por lo que existe la necesidad de actualizar métodos de cálculo y entender el comportamiento estocástico de estas nuevas tecnologías.

El análisis bibliométrico de 54 artículos que investigan la evaluación de la confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica en los últimos 5 años muestra una actividad constante con un promedio de 11 publicaciones por año. Las principales revistas donde se publicaron los artículos son *IEEE Transactions on Power Systems*, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, *IEEE Access* e *IET Generation, Transmission and Distribution*. Los autores más influyentes en este campo son principalmente de universidades en China y Estados Unidos. Estos autores tienen un impacto significativo en el campo de conocimiento y son referentes para otros investigadores. La actividad académica en este tema en los últimos 5 años indica que existe oportunidades para continuar investigando en la evaluación de confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica.

Los principales objetivos de investigación de los artículos revisados es i) reducir el tiempo de cálculo de los modelos actuales mediante la propuesta de algoritmos o métodos nuevos; ii) proponer nuevas perspectivas metodológicas para el modelamiento de tecnologías eólicas y solares; y iii) el uso de índices de confiabilidad en el planeamiento de sistemas eléctricos. Existen dos tipos de métodos: analíticos y de simulación numérica. Se identificó que método más empleado es la simulación Monte Carlo, en especial cuando se trata de redes eléctricas de gran dimensión. Pero tiene como desventaja que emplea tiempos excesivos de cálculo. También se identificó que los índices de confiabilidad que se emplean más es el LOLP y EENS. Finalmente, los datos más empleados son los de la red eléctrica de prueba RTS-79.

De la revisión de la literatura, gran parte de las investigaciones se han enfocado en acelerar el tiempo de cálculo de la simulación Monte Carlo. Mayormente se ha estudiado la simulación no secuencial, la cual tiene limitantes para representar la secuencia cronológica de las condiciones operativas. Se recomienda que futuras investigaciones centren esfuerzos en acelerar el tiempo de cálculo de la simulación secuencial de Monte Carlo. También se deduce que aún hace falta aplicar los métodos propuestos a aplicaciones de planeamiento o toma de decisiones en sistemas eléctricos existentes. Gran parte de las investigaciones emplean redes eléctricas de prueba, que tiene características diferentes a las redes eléctricas existentes. Por lo que se recomienda que futuras investigaciones empleen casos reales para evaluar la confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión. En cuanto a la simulación para obtener la potencia no suministrada, mayormente se emplea el flujo de potencia óptimo lineal DC que no considera la potencia reactiva. Se recomienda que futuras investigaciones empleen el flujo de potencia óptimo AC, de modo que se pueda analizar tecnologías de transmisión como FACTS¹⁵ o HVDC¹⁶.

3.6 CONCLUSIONES DE CAPITULO

El objetivo de este capítulo fue revisar y analizar los avances académicos en la evaluación de confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica. Para ello se ha empleado la revisión sistemática como metodología para elaborar el estado de arte. Esta metodología permitió identificar 54 investigaciones relevantes en el tema de investigación en los últimos 5 años. De la revisión de estas 54 investigaciones se concluye lo siguiente:

¹⁵ FACTS: *flexible alternating current transmission system*

¹⁶ HVDC: *high-voltage direct current*

- Existe una alta complejidad al evaluar la confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión. Esta complejidad se traduce en tiempos de cálculo prolongados, por lo que se investiga como reducir estos tiempos de cálculo. La revisión de la literatura sugiere que se debe seguir investigando en proponer nuevos métodos para mejorar los métodos actuales.
- Existe la necesidad de mejorar el modelamiento de nuevas tecnologías de generación, transmisión y/o demanda. Tecnologías como energías renovables, vehículos eléctricos, almacenamiento de energía, FACTS, HVDC.
- Gran parte de las investigaciones revisadas tienen un carácter teórico, usualmente se emplean redes eléctricas de prueba. Existe la necesidad de emplear los modelos desarrollados en estas investigaciones a casos reales.

CAPÍTULO 4: MUESTREO ESTRATIFICADO PARA ACELERAR LA SIMULACIÓN SECUENCIAL DE MONTE CARLO EN LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD

4.1 INTRODUCCIÓN

Debido a la complejidad de un sistema eléctrico, la evaluación de confiabilidad se realiza por zonas funcionales; es decir, no se evalúa el sistema eléctrico en su totalidad [6]. La evaluación del sistema de generación [75], [76], [77], [78], [79], considera únicamente las características de la generación y el comportamiento de la demanda para analizar la confiabilidad. La evaluación del sistema conjunto de generación y transmisión [36], [38], [43], [46], incorpora el sistema de transmisión; por lo tanto, proporciona un análisis detallado de la deficiencia de suministro en diferentes barras del sistema eléctrico de potencia. La evaluación del sistema multiárea [80], [81] simplifica el modelado de la red de transmisión, debido a que una evaluación detallada del sistema conjunto de generación y transmisión tiene una alta carga computacional en grandes sistemas eléctricos de potencia. En particular una evaluación detallada del sistema conjunto de generación y transmisión presenta una alta carga computacional y complejidad de simulación, siendo el principal obstáculo para aplicar este análisis a sistemas eléctricos reales [4]. Finalmente, otras zonas funcionales son el análisis de instalaciones de distribución, micro redes, sistemas de protección y sistemas industriales.

En ingeniería de confiabilidad, hay dos familias principales de métodos para analizar sistemas técnicos: los métodos analíticos y los de simulación numérica [8]. Los métodos analíticos puros no son prácticos para analizar un sistema conjunto de generación y transmisión de gran dimensión debido al comportamiento dinámico de un sistema eléctrico real. Pero pueden ser empleados junto a los métodos

de simulación numérica como métodos híbridos [38], [62], [79]. Por el contrario, los métodos de simulación numéricos son los más utilizados en la actualidad, especialmente los basados en la simulación Monte Carlo (SMC). Los métodos SMC para la evaluación de la confiabilidad de sistemas eléctricos se basan en dos enfoques principales: simulación no secuencial de Monte Carlo (SNSMC) [29], [35], [39], [40], [51], [82], [83], [84], [85], [86] y simulación secuencial de Monte Carlo (SSMC) [36], [38], [43], [46], [87]. Los enfoques difieren en cómo modelar el comportamiento cronológico de las condiciones de operación. Mientras que SNSMC muestrea una operación instantánea, SSMC muestrea una secuencia de operación durante un intervalo de tiempo (generalmente un año). En otras palabras, SNSMC es similar a tomar fotografías, mientras que SSMC es similar a tomar videos de las condiciones operativas del sistema eléctrico.

En los sistemas eléctricos de potencia convencionales (predominantemente térmicos), SNSMC es un enfoque práctico que requiere menos tiempo y esfuerzo computacional en comparación a SSMC[38]. Sin embargo, los sistemas eléctricos de potencia se están volviendo más variables y estocásticos debido a la adición de generación de energía renovable, almacenamiento de energía y generación distribuida [17]. La variabilidad de los recursos energéticos renovables, como la eólica o la solar, introduce la necesidad de analizar la secuencia temporal de operación en el análisis de confiabilidad [85]. El método clásico de SNSMC tiene limitaciones para reflejar las características del comportamiento cronológico a lo largo del tiempo. En los últimos años, se han investigado una serie de mejoras al método clásico de SNSMC para superar estas limitaciones y poder simular tecnologías de recursos renovables. Entre estos, se tiene la simulación semisequencial de Monte Carlo [88], [89], y la adición del análisis de correlación en parques eólicos [39], [51], [84]. Estos métodos estiman adecuadamente el valor esperado de los índices de confiabilidad, pero no estiman las distribuciones de probabilidad de los índices de confiabilidad [43]. Esto se debe a que SNSMC no puede simular la transición de una condición operativa a otra.

En comparación con SNSMC, los resultados obtenidos con SSMC brindan información completa sobre los riesgos de deficiencia de suministro en el sistema eléctrico. En primer lugar, proporciona resultados asociados al comportamiento cronológico; lo que permite comprender el efecto de las energías renovables, la carga/descarga del almacenamiento de energía o la variabilidad de la carga en el tiempo sobre la confiabilidad del sistema eléctrico. En segundo lugar, determina las distribuciones de probabilidad de los índices de confiabilidad para todo el sistema o a un nivel de subestación; esto es útil para identificar zonas críticas en el sistema eléctrico de potencia. En tercer lugar, ayuda a explicar y analizar otros resultados simulados, como la generación de energía, el comportamiento del flujo de potencia y el costo marginal. Sin embargo, la principal desventaja de SSMC es el esfuerzo computacional requerido, pues es mayor en comparación con SNSMC. Con el objetivo de mejorar SSMC, en los últimos años se han propuesto el modelo de probabilidad cronológica [43], adición de

modelos analíticos [38], muestreo de importancia con entropía cruzada [36] y la reducción de dimensionalidad [46].

La SMC aplicado a la evaluación de un sistema conjunto de generación y transmisión es un proceso iterativo con tres pasos principales: el muestreo, la simulación para obtener la deficiencia de suministro y la actualización de los índices de confiabilidad. El cuello de botella es el proceso de simulación porque se necesita calcular el flujo de potencia óptimo en cada iteración. Cuando el sistema conjunto de generación y transmisión tiene componentes altamente confiables o el tamaño de la red es extensa, SMC requiere más tiempo para obtener resultados. Las mejoras en el muestreo reducen el número de iteraciones requeridas; por lo tanto, el tiempo total de simulación disminuye. Las técnicas comunes para mejorar el muestreo son variables de control, muestreo de importancia, muestreo estratificado, técnica de diseño uniforme, muestreo de hipercubo, variables antitéticas y muestreo de daga [90]. Estas técnicas han sido estudiadas en SNSMC, y en los últimos años, el muestreo de importancia [29], [39], [82], [86] fue el más utilizado. Con respecto a SSMC, estos algoritmos de muestreo no se pueden usar directamente, ya que los mecanismos de muestreo de SSMC y SNSMC son diferentes.

En esta línea, varios autores [36], [38], [43], [46] estudiaron la SSMC para evaluar índices de confiabilidad en un sistema conjunto de generación y transmisión. Sin embargo, la principal desventaja de SSMC es el esfuerzo computacional requerido para calcular el flujo de potencia óptimo. SSMC demanda considerables recursos de cómputo y tiempo cuando la red es extensa y altamente confiable. Reducir el tiempo computacional está relacionado con reducir el tamaño de muestra requerido por SSMC o simplificar la simulación (flujo de potencia óptimo). Geng et al. [43] propone una simulación secuencial simplificada que acelera la estimación de la deficiencia de suministro. Sin embargo, esta propuesta solo se analizó en la red RTS-79, una red académica pequeña en comparación con las redes eléctricas reales. Zhao et al. [36] propone SSMC con entropía cruzada secuencial mejorada para acelerar la evaluación de confiabilidad. Esta propuesta se introduce en dos etapas: premuestreo y análisis de muestreo de importancia. Sin embargo, esta propuesta no calcula la función de distribución de probabilidad de los índices de confiabilidad (una característica esencial de SSMC). Zhao et al. [46] propone una reducción de dimensionalidad para variables desagregadas con propiedad cronológica. Este método transforma SSMC a SNSMC a través de un muestreo representativo de las condiciones de operación, lo que acelera el cálculo de los índices de confiabilidad. Sin embargo, el método propuesto no calcula la función de distribución de probabilidad de los índices de confiabilidad.

Con base en los estudios previos, se propone un método de muestreo estratificado basado en clústeres (MEBC) como mecanismo de muestreo para acelerar la SSMC. El método propuesto está compuesto de tres etapas: i) La primera etapa utiliza la SSMC con simulaciones del sistema de

generación (SSMC-G) para producir un conjunto de datos de simulación con observaciones de probabilidad, frecuencia y severidad de la potencia no suministrada. ii) La segunda etapa utiliza muestreo estratificado basado en clústeres (MEBC) para identificar observaciones significativas en el conjunto de datos de simulación calculadas en la primera etapa. iii) La tercera etapa utiliza la SSMC con simulaciones del sistema conjunto de generación y transmisión (SSMC-GT) con observaciones seleccionadas por el MEBC. Para validar la precisión y eficiencia del método propuesto, se analizan las redes RTS-79, RTS-96 y RTS-GMLC. Las principales contribuciones del presente capítulo son las siguientes:

1. El método propuesto aumenta la eficiencia de cálculo en la evaluación de la confiabilidad del sistema conjunto de generación y transmisión.
2. El método propuesto preserva la precisión y la distribución de probabilidad de los índices de confiabilidad. Por lo general, esta información se pierde en técnicas previas que aceleran la simulación secuencial de Monte Carlo.
3. El método propuesto es posible gracias a la aplicación del aprendizaje automático no supervisado a la evaluación de la confiabilidad del sistema conjunto de generación y transmisión. Este método permite identificar posibles secuencias operativas que producen deficiencias en el suministro eléctrico.

Este capítulo está organizado de la siguiente forma: la sección 3.2 describe el muestreo estratificado basado en clústeres. La sección 3.3 propone el algoritmo para la evaluación de la confiabilidad para un sistema conjunto de generación y transmisión. A continuación, la sección 3.4 presenta estudios de casos para demostrar la precisión y eficiencia del modelo propuesto. Finalmente, la sección 3.5 resume los resultados obtenidos en este capítulo.

4.2 MUESTREO ESTRATIFICADO BASADO EN CLÚSTERES

En la era de la analítica, el análisis de clústeres es cada vez más importante como herramienta de análisis de datos [91]. El análisis de clústeres tiene muchas aplicaciones en la segmentación de clientes, el análisis de redes sociales o el análisis de datos científicos. Una de esas aplicaciones es mejorar el muestreo estratificado, en el que el análisis de clústeres genera estratos, conocido como muestreo estratificado basado en clústeres (MEBC) [92]. Esta sección explica los elementos esenciales del análisis de clústeres y cómo aplicarlos al muestreo estratificado.

4.2.1 ANÁLISIS DE CLÚSTERES

Los métodos de agrupación en clústeres es una categoría de algoritmos de aprendizaje automático no supervisado¹⁷ para el análisis de datos. El objetivo principal es descubrir grupos naturales (clústeres) que tengan características similares en sus datos [93]. El análisis de clústeres calcula el grado de similitud (o disimilitud) entre las observaciones de datos en función de sus características. El análisis de clústeres se puede resumir de la siguiente manera.

4.2.1.1 Preparación de datos

La preparación de datos es el proceso relacionado con la transformación de datos antes de ser analizados con algoritmos de aprendizaje automático. Cuando los valores numéricos de los datos están en diferentes unidades o escalas, es necesario utilizar la transformación de datos. Por ejemplo, el conjunto de datos de simulación para esta investigación comprende valores de probabilidad, frecuencia (ocurrencias/año) y severidad (MWh/año). Consecuentemente, los datos de simulación tienen diferentes unidades y escalas numéricas. Por lo tanto, estos datos deben ser transformados por el método de estandarización, como se muestra en la ecuación (4.1). Donde \mathbf{r} es un vector del conjunto de datos; $E[\mathbf{r}]$ y $\sigma(\mathbf{r})$ son la media y la desviación estándar de los valores del vector \mathbf{r} . Finalmente, \mathbf{z} es el vector con los datos estandarizados. Adicionalmente al método de estandarización, existen otros métodos de transformación de datos como centro, escala, rango, normalización o Cox-Box.

$$\mathbf{z} = \frac{\mathbf{r} - E(\mathbf{r})}{\sigma(\mathbf{r})} \quad (4.1)$$

4.2.1.2 Función de distancia

La función de distancia define la similitud entre dos observaciones. La idea general es tener distancias cortas entre las observaciones del mismo clúster (similitud) y distancias grandes entre las observaciones de diferentes clústeres (disimilitud). Existen varios métodos para calcular la distancia entre observaciones, como la distancia Euclidiana, Manhattan, Hamming, Jaccard o Chebyshev. En esta investigación, se emplea la distancia Euclidiana. La ecuación para calcular esta distancia Euclidiana se muestra en la ecuación (4.2). Donde \mathbf{x} y \mathbf{y} son dos vectores de longitud f , y f es el número de características en cada observación del conjunto de datos. Finalmente, $d(\mathbf{x}, \mathbf{y})$ es la distancia Euclidiana entre el vector \mathbf{x} y \mathbf{y} .

$$d(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = \sqrt{\sum_i^f (x_i - y_i)^2} = \|\mathbf{x} - \mathbf{y}\| \quad (4.2)$$

¹⁷ *Unsupervised machine learning*

4.2.1.3 Algoritmo de agrupamiento en clústeres

Los métodos de agrupación en clústeres se pueden categorizar en: agrupamiento particional, jerárquico, basado en densidad, basado en cuadrícula y basado en modelos [93]. Cada algoritmo sigue una metodología diferente para determinar los clústeres de un conjunto de datos. El algoritmo requiere un conjunto de datos y la función de distancia para iniciar la secuencia de cálculo. Los resultados son clústeres, donde las características de las observaciones del mismo clúster son similares y las observaciones de diferentes clústeres tienen características diferentes. Esta investigación emplea los algoritmos k-medias (KM) y el agrupamiento jerárquico (AJ) porque son algoritmo ampliamente conocidos y estudiados.

K-medias es uno de los algoritmos de partición más populares en el análisis de agrupamiento. Murphy [94] indica que para implementar este algoritmo se debe seguir los siguientes pasos:

- Paso 1.** Definir entradas: conjunto de datos $\mathcal{X} = \{\mathbf{x}_n \mid n \in \{1, \dots, N\}\}$, función de distancia $d(\mathbf{x}, \mathbf{y})$ y el número de clústeres a calcular k .
- Paso 2.** Elegir aleatoriamente los centroides iniciales $\boldsymbol{\mu}_1, \boldsymbol{\mu}_2, \dots, \boldsymbol{\mu}_k$, donde $\boldsymbol{\mu}_k \in \mathcal{X}$
- Paso 3.** Agrupar los datos asignando cada observación $\mathbf{x}_n \in \mathcal{X}$ a su centro más cercano, como se muestra en la ecuación (4.3). Donde C_i es un clúster con índice i ; y $d(\mathbf{x}_n, \boldsymbol{\mu}_k)$ es la distancia euclidiana entre \mathbf{x}_n y $\boldsymbol{\mu}_k$.

$$C_i = \{\mathbf{x}_n \in \mathcal{X} \mid i = \operatorname{argmin}_k d(\mathbf{x}_n, \boldsymbol{\mu}_k)^2\}, \forall i \in \{1, \dots, k\} \quad (4.3)$$

- Paso 4.** Actualizar los centroides empleando la ecuación (4.4).

$$\boldsymbol{\mu}_i = \frac{1}{|C_i|} \sum_{\mathbf{x}_n \in C_i} \mathbf{x}_n, \forall i \in \{1, \dots, k\} \quad (4.4)$$

- Paso 5.** Iterar los pasos 3 y 4 hasta lograr la convergencia. El resultado final es el conjunto de clústeres $\mathbf{C} = \{C_1, \dots, C_k\}$.

El agrupamiento jerárquico (AJ) es otro de los algoritmos de agrupamiento más populares en el análisis de agrupamiento en clústeres. Murphy [94] indica que para implementar este algoritmo se debe seguir los siguientes pasos:

Paso 1. Definir entradas: conjunto de datos $\mathcal{X} = \{\mathbf{x}_n \mid n \in \{1, \dots, N\}\}$, función de distancia $d(\mathbf{x}, \mathbf{y})$ y número de clústeres k .

Paso 2. Inicializar el conjunto de clústeres \mathcal{C} con $\mathcal{C} = \{C_i \mid \mathbf{x}_n \in \mathcal{X}, i = n\}$. Luego calcular la matriz de disimilitud D como se muestra en la ecuación (4.5).

$$D(A, B) = \frac{1}{|A||B|} \sum_{x \in A, y \in B} d(x, y), \forall (A, B) \in S \times S \quad (4.5)$$

Paso 3. Seleccionar un par de clústeres distintos $\{C_i, C_j\} \subseteq \mathcal{C}$ de mínima disimilitud en la matriz D .

Paso 4. Retirar C_i, C_j del conjunto de clústeres S y reemplazarlos con $C_l = C_i \cup C_j$.

Paso 5. Actualice la matriz de disimilitud $D(C_k, C_l) \forall k \in S$ con la ecuación (5).

Paso 6. Mientras al menos k objetos permanezcan en el conjunto de clústeres \mathcal{C} , regrese al paso 3. El resultado final es el conjunto de clústeres $\mathcal{C} = \{C_1, \dots, C_k\}$.

4.2.1.4 Eficacia de la agrupación en clústeres

Hay varios métodos para medir la eficacia de la agrupación en clústeres. Entre ellos, el coeficiente de silueta cuantifica el grado en que las observaciones individuales pertenecen a sus respectivos grupos [92], [94], [95]. El ancho de silueta promedio (ASW¹⁸) de una agrupación \mathcal{C} se determina en función del conjunto de k clústeres $\mathcal{C} = \{C_1, \dots, C_k\}$, como se muestra en las ecuaciones (4.6)-(4.9).

$$ASW = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n s_i \quad (4.6)$$

$$s_i = \frac{b_i - a_i}{\max\{a_i, b_i\}} \quad (4.7)$$

$$a_i = \frac{1}{|C_i|} \sum_{x_j \in C_i, x_j \neq x_i} \|x_i - x_j\| \quad (4.8)$$

$$b_i = \min_{C_l \neq C_i} \frac{1}{|C_l|} \sum_{x_j \in C_l} \|x_i - x_j\| \quad (4.9)$$

¹⁸ ASW: Average Silhouette Width

Cada configuración del número de clúster k se relaciona con un ancho de silueta promedio (ASW). Un coeficiente superior de ASW a 0.7 indica datos muy agrupados, entre 0.5 y 0.7 indica datos razonablemente agrupados y menos de 0.5 indica datos poco agrupados [92]. Por lo tanto, maximizar el ASW optimiza el número de clústeres k que tiene un conjunto de datos.

4.2.2 PROCESO DE MUESTREO ESTRATIFICADO BASADO EN CLÚSTERES

El muestreo estratificado requiere tres decisiones importantes de diseño: definir los estratos, calcular el tamaño de muestra requerida en cada estrato y elegir las observaciones de acuerdo con el tamaño de muestra de cada estrato [96]. El muestreo estratificado es eficiente cuando la variabilidad dentro de cada estrato es mínima y el valor promedio entre estratos difieren ampliamente. El análisis de clústeres tiene un concepto similar porque agrupa observaciones con alta similitud en cada clúster y alta disimilitud entre clústeres. El proceso de muestreo estratificado basado en clústeres (MEBC) [92], [96] se puede resumir en los siguientes pasos:

Paso 1. El análisis de clústeres define los estratos en función de las características de los datos. En otras palabras, un clúster es equivalente a un estrato. La sección 4.2.1 explica este análisis de clústeres en detalle.

Paso 2. Una regla de asignación calcula el tamaño de la muestra n_k en cada clúster. En primer lugar, el método de muestreo clásico calcula el tamaño de muestra total requerido n utilizando el margen de error e y el puntaje Z , como se muestra en las ecuaciones (4.10) y (4.11). En segundo lugar, la asignación proporcional calcula un tamaño de muestra para cada clúster en función del tamaño de un clúster individual $|C_k|$, como se muestra en la ecuación (4.12). Donde n es el tamaño de muestra requerido, N es el número total de observaciones y $|C_k|$ es el tamaño de un clúster individual.

$$n_0 = \frac{Z^2}{4e^2} \quad (4.10)$$

$$n = \frac{n_0}{1 + n_0/N} \quad (4.11)$$

$$n_k = \frac{n}{N} |C_k| \quad (4.12)$$

Paso 3. Un muestreo aleatorio sin reemplazo elige las observaciones en cada clúster. Por lo tanto, cada observación en cada clúster tiene la misma probabilidad de ser seleccionada como muestra.

4.2.3 CALIDAD DEL MUESTREO

La calidad del método de muestreo se determina mediante la estimación de la precisión y la varianza. Un estimador t_k de t es preciso si el error cuadrático medio (MSE) es pequeño y si la varianza (V) es pequeña. MSE y la varianza del estimador t se define en las ecuaciones (4.13)-(4.14) [96]. El MSE y la varianza se determinan para M experimentos de muestreo aleatorio para cada configuración del número de clúster k . Por lo tanto, minimizar el MSE y la varianza optimiza el número de clústeres k que deben ser empleados en el muestreo estratificado.

$$MSE_k = E[(t_k - t)^2] \quad (4.13)$$

$$V_k = E[(t_k - E[t_k])^2] \quad (4.14)$$

4.3 EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD

Esta sección describe los métodos utilizados para calcular los índices de confiabilidad basados en la simulación secuencial de Monte Carlo (SSMC). En primer lugar, se describe cómo usar el muestreo de duración de estados para generar la secuencia de estados para cada componente. En segundo lugar, se describe la simulación utilizada para calcular la deficiencia de suministro o potencia no suministrada. En tercer lugar, se explica cómo calcular los índices de confiabilidad a partir de la potencia no suministrada. En cuarto lugar, se explica el procedimiento iterativo de la simulación secuencial de Monte Carlo (SSMC). Finalmente, se describe en detalle el procedimiento para aplicar el muestreo estratificado basado en clústeres (MEBC) para acelerar la SSMC en la evaluación de confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión.

4.3.1 MUESTREO DE DURACIÓN DE ESTADOS

El muestreo de duración de estado es la generación aleatoria de una posible secuencia operativa de cada componente de generación o transmisión a lo largo del tiempo. Se basa en la premisa de que cada componente tiene dos estados: el estado disponible ($s = 1$) y el estado no disponible ($s = 0$). Se utiliza el método de transformación inversa para generar la posible secuencia de estados de cada componente [6], [13]. Este método utiliza distribuciones de probabilidad de cada componente y números aleatorios. Las distribuciones más empleadas en la evaluación de la confiabilidad es la distribución exponencial [13]. Para la distribución exponencial, el algoritmo para determinar el muestreo de duración de estado de cada componente es el siguiente:

Paso 1. Supongamos que el estado inicial del componente c (unidad de generación o línea de transmisión) está disponible ($e = 1$).

Paso 2. Se debe muestrear dos números aleatorios uniformemente distribuidos ($U1$ y $U2$) entre 0 y 1. Mediante el método de transformada inversa, se determina la duración del estado disponible (d_d) y no disponible (d_n) como se muestra en las ecuaciones (4.15)-(4.16). Donde λ y μ son la tasa de falla y tasa de reparación asociadas a la distribución exponencial de cada componente.

$$d_d = -\frac{1}{\lambda} \ln(U1) \quad (4.15)$$

$$d_n = -\frac{1}{\mu} \ln(U2) \quad (4.16)$$

Paso 3. Repetir el paso 2 hasta que la duración del estado disponible y no disponible sea mayor o igual al tiempo total de simulación (TS). Esta secuencia construye el muestreo de duración de estado de un componente como se muestra en la ecuación (4.17).

$$e_{ct} = \begin{cases} 1, & \text{si es disponible para el tiempo } t \\ 0, & \text{si no es disponible para el tiempo } t \end{cases} \quad (4.17)$$

Paso 4. Repita desde el paso 1 para cada componente.

4.3.2 SIMULACIÓN PARA OBTENER LA POTENCIA NO SUMINISTRADA

4.3.2.1 Simulación del sistema de generación

En este enfoque de simulación, solo se consideran las características de generación para determinar la potencia no suministrada. El modelo ignora la red de transmisión, por lo que no se requiere emplear el cálculo del flujo de potencia. En consecuencia, este enfoque subestima la potencia no suministrada porque no considera escenarios en los que la capacidad de transmisión restringe a la capacidad de generación. La principal ventaja es su fácil implementación y que requiere menos tiempo computacional en comparación a una simulación del sistema conjunto de generación y transmisión (sección 4.3.2.2). El algoritmo para calcular la potencia no suministrada (P_t^{ns}) es el siguiente:

Paso 1. Como se muestra en la ecuación (4.18), la potencia disponible de una unidad de generación ($P_{t,g}^{dis}$) es un producto de la potencia máxima (P_g^{max}), el vector de estado (e_{ct}) y la serie de tiempo sintética de cada unidad generadora (R_t^{stts}). La serie de tiempo solo es necesario para unidades renovables como la eólica o la solar fotovoltaica.

- Paso 2.** Calcular la potencia disponible del sistema de generación (P_t^{dis}) y la demanda del sistema (P_t^{dem}) en cada tiempo como se muestra en las ecuaciones (4.19) y (4.20).
- Paso 3.** Finalmente, determinar la potencia no suministrada (P_t^{ns}) como se muestra en la ecuación (4.21).

$$P_{t,g}^{dis} = P_g^{max} e_{ct} R_t^{sts} \quad (4.18)$$

$$P_t^{dis} = \sum_g^G P_{t,g}^{dis} \quad (4.19)$$

$$P_t^{dem} = \sum_b^B P_{t,b}^{dem} \quad (4.20)$$

$$p_t^{ns} = \begin{cases} P_t^{dem} - P_t^{dis}, & \text{si la demanda es mayor que la generación disponible} \\ 0, & \text{si la demanda es menor que la generación disponible} \end{cases} \quad (4.21)$$

4.3.2.2 Simulación del sistema conjunto de generación y transmisión

En este enfoque de simulación, se consideran las características de generación y transmisión para determinar la potencia no suministrada. Este enfoque estima la potencia no suministrada con mayor precisión, pero requiere más tiempo de cálculo en comparación a la simulación del sistema de generación (sección 3.3.2.1). El flujo de potencia óptimo lineal de corriente continua es el método más utilizado para simular el funcionamiento del sistema eléctrico de potencia. Sin embargo, se puede usar un flujo de potencia óptimo de corriente alterna, pero aumenta en gran medida la complejidad y el tiempo de cálculo. A continuación, se presenta el algoritmo para obtener la potencia no suministrada (P_t^{ns}) basada en el flujo de potencia óptimo lineal de corriente continua.

- Paso 1.** Calcular la potencia disponible en unidades de generación ($P_{t,g}^{dis}$) y la potencia disponible en líneas de transmisión ($P_{t,l}^{dis}$), como se muestra en las ecuaciones (4.18) y (4.22).

$$P_{t,l}^{dis} = P_l^{max} e_{ct} \quad (4.22)$$

- Paso 2.** Calcular el flujo de potencia óptimo lineal DC como se muestra en las ecuaciones (4.23)-(4.29). La función objetivo minimiza la suma de los costos operativos de generación y el costo de energía no suministrada, esta función se define en la ecuación (4.23). La primera ley de Kirchhoff, que relaciona el balance de potencia nodal en cada barra se define en la ecuación (4.24). La restricción en la que la potencia no suministrada es menor que la demanda se define en la ecuación (4.25). Los límites máximos de operación para las unidades de

generación se definen en la ecuación (4.26). Las restricciones de producción de energía se representan en la ecuación (4.27). Los límites operativos de las unidades de transmisión se definen en la ecuación (4.28). La segunda ley de Kirchhoff, que relaciona los parámetros eléctricos de cada línea de transmisión y el flujo de potencia se define en la ecuación (4.29).

$$\text{Min} \sum_t^T \left(\sum_g^G C_g^{ope} p_{t,g}^{gen} + \sum_b^B C_b^{ens} p_{t,b}^{ns} \right) \quad (4.23)$$

$$\sum_{e(g)=1}^G p_{t,g}^{gen} + \sum_{r(l)=1}^L p_{t,l}^{flujo} - \sum_{s(l)=1}^L p_{t,l}^{flujo} - P_{t,b}^{dem} + p_{t,b}^{ns} = 0, \quad \forall t, \forall b \quad (4.24)$$

$$p_{t,b}^{ns} \leq P_{t,b}^{dem}, \quad \forall t, \forall b \quad (4.25)$$

$$p_{t,g}^{gen} \leq P_{t,g}^{dis}, \quad \forall t, \forall g \quad (4.26)$$

$$\sum_t^T p_{t,g}^{gen} \leq E_g^{max}, \quad \forall g \quad (4.27)$$

$$-P_{t,l}^{dis} \leq p_{t,l}^{flujo} \leq P_{t,l}^{dis}, \quad \forall t, \forall l \quad (4.28)$$

$$p_{t,l}^{flujo} - B_l * (\theta_{t,b}^{s(l)=1} - \theta_{t,b}^{r(l)=1}) = 0, \quad \forall t, \forall l \quad (4.29)$$

Paso 3. Finalmente, se determina la potencia no suministrada para cada tiempo (P_t^{ns}) como se muestra en la ecuación (4.30).

$$P_t^{ns} = \sum_b^B p_{t,b}^{ns} \quad (4.30)$$

4.3.3 DETERMINACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

Al evaluar la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, es usual emplear índices de probabilidad de pérdida de carga (LOLP), frecuencia de pérdida de carga (LOLF) y expectativa de energía no suministrada (EENS). En primer lugar, la potencia no suministrada se calcula a partir de cada simulación asociada con un muestreo de duración de estados. Luego, a partir de esta potencia no suministrada se estiman los índices de probabilidad, frecuencia y severidad en cada simulación. Finalmente, luego de realizar varias simulaciones se estiman los índices de confiabilidad (LOLP, LOLF, EENS), que son los valores esperados de los índices de probabilidad, frecuencia y severidad. En otras palabras, cada vez que se evalúa una nueva simulación, se actualizan los índices de confiabilidad.

4.3.3.1 Probabilidad, frecuencia y severidad de la potencia no suministrada

El índice de probabilidad (P_i) mide la probabilidad en la que puede presentarse la deficiencia de suministro en la operación del sistema eléctrico en una simulación particular i . Es decir, define la probabilidad de que ocurra la potencia no suministrada, pero no la severidad. Este índice se determina en base a una relación entre la suma de los tiempos de duración de la potencia no suministrada y el tiempo total de simulación, como se muestra en las ecuaciones (4.31) y (4.32). Donde e_t indica el estado de un sistema en el tiempo t ; Δt es la duración de t considerada en la simulación para obtener la potencia no suministrada. Por lo general, el valor de Δt es una hora.

$$e_t = \begin{cases} 1, & \text{if } P_t^{ns} > 0 \\ 0, & \text{otro caso} \end{cases} \quad (4.31)$$

$$P_i = \frac{1}{TS} \sum_t^T e_t \Delta t \quad (4.32)$$

El índice de frecuencia (F_i) mide con qué frecuencia puede aparecer la deficiencia de suministro en la operación del sistema de potencia en una simulación particular i . Define el número de fallas en un período TS , y comúnmente su unidad es ocurrencias por año. El índice de frecuencia se determina contando el número de transiciones de operación normal a deficiencia en el tiempo de simulación TS , como se muestra en las ecuaciones (4.33) y (4.34). Donde I_t indica la transición de un sistema de operación normal a un estado de deficiencia. Por ejemplo, caso a: pasa de operación normal ($e_{t-1} = 0$) a estado de deficiencia ($e_t = 1$), por lo tanto $I_t = 1$. Caso b: pasa de operación normal ($e_{t-1} = 0$) a operación normal ($e_t = 0$), por lo tanto $I_t = 0$.

$$I_t = \begin{cases} 1, & \text{if } e_t - e_{t-1} = 1 \\ 0, & \text{otro caso} \end{cases} \quad (4.33)$$

$$F_i = \frac{1}{TS} \sum_t^T I_t \quad (4.34)$$

El índice de severidad (S_i) mide cuánto puede presentarse la deficiencia de suministro en la operación del sistema de potencia en una simulación particular i . Define la energía no suministrada en el tiempo de simulación TS , comúnmente medida en MWh/año. El índice de severidad se determina con base en la potencia no suministrada en cada hora (P_t^{ns}), como se muestra en la ecuación (4.35).

$$S_i = \frac{1}{TS} \sum_t^T P_t^{ns} \Delta t \quad (4.35)$$

4.3.3.2 Índices de confiabilidad

Los índices de confiabilidad son el valor esperado de los índices de probabilidad, frecuencia y severidad. En otras palabras, se requieren varias observaciones de estos índices para estimar el valor esperado. Si aumenta el número de observaciones en el conjunto de datos de simulación, aumenta la precisión del valor esperado. Las ecuaciones (4.36)-(4.38) muestran cómo estimar estos índices de confiabilidad. Donde N es el número total de observaciones, P_i es el índice de probabilidad, F_i es el índice de frecuencia y S_i es el índice de severidad.

$$LOLP = \frac{1}{N} \sum_i^N P_i \quad (4.36)$$

$$LOLF = \frac{1}{N} \sum_i^N F_i \quad (4.37)$$

$$EENS = \frac{1}{N} \sum_i^N S_i \quad (4.38)$$

4.3.3.3 Convergencia

Los índices de confiabilidad se actualizan en cada nueva iteración del método Monte Carlo. En efecto, el número de observaciones en el conjunto de datos de simulación aumenta con más iteraciones y el valor esperado tiende a converger. El coeficiente de variación (β) se utiliza como criterio de convergencia durante las iteraciones del método Monte Carlo. Este coeficiente de variación se calcula como se muestra en la ecuación (4.39) [13]. Por lo tanto, aumentar el número de observaciones (N) o disminuir la varianza muestral (V) aumenta la precisión de la estimación de los índices de confiabilidad. El criterio de parada para terminar de iterar el método Monte Carlo es cuando este coeficiente (β) es menor que un coeficiente de variación máximo (β_{max}). En estudios previos para un sistema conjunto de generación y transmisión, este coeficiente de variación máximo (β_{max}) fue de 4% [43] o 5% [36], [46].

$$\beta = \frac{1}{E(S_i)} \sqrt{\frac{V(S_i)}{N}} \quad (4.39)$$

4.3.4 SIMULACIÓN SECUENCIAL DE MONTE CARLO (SSMC)

Esta sección describe el proceso de la simulación secuencial de Monte Carlo (SSMC). La Figura 4.1 muestra el algoritmo SSMC que sigue cinco pasos generales:

- Paso 1.** La generación de muestreo de duración de estados que determina la secuencia de estados de los componentes del sistema eléctrico (generadores y/o líneas de transmisión).
- Paso 2.** Determinación de la potencia no suministrada mediante simulación. Si el enfoque es simular el sistema de generación (SSMC-G) se debe utilizar las ecuaciones de la sección 4.3.2.1. Si el enfoque de simulación es de un sistema conjunto de generación y transmisión (SSMC-GT) se debe emplear las ecuaciones de la sección 4.3.2.2.
- Paso 3.** Calcular índices de probabilidad, frecuencia y severidad de la potencia no suministrada (ver sección 4.3.3.1)
- Paso 4.** Actualizar los índices de confiabilidad: LOLP, LOLF, EENS (ver sección 4.3.3.2) y el coeficiente de variación β (ver sección 4.3.3.3)
- Paso 5.** Finalmente, si el coeficiente de variación β es menor que el coeficiente de variación máximo β_{max} se finaliza el proceso iterativo de Monte Carlo. Caso contrario se repite desde el paso 1.

Figura 4.1. Algoritmo de la simulación secuencial de Monte Carlo (SSMC).

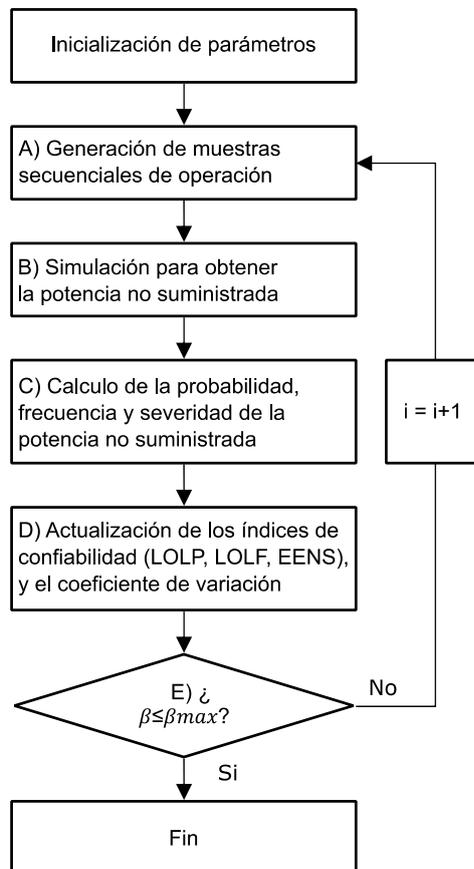
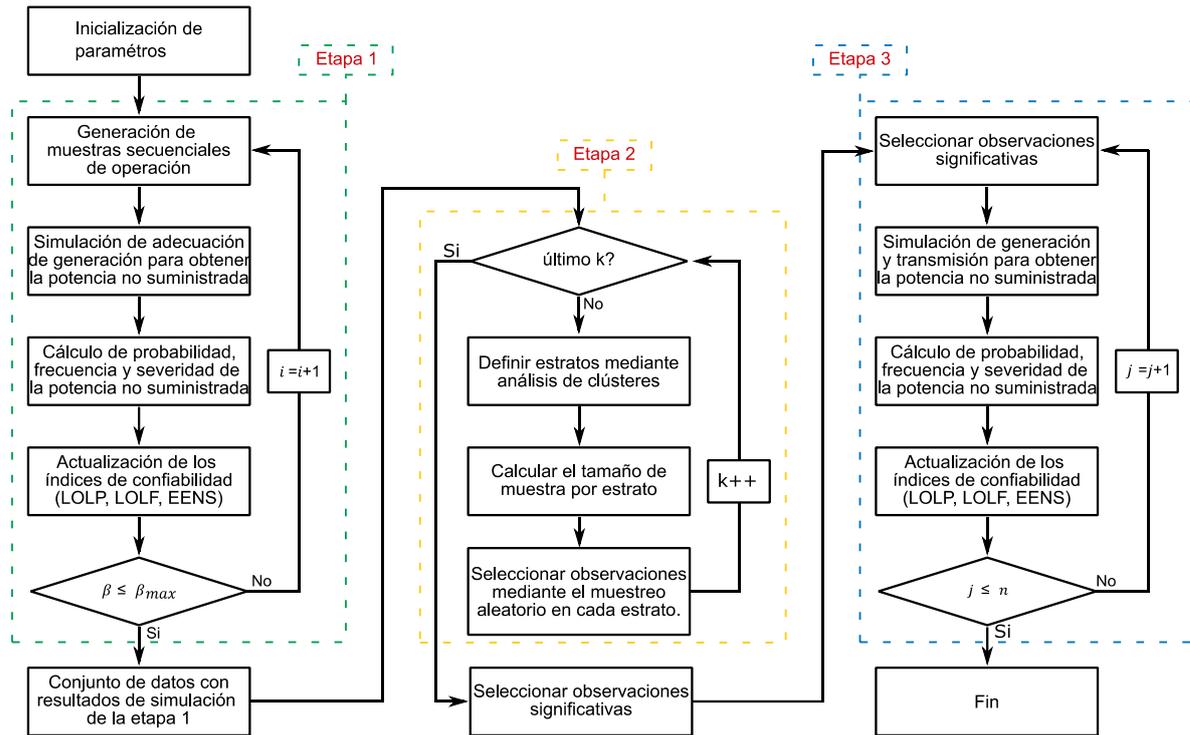


Figura 4.2. Algoritmo propuesto de muestreo estratificado basado en clústeres para acelerar la simulación secuencial de Monte Carlo (MEBC-SSMC).



4.3.5 MUESTREO ESTRATIFICADO BASADO EN CLÚSTERES PARA ACELERAR LA SIMULACIÓN SECUENCIAL DE MONTE CARLO (MEBC-SSMC)

Esta sección describe el proceso de muestreo estratificado basado en clústeres para acelerar la simulación secuencial de Monte Carlo (MEBC-SSMC). La Figura 4.2 muestra el algoritmo MEBC-SSMC, el cual tiene tres etapas:

- Etapa 1.** La primera etapa calcula el conjunto de datos de simulación con el enfoque de simulación de un sistema de generación (SSMC-G). Es preciso mencionar que este tipo de simulación requiere menos tiempo que el enfoque de simulación de un sistema conjunto de generación y transmisión.
- Etapa 2.** La segunda etapa utiliza muestreo estratificado basado en clústeres (MEBC) para identificar observaciones significativas en el conjunto de datos de simulación obtenidos de la etapa 1. El análisis MEBC se analiza para diferentes configuraciones del número de clústeres k . Para seleccionar el número de clúster k , se propone utilizar el criterio de ASW máximo y MSE mínimo. Luego, con el valor adecuado de k , se seleccionan las observaciones significativas a simular en la siguiente etapa.
- Etapa 3.** La tercera etapa emplea el enfoque de simulación de sistema conjunto de generación y transmisión (SSMC-GT) con las observaciones significativas seleccionadas en la etapa 2. El

concepto clave es utilizar un flujo de potencia óptimo en cada observación para estimar los índices de probabilidad, frecuencia y severidad de la potencia no suministrada. En este caso, la condición de terminación de la iteración de Monte Carlo es cuando se simulan todas las observaciones seleccionadas en la etapa 2.

4.4 CASO DE ESTUDIO

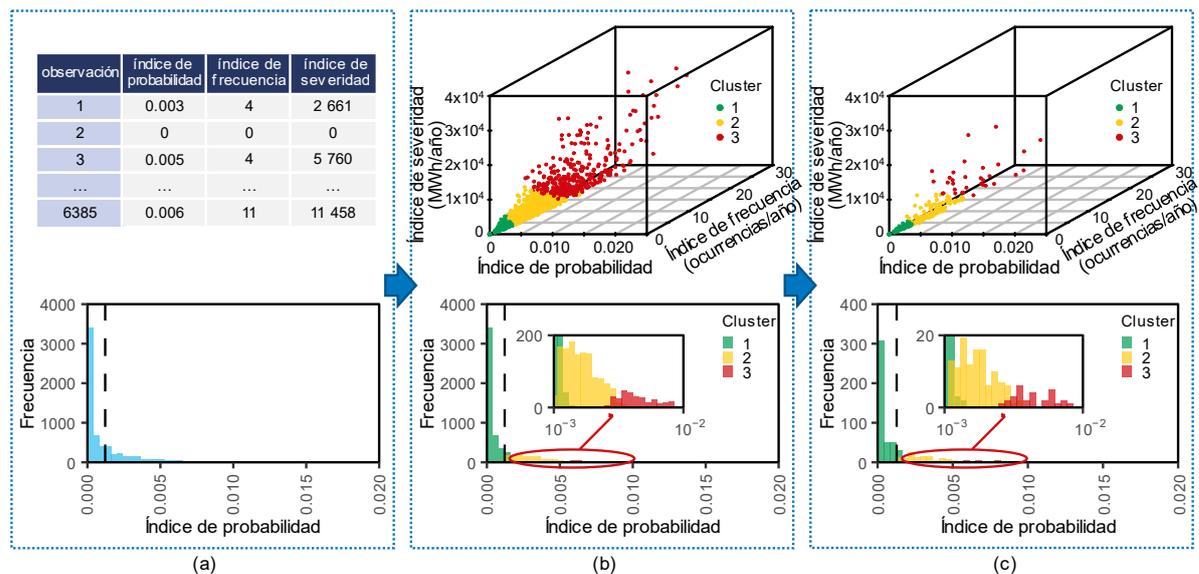
Esta sección demuestra la precisión y eficiencia de la propuesta de incorporar el muestreo estratificado basado en clústeres (MEBC) en el método de simulación secuencial de Monte Carlo (SSMC). En el algoritmo propuesto MEBC-SSMC, los parámetros son el coeficiente de variación máximo (β_{max}), el error (e) y la puntuación z-score (Z). El algoritmo no tiene configuraciones especiales para adaptarse a problemas de sistemas eléctricos de potencia. Para probar la robustez del algoritmo, se evaluó el algoritmo MEBC-SSMC en tres redes eléctricas diferentes con tres escenarios de demanda cada una. Para ello se empleó tres conocidas redes eléctricas RTS-79 [73], RTS-96 [74] y RTS-GMLC [3]. Las simulaciones se realizaron para cada red eléctrica empleado tres modelos diferentes: el modelo clásico con simulaciones de sistema conjunto de generación y transmisión (SSMC-GT), el modelo propuesto MEBC-SSMC empleando k-medias (MEBC-SSMC-KM) y empleando el agrupamiento jerárquico (MEBC-SSMC-AJ). Las simulaciones se realizan utilizando código implementado en el lenguaje de programación Julia [97], el lenguaje de modelado algebraico JuMP [98] y el software de optimización Gurobi [99]. El hardware utilizado consta de un procesador AMD Ryzen 9 5950X de 16 núcleos con 96 GB de RAM.

4.4.1 RTS-79

RTS-79 es una de las redes más comunes para estudiar la confiabilidad de los sistemas eléctricos. Esta red incluye 24 barras, 32 unidades de generación y 38 líneas de transmisión. La capacidad de generación es de 3105 MW de unidades térmicas y 300 MW de unidades hidroeléctricas. El perfil de carga horaria tiene 8736 horas y es el mismo para cada barra. Los datos de esta red se detallan en el anexo A. Se analizaron tres escenarios basados en la demanda máxima anual: 100% (d1), 105% (d2) y 110% (d3) del nivel de demanda original (demanda máxima de 2850 MW). Para el modelo clásico (SSMC-GT) y para la primera etapa del modelo propuesto (SSMC-G) se empleó un coeficiente de variación máximo (β_{max}) de 3%. En la segunda etapa del modelo propuesto se empleó un margen de error y z-score de $e = 0.05$, y $Z = 2.58$, respectivamente.

La Figura 4.3 muestra un ejemplo del muestreo estratificado basado en clústeres (MEBC) aplicado al conjunto de datos de simulación de la red RTS-79 en el escenario de demanda del 100 % con $k=3$. Se inicia a partir del conjunto de datos obtenidos de los resultados de la simulación de SSMC-G, donde las filas son observaciones de cada simulación secuencial de Monte Carlo; y las columnas son los índices de probabilidad, frecuencia y severidad calculados para cada simulación. Luego, los estratos se definen mediante análisis de clústeres y las observaciones se seleccionan mediante muestreo aleatorio en cada estrato. La Figura 4.4 muestra el MEBC para diferentes números de clústeres k . Para cada valor de k , se repitió el muestreo aleatorio 100 veces ($M=100$). A medida que aumenta el número de clústeres, el ancho de silueta promedio disminuye, el error cuadrático medio aumenta y la varianza disminuye. Por ello, es conveniente seleccionar un valor de k que mejore la calidad del muestreo y tenga una buena efectividad en el análisis de clústeres. Para seleccionar el valor de k se tomó como criterio tener un ancho de silueta promedio de al menos 0.5 y el mínimo error cuadrático medio. Finalmente, las observaciones elegidas por el método MEBC serán simuladas con el modelo SSMC-GT.

Figura 4.3. Ejemplo de muestreo estratificado basado en clústeres (MEBC) en la red RTS-79.

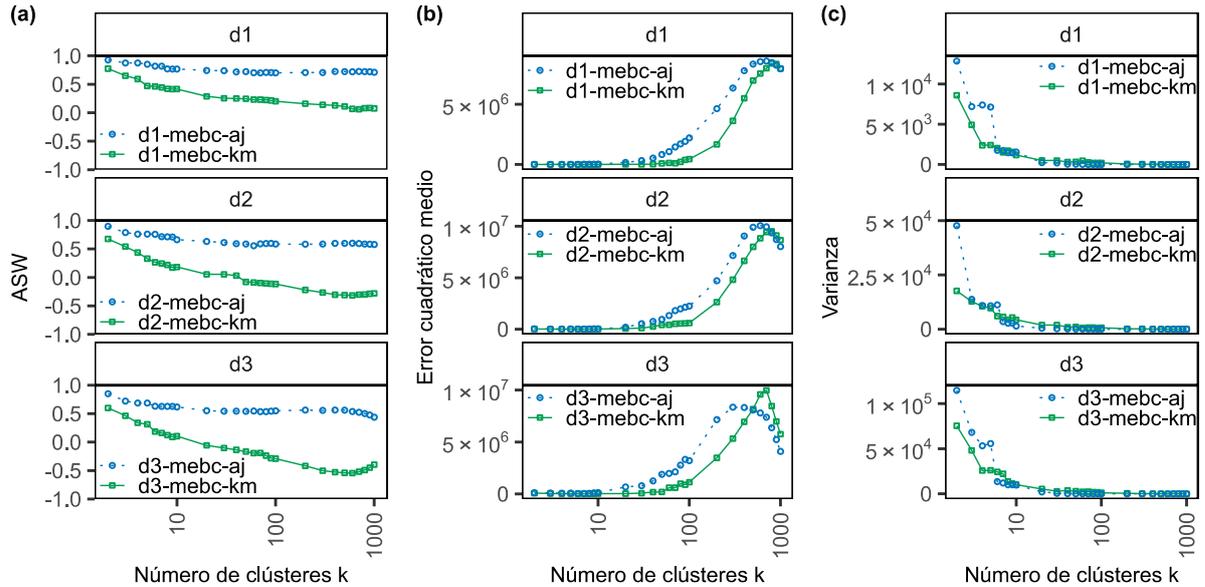


Notas: Muestreo estratificado basado en clústeres (MEBC) aplicado al conjunto de datos de simulación de la red RTS-79 en el escenario de demanda de 100 %. (a) conjunto de datos basado en los resultados de simulación de SSMC-G (b) estratos definidos por análisis de clústeres para $k=3$, y (c) observaciones elegidas por muestreo aleatorio simple.

La Tabla 4.1 compara los índices de confiabilidad, las observaciones realizadas y el tiempo de CPU entre los modelos clásicos (SSMC-GT) y los modelos propuestos con k -medias (MEBC-SSMC-KM) y agrupamiento jerárquico (MEBC-SSMC-AJ), bajo diferentes escenarios de demanda. Los índices de confiabilidad (LOLP, LOLF, EENS) obtenidos por SSMC-GT en el escenario de 100% de demanda son similares a los resultados reportados en investigaciones previas con SSMC [36], [38], [43], [46],

validando así los resultados del modelo clásico. Analizando la precisión para los tres escenarios de demanda, la estimación de los índices de confiabilidad de los modelos con MEBC tiene un error relativo menor al 5.4%, respecto al modelo clásico. Comparando la eficiencia de cálculo, las observaciones requeridas usando MEBC representan el 9%, 18% y 29% de las observaciones del modelo clásico para los escenarios de demanda del 100%, 105% y 110%, respectivamente. En consecuencia, la aplicación MEBC reduce el tiempo de uso de la CPU en 6.6, 4.2 y 2.9 veces para los tres escenarios de demanda.

Figura 4.4. Análisis del muestreo estratificado basado en clústeres (MEBC) en la red RTS-79.



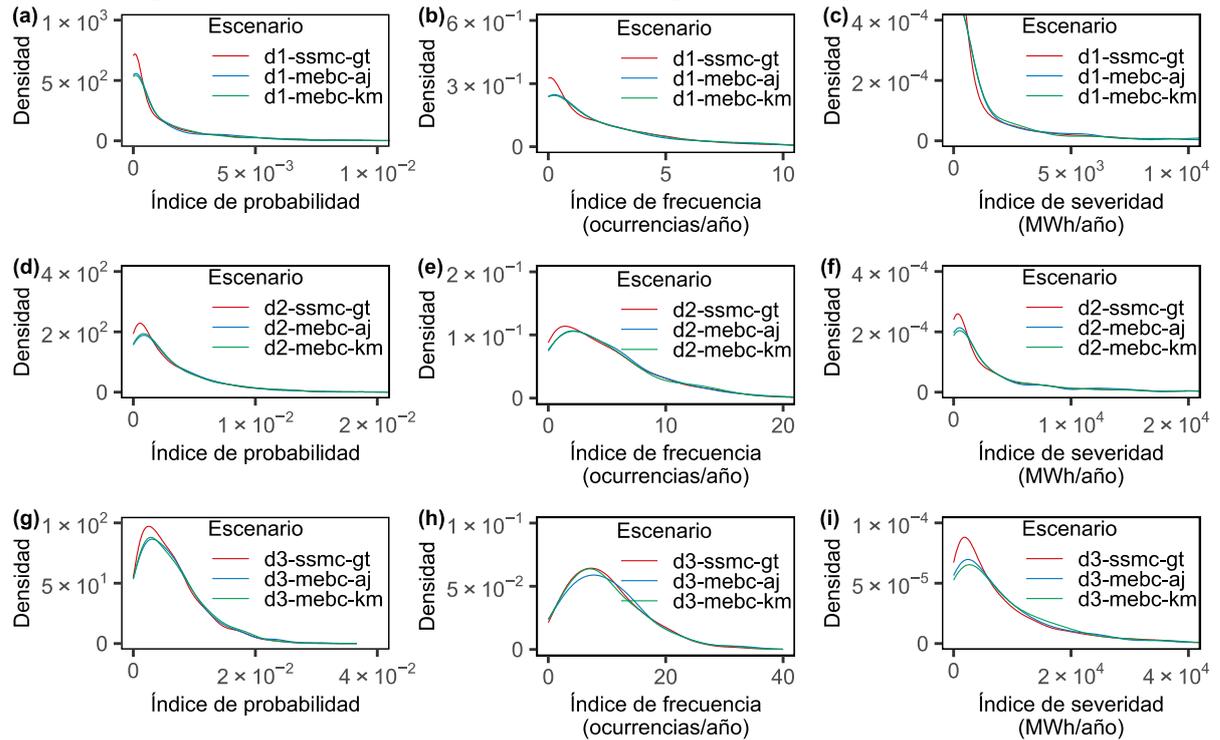
Notas: Análisis del muestreo estratificado basado en clústeres (MEBC) con k-medias (KM) y agrupamiento jerárquico (AJ) aplicado para diferentes cantidades de clústeres k en los tres escenarios de demanda. (a) Ancho de silueta promedio, (b) Error cuadrático medio, y (c) Varianza.

Tabla 4.1. Resultados de la evaluación de confiabilidad para la red RTS-79.

Escenario	Demanda	Modelo	k	LOLP	LOLF (ocurrencias/ año)	EENS (MWh/año)	Observaciones	Tiempo de CPU (minutos)
d1-ssmc-g	100%	SSMC-G		1.218E-03	2.145	1345	6385	7.8
d1-ssmc-gt	100%	SSMC-GT		1.221E-03	2.150	1349	6358	180.7
d1-mebc-km	100%	MEBC-SSMC-KM	4	1.207E-03	2.114	1348	603	27.5
d1-mebc-aj	100%	MEBC-SSMC-AJ	3	1.221E-03	2.119	1354	603	27.5
d2-ssmc-g	105%	SSMC-G		2.773E-03	4.719	3350	3088	3.5
d2-ssmc-gt	105%	SSMC-GT		2.778E-03	4.729	3356	3078	82.7
d2-mebc-km	105%	MEBC-SSMC-KM	3	2.821E-03	4.772	3354	548	19.7
d2-mebc-aj	105%	MEBC-SSMC-AJ	4	2.857E-03	4.984	3357	548	19.5
d3-ssmc-g	110%	SSMC-G		6.251E-03	10.109	8156	1616	2.0
d3-ssmc-gt	110%	SSMC-GT		6.255E-03	10.117	8167	1613	43.3
d3-mebc-km	110%	MEBC-SSMC-KM	2	6.192E-03	9.780	8170	471	15.0
d3-mebc-aj	110%	MEBC-SSMC-AJ	7	6.225E-03	10.068	8161	471	14.9

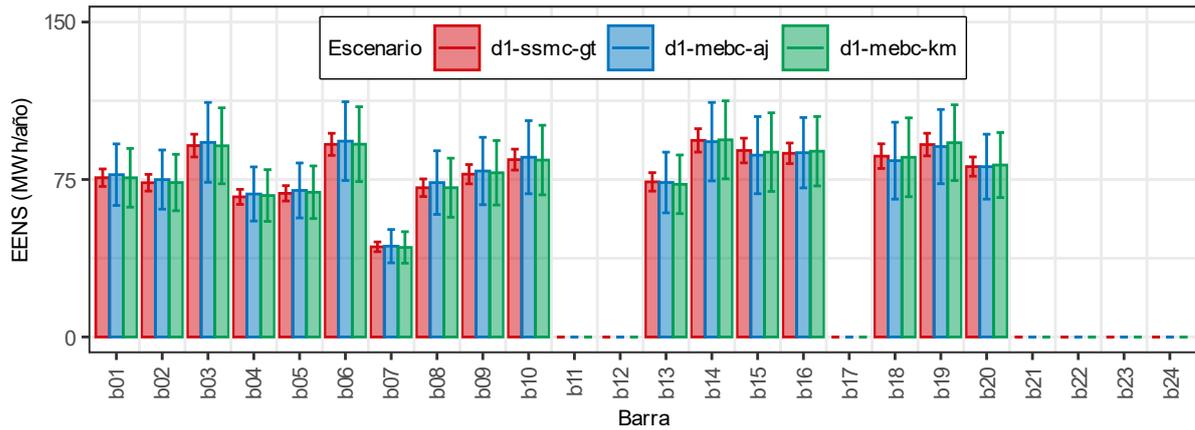
Notas: Índices de confiabilidad (LOLP, LOLF y EENS), observaciones requeridas y tiempo de CPU para la red RTS-79. Obtenidos por el modelo clásico (SSMC-GT), el propuesto con k-medias (MEBC-SSMC-KM) y el propuesto con agrupamiento jerárquico (MEBC-SSMC-AJ) para diferentes escenarios de demanda.

Figura 4.5. Resultados de distribuciones de probabilidad para la red RTS-79.



Notas: Los resultados son obtenidos por el modelo clásico (SSMC-GT), el propuesto con k-medias (MEBC-SSMC-KM) y el propuesto con agrupamiento jerárquico (MEBC-SSMC-AJ) bajo diferentes escenarios de demanda. La abreviación de los escenarios de demanda de 100%, 105% y 110% son d1, d2 y d3 respectivamente. Escenarios de demanda de 100%: (a) índice de probabilidad, (b) índice de frecuencia y (c) índice de severidad. Escenarios de demanda de 105%: (d) índice de probabilidad, (e) índice de frecuencia y (f) índice de severidad. Escenarios de demanda de 110%: (g) índice de probabilidad, (h) índice de frecuencia y (i) índice de severidad.

La Figura 4.5 muestra las funciones de densidad de probabilidad de los índices de probabilidad, frecuencia y severidad en tres escenarios de demanda para el modelo clásico y los modelos con MEBC. Los resultados muestran la buena efectividad de los modelos propuestos para estimar las distribuciones de probabilidad. Al aplicar la prueba de Kolmogórov-Smirnov se tiene un valor entre 0.020 a 0.040, lo que indica que MEBC conserva información de la función de densidad de probabilidad. En la Figura 4.6 se muestra la EENS en cada barra con un intervalo de confianza del 95 % para el escenario de demanda del 100 %. El valor esperado de EENS empleando la propuesta MEBC es comparables con el modelo clásico SSMC-GT. Sin embargo, cuando se utiliza MEBC, la estimación de EENS tiene un rango de error más amplio, ya que utiliza un número menor de observaciones para estimar el valor esperado de EENS.

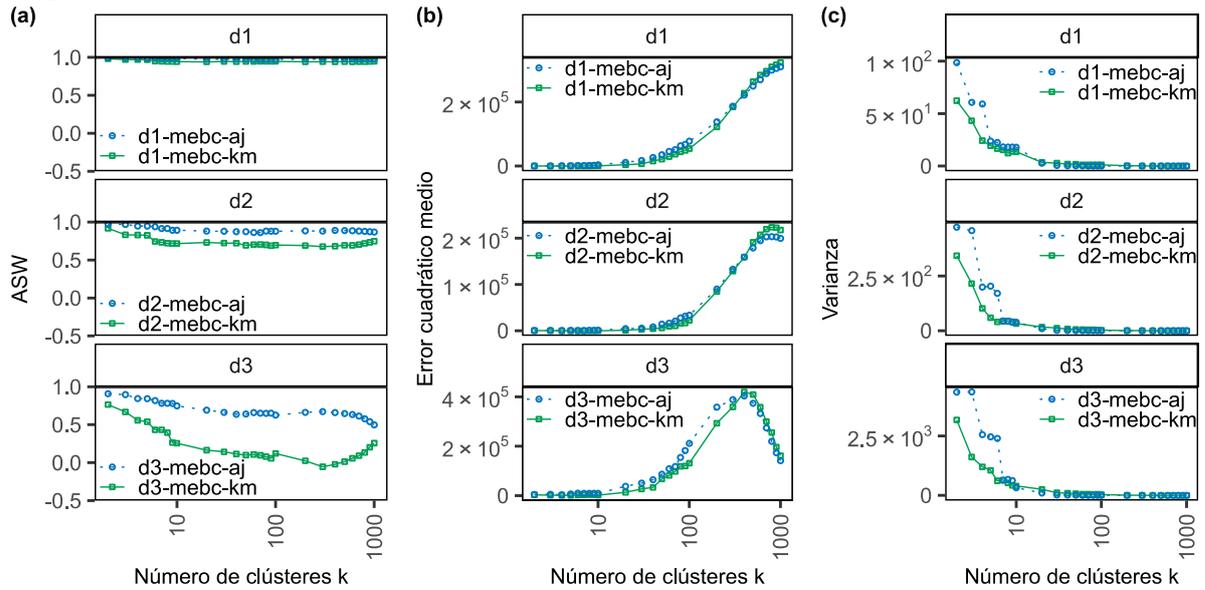
Figura 4.6. Resultados de expectativa de energía no suministrada (EENS) para la red RTS-79.

Notas: Resultados obtenidos por barra por el modelo clásico (SSMC-GT), propuesto con k-medias (MEBC-SSMC-KM) y propuesto con agrupamiento jerárquico (MEBC-SSMC-AJ) para un nivel de carga del 100%.

4.4.2 RTS-96

La red RTS-96 se formuló en base a las características de la red RTS-79, que consiste en la unión de tres redes RTS-79. Esta red incluye 73 buses, 96 unidades de generación y 120 líneas de transmisión. La capacidad de generación está compuesta de 9315 MW de unidades térmicas y 900 MW de unidades hidroeléctricas. Los datos de esta red se detallan en el anexo B. El perfil de carga horaria tiene 8736 horas y es el mismo para cada barra. Se analizan tres escenarios basados en la demanda máxima anual: 100%, 105% y 110% del nivel original (demanda máxima de 8550 MW). Para el modelo clásico (SSMC-GT) y la primera etapa del modelo propuesto (SSMC-G), se empleó un coeficiente de variación máximo (β_{max}) de 5%. En la segunda etapa del modelo propuesto, se empleó un margen de error y z-score de $e = 0.025$, y $Z = 2.58$, respectivamente.

Similar al caso RTS-79, la Figura 4.7 muestra el MEBC para diferentes cantidades de clúster k. La Tabla 4.2 compara los índices de confiabilidad (LOLP, LOLF y EENS) para todas las condiciones de carga, incluidas las observaciones requeridas y los tiempos de CPU entre los modelos clásico (SSMC-GT) y propuesto (MEBC-SSMC-KM y MEBC-SSMC-AJ). El MEBC-SSMC-KM y el MEBC-SSMC-AJ logran índices de confiabilidad (LOLP, LOLF y EENS) similares a SSMC-GT (con menos del 8,5% de error relativo), demostrando un buen nivel de precisión. Comparando la eficiencia computacional, las observaciones requeridas usando MEBC representan el 4%, 28% y 60% de las observaciones del modelo clásico para los escenarios de demanda del 100%, 105% y 110%, respectivamente. La aplicación de MEBC a los escenarios de demanda del 100 %, 105 % y 110 % reduce el tiempo de CPU en 14.4, 3.3 y 1.6 veces, respectivamente.

Figura 4.7. Análisis del muestreo estratificado basado en clústeres (MEBC) en la red RTS-96.

Notas: Análisis del muestreo estratificado basado en clústeres (MEBC) con k-medias (KM) y agrupamiento jerárquico (AJ) aplicado para diferentes cantidades de clústeres k en los tres escenarios de demanda. (a) Ancho de silueta promedio, (b) Error cuadrático medio, y (c) Varianza.

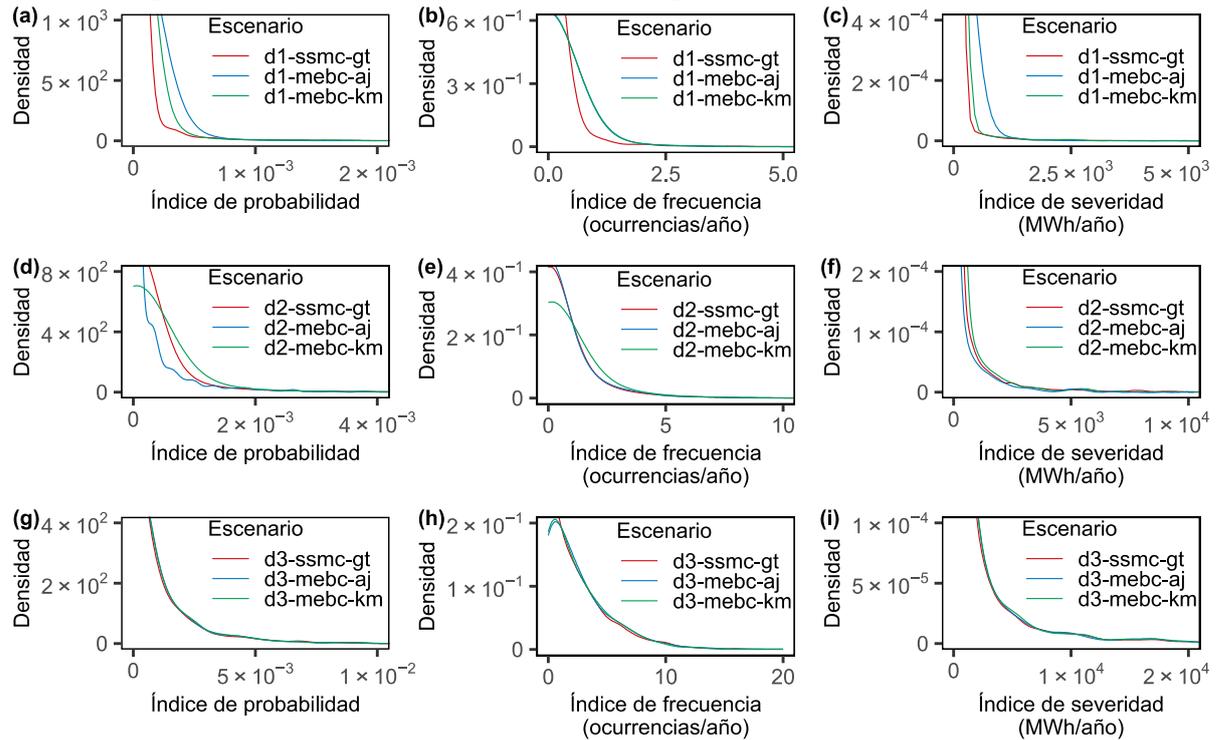
Tabla 4.2. Resultados de la evaluación de confiabilidad para la red RTS-96.

Escenario	Demanda	Modelo	k	LOLP	LOLF (ocurrencias/ año)	EENS (MWh/año)	Observaciones	Tiempo de CPU (min)
d1-ssmc-g	100%	SSMC-G		2.582E-05	0.075	43.2	61730	331.4
d1-ssmc-gt	100%	SSMC-GT		2.811E-05	0.078	44.5	58203	13832.4
d1-mebc-km	100%	MEBC-SSMC-KM	3	2.731E-05	0.076	44.4	2552	958.8
d1-mebc-aj	100%	MEBC-SSMC-AJ	2	2.757E-05	0.072	45.4	2552	962.7
d2-ssmc-g	105%	SSMC-G		1.750E-04	0.486	308.8	7118	38.2
d2-ssmc-gt	105%	SSMC-GT		1.793E-04	0.493	311.3	6994	1890.3
d2-mebc-km	105%	MEBC-SSMC-KM	6	1.799E-04	0.494	313.4	1938	564.6
d2-mebc-aj	105%	MEBC-SSMC-AJ	2	1.870E-04	0.516	313.8	1938	564.5
d3-ssmc-g	110%	SSMC-G		9.605E-04	2.384	2042	1844	9.5
d3-ssmc-gt	110%	SSMC-GT		9.722E-04	2.406	2060	1830	524.1
d3-mebc-km	110%	MEBC-SSMC-KM	5	9.561E-04	2.365	2048	1089	321.6
d3-mebc-aj	110%	MEBC-SSMC-AJ	4	9.645E-04	2.408	2047	1089	321.6

Notas: Índices de confiabilidad (LOLP, LOLF y EENS), observaciones requeridas y tiempo de CPU para la red RTS-96. Obtenidos por el modelo clásico (SSMC-GT), el propuesto con k-medias (MEBC-SSMC-KM) y el propuesto con agrupamiento jerárquico (MEBC-SSMC-AJ) para diferentes escenarios de demanda.

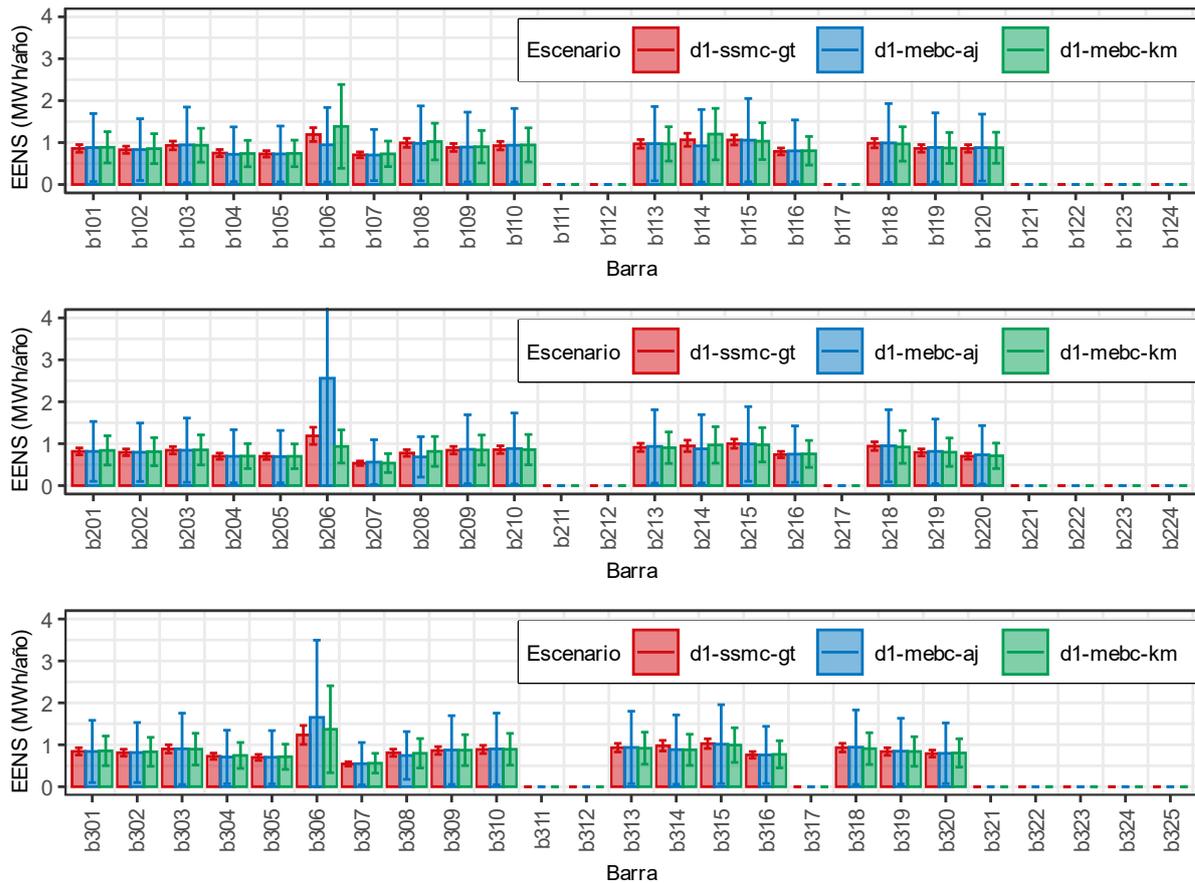
La Figura 4.8 muestra las funciones de densidad de probabilidad de los índices de probabilidad, frecuencia y severidad en tres escenarios de demanda, para el modelo clásico y con los modelos con MEBC. La prueba de Kolmogórov-Smirnov está entre 0.003 y 0.027, lo que indica que el uso de MEBC conserva la información de la función de densidad de probabilidad. En la Figura 3.9 se muestra la EENS en cada barra con un intervalo de confianza del 95 % para el escenario de demanda del 100 %. El valor esperado de EENS empleando la propuesta MEBC es comparable con el modelo clásico SSMC-GT. Sin embargo, cuando se utiliza MEBC, la estimación de EENS tiene un rango de error más amplio, ya que utiliza un número menor de observaciones para estimar el valor esperado de EENS.

Figura 4.8. Resultados de distribuciones de probabilidad para la red RTS-96.



Notas: Los resultados son obtenidos por el modelo clásico (SSMC-GT), el propuesto con k-medias (MEBC-SSMC-KM) y el propuesto con agrupamiento jerárquico (MEBC-SSMC-AJ) bajo diferentes escenarios de demanda. La abreviación de los escenarios de demanda de 100%, 105% y 110% son d1, d2 y d3 respectivamente. Escenarios de demanda de 100%: (a) índice de probabilidad, (b) índice de frecuencia y (c) índice de severidad. Escenarios de demanda de 105%: (d) índice de probabilidad, (e) índice de frecuencia y (f) índice de severidad. Escenarios de demanda de 110%: (g) índice de probabilidad, (h) índice de frecuencia y (i) índice de severidad.

Figura 4.9. Resultados de expectativa de energía no suministrada (EENS) para la red RTS-96.



Notas: Resultados obtenidos por barra por el modelo clásico (SSMC-GT), propuesto con k-medias (MEBC-SSMC-KM) y propuesto con agrupamiento jerárquico (MEBC-SSMC-AJ) para un nivel de carga del 100%.

4.4.3 RTS-GMLC

La red RTS-GMLC corresponde a una actualización de la red RTS-96, en esta red las tecnologías de generación y el perfil de carga son los principales cambios. La capacidad de generación es de 8076 MW de centrales térmicas, 1000 MW de centrales hidroeléctricas, 2915 MW de centrales solares y 2507 MW de centrales eólicas. Los datos de esta red se detallan en el anexo C. El perfil de carga horaria es de 8784 horas y es diferente para las tres zonas de la red eléctrica. En esta red, se analizaron tres escenarios basados en la demanda máxima anual: 100%, 110% y 120% del nivel de demanda base (8550 MW). Al igual que la red RTS-96, el coeficiente máximo de variación, el margen de error y el z-score son $\beta_{max} = 5\%$, $e = 0.025$ y $Z = 2.58$, respectivamente.

Similar a las redes RTS-79 y RTS-96, la Tabla 4.3 compara los índices de confiabilidad para los tres escenarios de demanda, mostrando el número requerido de observaciones y los tiempos de CPU

para los modelos clásicos (SSMC-GT) y los propuestos (MEBC-SSMC-KM y MEBC-SSMC-AJ). En el primer escenario, 100% de la demanda original (8550 MW), el modelo clásico (SSMC-GT) no logró la convergencia durante diez días de simulación. Pero según la cantidad de simulaciones requeridas y el tiempo promedio de cálculo de cada simulación, se estima que puede tomar 84000 minutos. Dado que no se obtuvieron resultados con el modelo clásico, se desconoce la precisión de los modelos MEBC en este escenario. A diferencia de la red RTS-79, esta red no ha sido muy estudiada con modelos de simulación secuencial de Monte Carlo. Sin embargo, Zhao et al. [46] reporta índices de confiabilidad con modelo de simulación no secuencial iguales a $1,75E-7$ y $0,1670$ MWh/año para LOLP y EENS respectivamente. Los modelos MEBC-SSMC-KM y MEBC-SSMC-AJ estiman índices de confiabilidad muy cercanos a la investigación de Zhao et al. En este escenario fue necesario utilizar la técnica de matriz dispersa para el análisis de clústeres. En los escenarios de 110% y 120% de demanda, los modelos MEBC-SSMC-KM y MEBC-SSMC-AJ pueden lograr índices de confiabilidad (EENS, LOLP y LOLF) similares a SSMC-GT (con errores relativos menores a 8.3% y 1.3 % respectivamente).

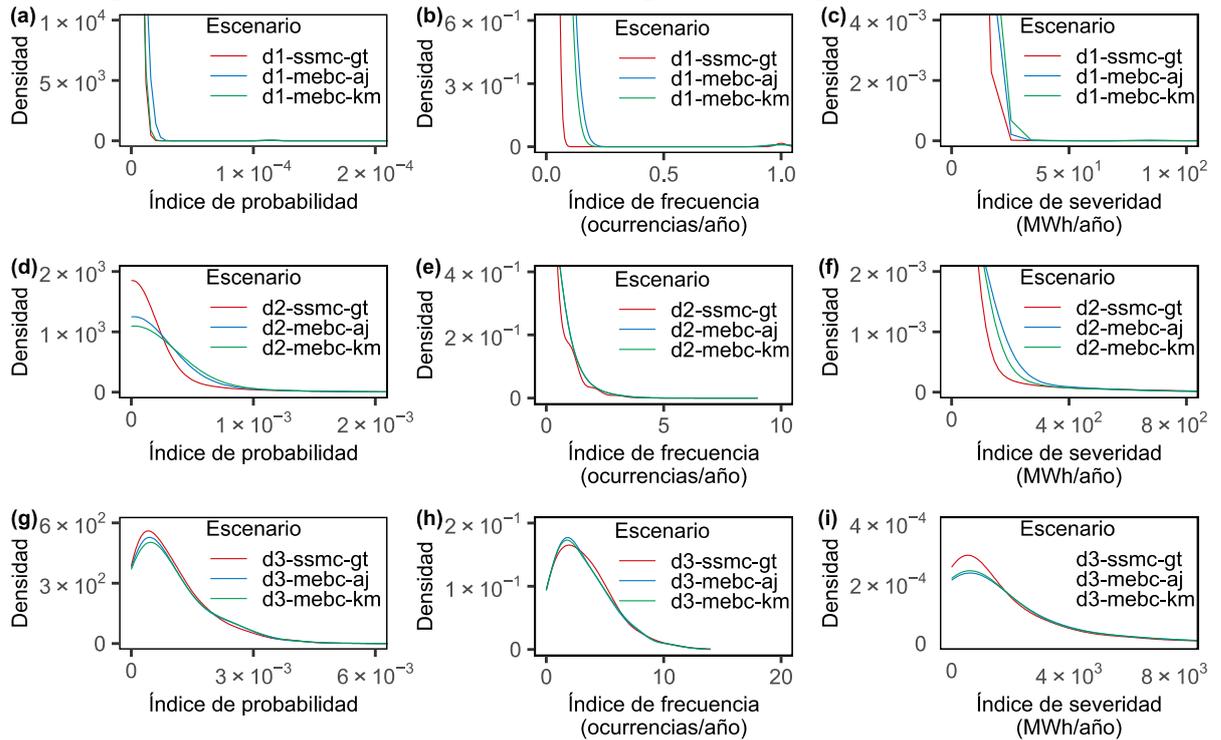
Tabla 4.3. Resultados de la evaluación de confiabilidad para la red RTS-GMLC.

Escenario	Demanda	Modelo	k	LOLP	LOLF (occ/año)	EENS (MWh/año)	Observaciones	Tiempo de CPU (min)
d1-ssmc-g	100%	SSMC-G		1.878E-07	0.0009	0.185	287938	2580.7
d1-ssmc-gt	100%	SSMC-GT		Intratable				
d1-mebc-km	100%	MEBC-SSMC-KM	3	1.735E-07	0.0011	0.189	2638	3651.5
d1-mebc-aj	100%	MEBC-SSMC-AJ	2	2.603E-07	0.0015	0.191	2638	3708.2
d2-ssmc-g	110%	SSMC-G		2.303E-05	0.102	30.8	17208	136.4
d2-ssmc-gt	110%	SSMC-GT		8.705E-05	0.212	40.8	10411	3017.3
d2-mebc-km	110%	MEBC-SSMC-KM	5	8.928E-05	0.222	40.8	2306	811.9
d2-mebc-aj	110%	MEBC-SSMC-AJ	2	8.961E-05	0.218	44.2	2306	812.0
d3-ssmc-g	120%	SSMC-G		8.564E-04	3.034	1653	775	6.1
d3-ssmc-gt	120%	SSMC-GT		9.595E-04	3.203	1691	757	227.6
d3-mebc-km	120%	MEBC-SSMC-KM	2	9.599E-04	3.180	1673	600	186.7
d3-mebc-aj	120%	MEBC-SSMC-AJ	5	9.555E-04	3.163	1673	600	186.6

Notas: Índices de confiabilidad (LOLP, LOLF y EENS), observaciones requeridas y tiempo de CPU para la red RTS-79. Obtenidos por el modelo clásico (SSMC-GT), el propuesto con k-medias (MEBC-SSMC-KM) y el propuesto con agrupamiento jerárquico (MEBC-SSMC-AJ) para diferentes escenarios de demanda.

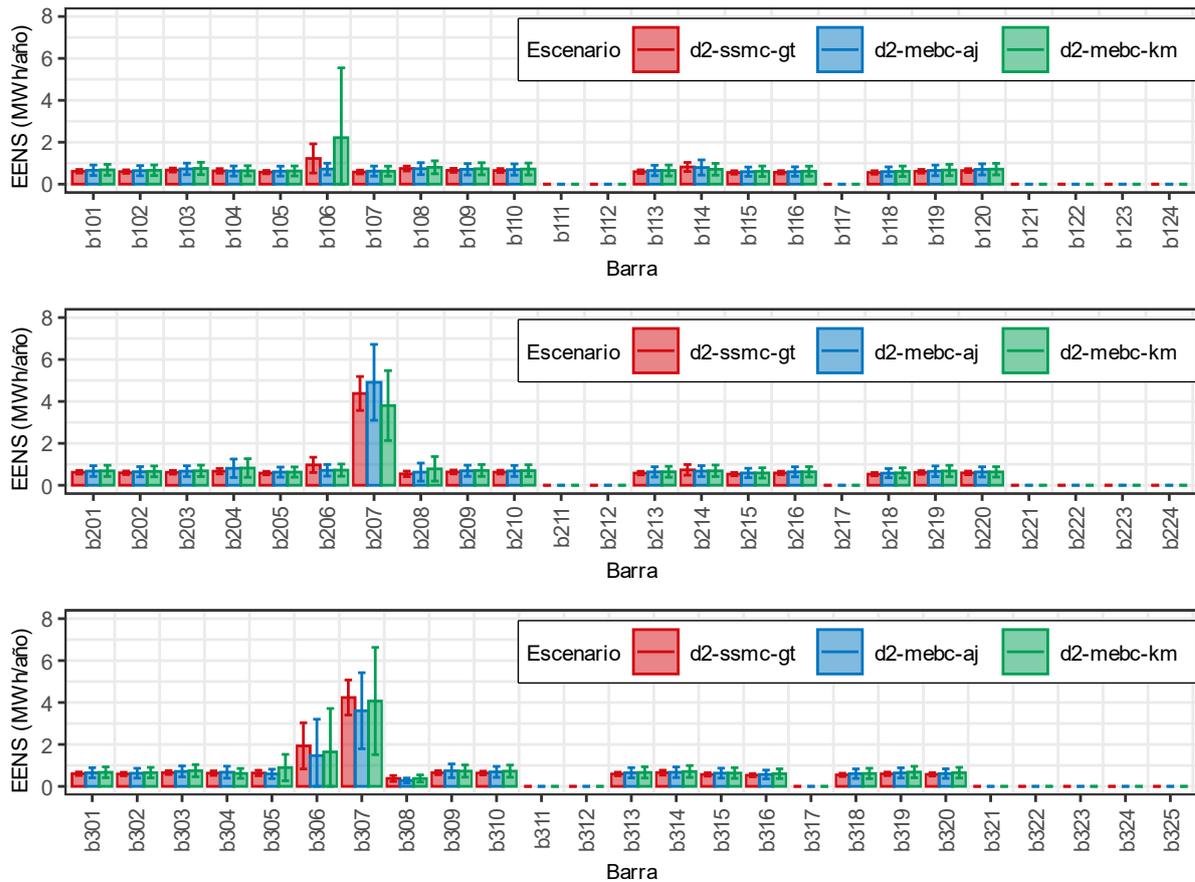
La Figura 4.10 muestra las funciones de densidad de probabilidad de los índices de probabilidad, frecuencia y severidad en tres escenarios de demanda, para el modelo clásico (SSMC-GT) y con los modelos con MEBC. En la Figura 4.11 se muestra la EENS en cada barra con un intervalo de confianza del 95 % para el escenario de demanda del 110 %. El valor esperado de EENS del modelo propuesto MEBC es comparable con el modelo clásico SSMC-GT. Sin embargo, cuando se utiliza MEBC, la estimación de EENS tiene un rango de error más amplio, ya que utiliza un número menor de observaciones para estimar el valor esperado de EENS.

Figura 4.10. Resultados de distribuciones de probabilidad para la red RTS-GMLC.



Notas: Los resultados son obtenidos por el modelo clásico (SSMC-GT), el propuesto con k-medias (MEBC-SSMC-KM) y el propuesto con agrupamiento jerárquico (MEBC-SSMC-AJ) bajo diferentes escenarios de demanda. La abreviación de los escenarios de demanda de 100%, 110% y 120% son d1, d2 y d3 respectivamente. Escenarios de demanda de 100%: (a) índice de probabilidad, (b) índice de frecuencia y (c) índice de severidad. Escenarios de demanda de 110%: (d) índice de probabilidad, (e) índice de frecuencia y (f) índice de severidad. Escenarios de demanda de 120%: (g) índice de probabilidad, (h) índice de frecuencia y (i) índice de severidad.

Figura 4.11. Resultados de expectativa de energía no suministrada (EENS) para la red RTS-GMLC.

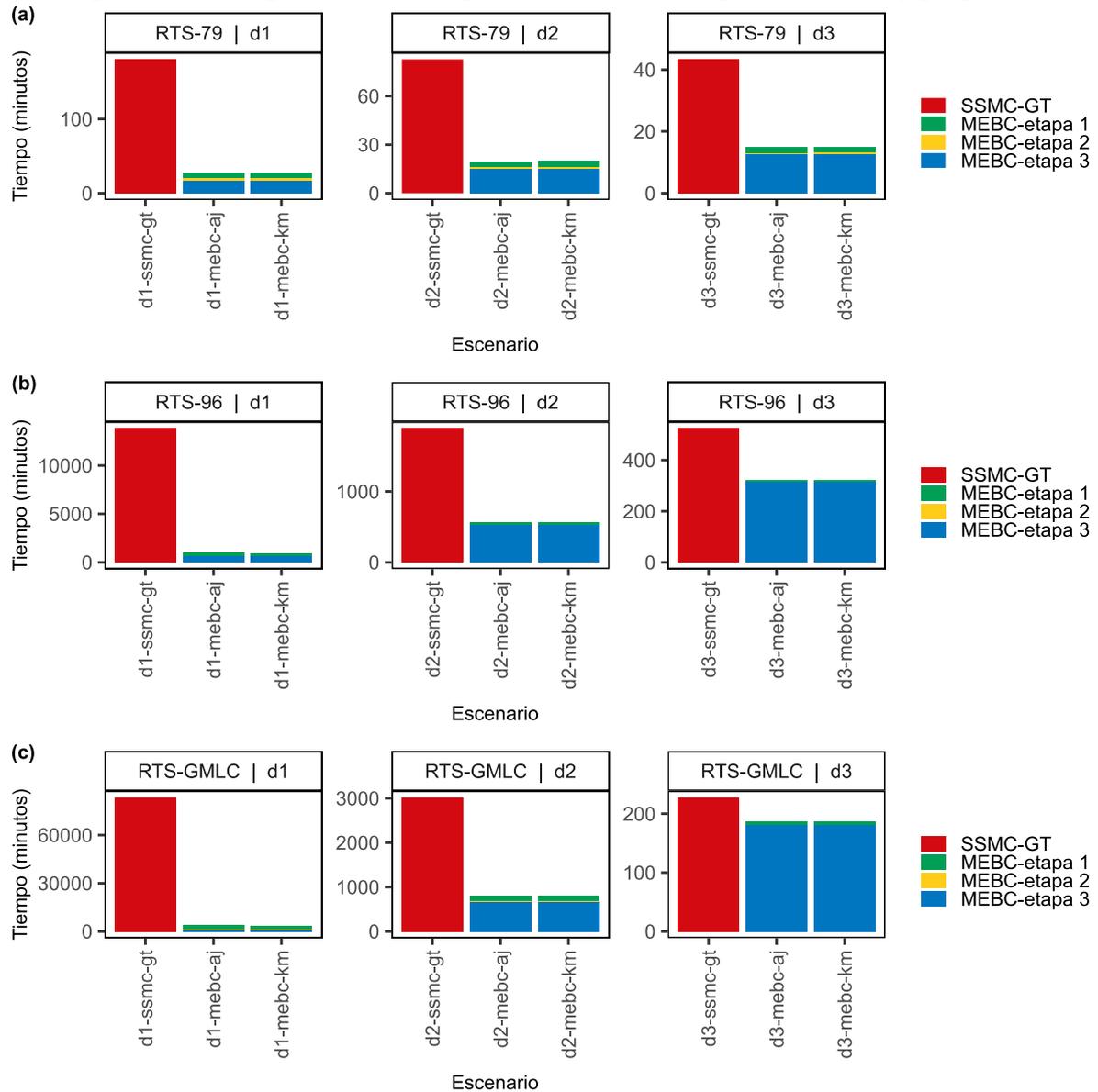


Notas: Resultados obtenidos por barra por el modelo clásico (SSMC-GT), propuesto con k-medias (MEBC-SSMC-KM) y propuesto con agrupamiento jerárquico (MEBC-SSMC-AJ) para un nivel de carga del 110%.

4.4.4 COMPARACIÓN DE TIEMPOS DE CPU

La Figura 4.12 muestra el tiempo de CPU entre los modelos clásicos (SSMC-GT) y los modelos propuestos con k-medias (MEBC-SSMC-KM) y agrupamiento jerárquico (MEBC-SSMC-AJ) bajo diferentes escenarios de demanda. En el caso de los modelos propuestos, la etapa 2 del análisis de agrupamiento tiene una duración corta en comparación con las etapas 1 y 3 de la simulación secuencial de Monte Carlo. Esta corta duración indica que la aplicación de k-medias o agrupamiento jerárquico no afecta el tiempo total de cálculo del modelo propuesto. También se aprecia, que la aplicación MEBC tiene mayor eficiencia computacional en escenarios de mayor confiabilidad del sistema (escenarios 100% de carga). En estos escenarios, la probabilidad de que la generación disponible sea menor que la demanda es mínima. En grandes redes eléctricas (RTS-96 o RTS-GMLC), se aprecia que la eficiencia computacional aumenta considerablemente.

Figura 4.12. Comparación de tiempos de CPU entre el algoritmo clásico y propuesto .



Notas: Comparación de tiempo de cálculo en minutos para el modelo clásico (SSMC-GT) y los propuestos (MEBC-SSMC-KM y MEBC-SSMC-AJ) en diferentes escenarios evaluados para cada red. (a) RTS-79, (b) RTS-96, y (c) RTS-GMLC.

4.5 DISCUSIÓN

La evaluación de la confiabilidad del sistema conjunto de generación y transmisión tiene varias ventajas en comparación de la evaluación de solo el sistema generación. Entre estas ventajas está el conocer los índices de confiabilidad en cada barra y tener una mejor estimación de los índices de confiabilidad. Se realizaron importantes esfuerzos de investigar la confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión con modelos de simulación no secuencial de Monte Carlo. Sin embargo, este método tiene limitaciones para representar las características cronológicas de las nuevas tecnologías (tecnología renovable, almacenamiento de energía). Por lo que la investigación debe centrarse en

modelos secuenciales que permitan incorporar estas características cronológicas. Algunas ventajas de emplear la simulación secuencial de Monte Carlo (SSMC) para un sistema conjunto de generación y transmisión son:

- Conocer la distribución de probabilidad de los índices de confiabilidad a nivel de sistema eléctrico y en cada barra
- Una mejor estimación de los índices de confiabilidad en comparación con el enfoque simplificado de un sistema de generación.
- Recoger las características cronológicas de las nuevas tecnologías que se están incorporando a los sistemas eléctricos de potencia.

Sin embargo, el mayor problema son los excesivos tiempos de cálculo, ya que se debe realizar una simulación de flujo de potencia óptimo para cada observación de Monte Carlo para calcular la potencia no suministrada. Por lo que, investigaciones anteriores [36], [43], [46] se centraron en reducir el número de observaciones o acelerar cada simulación de flujo de potencia óptimo para superar esta limitación. En este trabajo se propone el uso de MEBC para reducir el número de observaciones requeridas por el método de simulación secuencial de Monte Carlo (SSMC). El método propuesto muestra una tendencia a mejorar su desempeño cuando una red eléctrica es extensa, en la que se requiere un gran número de simulaciones con el SSMC clásico. La Tabla 4 muestra la comparación de la eficiencia de cálculo en la evaluación de la confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión basados en la SSMC.

Tabla 4.4. Comparación de la eficiencia de cómputo entre modelos previos y el propuesto.

Referencia	Método utilizado	¿Conserva la función de densidad de probabilidad?	Eficiencia de cálculo (aceleración del tiempo)		
			RTS-79	RTS-96	RTS-GMLC
[43]	Simulación pseudo-cronológica de Monte Carlo	No	26.7		
[43]	Simulación secuencial simplificado de Monte Carlo	Sí	24.5		
[36]	Entropía cruzada para mejorar la SSMC	No	1.6	1.4	
[36]	Entropía cruzada mejorada con SSMC basado en muestreo de importancia	No	3.5		
[36]	Entropía cruzada con análisis de contingencia acelerado para mejorar SSMC	No	31.3	12.8	
Propuesta	Muestreo estratificado basado en clústeres para acelerar la simulación secuencial de Monte Carlo (MEBC-SSMC)	Sí	6.6	14.4	22.8

El método propuesto fue analizado en la red RTS-79, con el fin de validar y comparar resultados con investigaciones previas. Esta red eléctrica es la más estudiada, por lo que los índices de confiabilidad son conocidos. Geng et al. [43] aceleró el tiempo de cálculo de la red RTS-79 con la simulación pseudo-cronológica de Monte Carlo y la simulación secuencial simplificada para acelerarlo en 26.7 y 24.5 veces respectivamente. Zhao et al. [36] aceleró el cálculo empleando la entropía cruzada, la entropía cruzada

mejorada con muestreo de importancia y con la entropía cruzada mejorada con análisis de contingencia acelerada en 1.6, 3.5 y 31.3 veces respectivamente. El algoritmo de muestreo estratificado basado en clústeres (MEBC) propuesto aceleró en 6.6 veces el cálculo para esta red eléctrica. Sin embargo, la red RTS-79 difiere de las redes eléctricas actuales, porque es relativamente pequeña y predominantemente térmica en comparación con las redes eléctricas actuales (de gran tamaño y con tecnologías renovables).

También se empleó la red RTS-96 para verificar la posibilidad de escalar el modelo propuesto a una red eléctrica de mayor dimensión. Cabe mencionar que esta red está muy poco estudiada con simulaciones secuenciales de Monte Carlo debido a su gran dimensión. Debido a la gran cantidad de componentes que tiene conlleva un mayor esfuerzo computacional. Zhao et al. [36] aceleró el cálculo con la entropía cruzada y la entropía cruzada mejorada con análisis de contingencia acelerada en 1.4 y 12.7 veces respectivamente. El algoritmo de muestreo estratificado basado en clústeres (MEBC) propuesto aceleró el cálculo en 14.4 veces para la red eléctrica RTS-96. Finalmente, se empleó la red eléctrica RTS-GMLC por presentar características similares a las redes eléctricas actuales, tanto en la dimensión como en la composición de las tecnologías de generación (incluidas las renovables). Zhao et al. [46] evalúa esta red con técnicas de reducción de dimensionalidad, pero no reporta tiempos de cómputo. El algoritmo de muestreo estratificado basado en clústeres (MEBC) propuesto aceleró el cálculo en 22.8 veces para esta red eléctrica. Los resultados obtenidos en este estudio muestran que cuando la red eléctrica es de gran dimensión o tiene una alta penetración de renovables, la evaluación de la confiabilidad requiere más simulaciones. Es decir, al requerir una mayor cantidad de simulaciones el tiempo de cálculo se incrementa.

Los parámetros del algoritmo MEBC-SSMC son el coeficiente de variación máximo (β_{max}), el error (e) y el puntaje z (Z). A menor valor del coeficiente de variación máximo aumenta la precisión del método Monte Carlo, pero requiere un número más significativo de simulaciones. El coeficiente de variación máximo (β_{max}) suele ser del 4 % [43] o del 5 % [36], [46]. En el caso de los parámetros Z y e , su impacto es modificar el tamaño de la muestra en el proceso de muestreo estratificado basado en clústeres (MEBC). Si e aumenta o Z disminuye, MEBC determinará un número menor de muestras necesarias para ser simuladas. En consecuencia, el algoritmo podría tomar menos tiempo, pero preservaría en menor medida la precisión de los resultados.

En principio, el método propuesto reduce considerablemente los tiempos de cálculo en redes eléctricas de alta confiabilidad. Se está manteniendo una estimación razonable del valor esperado de los índices de confiabilidad de la red eléctrica en general (ver Tablas 4.1, 4.2 y 4.3). Otra característica esencial del método propuesto es que logra preservar la información sobre la distribución de probabilidad de los índices de confiabilidad a nivel de toda la red (ver Figuras 4.5, 4.8 y 4.10). Debido a que se reducen las observaciones, el método propuesto aumenta los errores en la estimación de los

índices de confiabilidad en cada barra (ver Figuras 4.6, 4.9 y 4.11). Sin embargo, permite identificar qué áreas de la red eléctrica requieren proyectos de refuerzo para aumentar la confiabilidad del sistema conjunto de generación y transmisión. El modelo propuesto basado en MEBC utiliza análisis de clústeres para generar estratos. En esta investigación se utilizaron los algoritmos k-medias y agrupamiento jerárquico. Investigaciones futuras podrían emplear métodos de aprendizaje automático no supervisados más sofisticados para mejorar los resultados de MEBC. Además, el trabajo futuro debería centrarse en estudiar redes eléctricas similares a RTS-GMLC, debido a que la red RTS-79 (la más estudiada) ya no es lo suficientemente representativa de las redes eléctricas actuales.

4.6 CONCLUSIONES DE CAPITULO

Este estudio presenta un método de muestreo estratificado basado en clústeres (MEBC) para acelerar la simulación secuencial de Monte Carlo (SSMC) en un sistema conjunto de generación y transmisión. El método tiene tres etapas: i) la primera etapa utiliza la SSMC con simulaciones de un sistema de generación (SSMC-G) para generar un conjunto de datos de simulación; ii) la segunda etapa utiliza muestreo estratificado basado en clústeres (MEBC) para identificar observaciones significativas en el conjunto de datos de simulación; y iii) la tercera etapa utiliza la SSMC con simulaciones de un sistema conjunto de generación y transmisión (SSMC-GT), con observaciones seleccionadas por MEBC. Este estudio utiliza los conocidos algoritmos k-medias y agrupamiento jerárquico para definir los estratos dentro de la técnica MEBC. Investigaciones futuras pueden estudiar la preparación de datos, los algoritmos de agrupamiento y los agrupamientos óptimos para mejorar aún más la precisión del método MEBC.

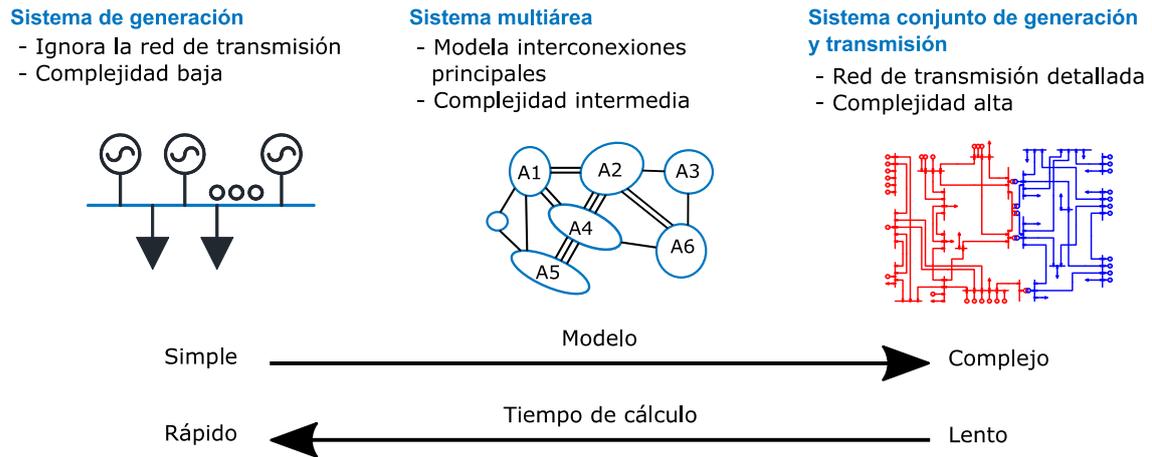
Los casos estudiados se llevan a cabo utilizando las redes eléctricas RTS-79, RTS-96 y RTS-GMLC. Aplicar el método clásico (SSMC-GT) a sistemas eléctricos de potencia de gran dimensión y altamente confiables requiere un tiempo de CPU significativo. Mientras que la propuesta al aplicar el MEBC disminuye significativamente el tiempo de cálculo. Esto se debe principalmente porque la cantidad de simulaciones de flujo de potencia óptimo se reducen durante el proceso iterativo del método Monte Carlo. El enfoque propuesto estima bien los valores esperados de los índices de confiabilidad, y también mantiene muy bien la distribución de probabilidad de estos índices. Este enfoque presenta avances en la aplicación de aprendizaje automático no supervisado para evaluar la confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión moderno, con variables que son volátiles y estocásticas.

CAPÍTULO 5 : IMPACTO DEL NIVEL DE DETALLE DEL MODELAMIENTO DE LA RED DE TRANSMISIÓN EN LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD

5.1 INTRODUCCIÓN

Los estudios de confiabilidad se dividen en niveles jerárquicos desde el punto de vista del modelado de generación, transmisión y distribución [1], [4], [15]. La red eléctrica completa no se evalúa en detalle debido al nivel de complejidad que representa modelar todos sus componentes [6]. La Figura 5.1 compara cómo se ha abordado la evaluación de la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia. En el primer nivel, la evaluación del sistema de generación considera únicamente las características de la generación y el comportamiento de la demanda para analizar la confiabilidad. En el segundo nivel, la evaluación multiárea considera las principales interconexiones o componentes principales de transmisión. Finalmente, en el tercer nivel, la evaluación detallada del sistema conjunto de generación y transmisión consideran el modelamiento del sistema de transmisión en detalle. La Tabla 5.1 proporciona un análisis comparativo de enfoques de modelado de redes de transmisión, métodos e índices de confiabilidad a partir de estudios (2018-2022) en varios países. Es notable que ningún caso emplea simultáneamente los tres enfoques de modelado de la red de transmisión. Por lo que es pertinente cuestionar cómo el nivel de detalle en el modelado impacta en la precisión de la evaluación de la confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia.

Figura 5.1. Modelos con diversos grados de complejidad utilizados para evaluar la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia.



En el primer nivel, la evaluación de confiabilidad del sistema de generación ignora la red de transmisión. Es decir, el modelo asume que la red de transmisión es 100% confiable. En este enfoque de modelamiento, el modelo calcula solo indicadores generales de confiabilidad, ya que no hay resultados a nivel de subestación. En consecuencia, la complejidad computacional es baja en comparación con una evaluación de confiabilidad detallada del sistema conjunto de generación y transmisión. Actualmente, este enfoque simplificado permite a los investigadores concentrarse en aplicar estos modelos a sistemas eléctricos reales y tomar decisiones. Por ejemplo, investigaciones recientes han evaluado la confiabilidad en Brasil [100], Grecia [101], India [102], Malasia [103], México [100] y Taiwán [104]. Además, los modelos de crédito de capacidad incorporan la evaluación del sistema de generación en su esquema; por ejemplo, el análisis fue en EE. UU [105], [106]., España [107], Corea [108], Japón [109] y China [110]. También, se emplearon índices de confiabilidad de este enfoque de modelamiento para integrar la energía eólica en Alemania [111] y la planificación de energía renovable en los EE. UU [112], [113], [114]. Este enfoque corre el riesgo de inflar las capacidades de integración de las fuentes de energía renovable o los sistemas de almacenamiento de energía, ya que no considera las limitaciones de la red de transmisión en la operación de flujos de energía variables, influyendo así en la confiabilidad del sistema. Además, estos modelos tienden a ignorar aspectos esenciales como la congestión de la red y las alteraciones en las direcciones de los flujos de potencia.

Tabla 5.1. Análisis comparativo del modelamiento de la red de transmisión en investigaciones previas.

Ref.	Año	País	Modelo red de transmisión			Método		Índices de confiabilidad			
			SG	MA	SGT	MSi	MAn	Pr	Ex	Fr	Se
[44]	2018	China			√		DII	PLC	EDLC		EENS EDNS
[111]	2018	Germany	√				ECP		LOLE		
[105]	2018	United States	√				ECP	LOLP			
[110]	2019	China	√			SSMC					EENS
[38]	2019	China			√	SSMC		LOLP		LOLF	EENS
[41]	2019	China			√	SNSMC		LOLP			EENS
[101]	2019	Greece	√				ECP	LOLP	LOLE		EENS
[103]	2019	Malaysia	√			SSMC			LOLE, LOLD	LOLF	LOEE
[107]	2019	Spain	√			SSMC			LOLE		
[104]	2019	Taiwan	√			SNSMC			LOLE		
[112]	2019	United States	√				ECP		LOLE		
[115]	2020	Australia		√		SSMC					EENS
[35]	2020	China			√	TDU		LOLP		LOLF	EENS
[102]	2020	India	√				EE	LOLP, LOEP	LOLE		EENS
[109]	2020	Japan	√				ECP		LOLE		
[108]	2020	Republic of Korea	√				ECP		LOLE		
[80]	2020	Saudi Arabia, Chile		√		SNSMC		LOLP			
[113]	2020	United States	√				ECP	LOLP			
[100]	2021	Brazil, Mexico	√				SE	LOLP			
[26]	2021	Brazil			√	SNSMC		LOLP			EPNS
[27]	2021	China			√	SNSMC		LOLP			EENS
[31]	2021	Taiwan			√	SNSMC		LOLP	LOLE		
[106]	2021	United States	√			SNSMC		LOLP	LOLE		
[114]	2021	United States	√			SNSMC		LOLP	LOLF		
[116]	2021	United States		√		SNSMC					EUE
[19]	2022	Brazil			√	SNSMC			LOLE		EENS
[24]	2022	Canada			√	SNSMC		LOLP		LOLF	EDNS

SG: Sistema generación, MA: Multiárea, SGT: Sistema de generación y transmisión, MSi: Método de simulación, MAn: método analítico,

Pr: índices de probabilidad, Ex: índices de expectativa, Fr: índices de frecuencia, Se: índices de severidad.

SE: Simplificación estadística, ECP: Enfoque de convolución probabilística, EE: Enumeración de estados, SSMC: Simulación secuencial de Monte Carlo, SNSMC: Simulación no secuencial de Monte Carlo, TDU: Técnica de diseño uniforme, DII: Desacoplamiento Incremental de Impacto.

LOLP: loss of load probability, LOEP: loss of energy probability, PLC: probability of load curtailment, LOLE: loss of load expectation, LOLD: loss of load duration, LOLH: Loss of load Hours, EDLC: expected duration of load curtailment, LOLF: loss of load frequency, EENS: expected energy not supplied, LOEE: loss of expected energy, EUE: expected unserved energy, EDNS: expected demand not supplied, EPNS: expected power not supplied

En el segundo nivel, la evaluación de confiabilidad multiárea solo incluye la red de transmisión principal. A este nivel de detalle se pueden analizar las restricciones de transporte entre las áreas de generación y demanda de energía. La complejidad de los cálculos es intermedia debido a que las simulaciones de flujo de potencia son más sencillas que en el caso de evaluación detallada del sistema conjunto de generación y transmisión. Los resultados se obtienen a nivel de área, determinando las áreas

más vulnerables de la red eléctrica. Usando esta metodología, investigaciones recientes evaluaron la confiabilidad de la red en Australia [115], Arabia Saudita [80], Chile [80], Texas [116] y países europeos [117]. El análisis multiárea, incorporando restricciones de transferencia de energía interregional, proporciona una reflexión más completa que evaluar solo el sistema de generación. Existe la necesidad de que los modelos que capturen de forma precisa las dimensiones espaciales de la generación renovable, un aspecto frecuentemente desestimado en el enfoque de evaluar solo el sistema de generación. A pesar de que el análisis multiárea facilita el modelado de la red de transmisión, sigue siendo poco explorado y utilizado. Lo cual indica una brecha significativa en las investigaciones recientes y su aplicación práctica en la toma de decisiones.

En el tercer nivel, la evaluación de confiabilidad detallada del sistema conjunto de generación y transmisión modela en detalle la red de transmisión. En este enfoque se considera en detalle las características de la topología de la red eléctrica. En particular, la complejidad de la simulación que representa una alta carga computacional son obstáculos significativos para aplicar el análisis detallado a sistemas eléctricos de potencia reales [4]. Los resultados de este enfoque son a nivel de subestación, lo que permite determinar cuáles son las subestaciones más vulnerables de la red eléctrica. Debido a la complejidad computacional de los modelos compuestos, la investigación se ha centrado en proponer nuevos algoritmos para acelerar los tiempos de cálculo. La RTS-79, RTS-96 y RTS-GMLC son sistemas de prueba empleados para verificar la precisión de los algoritmos propuestos. La red más utilizada es la RTS-79, propuesta en 1979, que tiene características diferentes a las de las redes eléctricas actuales. Además, se realizaron investigaciones recientes utilizando este enfoque detallado en Brasil [19], [26], [118], Canadá [24], China [27], [35], [38], [41], [44] y Taiwán [31]. Estas investigaciones validan principalmente la aplicabilidad de su propuesta metodológica con estudios de casos del mundo real. En comparación con los modelos de solo sistema de generación, ponen menos énfasis en aspectos como la planificación eléctrica, la integración de energías renovables u otro tipo de toma de decisiones. A pesar de la extensa investigación que involucra modelos del sistema de generación y transmisión, la aplicación en el mundo real para la toma de decisiones de índices de confiabilidad derivados de estos modelos todavía es limitada.

La Tabla 5.1 también describe los métodos empleados para estos tres enfoques, junto con los índices de confiabilidad calculados. Existen dos familias metodológicas principales para evaluar la confiabilidad del sistema de potencia: los métodos analíticos y de simulación. En las evaluaciones de solo el sistema de generación, el enfoque analítico de convolución probabilística es ampliamente utilizado. Por el contrario, el método de simulación de Monte Carlo (SMC) es más prevalente en evaluaciones multiárea y evaluaciones del sistema de generación y transmisión. Este método de simulación se categoriza en tipos no secuenciales (SNSMC) y secuenciales (SSMC), diferenciándose en cómo representan las condiciones operativas a lo largo del tiempo. Ambos tipos de simulación requieren

evaluaciones repetidas de flujo de potencia, teniendo en cuenta las restricciones de transmisión para identificar posibles deficiencias de suministro. Los índices de confiabilidad se dividen en categorías como probabilidad, expectativa, frecuencia y severidad [6]. Los índices más utilizados incluyen la probabilidad de pérdida de carga (LOLP), la expectativa de pérdida de carga (LOLE) y la energía esperada no suministrada (EENS). Esta visión general proporciona una comprensión completa de las diversas metodologías e índices de confiabilidad en investigaciones recientes con aplicación a casos de estudio reales.

La integración de tecnologías como energías renovables, vehículos eléctricos y almacenamiento de energía añade una complejidad y una incertidumbre significativas al cálculo de índices de confiabilidad. El enfoque predominante para este tipo de análisis se basa en modelar solo el sistema de generación, que pasan por alto las complejidades de la red de transmisión. Este enfoque, al pasar por alto aspectos clave como la congestión y los cambios en el flujo de potencia, conduce a evaluaciones imprecisas de la confiabilidad de la red eléctrica. Esta simplificación excesiva puede resultar en una toma de decisiones errónea, ignorando el papel crucial de la red de transmisión en la gestión de flujos de potencia variables entre diferentes áreas operativas. Los desafíos clave en el modelamiento de la red de transmisión incluyen: 1) Determinar el nivel adecuado de detalle para el modelamiento de la red de transmisión. 2) Modelar con precisión la inyección de energías renovables variables en diferentes puntos de la red de transmisión. 3) Analizar diversos escenarios operativos, particularmente con cambios direccionales en el flujo de potencia. 4) Abordar la complejidad computacional en la evaluación de insuficiencias de suministro eléctrico en varios puntos de la red.

La evaluación de la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia se realiza con mayor frecuencia en los EE. UU., China o países europeos. En la mayoría de las naciones desarrolladas, existe una variedad de enfoques para la evaluación de la confiabilidad del sistema eléctrico, desde modelos de solo sistema de generación hasta modelos de sistema de generación y transmisión. Sin embargo, faltan estudios comparativos, particularmente sobre cómo el detalle del modelado de la red de transmisión afecta los índices de confiabilidad, para la misma red eléctrica. En cambio, en los países en desarrollo se ha investigado muy poco sobre la evaluación de confiabilidad desde un enfoque probabilístico. La evaluación de la confiabilidad permite el cálculo de índices, que a menudo se utilizan como base para definir estándares nacionales de confiabilidad [5]. Por lo tanto, para definir un estándar, es necesario seleccionar el modelo apropiado para calcular los índices de confiabilidad. Esta investigación tiene como objetivo cerrar esta disparidad al concentrarse en el sistema eléctrico peruano. Aborda la pregunta crítica: *¿Cómo impacta el nivel de detalle del modelamiento de la red de transmisión en la evaluación de confiabilidad del sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica peruano?* En este contexto, la investigación busca llenar este vacío a través de dos contribuciones fundamentales:

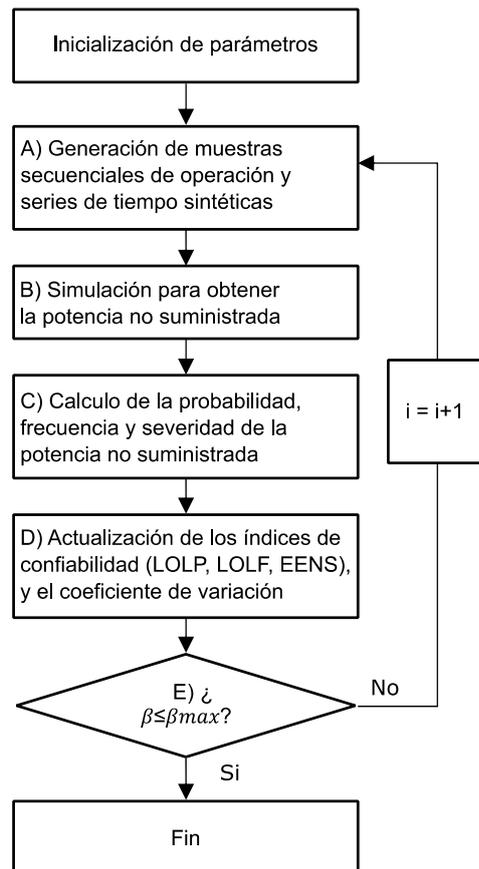
- Investigar cómo diferentes niveles de modelado de la red de transmisión influyen en los índices de confiabilidad, un área aún no explorada utilizando técnicas de Monte Carlo en Perú.
- Establecer una línea base para la evaluación de la confiabilidad del sistema eléctrico peruano. Esta línea base permitirá evaluar futuros estudios sobre el impacto de la integración de energías renovables, vehículos eléctricos o el almacenamiento de energía en la confiabilidad de la red eléctrica peruana.

Este capítulo está organizado de la siguiente forma: la sección 5.2 describe un algoritmo para la evaluación de la confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia. A continuación, la sección 5.3 presenta estudios de casos para demostrar el impacto de la red transmisión en la evaluación de la confiabilidad. Finalmente, la sección 5.5 resume las conclusiones obtenidas en este trabajo.

5.2 METODOLOGÍA

Esta sección describe la metodología empleada para calcular los índices de confiabilidad. El cálculo de estos índices de confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia se realiza típicamente a través de la simulación de Monte Carlo (MCS). Específicamente, para esta investigación se utilizó la Simulación Secuencial Monte Carlo (SSMC).

Figura 5.2. Algoritmo para Simulación Secuencial de Monte Carlo (SSMC).



La Figura 5.2 ilustra el algoritmo SSMC, que consta de cinco pasos generales:

- Paso 1.** El muestreo de duración de estado determina la secuencia de estados operativos de los componentes del sistema eléctrico a lo largo del tiempo (generadores y líneas de transmisión). Adicionalmente, se generan series temporales sintéticas para representar la variabilidad de la generación renovable.
- Paso 2.** Este paso calcula la potencia no suministrada a través de la simulación.
- Paso 3.** Calcular los índices de probabilidad, frecuencia y severidad de la potencia no suministrada.

Paso 4. Calcular o actualizar los índices de confiabilidad: LOLP, LOLF, EENS y el coeficiente de variación β .

Paso 5. Finalmente, si el coeficiente de variación β es menor que el máximo coeficiente de variación β_{max} , finaliza el proceso iterativo de Monte Carlo. En caso contrario, continuar desde el paso 1.

5.2.1 GENERAR MUESTREO DE DURACIÓN DE ESTADO Y SERIES TEMPORALES SINTÉTICAS

5.2.1.1 Muestreo de duración de estado

El muestreo de duración de estado implica la generación aleatoria de una posible secuencia operativa de cada componente de generación o transmisión a lo largo del tiempo. Se basa en el supuesto de que cada componente tiene dos estados: disponibilidad ($e=1$) e indisponibilidad ($e=0$). El método de transformación inversa genera la secuencia de estados para cada componente [119]. Este método emplea las distribuciones de probabilidad de cada componente y números aleatorios. El algoritmo para determinar el muestreo de duración de estado de los componentes es el siguiente:

Paso 1. Supongamos que el estado inicial del componente c (unidad de generación o línea de transmisión) está disponible ($e = 1$).

Paso 2. Se muestrea dos números aleatorios uniformemente distribuidos ($U1$ y $U2$) entre 0 y 1. Mediante el método de transformación inversa, se determina la duración del estado disponible (d_d) y no disponible (d_n) como se muestra en las ecuaciones (5.1) y (5.2). Donde λ y μ son la tasa de falla y tasa de reparación asociadas a la distribución exponencial de cada componente.

$$d_d = -\frac{1}{\lambda} \ln(U1) \quad (5.1)$$

$$d_n = -\frac{1}{\mu} \ln(U2) \quad (5.2)$$

Paso 3. Se repite el paso 2 hasta que la suma de la duración del estado disponible y no disponible sea mayor o igual al tiempo total de simulación (TS). Esta secuencia construye el muestreo de duración de estado de un componente como se muestra en la ecuación (5.3).

$$e_{ct} = \begin{cases} 1, & \text{si es disponible para el tiempo } t \\ 0, & \text{si no es disponible para el tiempo } t \end{cases} \quad (5.3)$$

Paso 4. Repita desde el paso 1 para cada componente (unidad de generación o línea de transmisión).

5.2.1.2 Serie temporal sintética

Para modelar el comportamiento aleatorio y variable de la generación renovable se emplean series temporales sintéticas. Las series temporales sintéticas permiten generar una posible secuencia operativa de generación renovable en cada iteración de la SSMC. Es necesario analizar datos operativos históricos para obtener estas series temporales sintéticas. Esta investigación utiliza el método *Moving Block Bootstrap* (MBB) [107], [120] para generar la serie temporal sintética de cada unidad de generación renovable. Esta técnica consiste en normalizar la serie temporal de potencia anual de la unidad de generación renovable (valores entre 0 y 1). Luego, esta serie temporal normalizada se divide en bloques de una longitud predeterminada. Finalmente, los bloques se reordenan aleatoriamente, generando una nueva serie temporal. Esta serie temporal reordenada aleatoriamente será la serie temporal sintética (R_t^{sts}). Es decir, para cada iteración de la SSMC se genera una serie temporal sintética diferente.

5.2.2 SIMULACIÓN PARA OBTENER LA POTENCIA NO SUMINISTRADA

El flujo de potencia óptimo de corriente continua es el método más utilizado para simular el funcionamiento del sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica [4]. En este enfoque de simulación, se consideran las características de generación y transmisión para determinar la potencia no suministrada. A continuación, se muestra el algoritmo para obtener la potencia no suministrada (P_t^{ns}) en función del flujo de potencia óptimo de corriente continua.

Paso 1. Calcular la potencia disponible en unidades de generación ($P_{t,g}^{dis}$) y la potencia disponible en líneas de transmisión ($P_{t,l}^{dis}$), como se muestra en las ecuaciones (5.4) y (5.5).

$$P_{t,g}^{dis} = P_g^{max} e_{ct} R_t^{sts} \quad (5.4)$$

$$P_{t,l}^{dis} = P_l^{max} e_{ct} \quad (5.5)$$

Paso 2. Calcular el flujo de potencia óptimo lineal DC como se muestra en las ecuaciones (5.6)-(5.12). La función objetivo minimiza la suma de los costos operativos de generación y el costo de energía no suministrada, esta función se define en la ecuación (5.6). La primera ley de Kirchhoff, que relaciona el balance de potencia nodal en cada barra se define en la ecuación (5.7). La restricción en la que la potencia no suministrada es menor que la demanda se define en la ecuación (5.8). Los límites máximos de operación para las unidades de generación se definen en la ecuación (5.9). Las restricciones de producción de energía se representan en la ecuación (5.10). Los límites operativos de las unidades de transmisión se definen en la ecuación (5.11). La segunda ley de Kirchhoff, que relaciona los parámetros eléctricos de cada línea de transmisión y el flujo de potencia se define en la ecuación (5.12).

$$\text{Min} \sum_t^T \left(\sum_g^G C_g^{ope} p_{t,g}^{gen} + \sum_b^B C_b^{ens} p_{t,b}^{ns} \right) \quad (5.6)$$

$$\sum_{e(g)=1}^G p_{t,g}^{gen} + \sum_{r(l)=1}^L p_{t,l}^{flujo} - \sum_{s(l)=1}^L p_{t,l}^{flujo} - P_{t,b}^{dem} + p_{t,b}^{ns} = 0, \quad \forall t, \forall b \quad (5.7)$$

$$p_{t,b}^{ns} \leq P_{t,b}^{dem}, \quad \forall t, \forall b \quad (5.8)$$

$$p_{t,g}^{gen} \leq P_{t,g}^{dis}, \quad \forall t, \forall g \quad (5.9)$$

$$\sum_t^T p_{t,g}^{gen} \leq E_g^{max}, \quad \forall g \quad (5.10)$$

$$-P_{t,l}^{dis} \leq p_{t,l}^{flujo} \leq P_{t,l}^{dis}, \quad \forall t, \forall l \quad (5.11)$$

$$p_{t,l}^{flujo} - B_l * (\theta_{t,b}^{s(l)=1} - \theta_{t,b}^{r(l)=1}) = 0, \quad \forall t, \forall l \quad (5.12)$$

Paso 3. Finalmente, se determina la potencia no suministrada para cada tiempo (P_t^{ns}) como se muestra en la ecuación (5.13).

$$P_t^{ns} = \sum_b^B p_{t,b}^{ns} \quad (5.13)$$

En el caso de evaluar la confiabilidad del solo el sistema de generación, se requiere ignorar la red de transmisión. En este caso, solo hay un elemento en el conjunto B (nodo único) y ningún elemento en el conjunto L (sin líneas de transmisión), para este enfoque las ecuaciones (5.5), (5.11) y (5.12) no se emplean. En el caso de evaluar la confiabilidad de un sistema multiárea (considerando solo líneas de transmisión principales), cada área se debe representar como un nodo. Para este enfoque, en la evaluación multiárea se puede omitir la ecuación (5.12).

5.2.3 PROBABILIDAD, FRECUENCIA Y SEVERIDAD DE LA POTENCIA NO SUMINISTRADA

El índice de probabilidad (P_i) cuantifica la probabilidad de aparición de deficiencia de suministro en una simulación particular i . Es decir, define la probabilidad de ocurrencia de potencia no suministrada, pero no cuantifica su severidad. Este índice se determina con base en una relación entre la suma de las duraciones de las fallas y el tiempo total de simulación, como se muestra en las ecuaciones (5.14) y (5.15). Donde e_t indica el estado de un sistema en el tiempo t ; Δt es la duración de t considerada en la simulación para obtener la potencia no suministrada. Por lo general, el valor de Δt es una hora.

$$e_t = \begin{cases} 1, & \text{if } P_t^{ns} > 0 \\ 0, & \text{otro caso} \end{cases} \quad (5.14)$$

$$P_i = \frac{1}{TS} \sum_t^T e_t \Delta t \quad (5.15)$$

El índice de frecuencia (F_i) cuantifica la frecuencia de ocurrencia de la deficiencia de suministro en una simulación particular i . Define la cantidad de fallas dentro de un período T , típicamente expresado en unidades de ocurrencias por año. El índice de frecuencia se determina contando el número de transiciones desde el estado normal al de deficiencia durante el tiempo de simulación T , como se muestra en las ecuaciones (5.16) y (5.17). Donde I_t indica la transición de un sistema de operación normal a un estado de deficiencia. Por ejemplo, caso a: pasa de operación normal ($e_{t-1} = 0$) a estado de deficiencia ($e_t = 1$), por lo tanto $I_t = 1$. Caso b: pasa de operación normal ($e_{t-1} = 0$) a operación normal ($e_t = 0$), por lo tanto $I_t = 0$.

$$I_t = \begin{cases} 1, & \text{if } e_t - e_{t-1} = 1 \\ 0, & \text{otro caso} \end{cases} \quad (5.16)$$

$$F_i = \frac{1}{TS} \sum_t^T I_t \quad (5.17)$$

El índice de severidad (S_i) cuantifica la magnitud de la deficiencia de suministro en una simulación particular i . Define la energía no suministrada durante el tiempo de simulación TS , comúnmente medida en MWh/año. El índice de severidad se determina en base de la potencia no suministrada en cada hora (P_t^{ns}), como se muestra en la ecuación (5.18).

$$S_i = \frac{1}{TS} \sum_t^T P_t^{ns} \Delta t \quad (5.18)$$

5.2.4 DETERMINACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

La evaluación de la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia eléctrica a menudo implica el uso de índices de probabilidad de pérdida de carga (LOLP¹⁹), expectativa de pérdida de carga (LOLE²⁰), frecuencia de pérdida de carga (LOLF²¹) y energía esperada no suministrada (EENS²²). Estos índices de confiabilidad representan los valores esperados de los índices de probabilidad, frecuencia y severidad obtenidos en cada iteración de la SSMC. Se necesitan múltiples observaciones de estos índices

¹⁹ LOLP: *Loss of load probability*

²⁰ LOLE: *Loss of load expectation*

²¹ LOLF: *Loss of load frequency*

²² EENS: *Expected energy not supplied*

para estimar el valor esperado (cada observación corresponde a una iteración). La precisión del valor esperado mejora a medida que se incrementa el número de observaciones en el conjunto de datos de simulación. Las ecuaciones (5.19) - (5.22) muestran cómo estimar estos índices de confiabilidad. Donde N es el número total de observaciones, P_i es el índice de probabilidad, F_i es el índice de frecuencia y S_i es el índice de severidad.

$$LOLP = \frac{1}{N} \sum_i^N P_i \quad (5.19)$$

$$LOLE = \frac{1}{N} \sum_i^N P_i * TS \quad (5.20)$$

$$LOLF = \frac{1}{N} \sum_i^N F_i \quad (5.21)$$

$$EENS = \frac{1}{N} \sum_i^N S_i \quad (5.22)$$

5.2.5 CONVERGENCIA

El método de simulación secuencial de Monte Carlo (SSMC) actualiza los índices de confiabilidad en cada iteración, aumentando el número de observaciones en el conjunto de datos de simulación. A medida que aumenta el número de iteraciones, el valor esperado converge. El método SSMC emplea el criterio del coeficiente de variación (β) para determinar convergencia del método y finalizar las iteraciones del método. Este coeficiente de variación se calcula como se muestra en la ecuación (5.23)[13]. Por lo tanto, aumentar el número de observaciones (N) o disminuir la varianza muestral (V) aumenta la precisión de la estimación de los índices de confiabilidad. El criterio de parada para terminar de iterar en SSMC se cumple cuando este coeficiente (β) es menor que un coeficiente de variación máximo (β_{max}). En estudios previos para sistemas de generación y transmisión con SSMC, este coeficiente máximo de variación (β_{max}) fue de 4% [43] o 5% [36], [46].

$$\beta = \frac{1}{E(S_i)} \sqrt{\frac{V(S_i)}{N}} \quad (5.23)$$

5.3 CASO DE ESTUDIO

En esta sección se presenta el análisis del impacto del nivel de detalle de la red de transmisión en la evaluación de la confiabilidad del sistema eléctrico peruano. Para ello, se consideran cuatro casos de estudio, que representan diferentes niveles de detalle de la red de transmisión peruana. La evaluación de la confiabilidad de cada caso se realiza con el método SSMC. Las simulaciones se realizan utilizando código implementado en el lenguaje de programación Julia [97], el lenguaje de modelado JuMP [98] y el software Gurobi [99]. El hardware de cómputo utilizado consiste en un procesador AMD Ryzen 9 5950X de 16 núcleos con 96 GB de RAM. Los datos empleados se detallan en el anexo D.

5.3.1 SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO

El sitio web del COES [121] brinda datos históricos sobre la operación y mantenimiento del sistema eléctrico peruano. La Tabla 5.2 muestra las características de capacidad y confiabilidad de las unidades de generación por tecnología. La potencia efectiva de generación en el año 2021 fue de 12848 MW. La potencia efectiva estuvo compuesta por centrales hidroeléctricas (41%), gas natural (32%), diésel (20%), eólicas (3%), solar fotovoltaica (2%) y otras tecnologías (4%). Un aspecto importante que considerar es que la producción de energía hidroeléctrica está sujeta a la disponibilidad del recurso hídrico. Para estimar las características de confiabilidad de las unidades de generación se utilizó la metodología propuesta en el estándar IEEE 762 [122]. Esta norma es fundamental en la industria eléctrica, pues proporciona un marco de trabajo completo para la preparación de indicadores consistentes de la confiabilidad, disponibilidad y productividad de las unidades de generación eléctrica. Su adopción puede permitir estandarizar la recopilación de datos y un análisis frecuente de indicadores de confiabilidad.

La red de transmisión principal del sistema eléctrico peruano es en tensiones de 500 kV y 220 kV. La metodología propuesta por CIGRE [123] permite estimar las características de confiabilidad a partir de las estadísticas de falla de cada línea de transmisión. Este análisis utiliza el número de eventos de falla, el tiempo de exposición y la duración de las reparaciones de las líneas de transmisión. Para esta investigación se empleó esta metodología para cada línea de transmisión. La Tabla 5.3 resume las características de confiabilidad de las líneas de transmisión en promedio para estos dos niveles de tensión. Una característica de la red de transmisión peruana es que existe redundancia en zonas de alta densidad poblacional o donde existen proyectos mineros. En cambio, en zonas de baja densidad de población la carga se conecta a través de una línea de transmisión (sin redundancia de transmisión o generación).

La máxima demanda eléctrica en el año 2021 fue de 7218 MW. Utilizando información histórica de mediciones en diferentes subestaciones del sistema eléctrico de potencia, se pueden crear perfiles de carga. Para esta investigación, en total se utilizaron sesenta y nueve perfiles de demanda para diferentes subestaciones de la red eléctrica, representando adecuadamente el comportamiento de la demanda. Hay dos tipos de perfiles de demanda. El primer tipo está asociado a ciudades (usuarios residenciales, comercio y servicios públicos) que tienen un patrón estacional durante la semana. El segundo tipo está asociado a grandes usuarios de electricidad (principalmente proyectos mineros), que tienen un patrón horizontal durante el día.

Tabla 5.2. Características de capacidad y confiabilidad de las unidades de generación.

Características de capacidad					Características de confiabilidad		
Potencia Nominal (MW)	Nº Unidades	Potencia total (MW)	Potencia máxima (MW)	Potencia mínima (MW)	WFOR ^a (%)	MTTF ^b (horas)	MTTR ^c (horas)
Biomasa							
(1-99)	5	52	20	4.1	19,0%	1 641	24
Biogás							
(1-99)	9	12	1.5	1.2	6,8%	148	12
Carbón							
(100-199)	1	141	141	141	1,2%	1 568	18
Diésel 2							
(1-99)	10	113	40	1.2	2,5%	12 724	9
(100-199)	9	1 591	187	166	1,5%	2 561	13
(200-299)	4	833	216	205	0,4%	34 948	48
R500							
(1-99)	5	78	24	8.3	8,8%	794	78
Gas natural							
(1-99)	12	501	90	5.8	2,7%	582	18
(100-199)	18	3 038	193	104	3,0%	825	21
(200-299)	2	564	283	281	1,2%	942	11
Hidroeléctricas							
(1-99)	165	3 435	88	0.2	1,3%	1 051	10
(100-199)	10	1 327	189	104	0,9%	850	7
(200-299)	2	470	235	235	2,0%	535	11
Solar fotovoltaica^d							
(1-99)	7	138	41	1.3	0,0%	21 894	4
(100-199)	1	144	144	144	0,0%	36 451	10
Eólica^d							
(1-99)	6	280	97	18	0,6%	6 436	21
(100-199)	1	132	132	132	0,0%	3 419	2

a. WFOR: *weighted forced outage rate* (Tasa de interrupción forzada ponderada)

b. MTTF: *mean time to failure* (Tiempo medio hasta la falla)

c. MTTR: *mean time to repair* (Tiempo medio de reparación)

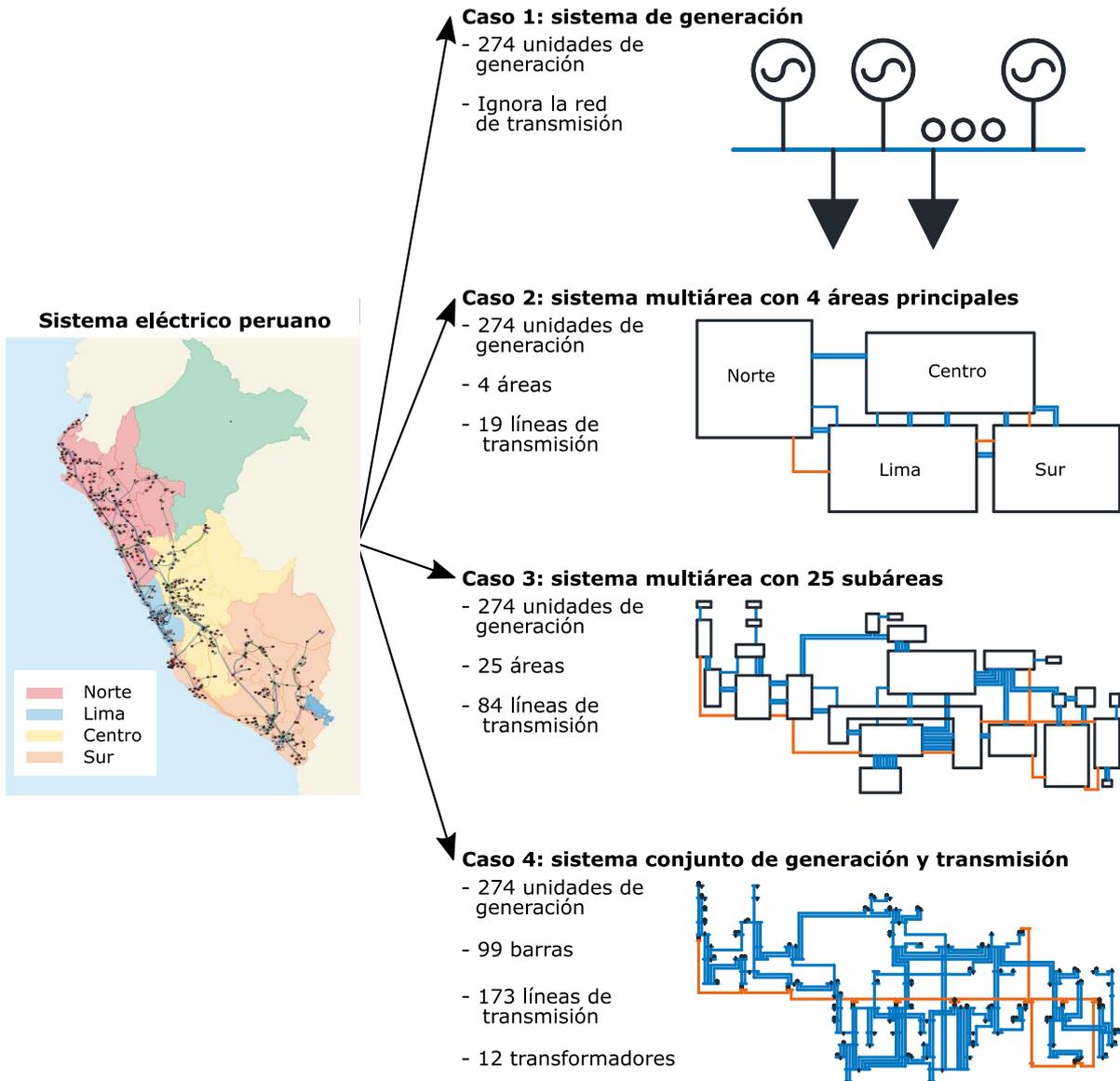
d. Las características de la solar fotovoltaica y eólica están referidas al conjunto de paneles fotovoltaicos o aerogeneradores por central.

Tabla 5.3. Características de confiabilidad de las unidades de transmisión.

Nivel de tensión (kV)	Distancia instalada (km)	Tasa de fallas (ocurrencias/km-año)	Tiempo medio de reparación (horas)
220kV	11 420	0.026	15.4
500kV	2 736	0.009	13.1

El estudio consta de cuatro casos destinados a analizar el impacto del nivel de detalle de la red de transmisión en la evaluación de la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia peruano. El análisis comienza con la evaluación de confiabilidad del sistema generación (caso 1) y aumenta gradualmente en complejidad hasta llegar a la evaluación de confiabilidad del sistema conjunto de generación y transmisión (caso 4). La figura 4.3 muestra los 4 casos analizados. Los datos empleados se detallan en el anexo D.

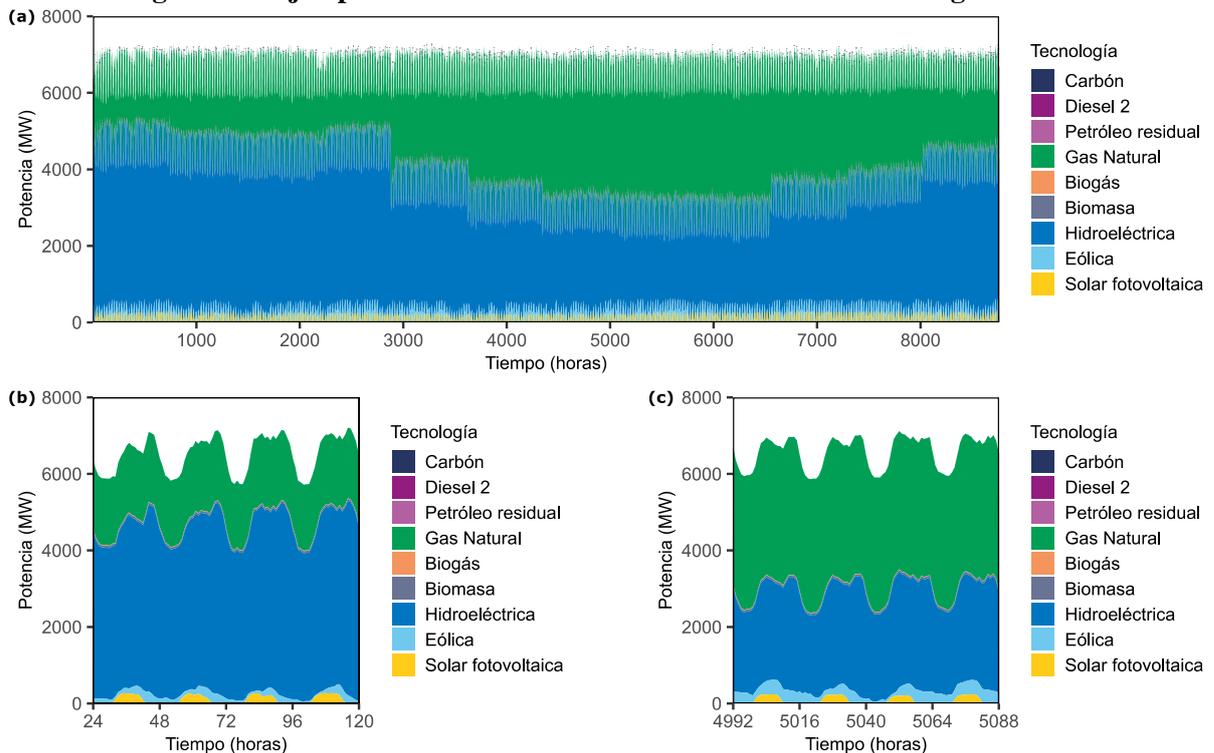
Figura 5.3. Casos analizados para el sistema eléctrico peruano.



5.3.2 CASO 1: EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

En este caso, se ignora la red de transmisión eléctrica y las simulaciones asumen que todas las unidades de generación y carga están ubicadas en un solo nodo. Como resultado de no considerar la red de transmisión, se produciría una deficiencia de suministro cuando la capacidad disponible es menor que la demanda requerida. Para este caso, la capacidad máxima es de 12 848 MW y la carga máxima es de 7218 MW. En la Figura 5.4 se muestra un ejemplo de simulación, donde se aprecia que se produce una disminución de la energía hidroeléctrica durante los períodos de sequía (de mayo a octubre). Además, la variabilidad de la energía solar y eólica no incide en la ocurrencia de deficiencias del suministro. La simulación secuencial de Montecarlo (SSMC) no reveló deficiencias de suministro (LOLP = 0, LOLE=0 h, LOLF = 0 ocurrencias/año, EENS = 0 MWh/año) en 2000 iteraciones (en cada iteración se realiza una simulación). Este resultado se debe a que el modelo SSMC no detecta la potencia no suministrada durante 2000 simulaciones. Este resultado se explica porque ante eventuales fallas de unidades de generación se tiene una reserva de 5630 MW, siendo la unidad de generación con mayor capacidad de 283 MW. Es decir, tendría que fallar las 30 unidades de generación de mayor capacidad de forma simultánea para que exista una deficiencia de suministro.

Figura 5.4. Ejemplo de resultados de la simulación del sistema de generación.

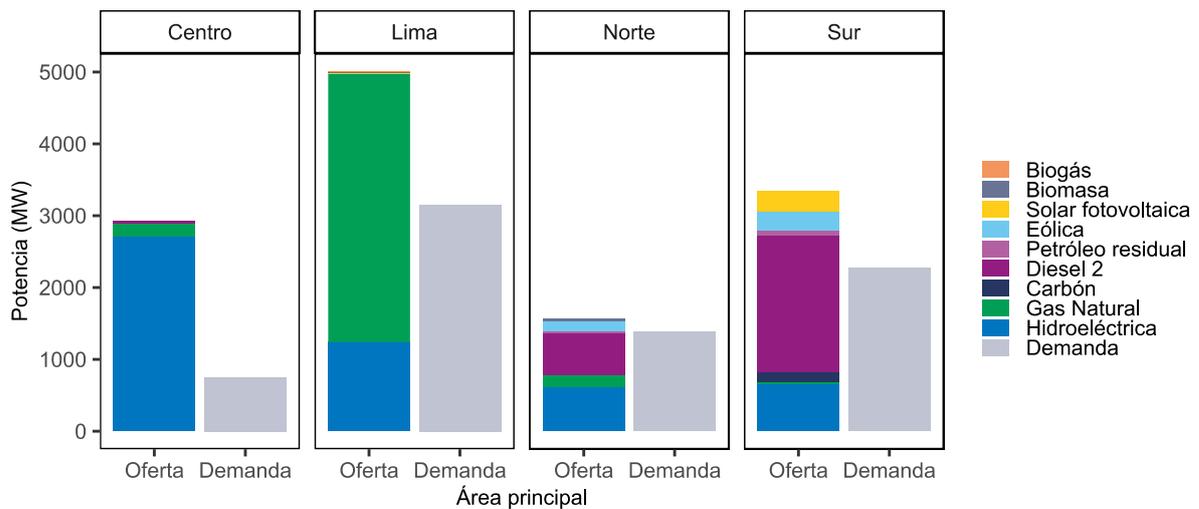


Notas: (a) muestra de una simulación anual (b) zoom de la operación durante las primeras horas del año (avenida) (c) zoom de la operación en la mitad del año (estiaje).

5.3.3 CASO 2: EVALUACIÓN MULTIÁREA CONSIDERANDO 4 ÁREAS PRINCIPALES

En este caso solo se simulan 19 líneas de transmisión eléctrica entre 4 áreas principales: Centro, Lima, Norte y Sur. La Figura 5.5 muestra el balance de oferta y demanda para cada área considerada. Se nota que cada área es autosuficiente al comparar la capacidad instalada y la carga máxima de cada área. La reserva sería de 2178 MW, 1856 MW, 194 MW, y 1069 MW para las áreas Centro, Lima, Norte y Sur respectivamente. Las capacidades de intercambio del área Centro a Lima, a Norte y a Sur son de 759 MW, 370 MW y 2217 MW respectivamente. Por su parte, las capacidades de intercambio del área de Lima al área Norte y al área Sur son de 1551 MW y 1145 MW respectivamente. Las iteraciones SSMC no revelaron deficiencias de suministro (LOLP = 0, LOLE = 0 h, LOLF = 0 ocurrencias/año, EENS = 0 MWh/año) en 2000 iteraciones. Este resultado indica que existe suficiente capacidad de intercambio entre áreas para cubrir una posible deficiencia de suministro eléctrico. Es preciso mencionar que similar al caso anterior se tendría suficiente reserva en las áreas Centro, Lima y Sur para cubrir eventuales fallas de generación. Mientras que en el caso del área Norte si bien tiene un margen de reserva limitado, tiene 6 líneas para hacer el intercambio de energía con otras áreas.

Figura 5.5. Balance de potencia de capacidad y carga máxima en la evaluación multiárea con 4 áreas principales.



5.3.4 CASO 3: EVALUACIÓN MULTIÁREA CONSIDERANDO 25 SUBÁREAS

En este caso se consideran 84 líneas de transmisión eléctrica entre 25 subáreas, que corresponden a las subdivisiones administrativas del Perú. En este caso, existen áreas sin suministro de generación eléctrica, por lo que su confiabilidad depende de la red de transmisión. El resultado de los índices de confiabilidad para toda la red eléctrica son $LOLP = 1.84 \times 10^{-2}$, $LOLE = 166$ h, $LOLF = 10.6$ ocurrencias/año y $EENS = 9036$ MWh/año. Para este caso la SSMC requirió 601 iteraciones hasta lograr la convergencia de los índices de confiabilidad. La Figura 5.6 muestra las EENS de las áreas que podrían

presentar deficiencia de suministro eléctrico. Al incorporar más detalle en el modelado de la red de transporte se obtienen resultados diferentes a los de los dos casos anteriores. Las áreas que reportan EENS corresponden a aquellas alejadas de los centros de generación eléctrica o que están conectadas por una sola línea de transmisión. Por ejemplo, el área San Martín no tiene unidades de generación y depende únicamente de la L.T. Caclic 220 kV - Belaunde 220 kV. Es decir, si falla esta línea de transmisión, deja sin suministro a esta región.

Figura 5.6. Resultados de EENS en evaluación multiárea con 25 subáreas.

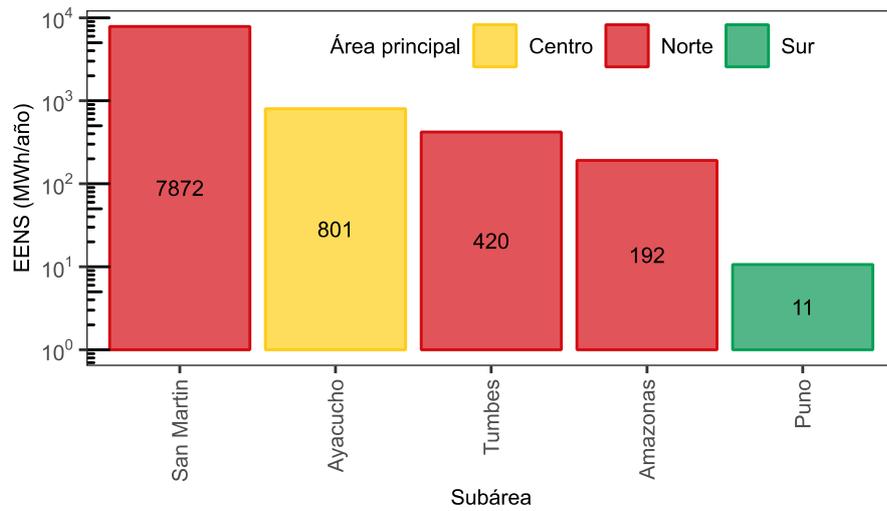
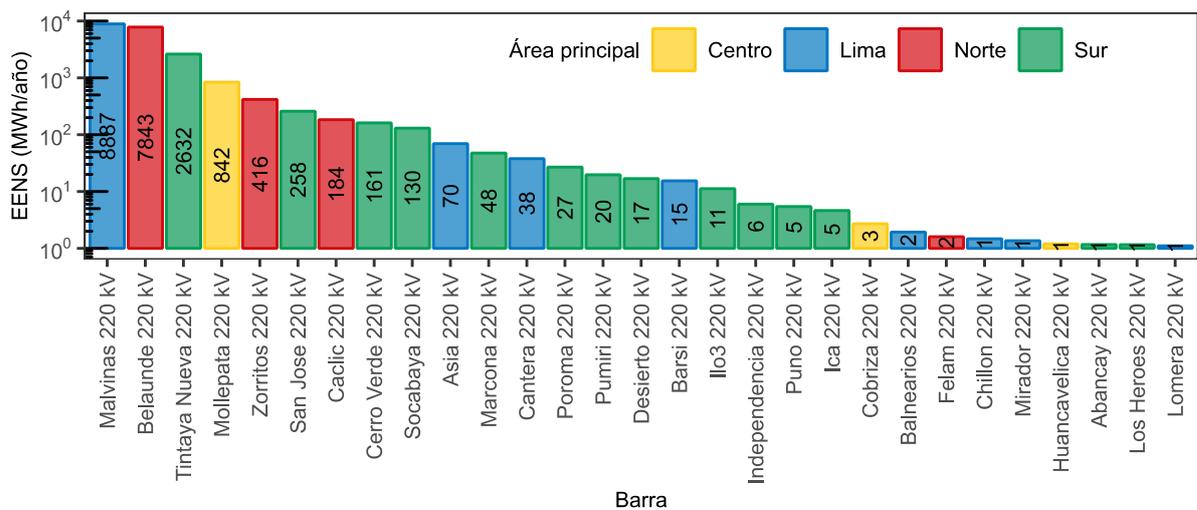


Figura 5.7. Resultados de EENS en la evaluación detallada del sistema conjunto de generación y transmisión.



5.3.5 CASO 4: EVALUACIÓN DETALLADA DEL SISTEMA CONJUNTO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

En este caso se consideran 173 líneas de transmisión entre 99 subestaciones, considerando dos niveles de tensión (500 kV y 220 kV). Esta configuración proporciona una representación más detallada de la red de transmisión principal del sistema eléctrico peruano. De esta forma se pueden determinar las subestaciones de mayor riesgo en el sistema eléctrico. Los índices de confiabilidad para toda la red eléctrica son $LOLP = 3.31 \times 10^{-2}$, $LOLE = 290$ h, $LOLF = 15.8$ ocurrencias/año y $EENS = 21667$ MWh/año. Para este caso la SSMC requirió 1661 iteraciones hasta lograr la convergencia de los índices de confiabilidad. La Figura 5.7 muestra los resultados de la EENS por subestación. Se aprecia que para este caso ahora se detecta EENS en todas las áreas (Centro, Lima, Norte y Sur). Resultado que se identifica riesgo en aquellas subestaciones que solo tienen una línea de transmisión (por ejemplo, Belaunde 220 kV o Mollepata 220 kV). También se identifica riesgo en subestaciones con abastecen grandes cargas (por ejemplo, Malvinas 220 kV). Este resultado permite identificar las subestaciones de mayor riesgo dentro del sistema eléctrico, y en base a ello se pueden realizar proyectos de planificación para incrementar su confiabilidad.

5.3.6 COMPARACIÓN

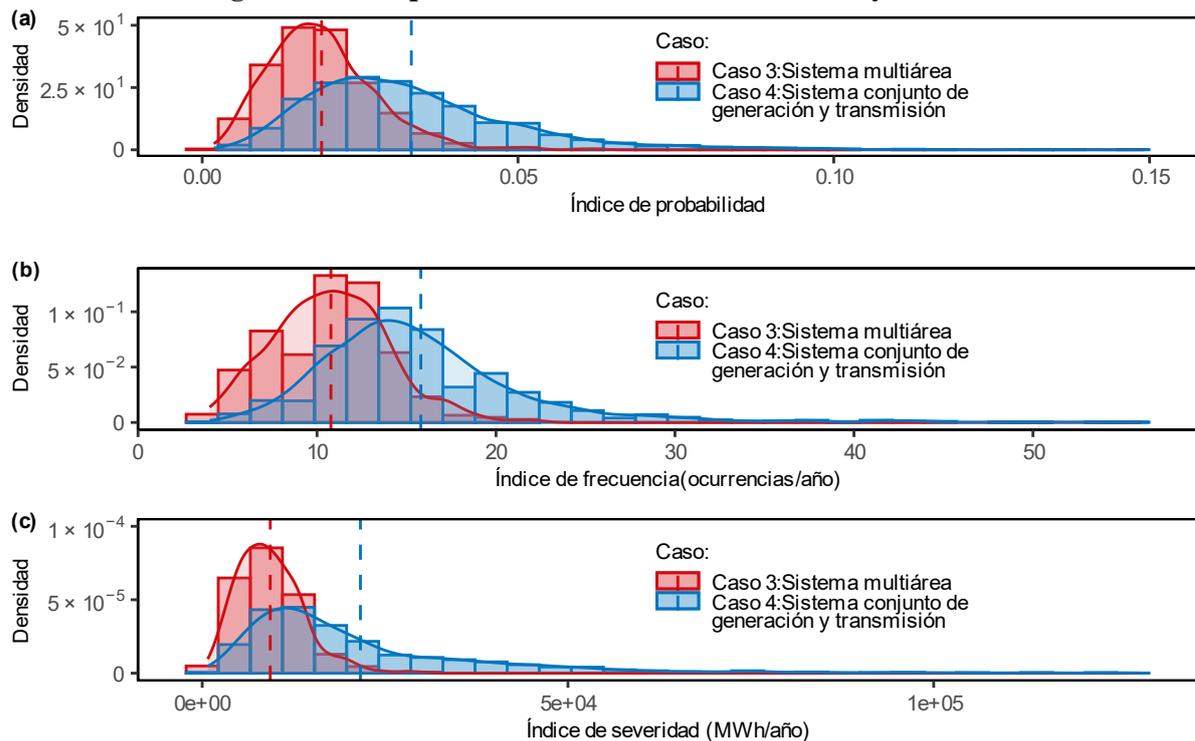
Los resultados obtenidos establecen una línea base para evaluar la confiabilidad del sistema eléctrico peruano. La Tabla 5.4 muestra una comparación de los índices de confiabilidad obtenidos en los cuatro casos simulados. Los resultados muestran que hay un aumento gradual en la probabilidad de pérdida de carga (LOLP), expectativa de pérdida de carga (LOLE), la frecuencia de pérdida de carga (LOLF) y la expectativa de energía no suministrada (EENS) a medida que mejora el nivel de detalle del modelo de red de transmisión. Es decir, el nivel de detalle del sistema de transmisión afecta significativamente en los resultados de la evaluación de la confiabilidad de los sistemas de potencia. En la Figura 5.8 se muestra la comparación de las distribuciones de los índices LOLP, LOLE, LOLF y EENS de los casos 3 y 4. Solo se comparan los casos 3 y 4, ya que los resultados de los casos 1 y 2 son cero. Tanto el valor promedio como la distribución de los índices de confiabilidad son mayores en el caso 4 en comparación con el caso 3. La Tabla 5.5 presenta el número de iteraciones realizadas y el tiempo de cálculo por iteración. En los casos 1 y 2, no se detectó deficiencia de suministro eléctrico en las 2000 iteraciones realizadas. Se observa que a medida que aumenta el nivel de detalle en el modelado de transmisión, también aumenta el tiempo de cálculo por iteración. Esto se debe a que, a medida que se incluye un mayor número de líneas de transmisión, el problema del flujo de potencia óptimo lineal DC se vuelve más complejo de resolver.

Tabla 5.4. Índices de confiabilidad para los cuatro niveles de detalle analizados.

Caso	Modelo	LOLP (probabilidad)	LOLE (h)	LOLF (ocurrencias/ año)	EENS (MWh/año)
Caso 1	Evaluación del sistema de generación	0	0	0	0
Caso 2	Evaluación multiárea con 4 áreas principales	0	0	0	0
Caso 3	Evaluación multiárea con 25 subáreas	$1,84 \times 10^{-2}$	166	10.6	9036
Caso 4	Evaluación detallada del sistema conjunto de generación y transmisión	$3,31 \times 10^{-2}$	290	15.8	21667

Tabla 5.5. Número de iteraciones realizadas y tiempo de cálculo por iteración para los casos analizados.

Caso	Modelo	Cantidad de iteraciones	Tiempo de CPU por iteración (minutos)
Caso 1	Evaluación del sistema de generación	2000	0.022
Caso 2	Evaluación multiárea con 4 áreas principales	2000	0.131
Caso 3	Evaluación multiárea con 25 subáreas	601	0.453
Caso 4	Evaluación detallada del sistema conjunto de generación y transmisión	1661	3.351

Figura 5.8. Comparación de los resultados del caso 3 y el caso 4.

Notas: (a) índice de probabilidad, (b) índice de frecuencia y (c) índice de severidad.

5.4 DISCUSIÓN

La evaluación de la confiabilidad de los sistemas eléctricos es cada vez más relevante debido a la necesidad de asegurar el suministro eléctrico. Cabe destacar que el cálculo de estos índices es cada vez más complejo debido a la integración de energías renovables, almacenamiento de energía y/o vehículos eléctricos en el sistema eléctrico. En investigaciones previas se identificaron diversas perspectivas de modelado de redes de transmisión cuando se evalúa un sistema eléctrico existente, desde una evaluación de solo el sistema de generación (modelo simple) hasta una evaluación detallada del sistema conjunto de generación y transmisión (modelo complejo). Gran parte de trabajos de investigación previos han evaluado la confiabilidad de sistemas eléctricos existentes con modelos de sistemas de generación debido a su simplicidad y menor carga computacional.

Es notable que los estándares de confiabilidad varían globalmente, con disparidades tanto en las definiciones de métricas como en sus valores paramétricos [5]. Los índices de confiabilidad comúnmente utilizados incluyen la probabilidad de pérdida de carga (LOLP), la expectativa de pérdida de carga (LOLE) y la energía esperada no suministrada (EENS). Por ejemplo, en Estados Unidos está establecido el estándar de falla de un día en 10 años [124], correspondiendo a un LOLP de 2.73×10^{-4} . En Europa, un estándar de confiabilidad de LOLE expresado en horas por año. Gran Bretaña, Francia y Bélgica establecen 3 h/año, Países Bajos establece 4 h/año e Irlanda establece 8 h/año [5], [125]. Estos diversos estándares subrayan la necesidad de alineación metodológica en la estimación de los índices de confiabilidad del sistema de potencia y la interpretación de sus resultados.

En este trabajo se evaluó la confiabilidad del sistema eléctrico peruano considerando sus características de generación y transmisión. Se precia que en el modelo desarrollado no se consideró el modelamiento de vehículos eléctricos o almacenamiento de energía. Como se muestra en la Tabla 5.4, se consideraron cuatro casos, cada uno asociado con un nivel diferente de detalle del modelo de red de transmisión. En el primer caso se realizó una evaluación del sistema de generación y los resultados indican que el sistema eléctrico es confiable. Se realizaron dos evaluaciones multiárea en el segundo y tercer caso, donde se incorporaron restricciones de transmisión entre áreas. En el segundo caso, donde solo se modelaron cuatro áreas principales, los resultados indican que el sistema eléctrico aún es confiable. En tanto, en el tercer caso, donde se modelaron 25 subáreas, los resultados obtenidos para los tres índices de confiabilidad son los siguientes: $LOLP = 1.84 \times 10^{-2}$, $LOLE = 166$ h, $LOLF = 10.6$ ocurrencias/año y $EENS = 9036$ MWh/año. Finalmente, en el cuarto caso, donde se realizó una evaluación detallada del sistema conjunto de generación y transmisión que incluye 173 líneas de transmisión y 99 subestaciones, se obtuvieron los siguientes resultados: $LOLP = 3.31 \times 10^{-2}$, $LOLE = 290$ h, $LOLF = 15.8$ ocurrencias/año y $EENS = 21667$ MWh/año.

Este estudio establece un marco inicial para evaluar la confiabilidad del sistema eléctrico peruano. Aunque la evaluación del sistema de generación es menos preciso que una evaluación detallada del sistema conjunto de generación y transmisión, este enfoque puede proporcionar información útil para la toma de decisiones en la planificación de energía. Sin embargo, para el sistema eléctrico peruano, existe una discrepancia significativa en los resultados dependiendo de si se tiene en cuenta la red de transmisión al evaluar la confiabilidad. Un modelo básico de la red de transmisión podría representar el sistema como altamente confiable, similar a los estándares en Estados Unidos o algunos países europeos ($LOLE < 3h$). Sin embargo, un modelo más detallado revela puntos débiles potenciales, resultando en índices de confiabilidad considerablemente más altos. Por lo tanto, se recomienda que futuras evaluaciones de confiabilidad o aplicaciones de planificación energética tengan en cuenta la red de transmisión en detalle. Específicamente, para el caso peruano, se debe emplear una evaluación detallada del sistema conjunto de generación y transmisión para futuras evaluaciones de confiabilidad.

La disponibilidad de datos precisos sobre tiempos de falla y reparación tanto para unidades de generación como de transmisión es esencial para evaluar la confiabilidad del sistema de potencia. En Estados Unidos, por ejemplo, la *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) establece directrices detalladas sobre los procedimientos, formatos y frecuencia para la recolección y análisis de datos referentes a unidades de generación y transmisión. NERC también emite regularmente informes a través del *Generating Availability Data System* (GADS) [126] y el *Transmission Availability Data System* (TADS) [127], ofreciendo métricas cruciales de confiabilidad. Por el contrario, el sistema eléctrico peruano, aunque mantiene registros de fallas y mantenimiento, carece de evaluaciones regulares de estas métricas y procedimientos estandarizados. Para esta investigación, las unidades de generación se analizaron utilizando el estándar IEEE 762 [122], y las líneas de transmisión se evaluaron en base a la metodología propuesta por CIGRE [123]. Fue factible estimar la tasa de fallas y el tiempo medio de reparación, sin embargo, existe la necesidad imperativa de mejorar la gestión de datos de fallas y mantenimiento en Perú.

5.5 CONCLUSIONES DE CAPITULO

Este estudio investiga cómo la evaluación de la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia se ve afectada por el nivel de detalle del modelado de la red de transmisión. Se seleccionó el sistema eléctrico peruano como caso de estudio y se examinaron cuatro casos con diferentes niveles de detalle en la representación de los componentes de transmisión. Los hallazgos revelan que cuando la red de transmisión no se tiene en cuenta o se modela superficialmente, el sistema eléctrico puede parecer altamente confiable. Por el contrario, cuando los componentes de transmisión se modelan en detalle, los

riesgos potenciales para el suministro eléctrico se vuelven evidentes. Los resultados demuestran que el modelamiento de la red de transmisión impacta significativamente en la evaluación de la confiabilidad del sistema eléctrico peruano. Por lo tanto, para una gestión, planificación e integración de las energías renovables empleando índices de confiabilidad, es crucial considerar el modelamiento de la red de transmisión.

Se recomienda que futuras investigaciones sobre el sistema eléctrico peruano utilicen este modelo de sistema conjunto de generación y transmisión para evaluar las implicaciones de la integración de fuentes de energía renovable, vehículos eléctricos y tecnologías de almacenamiento de energía en la confiabilidad del sistema eléctrico. La investigación es fundamental para formular políticas energéticas informadas y promover el desarrollo sostenible de la energía. Aunque este estudio está adaptado al contexto peruano, los desafíos que aborda en la evaluación de la confiabilidad del sistema eléctrico no son únicos de Perú y de hecho son encontrados por numerosos otros países. Los hallazgos cuantitativos de este estudio subrayan la importancia de incluir la red de transmisión en las evaluaciones de confiabilidad, a pesar de la complejidad inherente de estos cálculos.

CAPÍTULO 6 : CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

El capítulo 3 trata de la elaboración de un estado del arte sobre la evaluación de confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica a través de la revisión sistemática de literatura. Para lo cual se ha identificado artículos científicos vinculados a este tópico de investigación, se elaboró un análisis bibliométrico y un análisis crítico de los avances de conocimiento. Las conclusiones que se llegaron en este capítulo son las siguientes:

- a) La constante evolución tecnológica en el sector eléctrico ha provocado la necesidad de actualizar los métodos de cálculo para la evaluación de confiabilidad del sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica. Existe una necesidad clara y urgente de innovación en las metodologías de evaluación de confiabilidad. De la revisión de la literatura se sugiere que se debe seguir investigando en proponer nuevos métodos para mejorar los métodos actuales. Existe la necesidad de mejorar el modelamiento de nuevas tecnologías de generación, transmisión y/o demanda. Tecnologías tales como la generación con fuentes de energías renovables, vehículos eléctricos, almacenamiento de energía, FACTS, y HVDC.
- b) En análisis bibliométrico muestra que existe una actividad constante de investigaciones relacionadas a la evaluación de confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica. La mayor cantidad de investigaciones y los autores más influyentes en este campo son principalmente provenientes de universidades en China y Estados Unidos. En cambio, en los países en desarrollo se ha investigado muy poco sobre la evaluación de confiabilidad desde un enfoque probabilístico.

Por lo cual se recomienda que investigaciones futuras deben desarrollar modelos de confiabilidad que incluyan las características particulares de sistemas eléctricos nacionales.

- c) Existe un número creciente de investigaciones que proponen nuevas perspectivas y técnicas para la evaluación de confiabilidad. Se destaca la prevalencia de la simulación Monte Carlo en la evaluación de la confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica. Sin embargo, muchas de estas investigaciones no son aplicadas a situaciones de planificación o toma de decisiones en sistemas eléctricos existentes o reales. Se recomienda que futuras investigaciones apliquen estas técnicas desarrolladas como herramientas de planificación.

El capítulo 4 trata de aplicar el muestreo estratificado basado en clústeres para acelerar la simulación secuencial de Monte Carlo en la evaluación de la confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica. Para lo cual se presenta el uso de aprendizaje automático no supervisado para la definición de estratos. Las conclusiones que se llegaron en este capítulo son las siguientes:

- a) El método desarrollado de muestreo estratificado basado en clústeres (MEBC) demostró ser efectivo para acelerar la simulación secuencial de Monte Carlo (SSMC) en la evaluación de la confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica. Los resultados, basados en pruebas con las redes eléctricas RTS-79, RTS-96 y RTS-GMLC, mostraron una mejora en la eficiencia de cálculo. Se destaca que este nuevo método preserva la precisión y la distribución de probabilidad de los índices de confiabilidad. Sin embargo, debido a que se reducen las observaciones, el método propuesto aumenta los errores en la estimación de los índices de confiabilidad en cada barra. A pesar de esta limitación, el método es efectivo y podría mejorarse a través de investigaciones futuras que analicen la cantidad mínima de observaciones a ser muestreadas por el método MEBC.
- b) El estudio demostró la capacidad de escalar el método propuesto a redes eléctricas de mayor dimensión. A pesar de los desafíos computacionales inherentes a la escalabilidad, el MEBC aceleró significativamente el cálculo en las redes eléctricas RTS-96 y RTS-GMLC, ambas de dimensiones superiores a RTS-79. Además, el método propuesto mostró una tendencia a mejorar su rendimiento en redes eléctricas extensas que requieren un gran número de simulaciones con el SSMC clásico. No obstante, se recomienda realizar más investigaciones en este ámbito, especialmente en redes eléctricas similares a RTS-GMLC, dado que las redes eléctricas actuales tienen características similares a esta red.
- c) El estudio presentó un avance importante en la aplicación del aprendizaje automático no supervisado a la evaluación de la confiabilidad del sistema conjunto de generación y transmisión. El uso de

técnicas de aprendizaje automático no supervisado, como el algoritmo k-medias y el agrupamiento jerárquico, permitió la identificación de posibles secuencias operativas que producen deficiencias en el suministro eléctrico. Aunque estos resultados son prometedores, es esencial continuar explorando técnicas más sofisticadas de aprendizaje automático no supervisado para mejorar aún más la precisión del método MEBC.

6.2 RECOMENDACIONES

Las recomendaciones para futuras investigaciones en la línea de investigación de evaluación de confiabilidad de un sistema conjunto de generación y transmisión son las siguientes:

- a) La revisión de literatura indica que gran parte de las investigaciones previas se enfocan en evaluar redes eléctricas académicas, mas no evalúan casos reales. Los casos reales a diferencia de los académicos suelen tener mayor cantidad de componentes, variedad de patrones de demanda, variedad de tecnologías de generación. Se recomienda desarrollar modelos de confiabilidad que puedan evaluar casos reales, en donde se incorporen las características específicas de los sistemas eléctricos nacionales. Son pocas las investigaciones que evalúan casos reales, y mayormente centrada en determinar índices de confiabilidad. Sin embargo, muchas de estas investigaciones no son aplicadas a situaciones de planificación o toma de decisiones en sistemas eléctricos existentes o reales. Por lo que se recomienda también aplicar estos modelos como herramientas de planificación o toma de decisiones.
- b) Se recomienda seguir desarrollando nuevas metodologías que permitan modelar tecnologías emergentes en la evaluación de confiabilidad de los sistemas conjuntos de generación y transmisión eléctrica. El modelo de esta tesis solo evalúa las tecnologías eólica y solar mediante series sintéticas. Es decir, no incluye el modelamiento de vehículos eléctricos, almacenamiento de energía, ni gestión de la demanda. Por lo cual existe la oportunidad de desarrollar modelos matemáticos y algoritmos avanzados capaces de capturar la complejidad de las nuevas tecnologías emergentes como la integración de vehículos eléctricos, los sistemas de almacenamiento de energía, los dispositivos FACTS y HVDC, entre otros. Estas propuestas podrían considerar no solo los aspectos técnicos, sino también incluir impactos económicos, ambientales y regulatorios asociados con la confiabilidad.

- c) En esta investigación se empleó el muestreo estratificado basado en clústeres (MEBC) para acelerar la evaluación de confiabilidad a través de la simulación secuencial de Monte Carlo. Para generar estratos se empleó algoritmos conocidos de aprendizaje automático no supervisado como k-medias y agrupamiento jerárquico. Existe la oportunidad de investigar con otros algoritmos de aprendizaje automático, como los métodos basados en densidad, los modelos de mezcla de gaussianas o las redes neuronales autocodificadoras. Así también investigaciones futuras pueden estudiar la preparación de datos, y los agrupamientos óptimos para mejorar aún más la precisión del método MEBC. Este enfoque de MEBC también podría ser aplicado a simulaciones no secuenciales de Monte Carlo.
- d) Se recomienda que futuras evaluaciones de confiabilidad y planificación energética deberían considerar un modelado detallado del sistema conjunto de generación y transmisión eléctrica. Así también, se debe evaluar las implicaciones de la integración de fuentes de energía renovable, vehículos eléctricos y tecnologías de almacenamiento de energía en la confiabilidad del sistema eléctrico. La investigación es fundamental para formular políticas energéticas informadas y promover el desarrollo sostenible de la energía. Aunque este estudio está adaptado al contexto peruano, los desafíos que aborda en la evaluación de la confiabilidad del sistema eléctrico no son únicos de Perú y de hecho son encontrados por numerosos otros países.

REFERENCIAS

- [1] E. Heylen, G. Deconinck, y D. Van Hertem, “Review and classification of reliability indicators for power systems with a high share of renewable energy sources”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 97, pp. 554–568, dic. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.08.032.
- [2] E. Tomasson, “Impact of High Levels of Variable Renewable Energy on Power System Generation Adequacy: Methods for analyzing and ensuring the generation adequacy of modern, multi-area power systems”, Tesis doctorado, KTH, 2020. Consultado: el 10 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2%3A1430162&dswid=8123>
- [3] C. Barrows *et al.*, “The IEEE Reliability Test System: A Proposed 2019 Update”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, núm. 1, pp. 119–127, ene. 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2925557.
- [4] H. Abunima, J. Teh, C. M. Lai, y H. J. Jabir, “A systematic review of reliability studies on composite power systems: A coherent taxonomy motivations, open challenges, recommendations, and new research directions”, *Energies (Basel)*, vol. 11, núm. 9, sep. 2018, doi: 10.3390/en11092417.
- [5] L. Söder *et al.*, “Review of wind generation within adequacy calculations and capacity markets for different power systems”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 119, mar. 2020, doi: 10.1016/j.rser.2019.109540.
- [6] C. Singh, P. Jirutitijaroen, y J. Mitra, *Electric Power Grid Reliability Evaluation*. 2018. doi: 10.1002/9781119536772.
- [7] M. Modarres, M. P. Kaminskiy, y V. Krivtsov, *Reliability Engineering and Risk Analysis*. Third edition. | Boca Raton: Taylor & Francis, a CRC title,; CRC Press, 2016. doi: 10.1201/9781315382425.
- [8] K. S. Trivedi y A. Bobbio, *Reliability and Availability Engineering: Modeling, Analysis, Applications*. 2017. Consultado: el 24 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.cambridge.org/us/universitypress/subjects/engineering/engineering-general-interest/reliability-and-availability-engineering-modeling-analysis-and-applications>

- [9] “The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms, Seventh Edition”, *IEEE Std 100-2000*, pp. 1–1362, 2000, doi: 10.1109/IEEESTD.2000.322230.
- [10] North American Electric Reliability Corporation (NERC), “Reliability Terminology”, 2013. Consultado: el 24 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.nerc.com/AboutNERC/Documents/Terms%20AUG13.pdf>
- [11] R. Billinton y R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, Second. Boston, MA: Springer US, 1996. doi: 10.1007/978-1-4899-1860-4.
- [12] M. Rausand y A. Hoyland, *System Reliability Theory - Models, Statistical Methods, and Applications*, Third. John Wiley & Sons, 2020. Consultado: el 24 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.wiley.com/en-be/System+Reliability+Theory%3A+Models%2C+Statistical+Methods%2C+and+Applications%2C+3rd+Edition-p-9781119373957>
- [13] R. Billinton y W. Li, *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*. Boston, MA: Springer US, 1994. doi: 10.1007/978-1-4899-1346-3.
- [14] P. Zhou, R. Y. Jin, y L. W. Fan, “Reliability and economic evaluation of power system with renewables: A review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp. 537–547, may 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.344.
- [15] M. S. Alvarez-Alvarado *et al.*, “Power System Reliability and Maintenance Evolution: A Critical Review and Future Perspectives”, *IEEE Access*, vol. 10, pp. 51922–51950, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3172697.
- [16] A. Ali Kadhém, N. I. Abdul Wahab, I. Aris, J. Jasni, y A. N. Abdalla, “Computational techniques for assessing the reliability and sustainability of electrical power systems: A review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 80, pp. 1175–1186, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.276.
- [17] S. Kumar, R. K. Saket, D. K. Dheer, J. B. Holm-Nielsen, y P. Sanjeevikumar, “Reliability enhancement of electrical power system including impacts of renewable energy sources: A comprehensive review”, *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 14, núm. 10, pp. 1799–1815, may 2020, doi: 10.1049/iet-gtd.2019.1402.

- [18] North American Electric Reliability Corporation (NERC), “Probabilistic Adequacy and Measures Technical Reference Report Final”. Consultado: el 14 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.nerc.com/comm/PC/Probabilistic%20Assessment%20Working%20Group%20PAWG%20%20Relat/Probabilistic%20Adequacy%20and%20Measures%20Report.pdf>
- [19] F. S. V. Campos, F. A. Assis, A. M. Leite da Silva, A. J. C. Coelho, R. A. R. Moura, y M. A. O. Schroeder, “Reliability evaluation of composite generation and transmission systems via binary logistic regression and parallel processing”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 142, nov. 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2022.108380.
- [20] M. Firouzi, A. Samimi, y A. Salami, “Reliability evaluation of a composite power system in the presence of renewable generations”, *Reliab Eng Syst Saf*, vol. 222, jun. 2022, doi: 10.1016/j.res.2022.108396.
- [21] Z. Dong, K. Hou, H. Meng, X. Yu, y H. Jia, “Data-driven power system reliability evaluation based on stacked denoising auto-encoders”, *Energy Reports*, vol. 8, pp. 920–927, abr. 2022, doi: 10.1016/j.egyr.2021.11.134.
- [22] K. Hou *et al.*, “A fast optimal load shedding method for power system reliability assessment based on shadow price theory”, *Energy Reports*, vol. 8, pp. 352–360, abr. 2022, doi: 10.1016/j.egyr.2021.11.104.
- [23] J. Cai, L. Hao, Q. Xu, y K. Zhang, “Reliability assessment of renewable energy integrated power systems with an extendable Latin hypercube importance sampling method”, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 50, mar. 2022, doi: 10.1016/j.seta.2021.101792.
- [24] M. Kamruzzaman, N. Bhusal, y M. Benidris, “A convolutional neural network-based approach to composite power system reliability evaluation”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 135, feb. 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107468.
- [25] P. A. G. M. Amarasinghe, S. K. Abeygunawardane, C. Singh, y P. A. G. M. Amarasinghe, “Adequacy Evaluation of Composite Power Systems Using an Evolutionary Swarm Algorithm”, *IEEE Access*, vol. 10, pp. 19732–19741, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3150927.
- [26] F. A. Assis, A. J. C. Coelho, L. D. Rezende, A. M. Leite da Silva, y L. C. Resende, “Unsupervised machine learning techniques applied to composite reliability assessment of power systems”,

- International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 31, núm. 11, nov. 2021, doi: 10.1002/2050-7038.13109.
- [27] Y. Zhao, Y. Han, Y. Liu, K. Xie, W. Li, y J. Yu, “Cross-Entropy-Based Composite System Reliability Evaluation Using Subset Simulation and Minimum Computational Burden Criterion”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, núm. 6, pp. 5198–5209, nov. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3073478.
- [28] Z. Liu *et al.*, “A Lagrange Multiplier Based State Enumeration Reliability Assessment for Power Systems with Multiple Types of Loads and Renewable Generations”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, núm. 4, pp. 3260–3270, jul. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3045021.
- [29] J. Cai y Q. Xu, “Capacity value evaluation of wind farms considering the correlation between wind power output and load”, *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 15, núm. 9, pp. 1486–1500, may 2021, doi: 10.1049/gtd2.12116.
- [30] K. Hou, P. Tang, Z. Liu, H. Jia, y L. Zhu, “Reliability Assessment of Power Systems with High Renewable Energy Penetration Using Shadow Price and Impact Increment Methods”, *Front Energy Res*, vol. 9, mar. 2021, doi: 10.3389/fenrg.2021.635071.
- [31] Y. Y. Hong, C. I. Wu, T. H. Hsiao, y C. S. Lin, “Reliability of a Power System with High Penetration of Renewables: A Scenario-Based Study”, *IEEE Access*, vol. 9, pp. 78050–78059, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3083793.
- [32] S. Hou *et al.*, “Contingency set partition-based impact transfer approach for the reliability assessment of composite generation and transmission systems”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 122, nov. 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106130.
- [33] D. Urgun, C. Singh, y V. Vittal, “Importance Sampling Using Multilabel Radial Basis Classification for Composite Power System Reliability Evaluation”, *IEEE Syst J*, vol. 14, núm. 2, pp. 2791–2800, jun. 2020, doi: 10.1109/JSYST.2019.2944131.
- [34] X. Zhuang *et al.*, “Data-driven efficient reliability evaluation of power systems with wind penetration: An integrated GANs and CE method”, *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 14, núm. 4, pp. 577–584, feb. 2020, doi: 10.1049/iet-gtd.2019.1048.

- [35] K. Xie, Y. Huang, B. Hu, H. M. Tai, L. Wang, y Q. Liao, “Reliability evaluation of bulk power systems using the uniform design technique”, *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 14, núm. 3, pp. 400–407, feb. 2020, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.6040.
- [36] Y. Zhao, Y. Tang, W. Li, y J. Yu, “Composite Power System Reliability Evaluation Based on Enhanced Sequential Cross-Entropy Monte Carlo Simulation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, núm. 5, pp. 3891–3901, sep. 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2909769.
- [37] L. Geng, Y. Zhao, y W. Li, “Enhanced Cross Entropy Method for Composite Power System Reliability Evaluation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, núm. 4, pp. 3129–3139, jul. 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2897384.
- [38] L. Peng, B. Hu, K. Xie, H. M. Tai, y K. Ashenayi, “Analytical model for fast reliability evaluation of composite generation and transmission system based on sequential Monte Carlo simulation”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 109, pp. 548–557, jul. 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.02.039.
- [39] J. Cai, Q. Xu, M. Cao, y B. Yang, “A novel importance sampling method of power system reliability assessment considering multi-state units and correlation between wind speed and load”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 109, pp. 217–226, jul. 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.02.019.
- [40] D. Urgan y C. Singh, “A Hybrid Monte Carlo Simulation and Multi Label Classification Method for Composite System Reliability Evaluation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, núm. 2, pp. 908–917, 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2878535.
- [41] P. Yong, N. Zhang, C. Kang, Q. Xia, y D. Lu, “MPLP-Based Fast Power System Reliability Evaluation Using Transmission Line Status Dictionary”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, núm. 2, pp. 1630–1640, 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2878324.
- [42] W. Liu, Y. Xu, y P. Xu, “Reliability Evaluation of Composite Power Systems Considering Wind Farms Based on Cross Entropy and Dynamic Orthogonal List”, *Electric Power Components and Systems*, vol. 46, núm. 14–15, pp. 1650–1661, sep. 2018, doi: 10.1080/15325008.2018.1511638.
- [43] L. Geng, Y. Zhao, y G. Chen, “Simplified Sequential Simulation of Bulk Power System Reliability Via Chronological Probability Model of Load Supplying Capability”, *IEEE*

- Transactions on Power Systems*, vol. 33, núm. 3, pp. 2349–2358, may 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2757033.
- [44] K. Hou *et al.*, “Impact-increment based decoupled reliability assessment approach for composite generation and transmission systems”, *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 12, núm. 3, pp. 586–595, feb. 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2017.0745.
- [45] J. Ding *et al.*, “Mixed Aleatory-epistemic Uncertainty Modeling of Wind Power Forecast Errors in Operation Reliability Evaluation of Power Systems”, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 10, núm. 5, pp. 1174–1183, sep. 2022, doi: 10.35833/MPCE.2020.000861.
- [46] Y. Zhao, J. Kuang, K. Xie, W. Li, y J. Yu, “Dimension Reduction Based Non-Parametric Disaggregation for Dependence Modeling in Composite System Reliability Evaluation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, núm. 1, pp. 159–168, ene. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3007692.
- [47] Y. Zhao, Q. Y. Liu, J. Kuang, K. Xie, y W. Du, “Modeling multivariate dependence by nonparametric pair-copula construction in composite system reliability evaluation”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 124, ene. 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106373.
- [48] W. Yang *et al.*, “Risk-oriented renewable energy scenario clustering for power system reliability assessment and tracing”, *IEEE Access*, vol. 8, pp. 183995–184003, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3027435.
- [49] X. Yang, Y. Yang, Y. Liu, y Z. Deng, “A reliability assessment approach for electric power systems considering wind power uncertainty”, *IEEE Access*, vol. 8, pp. 12467–12478, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2966275.
- [50] S. Li, W. Dong, J. Huang, Z. Wu, y H. Zhang, “Wind power system reliability sensitivity analysis by considering forecast error based on non-standard third-order polynomial normal transformation method”, *Electric Power Systems Research*, vol. 167, pp. 122–129, feb. 2019, doi: 10.1016/j.epsr.2018.10.018.
- [51] F. Chen, F. Li, W. Feng, Z. Wei, H. Cui, y H. Liu, “Reliability assessment method of composite power system with wind farms and its application in capacity credit evaluation of wind farms”,

- Electric Power Systems Research*, vol. 166, pp. 73–82, ene. 2019, doi: 10.1016/j.epsr.2018.09.023.
- [52] J. Beyza y J. M. Yusta, “Characterising the security of power system topologies through a combined assessment of reliability, robustness, and resilience”, *Energy Strategy Reviews*, vol. 43, sep. 2022, doi: 10.1016/j.esr.2022.100944.
- [53] B. Hu *et al.*, “Decision-Dependent Uncertainty Modeling in Power System Operational Reliability Evaluations”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, núm. 6, pp. 5708–5721, nov. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3081765.
- [54] S. L. Gbadamosi y N. I. Nwulu, “Reliability assessment of composite generation and transmission expansion planning incorporating renewable energy sources”, *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 12, núm. 2, mar. 2020, doi: 10.1063/1.5119244.
- [55] A. Abedi, J. Beyza, F. Romerio, J. A. Dominguez-Navarro, y J. M. Yusta, “MCDM approach for the integrated assessment of vulnerability and reliability of power systems”, *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 13, núm. 20, pp. 4741–4746, oct. 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.6693.
- [56] J. R. Vargas-Jaramillo, J. A. Montanez-Barrera, M. R. von Spakovsky, L. Mili, y S. Cano-Andrade, “Effects of producer and transmission reliability on the sustainability assessment of power system networks”, *Energies (Basel)*, vol. 12, núm. 3, feb. 2019, doi: 10.3390/en12030546.
- [57] M. S. Javadi, S. E. Razavi, A. Ahmadi, y P. Siano, “A novel approach for distant wind farm interconnection: Iran South-West wind farms integration”, *Renew Energy*, vol. 140, pp. 737–750, sep. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.03.099.
- [58] R. Xiao, Y. Xiang, L. Wang, y K. Xie, “Power system reliability evaluation incorporating dynamic thermal rating and network topology optimization”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, núm. 6, pp. 6000–6012, nov. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2829079.
- [59] Z. Chen y Z. Xi, “Eigenvector dimension-reduction method for reliability analysis of power systems under the time-dependent load uncertainty”, *Sustain Resilient Infrastruct*, vol. 6, núm. 1–2, pp. 124–132, 2021, doi: 10.1080/23789689.2019.1708177.

- [60] H. Jia, D. Liu, Y. Li, Y. Ding, M. Liu, y R. Peng, “Reliability evaluation of power systems with multi-state warm standby and multi-state performance sharing mechanism”, *Reliab Eng Syst Saf*, vol. 204, dic. 2020, doi: 10.1016/j.ress.2020.107139.
- [61] A. M. Al-Shaalan, “Contingency selection and ranking for composite power system reliability evaluation”, *Journal of King Saud University - Engineering Sciences*, vol. 32, núm. 2, pp. 141–147, feb. 2020, doi: 10.1016/j.jksues.2018.11.004.
- [62] T. B. Kumar, O. C. Sekhar, y M. Ramamoorthy, “Composite power system reliability evaluation using modified minimal cut set approach”, *Alexandria Engineering Journal*, vol. 57, núm. 4, pp. 2521–2528, dic. 2018, doi: 10.1016/j.aej.2017.09.008.
- [63] S. B. K. Venkata, V. Madhusudan, y V. Ganesh, “Probabilistic performance index based contingency screening for composite power system reliability evaluation”, *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 8, núm. 5, pp. 2661–2670, oct. 2018, doi: 10.11591/IJECE.V8I5.PP2661-2670.
- [64] V. K. Prajapati y V. Mahajan, “Reliability assessment and congestion management of power system with energy storage system and uncertain renewable resources”, *Energy*, vol. 215, ene. 2021, doi: 10.1016/j.energy.2020.119134.
- [65] X. Chen, J. Tang, W. Li, y L. Xie, “Operational reliability and economy evaluation of reusing retired batteries in composite power systems”, *Int J Energy Res*, vol. 44, núm. 5, pp. 3657–3673, abr. 2020, doi: 10.1002/er.5147.
- [66] S. Bhattarai, R. Karki, y P. Piya, “Reliability and economic assessment of compressed air energy storage in transmission constrained wind integrated power system”, *J Energy Storage*, vol. 25, oct. 2019, doi: 10.1016/j.est.2019.100830.
- [67] S. Adhikari, R. Karki, y P. Piya, “Recovery Risk Mitigation of Wind Integrated Bulk Power System with Flywheel Energy Storage”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, núm. 5, pp. 3484–3493, sep. 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2905782.
- [68] M. D. Kamruzzaman y M. Benidris, “A reliability-constrained demand response-based method to increase the hosting capacity of power systems to electric vehicles”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 121, oct. 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106046.

- [69] S. Shafiq, U. Bin Irshad, M. Al-Muhaini, S. Z. Djokic, y U. Akram, “Reliability Evaluation of Composite Power Systems: Evaluating the Impact of Full and Plug-in Hybrid Electric Vehicles”, *IEEE Access*, vol. 8, pp. 114305–114314, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3003369.
- [70] K. Hou *et al.*, “A reliability assessment approach for integrated transportation and electrical power systems incorporating electric vehicles”, *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 9, núm. 1, pp. 88–100, ene. 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2545113.
- [71] M. Bao, Y. Ding, C. Shao, Y. Yang, y P. Wang, “Nodal Reliability Evaluation of Interdependent Gas and Power Systems Considering Cascading Effects”, *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 11, núm. 5, pp. 4090–4104, sep. 2020, doi: 10.1109/TSG.2020.2982562.
- [72] M. Bao, Y. Ding, C. Singh, y C. Shao, “A Multi-State Model for Reliability Assessment of Integrated Gas and Power Systems Utilizing Universal Generating Function Techniques”, *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 10, núm. 6, pp. 6271–6283, nov. 2019, doi: 10.1109/TSG.2019.2900796.
- [73] P. Subcommittee, “IEEE Reliability Test System”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, núm. 6, pp. 2047–2054, nov. 1979, doi: 10.1109/TPAS.1979.319398.
- [74] C. Grigg *et al.*, “The IEEE Reliability Test System-1996. A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, núm. 3, pp. 1010–1020, 1999, doi: 10.1109/59.780914.
- [75] M. O. Okoye *et al.*, “Predictive Reliability Assessment of Generation System”, *Energies (Basel)*, vol. 13, núm. 17, p. 4350, ago. 2020, doi: 10.3390/en13174350.
- [76] H. Yang, L. Wang, Y. Zhang, H.-M. Tai, Y. Ma, y M. Zhou, “Reliability Evaluation of Power System Considering Time of Use Electricity Pricing”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, núm. 3, pp. 1991–2002, may 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2879953.
- [77] H. J. Jabir, J. Teh, D. Ishak, y H. Abunima, “Impact of demand-side management on the reliability of generation systems”, *Energies (Basel)*, vol. 11, núm. 8, pp. 1–20, 2018, doi: 10.3390/en11082155.
- [78] Z. Parvini, A. Abbaspour, M. Fotuhi-Firuzabad, y M. Moeini-Aghaie, “Operational Reliability Studies of Power Systems in the Presence of Energy Storage Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, núm. 4, pp. 3691–3700, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2771521.

- [79] H. Yang, Y. Zhang, Y. Ma, M. Zhou, y X. Yang, “Reliability evaluation of power systems in the presence of energy storage system as demand management resource”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 110, núm. January, pp. 1–10, 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.02.042.
- [80] D. B. Almeida, C. L. T. Borges, G. C. Oliveira, y M. V. Pereira, “Multi-area reliability assessment based on importance sampling, MCMC and stratification to incorporate variable renewable sources”, *Electric Power Systems Research*, vol. 193, p. 107001, abr. 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2020.107001.
- [81] E. Tomasson y L. Soder, “Generation Adequacy Analysis of Multi-Area Power Systems With a High Share of Wind Power”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, núm. 4, pp. 3854–3862, jul. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2769840.
- [82] E. Tomasson y L. Soder, “Improved Importance Sampling for Reliability Evaluation of Composite Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, núm. 3, pp. 2426–2434, may 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2614831.
- [83] J. Teh, C. M. Lai, y Y. H. Cheng, “Impact of the real-time thermal loading on the bulk electric system reliability”, *IEEE Trans Reliab*, vol. 66, núm. 4, pp. 1110–1119, 2017, doi: 10.1109/TR.2017.2740158.
- [84] C. Borges y J. Dias, “A Model to Represent Correlated Time Series in Reliability Evaluation by Non-Sequential Monte Carlo Simulation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1–1, 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2585619.
- [85] W. Liu, R. Cheng, Y. Xu, y Z. Liu, “Fast reliability evaluation method for composite power system based on the improved EDA and double cross linked list”, *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 11, núm. 15, pp. 3835–3842, oct. 2017, doi: 10.1049/IET-GTD.2016.1927.
- [86] A. A. Menaem, R. Valiev, V. Oboskalov, T. S. Hassan, H. Rezk, y M. N. Ibrahim, “An efficient framework for adequacy evaluation through extraction of rare load curtailment events in composite power systems”, *Mathematics*, vol. 8, núm. 11, pp. 1–21, 2020, doi: 10.3390/math8112021.

- [87] S. Sulaeman, Y. Tian, M. Benidris, y J. Mitra, “Quantification of Storage Necessary to Firm Up Wind Generation”, *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 53, núm. 4, pp. 3228–3236, jul. 2017, doi: 10.1109/TIA.2017.2685362.
- [88] A. M. L. Da Silva, J. F. D. C. Castro, y R. Billinton, “Probabilistic Assessment of Spinning Reserve via Cross-Entropy Method Considering Renewable Sources and Transmission Restrictions”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, núm. 4, pp. 4574–4582, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2773561.
- [89] Y. Hou, X. Wang, y J. Guo, “Quasi Monte Carlo method for reliability evaluation of power system based on Dimension Importance Sorting”, *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 27, núm. 3, mar. 2017, doi: 10.1002/etep.2264.
- [90] A. Barbu y S. C. Zhu, *Monte carlo methods*. Singapore: Springer Singapore, 2020. doi: 10.1007/978-981-13-2971-5.
- [91] X. Zhao, J. Liang, y C. Dang, “A stratified sampling based clustering algorithm for large-scale data”, *Knowl Based Syst*, vol. 163, pp. 416–428, 2019, doi: 10.1016/j.knosys.2018.09.007.
- [92] R. J. May, H. R. Maier, y G. C. Dandy, “Data splitting for artificial neural networks using SOM-based stratified sampling”, *Neural Networks*, vol. 23, núm. 2, pp. 283–294, 2010, doi: 10.1016/j.neunet.2009.11.009.
- [93] A. Ghosal, A. Nandy, A. K. Das, S. Goswami, y M. Panday, *A Short Review on Different Clustering Techniques and Their Applications*, vol. 937. Springer Singapore, 2020. doi: 10.1007/978-981-13-7403-6_9.
- [94] K. P. Murphy, *Probabilistic Machine Learning: An introduction*. MIT Press, 2021. Consultado: el 24 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://mitpress.mit.edu/9780262046824/probabilistic-machine-learning/>
- [95] F. Batool y C. Hennig, “Clustering with the Average Silhouette Width”, *Comput Stat Data Anal*, vol. 158, p. 107190, jun. 2021, doi: 10.1016/j.csda.2021.107190.
- [96] S. L. Lohr, *Sampling: design and analysis*, Second edi. en Chapman & Hall/CRC texts in statistical science series. Chapman & Hall;CRC, 2019. Consultado: el 24 de enero de 2024. [En

- [En línea]. Disponible en: <https://www.routledge.com/Sampling-Design-and-Analysis/Lohr/p/book/9780429298899>
- [97] J. Bezanson, A. Edelman, S. Karpinski, y V. B. Shah, “Julia: A Fresh Approach to Numerical Computing”, *SIAM Review*, vol. 59, núm. 1, pp. 65–98, may 2017, doi: 10.1137/141000671.
- [98] I. Dunning, J. Huchette, y M. Lubin, “JuMP: A Modeling Language for Mathematical Optimization”, *SIAM Review*, vol. 59, núm. 2, pp. 295–320, may 2017, doi: 10.1137/15M1020575.
- [99] Gurobi Optimization LLC, “Gurobi Optimizer Reference Manual”, 2022, [En línea]. Disponible en: <https://www.gurobi.com>
- [100] A. Werlang, G. Cunha, J. Bastos, J. Serra, B. Barbosa, y L. Barroso, “Reliability Metrics for Generation Planning and the Role of Regulation in the Energy Transition: Case Studies of Brazil and Mexico”, *Energies (Basel)*, vol. 14, núm. 21, p. 7428, nov. 2021, doi: 10.3390/en14217428.
- [101] K. Fiorentzis, A. Tsikalakis, E. Karapidakis, Y. Katsigiannis, y G. Stavrakakis, “Improving Reliability Indices of the Autonomous Power System of Crete Island Utilizing Extended Photovoltaic Installations”, *Energies (Basel)*, vol. 13, núm. 1, p. 64, dic. 2019, doi: 10.3390/en13010064.
- [102] A. Rathore y N. P. Patidar, “Reliability Constrained Socio-Economic Analysis of Renewable Generation Based Standalone Hybrid Power System with Storage for off-grid Communities”, *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, núm. 12, pp. 2142–2153, sep. 2020, doi: 10.1049/iet-rpg.2019.0906.
- [103] A. Ali Kadhém, N. I. Abdul Wahab, y A. N. Abdalla, “Wind Energy Generation Assessment at Specific Sites in a Peninsula in Malaysia Based on Reliability Indices”, *Processes*, vol. 7, núm. 7, p. 399, jun. 2019, doi: 10.3390/pr7070399.
- [104] H.-H. Yu, K.-H. Chang, H.-W. Hsu, y R. Cuckler, “A Monte Carlo simulation-based decision support system for reliability analysis of Taiwan’s power system: Framework and empirical study”, *Energy*, vol. 178, pp. 252–262, jul. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.04.158.
- [105] E. Zhou, W. Cole, y B. Frew, “Valuing variable renewable energy for peak demand requirements”, *Energy*, vol. 165, pp. 499–511, dic. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.09.009.

- [106] D. Sodano, J. F. DeCarolis, A. Rodrigo de Queiroz, y J. X. Johnson, “The symbiotic relationship of solar power and energy storage in providing capacity value”, *Renew Energy*, vol. 177, pp. 823–832, nov. 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.05.122.
- [107] P. Tapetado y J. Usaola, “Capacity credits of wind and solar generation: The Spanish case”, *Renew Energy*, vol. 143, pp. 164–175, dic. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.04.139.
- [108] C. Paik, Y. Chung, y Y. J. Kim, “ELCC-based capacity credit estimation accounting for uncertainties in capacity factors and its application to solar power in Korea”, *Renew Energy*, vol. 164, pp. 833–841, feb. 2021, doi: 10.1016/j.renene.2020.09.129.
- [109] Y. Li, X. Zhang, W. Gao, y Y. Ruan, “Capacity credit and market value analysis of photovoltaic integration considering grid flexibility requirements”, *Renew Energy*, vol. 159, pp. 908–919, oct. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.06.054.
- [110] B. Zeng, X. Wei, B. Sun, F. Qiu, J. Zhang, y X. Quan, “Assessing capacity credit of demand response in smart distribution grids with behavior-driven modeling framework”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 118, p. 105745, jun. 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105745.
- [111] M. Bucksteeg, “Modelling the impact of geographical diversification of wind turbines on the required firm capacity in Germany”, *Appl Energy*, vol. 235, pp. 1476–1491, feb. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.11.031.
- [112] P. Denholm, J. Nunemaker, P. Gagnon, y W. Cole, “The potential for battery energy storage to provide peaking capacity in the United States”, *Renew Energy*, vol. 151, pp. 1269–1277, may 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.11.117.
- [113] W. Cole, D. Greer, J. Ho, y R. Margolis, “Considerations for maintaining resource adequacy of electricity systems with high penetrations of PV and storage”, *Appl Energy*, vol. 279, p. 115795, dic. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115795.
- [114] I. Bromley-Dulfano, J. Florez, y M. T. Craig, “Reliability benefits of wide-area renewable energy planning across the Western United States”, *Renew Energy*, vol. 179, pp. 1487–1499, dic. 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.07.095.

- [115] G. Liu, M. Vrakopoulou, y P. Mancarella, “Assessment of the Capacity Credit of Renewables and Storage in Multi-Area Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, núm. 3, pp. 2334–2344, may 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3034248.
- [116] J. Jorgenson, S. Awara, G. Stephen, y T. Mai, “Comparing Capacity Credit Calculations for Wind: A Case Study in Texas”, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/80486.pdf>
- [117] N. Astier y M. Ovaere, “Reliability standards and generation adequacy assessments for interconnected electricity systems”, *Energy Policy*, vol. 168, p. 113131, sep. 2022, doi: 10.1016/j.enpol.2022.113131.
- [118] F. Laure Miranda, L. Willer de Oliveira, B. Henriques Dias, L. Chaves de Resende, E. Geraldo Nepomuceno, y E. Jose de Oliveira, “Composite Power System Reliability Evaluation Considering Stochastic Parameters Uncertainties”, *IEEE Latin America Transactions*, vol. 18, núm. 11, pp. 2003–2010, nov. 2020, doi: 10.1109/TLA.2020.9398642.
- [119] V. Singh, T. Moger, y D. Jena, “Uncertainty handling techniques in power systems: A critical review”, *Electric Power Systems Research*, vol. 203, feb. 2022, doi: 10.1016/j.epsr.2021.107633.
- [120] P. Tapetado Moraleda, “Estudio de fiabilidad de sistemas de generación eléctrica de potencia futuros con alta integración de fuentes de energía renovable”, Tesis doctorado, UC3M, 2020. Consultado: el 10 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/31789>
- [121] COES, “Portal Web del Comité de Operación Económica del Sistema (COES)”. [En línea]. Disponible en: <https://www.coes.org.pe/Portal/>
- [122] Power System Analysis Computing and Economics Committee, “IEEE Standard Definitions for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity”.
- [123] Working group 38-03, “Power system reliability analysis application guide, CIGRE WG 03 of SC 38 (Power system analysis and techniques)”. Consultado: el 24 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.e-cigre.org/publications/detail/026-power-system-reliability-analysis-application-guidepart-i.html>

- [124] North American Electric Reliability Corporation (NERC), “Standard BAL-502-RF-03”. Consultado: el 25 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.nerc.com/pa/Stand/Reliability%20Standards/BAL-502-RF-03.pdf>
- [125] D. Burke, “Security of Supply - International Review of Standards and Implementation”. Consultado: el 25 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://nwcouncil.app.box.com/s/ssstzoy15yioa9awmmbmol7by4upxccm/file/156079472541>
- [126] North American Electric Reliability Corporation (NERC), “Generating Availability Data System (GADS)”. Consultado: el 21 de noviembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.nerc.com/pa/RAPA/gads/Pages/Reports.aspx>
- [127] North American Electric Reliability Corporation (NERC), “Transmission Availability Data System (TADS)”. Consultado: el 21 de noviembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.nerc.com/pa/RAPA/tads/Pages/default.aspx>

ANEXO A – DATOS RED RTS-79

RTS-79 es una de las redes más comunes para estudiar la confiabilidad de los sistemas eléctricos. Esta red incluye 24 barras, 32 unidades de generación y 38 líneas de transmisión. La capacidad de generación es de 3105 MW de unidades térmicas y 300 MW de unidades hidroeléctricas. En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar. Mientras que en las siguientes tablas se presentan los datos empleados para la simulación. Los datos pueden ser descargados del siguiente [enlace](#).

Tabla A.1. Datos de demanda por barra de la red RTS-79

ID_BARRA	PDEM (MW)
b01	108
b02	97
b03	180
b04	74
b05	71
b06	136
b07	125
b08	171
b09	175
b10	195
b11	0
b12	0
b13	265
b14	194
b15	317
b16	100
b17	0
b18	333
b19	181
b20	128
b21	0
b22	0
b23	0
b24	0

Figura A.1. Diagrama unifilar de la red RTS-79

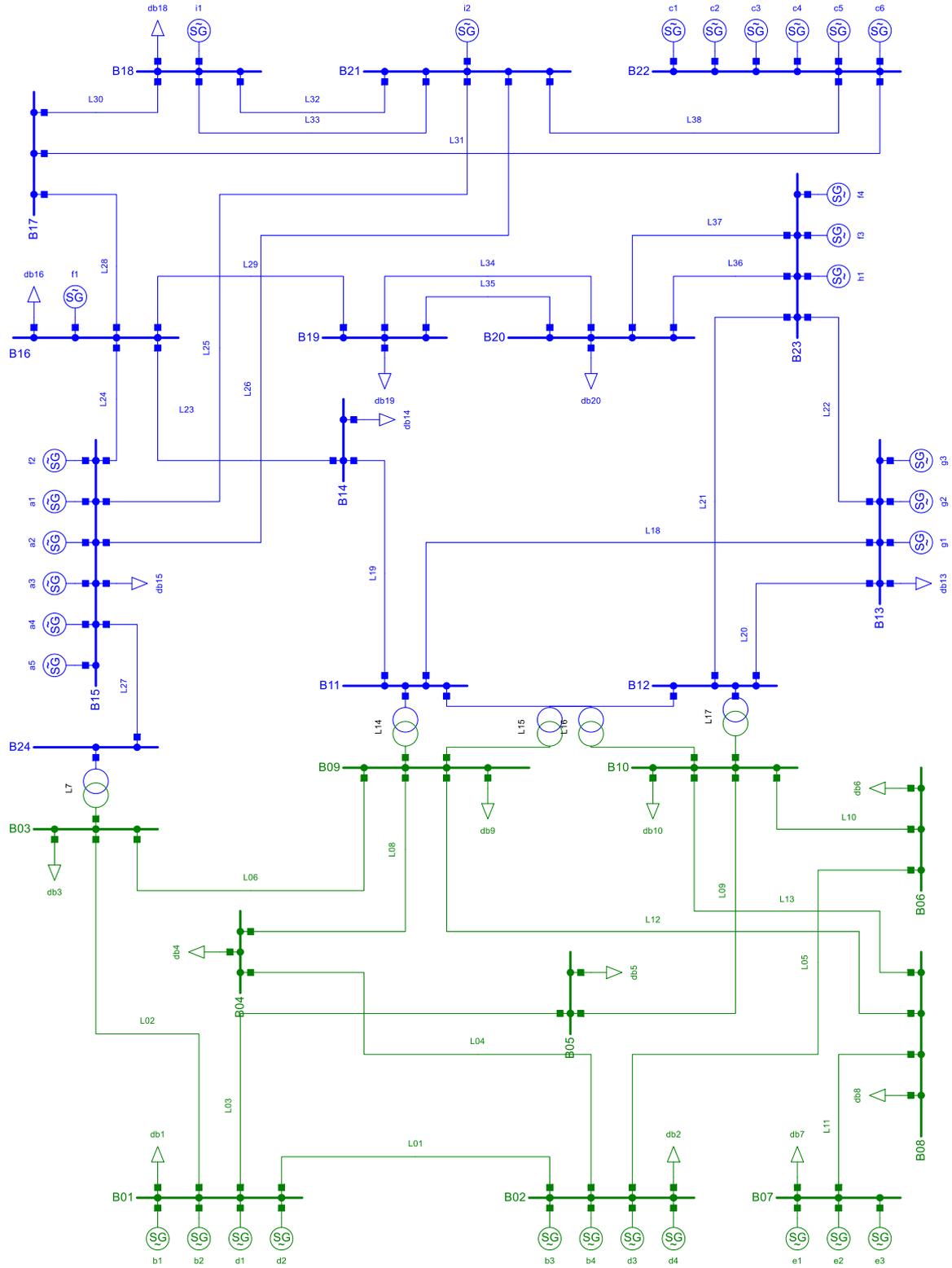


Tabla A.2. Datos de unidades de generación de la red RTS-79

ID_GEN	NOMBRE	ID_BUS	ID_TEC	PMAX (MW)	COPE (\$/MWh)	MTTF (h)	MTTR (h)
a1	a1 - Fossil steam	b15	FS-O	12	0.9	2940	60
a2	a2 - Fossil steam	b15	FS-O	12	0.9	2940	60
a3	a3 - Fossil steam	b15	FS-O	12	0.9	2940	60
a4	a4 - Fossil steam	b15	FS-O	12	0.9	2940	60
a5	a5 - Fossil steam	b15	FS-O	12	0.9	2940	60
b1	b1 - Combust Turbine	b01	CT	20	5	450	50
b2	b2 - Combust Turbine	b01	CT	20	5	450	50
b3	b3 - Combust Turbine	b02	CT	20	5	450	50
b4	b4 - Combust Turbine	b02	CT	20	5	450	50
c1	c1 - Hydro	b22	Hydro	50	0.5	1980	20
c2	c2 - Hydro	b22	Hydro	50	0.5	1980	20
c3	c3 - Hydro	b22	Hydro	50	0.5	1980	20
c4	c4 - Hydro	b22	Hydro	50	0.5	1980	20
c5	c5 - Hydro	b22	Hydro	50	0.5	1980	20
c6	c6 - Hydro	b22	Hydro	50	0.5	1980	20
d1	d1 - Fossil steam	b01	FS-C	76	0.9	1960	40
d2	d2 - Fossil steam	b01	FS-C	76	0.9	1960	40
d3	d3 - Fossil steam	b02	FS-C	76	0.9	1960	40
d4	d4 - Fossil steam	b02	FS-C	76	0.9	1960	40
e1	e1 - Fossil steam	b07	FS-O	100	0.8	1200	50
e2	e2 - Fossil steam	b07	FS-O	100	0.8	1200	50
e3	e3 - Fossil steam	b07	FS-O	100	0.8	1200	50
f1	f1 - Fossil steam	b15	FS-C	155	0.8	960	40
f2	f2 - Fossil steam	b16	FS-C	155	0.8	960	40
f3	f3 - Fossil steam	b23	FS-C	155	0.8	960	40
f4	f4 - Fossil steam	b23	FS-C	155	0.8	960	40
g1	g1 - Fossil steam	b13	FS-O	197	0.7	950	50
g2	g2 - Fossil steam	b13	FS-O	197	0.7	950	50
g3	g3 - Fossil steam	b13	FS-O	197	0.7	950	50
h1	h1 - Fossil steam	b23	FS-C	350	0.7	1150	100
i1	g1 - Nuclear steam	b18	NS	400	0.3	1100	150
i2	g2 - Nuclear steam	b21	NS	400	0.3	1100	150

Tabla A.3. Datos de líneas de transmisión de la red RTS-79

ID_LINEA	NOMBRE	ID_BARRA_A	ID_BARRA_B	PDEM (MW)	X (p.u.)	MTTF (h)	MTTR (h)
L1	L1	b01	b02	200	0.0139	36500	16
L2	L2	b03	b01	220	0.2112	17176	10
L3	L3	b01	b05	220	0.0845	26545	10
L4	L4	b02	b04	220	0.1267	22462	10
L5	L5	b02	b06	220	0.192	18250	10
L6	L6	b03	b09	220	0.119	23053	10
L7	L7	b24	b03	600	0.0839	438000	768
L8	L8	b09	b04	220	0.1037	24333	10
L9	L9	b10	b05	220	0.0883	25765	10
L10	L10	b10	b06	200	0.0605	26545	35
L11	L11	b07	b08	220	0.0614	29200	10
L12	L12	b09	b08	220	0.1651	19909	10
L13	L13	b10	b08	220	0.1651	19909	10
L14	L14	b11	b09	600	0.0839	438000	768
L15	L15	b12	b09	600	0.0839	438000	768
L16	L16	b11	b10	600	0.0839	438000	768
L17	L17	b12	b10	600	0.0839	438000	768

ID_LINEA	NOMBRE	ID_BARRA_A	ID_BARRA_B	PDEM (MW)	X (p.u.)	MTTF (h)	MTTR (h)
L18	L18	b13	b11	625	0.0476	21900	11
L19	L19	b14	b11	625	0.0418	22462	11
L20	L20	b13	b12	625	0.0476	21900	11
L21	L21	b23	b12	625	0.0966	16846	11
L22	L22	b23	b13	625	0.0865	17878	11
L23	L23	b16	b14	625	0.0389	23053	11
L24	L24	b15	b16	625	0.0173	26545	11
L25	L25	b21	b15	625	0.049	21366	11
L26	L26	b21	b15	625	0.049	21366	11
L27	L27	b15	b24	625	0.0519	21366	11
L28	L28	b17	b16	625	0.0259	25029	11
L29	L29	b19	b16	625	0.0231	25765	11
L30	L30	b18	b17	625	0.0144	27375	11
L31	L31	b22	b17	625	0.1053	16222	11
L32	L32	b21	b18	625	0.0259	25029	11
L33	L33	b21	b18	625	0.0259	25029	11
L34	L34	b20	b19	625	0.0396	23053	11
L35	L35	b20	b19	625	0.0396	23053	11
L36	L36	b23	b20	625	0.0216	25765	11
L37	L37	b23	b20	625	0.0216	25765	11
L38	L38	b22	b21	625	0.0678	19467	11

ANEXO B – DATOS RED RTS-96

La red RTS-96 se formuló en base a las características de la red RTS-79, que consiste en la unión de tres redes RTS-79. Esta red incluye 73 buses, 96 unidades de generación y 120 líneas de transmisión. La capacidad de generación está compuesta de 9315 MW de unidades térmicas y 900 MW de unidades hidroeléctricas. En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar. Mientras que en las siguientes tablas se presentan los datos empleados para la simulación. Los datos pueden ser descargados del siguiente [enlace](#).

Tabla B.1. Datos de demanda por barra de la red RTS-96

ID_BARRA	PDEM (MW)	AREA	ID_BARRA	PDEM (MW)	AREA	ID_BARRA	PDEM (MW)	AREA
b101	108	A	b201	108	B	b301	108	C
b102	97	A	b202	97	B	b302	97	C
b103	180	A	b203	180	B	b303	180	C
b104	74	A	b204	74	B	b304	74	C
b105	71	A	b205	71	B	b305	71	C
b106	136	A	b206	136	B	b306	136	C
b107	125	A	b207	125	B	b307	125	C
b108	171	A	b208	171	B	b308	171	C
b109	175	A	b209	175	B	b309	175	C
b110	195	A	b210	195	B	b310	195	C
b111	0	A	b211	0	B	b311	0	C
b112	0	A	b212	0	B	b312	0	C
b113	265	A	b213	265	B	b313	265	C
b114	194	A	b214	194	B	b314	194	C
b115	317	A	b215	317	B	b315	317	C
b116	100	A	b216	100	B	b316	100	C
b117	0	A	b217	0	B	b317	0	C
b118	333	A	b218	333	B	b318	333	C
b119	181	A	b219	181	B	b319	181	C
b120	128	A	b220	128	B	b320	128	C
b121	0	A	b221	0	B	b321	0	C
b122	0	A	b222	0	B	b322	0	C
b123	0	A	b223	0	B	b323	0	C
b124	0	A	b224	0	B	b324	0	C
						b325	0	C

Figura B.1. Diagrama unifilar de la red RTS-96

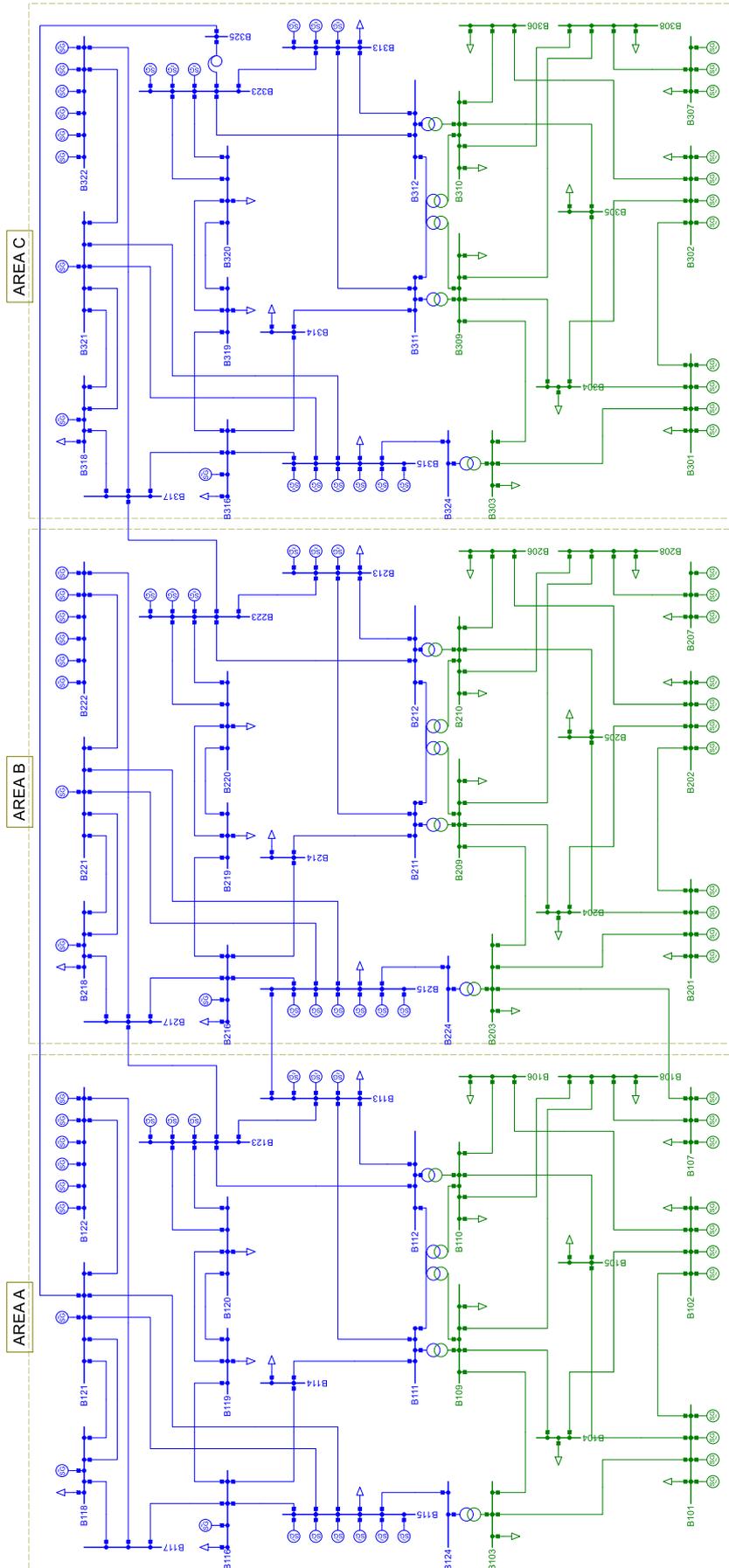


Tabla B.2. Datos de unidades de generación de la red RTS-96

ID_GEN	NOMBRE	ID_BUS	ID_TEC	PMAX (MW)	COPE (\$/MWh)	MTTF (h)	MTRR (h)
A-a1	a1 - Fossil steam	b115	FS-O	12	0.9	2940	60
A-a2	a2 - Fossil steam	b115	FS-O	12	0.9	2940	60
A-a3	a3 - Fossil steam	b115	FS-O	12	0.9	2940	60
A-a4	a4 - Fossil steam	b115	FS-O	12	0.9	2940	60
A-a5	a5 - Fossil steam	b115	FS-O	12	0.9	2940	60
A-b1	b1 - Combust Turbine	b101	CT	20	5	450	50
A-b2	b2 - Combust Turbine	b101	CT	20	5	450	50
A-b3	b3 - Combust Turbine	b102	CT	20	5	450	50
A-b4	b4 - Combust Turbine	b102	CT	20	5	450	50
A-c1	c1 - Hydro	b122	EHydro	50	0.5	1980	20
A-c2	c2 - Hydro	b122	EHydro	50	0.5	1980	20
A-c3	c3 - Hydro	b122	EHydro	50	0.5	1980	20
A-c4	c4 - Hydro	b122	EHydro	50	0.5	1980	20
A-c5	c5 - Hydro	b122	EHydro	50	0.5	1980	20
A-c6	c6 - Hydro	b122	EHydro	50	0.5	1980	20
A-d1	d1 - Fossil steam	b101	FS-C	76	0.9	1960	40
A-d2	d2 - Fossil steam	b101	FS-C	76	0.9	1960	40
A-d3	d3 - Fossil steam	b102	FS-C	76	0.9	1960	40
A-d4	d4 - Fossil steam	b102	FS-C	76	0.9	1960	40
A-e1	e1 - Fossil steam	b107	FS-O	100	0.8	1200	50
A-e2	e2 - Fossil steam	b107	FS-O	100	0.8	1200	50
A-e3	e3 - Fossil steam	b107	FS-O	100	0.8	1200	50
A-f1	f1 - Fossil steam	b115	FS-C	155	0.8	960	40
A-f2	f2 - Fossil steam	b116	FS-C	155	0.8	960	40
A-f3	f3 - Fossil steam	b123	FS-C	155	0.8	960	40
A-f4	f4 - Fossil steam	b123	FS-C	155	0.8	960	40
A-g1	g1 - Fossil steam	b113	FS-O	197	0.7	950	50
A-g2	g2 - Fossil steam	b113	FS-O	197	0.7	950	50
A-g3	g3 - Fossil steam	b113	FS-O	197	0.7	950	50
A-h1	h1 - Fossil steam	b123	FS-C	350	0.7	1150	100
A-i1	g1 - Nuclear steam	b118	NS	400	0.3	1100	150
A-i2	g2 - Nuclear steam	b121	NS	400	0.3	1100	150
B-a1	a1 - Fossil steam	b215	FS-O	12	0.9	2940	60
B-a2	a2 - Fossil steam	b215	FS-O	12	0.9	2940	60
B-a3	a3 - Fossil steam	b215	FS-O	12	0.9	2940	60
B-a4	a4 - Fossil steam	b215	FS-O	12	0.9	2940	60
B-a5	a5 - Fossil steam	b215	FS-O	12	0.9	2940	60
B-b1	b1 - Combust Turbine	b201	CT	20	5	450	50
B-b2	b2 - Combust Turbine	b201	CT	20	5	450	50
B-b3	b3 - Combust Turbine	b202	CT	20	5	450	50
B-b4	b4 - Combust Turbine	b202	CT	20	5	450	50
B-c1	c1 - Hydro	b222	EHydro	50	0.5	1980	20
B-c2	c2 - Hydro	b222	EHydro	50	0.5	1980	20
B-c3	c3 - Hydro	b222	EHydro	50	0.5	1980	20
B-c4	c4 - Hydro	b222	EHydro	50	0.5	1980	20
B-c5	c5 - Hydro	b222	EHydro	50	0.5	1980	20
B-c6	c6 - Hydro	b222	EHydro	50	0.5	1980	20
B-d1	d1 - Fossil steam	b201	FS-C	76	0.9	1960	40
B-d2	d2 - Fossil steam	b201	FS-C	76	0.9	1960	40
B-d3	d3 - Fossil steam	b202	FS-C	76	0.9	1960	40
B-d4	d4 - Fossil steam	b202	FS-C	76	0.9	1960	40
B-e1	e1 - Fossil steam	b207	FS-O	100	0.8	1200	50
B-e2	e2 - Fossil steam	b207	FS-O	100	0.8	1200	50
B-e3	e3 - Fossil steam	b207	FS-O	100	0.8	1200	50
B-f1	f1 - Fossil steam	b215	FS-C	155	0.8	960	40
B-f2	f2 - Fossil steam	b216	FS-C	155	0.8	960	40
B-f3	f3 - Fossil steam	b223	FS-C	155	0.8	960	40
B-f4	f4 - Fossil steam	b223	FS-C	155	0.8	960	40

ID_GEN	NOMBRE	ID_BUS	ID_TEC	PMAX (MW)	COPE (\$/MWh)	MTTF (h)	MTTR (h)
B-g1	g1 - Fossil steam	b213	FS-O	197	0.7	950	50
B-g2	g2 - Fossil steam	b213	FS-O	197	0.7	950	50
B-g3	g3 - Fossil steam	b213	FS-O	197	0.7	950	50
B-h1	h1 - Fossil steam	b223	FS-C	350	0.7	1150	100
B-i1	g1 - Nuclear steam	b218	NS	400	0.3	1100	150
B-i2	g2 - Nuclear steam	b221	NS	400	0.3	1100	150
C-a1	a1 - Fossil steam	b315	FS-O	12	0.9	2940	60
C-a2	a2 - Fossil steam	b315	FS-O	12	0.9	2940	60
C-a3	a3 - Fossil steam	b315	FS-O	12	0.9	2940	60
C-a4	a4 - Fossil steam	b315	FS-O	12	0.9	2940	60
C-a5	a5 - Fossil steam	b315	FS-O	12	0.9	2940	60
C-b1	b1 - Combust Turbine	b301	CT	20	5	450	50
C-b2	b2 - Combust Turbine	b301	CT	20	5	450	50
C-b3	b3 - Combust Turbine	b302	CT	20	5	450	50
C-b4	b4 - Combust Turbine	b302	CT	20	5	450	50
C-c1	c1 - Hydro	b322	EHydro	50	0.5	1980	20
C-c2	c2 - Hydro	b322	EHydro	50	0.5	1980	20
C-c3	c3 - Hydro	b322	EHydro	50	0.5	1980	20
C-c4	c4 - Hydro	b322	EHydro	50	0.5	1980	20
C-c5	c5 - Hydro	b322	EHydro	50	0.5	1980	20
C-c6	c6 - Hydro	b322	EHydro	50	0.5	1980	20
C-d1	d1 - Fossil steam	b301	FS-C	76	0.9	1960	40
C-d2	d2 - Fossil steam	b301	FS-C	76	0.9	1960	40
C-d3	d3 - Fossil steam	b302	FS-C	76	0.9	1960	40
C-d4	d4 - Fossil steam	b302	FS-C	76	0.9	1960	40
C-e1	e1 - Fossil steam	b307	FS-O	100	0.8	1200	50
C-e2	e2 - Fossil steam	b307	FS-O	100	0.8	1200	50
C-e3	e3 - Fossil steam	b307	FS-O	100	0.8	1200	50
C-f1	f1 - Fossil steam	b315	FS-C	155	0.8	960	40
C-f2	f2 - Fossil steam	b316	FS-C	155	0.8	960	40
C-f3	f3 - Fossil steam	b323	FS-C	155	0.8	960	40
C-f4	f4 - Fossil steam	b323	FS-C	155	0.8	960	40
C-g1	g1 - Fossil steam	b313	FS-O	197	0.7	950	50
C-g2	g2 - Fossil steam	b313	FS-O	197	0.7	950	50
C-g3	g3 - Fossil steam	b313	FS-O	197	0.7	950	50
C-h1	h1 - Fossil steam	b323	FS-C	350	0.7	1150	100
C-i1	g1 - Nuclear steam	b318	NS	400	0.3	1100	150
C-i2	g2 - Nuclear steam	b321	NS	400	0.3	1100	150

Tabla B.3. Datos de líneas de transmisión de la red RTS-96

ID_LINEA	NOMBRE	ID_BARRA_A	ID_BARRA_B	PDEM (MW)	X (p.u.)	MTTF (h)	MTTR (h)
A-L1	L1	b101	b102	200	0.0139	36500	16
A-L2	L2	b103	b101	220	0.2112	17176	10
A-L3	L3	b101	b105	220	0.0845	26545	10
A-L4	L4	b102	b104	220	0.1267	22462	10
A-L5	L5	b102	b106	220	0.192	18250	10
A-L6	L6	b103	b109	220	0.119	23053	10
A-L7	L7	b124	b103	600	0.0839	438000	768
A-L8	L8	b109	b104	220	0.1037	24333	10
A-L9	L9	b110	b105	220	0.0883	25765	10
A-L10	L10	b110	b106	200	0.0605	26545	35
A-L11	L11	b107	b108	220	0.0614	29200	10
AB-L1	I1	b107	b203	220	0.161	19909	10
A-L12	L12	b109	b108	220	0.1651	19909	10
A-L13	L13	b110	b108	220	0.1651	19909	10
A-L14	L14	b111	b109	600	0.0839	438000	768

ID_LINEA	NOMBRE	ID_BARRA_A	ID_BARRA_B	PDEM (MW)	X (p.u.)	MTTF (h)	MTTR (h)
A-L15	L15	b112	b109	600	0.0839	438000	768
A-L16	L16	b111	b110	600	0.0839	438000	768
A-L17	L17	b112	b110	600	0.0839	438000	768
A-L18	L18	b113	b111	625	0.0476	21900	11
A-L19	L19	b114	b111	625	0.0418	22462	11
A-L20	L20	b113	b112	625	0.0476	21900	11
A-L21	L21	b123	b112	625	0.0966	16846	11
A-L22	L22	b123	b113	625	0.0865	17878	11
AB-L2	I2	b113	b215	625	0.075	18638	11
A-L23	L23	b116	b114	625	0.0389	23053	11
A-L24	L24	b115	b116	625	0.0173	26545	11
A-L25	L25	b121	b115	625	0.049	21366	11
A-L26	L26	b121	b115	625	0.049	21366	11
A-L27	L27	b115	b124	625	0.0519	21366	11
A-L28	L28	b117	b116	625	0.0259	25029	11
A-L29	L29	b119	b116	625	0.0231	25765	11
A-L30	L30	b118	b117	625	0.0144	27375	11
A-L31	L31	b122	b117	625	0.1053	16222	11
A-L32	L32	b121	b118	625	0.0259	25029	11
A-L33	L33	b121	b118	625	0.0259	25029	11
A-L34	L34	b120	b119	625	0.0396	23053	11
A-L35	L35	b120	b119	625	0.0396	23053	11
A-L36	L36	b123	b120	625	0.0216	25765	11
A-L37	L37	b123	b120	625	0.0216	25765	11
A-L38	L38	b122	b121	625	0.0678	19467	11
AB-L3	I3	b123	b217	625	0.074	19043	11
B-L1	L1	b201	b202	200	0.0139	36500	16
B-L2	L2	b203	b201	220	0.2112	17176	10
B-L3	L3	b201	b205	220	0.0845	26545	10
B-L4	L4	b202	b204	220	0.1267	22462	10
B-L5	L5	b202	b206	220	0.192	18250	10
B-L6	L6	b203	b209	220	0.119	23053	10
B-L7	L7	b224	b203	600	0.0839	438000	768
B-L8	L8	b209	b204	220	0.1037	24333	10
B-L9	L9	b210	b205	220	0.0883	25765	10
B-L10	L10	b210	b206	200	0.0605	26545	35
B-L11	L11	b207	b208	220	0.0614	29200	10
B-L12	L12	b209	b208	220	0.1651	19909	10
B-L13	L13	b210	b208	220	0.1651	19909	10
B-L14	L14	b211	b209	600	0.0839	438000	768
B-L15	L15	b212	b209	600	0.0839	438000	768
B-L16	L16	b211	b210	600	0.0839	438000	768
B-L17	L17	b212	b210	600	0.0839	438000	768
B-L18	L18	b213	b211	625	0.0476	21900	11
B-L19	L19	b214	b211	625	0.0418	22462	11
B-L20	L20	b213	b212	625	0.0476	21900	11
B-L21	L21	b223	b212	625	0.0966	16846	11
B-L22	L22	b223	b213	625	0.0865	17878	11
B-L23	L23	b216	b214	625	0.0389	23053	11
B-L24	L24	b215	b216	625	0.0173	26545	11
B-L25	L25	b221	b215	625	0.049	21366	11
B-L26	L26	b221	b215	625	0.049	21366	11
B-L27	L27	b215	b224	625	0.0519	21366	11
B-L28	L28	b217	b216	625	0.0259	25029	11
B-L29	L29	b219	b216	625	0.0231	25765	11
B-L30	L30	b218	b217	625	0.0144	27375	11
B-L31	L31	b222	b217	625	0.1053	16222	11
B-L32	L32	b221	b218	625	0.0259	25029	11
B-L33	L33	b221	b218	625	0.0259	25029	11

ID_LINEA	NOMBRE	ID_BARRA_A	ID_BARRA_B	PDEM (MW)	X (p.u.)	MTTF (h)	MTTR (h)
B-L34	L34	b220	b219	625	0.0396	23053	11
B-L35	L35	b220	b219	625	0.0396	23053	11
B-L36	L36	b223	b220	625	0.0216	25765	11
B-L37	L37	b223	b220	625	0.0216	25765	11
B-L38	L38	b222	b221	625	0.0678	19467	11
C-L1	L1	b301	b302	200	0.0139	36500	16
C-L2	L2	b303	b301	220	0.2112	17176	10
C-L3	L3	b301	b305	220	0.0845	26545	10
C-L4	L4	b302	b304	220	0.1267	22462	10
C-L5	L5	b302	b306	220	0.192	18250	10
C-L6	L6	b303	b309	220	0.119	23053	10
C-L7	L7	b324	b303	600	0.0839	438000	768
C-L8	L8	b309	b304	220	0.1037	24333	10
C-L9	L9	b310	b305	220	0.0883	25765	10
C-L10	L10	b310	b306	200	0.0605	26545	35
C-L11	L11	b307	b308	220	0.0614	29200	10
C-L12	L12	b309	b308	220	0.1651	19909	10
C-L13	L13	b310	b308	220	0.1651	19909	10
C-L14	L14	b311	b309	600	0.0839	438000	768
C-L15	L15	b312	b309	600	0.0839	438000	768
C-L16	L16	b311	b310	600	0.0839	438000	768
C-L17	L17	b312	b310	600	0.0839	438000	768
C-L18	L18	b313	b311	625	0.0476	21900	11
C-L19	L19	b314	b311	625	0.0418	22462	11
C-L20	L20	b313	b312	625	0.0476	21900	11
C-L21	L21	b323	b312	625	0.0966	16846	11
C-L22	L22	b323	b313	625	0.0865	17878	11
C-L23	L23	b316	b314	625	0.0389	23053	11
C-L24	L24	b315	b316	625	0.0173	26545	11
C-L25	L25	b321	b315	625	0.049	21366	11
C-L26	L26	b321	b315	625	0.049	21366	11
C-L27	L27	b315	b324	625	0.0519	21366	11
C-L28	L28	b317	b316	625	0.0259	25029	11
C-L29	L29	b319	b316	625	0.0231	25765	11
C-L30	L30	b318	b317	625	0.0144	27375	11
C-L31	L31	b322	b317	625	0.1053	16222	11
C-L32	L32	b321	b318	625	0.0259	25029	11
C-L33	L33	b321	b318	625	0.0259	25029	11
C-L34	L34	b320	b319	625	0.0396	23053	11
C-L35	L35	b320	b319	625	0.0396	23053	11
C-L36	L36	b323	b320	625	0.0216	25765	11
C-L37	L37	b323	b320	625	0.0216	25765	11
C-L38	L38	b322	b321	625	0.0678	19467	11
CA-L1	14	b325	b121	625	0.097	16846	11
CB-L1	15	b318	b223	625	0.104	16528	11
C-L39	L-39	b323	b325	893	0.009	438000	768

ANEXO C – DATOS RED RTS-GMLC

La red RTS-GMLC corresponde a una actualización de la red RTS-96, en esta red las tecnologías de generación y el perfil de carga son los principales cambios. La capacidad de generación es de 8076 MW de centrales térmicas, 1000 MW de centrales hidroeléctricas, 2915 MW de centrales solares y 2507 MW de centrales eólicas. En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar. Mientras que en las siguientes tablas se presentan los datos empleados para la simulación. Los datos pueden ser descargados del siguiente [enlace](#).

Tabla C.1. Datos de demanda por barra de la red RTS-GMLC

ID_BARRA	PDEM (MW)	AREA	ID_BARRA	PDEM (MW)	AREA	ID_BARRA	PDEM (MW)	AREA
b101	108	A	b201	108	B	b301	108	C
b102	97	A	b202	97	B	b302	97	C
b103	180	A	b203	180	B	b303	180	C
b104	74	A	b204	74	B	b304	74	C
b105	71	A	b205	71	B	b305	71	C
b106	136	A	b206	136	B	b306	136	C
b107	125	A	b207	125	B	b307	125	C
b108	171	A	b208	171	B	b308	171	C
b109	175	A	b209	175	B	b309	175	C
b110	195	A	b210	195	B	b310	195	C
b111	0	A	b211	0	B	b311	0	C
b112	0	A	b212	0	B	b312	0	C
b113	265	A	b213	265	B	b313	265	C
b114	194	A	b214	194	B	b314	194	C
b115	317	A	b215	317	B	b315	317	C
b116	100	A	b216	100	B	b316	100	C
b117	0	A	b217	0	B	b317	0	C
b118	333	A	b218	333	B	b318	333	C
b119	181	A	b219	181	B	b319	181	C
b120	128	A	b220	128	B	b320	128	C
b121	0	A	b221	0	B	b321	0	C
b122	0	A	b222	0	B	b322	0	C
b123	0	A	b223	0	B	b323	0	C
b124	0	A	b224	0	B	b324	0	C
						b325	0	C

Figura C.1. Diagrama unifilar de la red RTS-GMLC

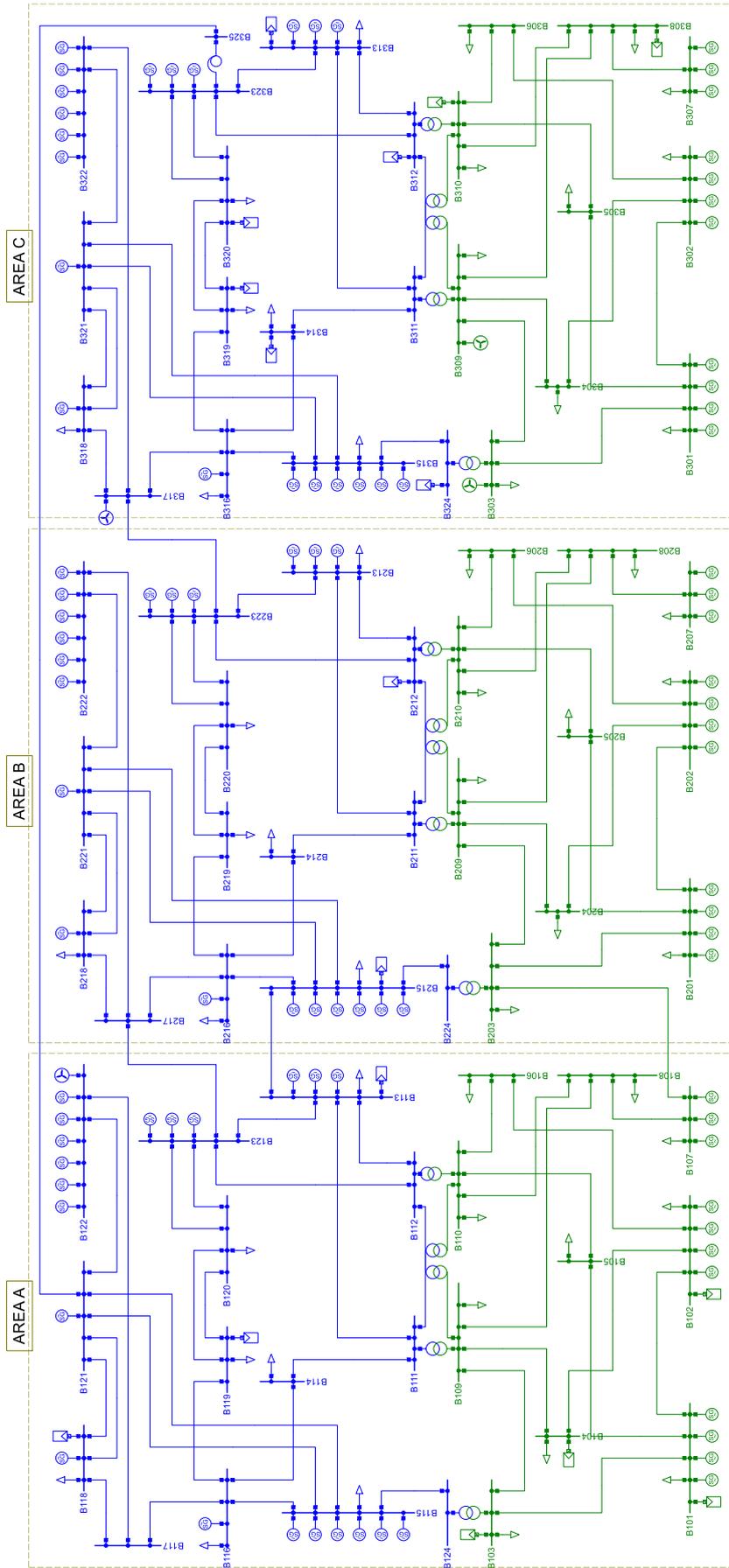


Tabla C.2. Datos de unidades de generación de la red RTS-GMLC

ID_GEN	NOMBRE	ID_BUS	ID_TEC	PMAX (MW)	COPE (\$/MWh)	MTTF (h)	MTTR (h)
101_CT_1	101_CT_1	b101	Oil CT	20	10.3494	450	50
101_CT_2	101_CT_2	b101	Oil CT	20	10.3494	450	50
101_STEAM_3	101_STEAM_3	b101	Coal	76	2.11399	1960	40
101_STEAM_4	101_STEAM_4	b101	Coal	76	2.11399	1960	40
102_CT_1	102_CT_1	b102	Oil CT	20	10.3494	450	50
102_CT_2	102_CT_2	b102	Oil CT	20	10.3494	450	50
102_STEAM_3	102_STEAM_3	b102	Coal	76	2.11399	1960	40
102_STEAM_4	102_STEAM_4	b102	Coal	76	2.11399	1960	40
107_CC_1	107_CC_1	b107	Gas CC	355	3.88722	967	33
113_CT_1	113_CT_1	b113	Gas CT	55	3.88722	969	31
113_CT_2	113_CT_2	b113	Gas CT	55	3.88722	969	31
113_CT_3	113_CT_3	b113	Gas CT	55	3.88722	969	31
113_CT_4	113_CT_4	b113	Gas CT	55	3.88722	969	31
115_STEAM_1	115_STEAM_1	b115	Oil ST	12	10.3494	2940	60
115_STEAM_2	115_STEAM_2	b115	Oil ST	12	10.3494	2940	60
115_STEAM_3	115_STEAM_3	b115	Coal	155	2.11399	960	40
116_STEAM_1	116_STEAM_1	b116	Coal	155	2.11399	960	40
118_CC_1	118_CC_1	b118	Gas CC	355	3.88722	967	33
123_STEAM_2	123_STEAM_2	b123	Coal	155	2.11399	960	40
123_STEAM_3	123_STEAM_3	b123	Coal	350	2.11399	1150	100
123_CT_1	123_CT_1	b123	Gas CT	55	3.88722	969	31
123_CT_4	123_CT_4	b123	Gas CT	55	3.88722	969	31
123_CT_5	123_CT_5	b123	Gas CT	55	3.88722	969	31
201_CT_1	201_CT_1	b201	Oil CT	20	10.3494	450	50
201_CT_2	201_CT_2	b201	Oil CT	20	10.3494	450	50
201_STEAM_3	201_STEAM_3	b201	Coal	76	2.11399	1960	40
202_CT_1	202_CT_1	b202	Oil CT	20	10.3494	450	50
202_CT_2	202_CT_2	b202	Oil CT	20	10.3494	450	50
202_STEAM_3	202_STEAM_3	b202	Coal	76	2.11399	1960	40
202_STEAM_4	202_STEAM_4	b202	Coal	76	2.11399	1960	40
207_CT_1	207_CT_1	b207	Gas CT	55	3.88722	969	31
207_CT_2	207_CT_2	b207	Gas CT	55	3.88722	969	31
213_CC_3	213_CC_3	b213	Gas CC	355	3.88722	967	33
213_CT_1	213_CT_1	b213	Gas CT	55	3.88722	969	31
213_CT_2	213_CT_2	b213	Gas CT	55	3.88722	969	31
215_CT_4	215_CT_4	b215	Gas CT	55	3.88722	969	31
215_CT_5	215_CT_5	b215	Gas CT	55	3.88722	969	31
216_STEAM_1	216_STEAM_1	b216	Coal	155	2.11399	960	40
218_CC_1	218_CC_1	b218	Gas CC	355	3.88722	967	33
221_CC_1	221_CC_1	b221	Gas CC	355	3.88722	967	33
223_STEAM_1	223_STEAM_1	b223	Coal	155	2.11399	960	40
223_STEAM_2	223_STEAM_2	b223	Coal	155	2.11399	960	40
223_STEAM_3	223_STEAM_3	b223	Coal	350	2.11399	1150	100
223_CT_4	223_CT_4	b223	Gas CT	55	3.88722	969	31
223_CT_5	223_CT_5	b223	Gas CT	55	3.88722	969	31
223_CT_6	223_CT_6	b223	Gas CT	55	3.88722	969	31
301_CT_1	301_CT_1	b301	Oil CT	20	10.3494	450	50
301_CT_2	301_CT_2	b301	Oil CT	20	10.3494	450	50
301_CT_3	301_CT_3	b301	Gas CT	55	3.88722	969	31
301_CT_4	301_CT_4	b301	Gas CT	55	3.88722	969	31
302_CT_1	302_CT_1	b302	Oil CT	20	10.3494	450	50
302_CT_2	302_CT_2	b302	Oil CT	20	10.3494	450	50
302_CT_3	302_CT_3	b302	Gas CT	55	3.88722	969	31
302_CT_4	302_CT_4	b302	Gas CT	55	3.88722	969	31
307_CT_1	307_CT_1	b307	Gas CT	55	3.88722	969	31
307_CT_2	307_CT_2	b307	Gas CT	55	3.88722	969	31
313_CC_1	313_CC_1	b313	Gas CC	355	3.88722	967	33
315_STEAM_1	315_STEAM_1	b315	Oil ST	12	10.3494	2940	60

ID_GEN	NOMBRE	ID_BUS	ID_TEC	PMAX (MW)	COPE (\$/MWh)	MTTF (h)	MTTR (h)
315_STEAM_2	315_STEAM_2	b315	Oil ST	12	10.3494	2940	60
315_STEAM_3	315_STEAM_3	b315	Oil ST	12	10.3494	2940	60
315_STEAM_4	315_STEAM_4	b315	Oil ST	12	10.3494	2940	60
315_STEAM_5	315_STEAM_5	b315	Oil ST	12	10.3494	2940	60
315_CT_6	315_CT_6	b315	Gas CT	55	3.88722	969	31
315_CT_7	315_CT_7	b315	Gas CT	55	3.88722	969	31
315_CT_8	315_CT_8	b315	Gas CT	55	3.88722	969	31
316_STEAM_1	316_STEAM_1	b316	Coal	155	2.11399	960	40
318_CC_1	318_CC_1	b318	Gas CC	355	3.88722	967	33
321_CC_1	321_CC_1	b321	Gas CC	355	3.88722	967	33
322_CT_5	322_CT_5	b322	Gas CT	55	3.88722	969	31
322_CT_6	322_CT_6	b322	Gas CT	55	3.88722	969	31
323_CC_1	323_CC_1	b323	Gas CC	355	3.88722	967	33
323_CC_2	323_CC_2	b323	Gas CC	355	3.88722	967	33
121_NUCLEAR_1	121_NUCLEAR_1	b121	Nuclear	400	0.81035	1100	150
122_HYDRO_1	122_HYDRO_1	b122	Hydro	50	0	1980	20
122_HYDRO_2	122_HYDRO_2	b122	Hydro	50	0	1980	20
122_HYDRO_3	122_HYDRO_3	b122	Hydro	50	0	1980	20
122_HYDRO_4	122_HYDRO_4	b122	Hydro	50	0	1980	20
122_HYDRO_5	122_HYDRO_5	b122	Hydro	50	0	1980	20
122_HYDRO_6	122_HYDRO_6	b122	Hydro	50	0	1980	20
201_HYDRO_4	201_HYDRO_4	b201	Hydro	50	0	1980	20
215_HYDRO_1	215_HYDRO_1	b215	Hydro	50	0	1980	20
215_HYDRO_2	215_HYDRO_2	b215	Hydro	50	0	1980	20
215_HYDRO_3	215_HYDRO_3	b215	Hydro	50	0	1980	20
222_HYDRO_1	222_HYDRO_1	b222	Hydro	50	0	1980	20
222_HYDRO_2	222_HYDRO_2	b222	Hydro	50	0	1980	20
222_HYDRO_3	222_HYDRO_3	b222	Hydro	50	0	1980	20
222_HYDRO_4	222_HYDRO_4	b222	Hydro	50	0	1980	20
222_HYDRO_5	222_HYDRO_5	b222	Hydro	50	0	1980	20
222_HYDRO_6	222_HYDRO_6	b222	Hydro	50	0	1980	20
322_HYDRO_1	322_HYDRO_1	b322	Hydro	50	0	1980	20
322_HYDRO_2	322_HYDRO_2	b322	Hydro	50	0	1980	20
322_HYDRO_3	322_HYDRO_3	b322	Hydro	50	0	1980	20
322_HYDRO_4	322_HYDRO_4	b322	Hydro	50	0	1980	20
320_PV_1	320_PV_1	b320	Solar PV	51.6	0	8760	10
314_PV_1	314_PV_1	b314	Solar PV	51.6	0	8760	10
314_PV_2	314_PV_2	b314	Solar PV	51.6	0	8760	10
313_PV_1	313_PV_1	b313	Solar PV	95.1	0	8760	10
314_PV_3	314_PV_3	b314	Solar PV	92.7	0	8760	10
314_PV_4	314_PV_4	b314	Solar PV	51.6	0	8760	10
313_PV_2	313_PV_2	b313	Solar PV	93.3	0	8760	10
310_PV_1	310_PV_1	b310	Solar PV	51.7	0	8760	10
324_PV_1	324_PV_1	b324	Solar PV	49.7	0	8760	10
312_PV_1	312_PV_1	b312	Solar PV	94.1	0	8760	10
310_PV_2	310_PV_2	b310	Solar PV	51.6	0	8760	10
324_PV_2	324_PV_2	b324	Solar PV	51.6	0	8760	10
324_PV_3	324_PV_3	b324	Solar PV	51	0	8760	10
113_PV_1	113_PV_1	b113	Solar PV	93.6	0	8760	10
319_PV_1	319_PV_1	b319	Solar PV	188.2	0	8760	10
215_PV_1	215_PV_1	b215	Solar PV	125.1	0	8760	10
102_PV_1	102_PV_1	b102	Solar PV	25.6	0	8760	10
101_PV_1	101_PV_1	b101	Solar PV	25.9	0	8760	10
102_PV_2	102_PV_2	b102	Solar PV	25.3	0	8760	10
104_PV_1	104_PV_1	b104	Solar PV	26.8	0	8760	10
212_CSP_1	212_CSP_1	b212	CSP	200	0	576	24
101_PV_2	101_PV_2	b101	Solar PV	26.7	0	8760	10
101_PV_3	101_PV_3	b101	Solar PV	26.2	0	8760	10
101_PV_4	101_PV_4	b101	Solar PV	25.8	0	8760	10

ID_GEN	NOMBRE	ID_BUS	ID_TEC	PMAX (MW)	COPE (\$/MWh)	MTTF (h)	MTTR (h)
103_PV_1	103_PV_1	b103	Solar PV	61.5	0	8760	10
119_PV_1	119_PV_1	b119	Solar PV	66.6	0	8760	10
308_RTPV_1	308_RTPV_1	b308	Solar RTPV	100.9	0	8760	10
313_RTPV_1	313_RTPV_1	b313	Solar RTPV	101.7	0	8760	10
313_RTPV_2	313_RTPV_2	b313	Solar RTPV	63.1	0	8760	10
313_RTPV_3	313_RTPV_3	b313	Solar RTPV	65.4	0	8760	10
313_RTPV_4	313_RTPV_4	b313	Solar RTPV	67	0	8760	10
313_RTPV_5	313_RTPV_5	b313	Solar RTPV	64.8	0	8760	10
313_RTPV_6	313_RTPV_6	b313	Solar RTPV	63.8	0	8760	10
313_RTPV_7	313_RTPV_7	b313	Solar RTPV	64.1	0	8760	10
313_RTPV_8	313_RTPV_8	b313	Solar RTPV	66.6	0	8760	10
313_RTPV_9	313_RTPV_9	b313	Solar RTPV	62.4	0	8760	10
313_RTPV_10	313_RTPV_10	b313	Solar RTPV	66.9	0	8760	10
313_RTPV_11	313_RTPV_11	b313	Solar RTPV	65.2	0	8760	10
313_RTPV_12	313_RTPV_12	b313	Solar RTPV	27.8	0	8760	10
320_RTPV_1	320_RTPV_1	b320	Solar RTPV	27.3	0	8760	10
320_RTPV_2	320_RTPV_2	b320	Solar RTPV	27	0	8760	10
320_RTPV_3	320_RTPV_3	b320	Solar RTPV	28.3	0	8760	10
313_RTPV_13	313_RTPV_13	b313	Solar RTPV	27.2	0	8760	10
320_RTPV_4	320_RTPV_4	b320	Solar RTPV	27	0	8760	10
320_RTPV_5	320_RTPV_5	b320	Solar RTPV	28.2	0	8760	10
118_RTPV_1	118_RTPV_1	b118	Solar RTPV	9.3	0	8760	10
118_RTPV_2	118_RTPV_2	b118	Solar RTPV	9.7	0	8760	10
118_RTPV_3	118_RTPV_3	b118	Solar RTPV	9.4	0	8760	10
118_RTPV_4	118_RTPV_4	b118	Solar RTPV	9.1	0	8760	10
118_RTPV_5	118_RTPV_5	b118	Solar RTPV	9.1	0	8760	10
118_RTPV_6	118_RTPV_6	b118	Solar RTPV	9.7	0	8760	10
320_RTPV_6	320_RTPV_6	b320	Solar RTPV	9.4	0	8760	10
118_RTPV_7	118_RTPV_7	b118	Solar RTPV	11.8	0	8760	10
118_RTPV_8	118_RTPV_8	b118	Solar RTPV	11.2	0	8760	10
118_RTPV_9	118_RTPV_9	b118	Solar RTPV	10.3	0	8760	10
118_RTPV_10	118_RTPV_10	b118	Solar RTPV	4.5	0	8760	10
213_RTPV_1	213_RTPV_1	b213	Solar RTPV	13.2	0	8760	10
309_WIND_1	309_WIND_1	b309	Wind	148.3	0	8760	10
317_WIND_1	317_WIND_1	b317	Wind	799.1	0	8760	10
303_WIND_1	303_WIND_1	b303	Wind	847	0	8760	10
122_WIND_1	122_WIND_1	b122	Wind	713.5	0	8760	10

Tabla C.3. Datos de líneas de transmisión de la red RTS-GMLC

ID_LINEA	ID_BARRA_A	ID_BARRA_B	PDEM (MW)	X (p.u.)	MTTF (h)	MTTR (h)
A1	b101	b102	200	0.014	36500	16
A2	b101	b103	220	0.211	17176	10
A3	b101	b105	220	0.085	26545	10
A4	b102	b104	220	0.127	22462	10
A5	b102	b106	220	0.192	18250	10
A6	b103	b109	220	0.119	23053	10
A7	b103	b124	600	0.084	438000	768
A8	b104	b109	220	0.104	24333	10
A9	b105	b110	220	0.088	25765	10
A10	b106	b110	200	0.061	26545	35
A11	b107	b108	220	0.061	29200	10
AB1	b107	b203	220	0.161	19909	10
A12-1	b108	b109	220	0.165	19909	10
A13-2	b108	b110	220	0.165	19909	10
A14	b109	b111	600	0.084	438000	768
A15	b109	b112	600	0.084	438000	768

ID_LINEA	ID_BARRA_A	ID_BARRA_B	PDEM (MW)	X (p.u.)	MTTF (h)	MTTR (h)
A16	b110	b111	600	0.084	438000	768
A17	b110	b112	600	0.084	438000	768
A18	b111	b113	625	0.048	21900	11
A19	b111	b114	625	0.042	22462	11
A20	b112	b113	625	0.048	21900	11
A21	b112	b123	625	0.097	16846	11
A22	b113	b123	625	0.087	17878	11
AB2	b113	b215	625	0.075	18638	11
A23	b114	b116	625	0.059	23053	11
A24	b115	b116	625	0.017	26545	11
A25-1	b115	b121	625	0.049	21366	11
A25-2	b115	b121	625	0.049	21366	11
A26	b115	b124	625	0.052	21366	11
A27	b116	b117	625	0.026	25029	11
A28	b116	b119	625	0.023	25765	11
A29	b117	b118	625	0.014	27375	11
A30	b117	b122	625	0.105	16222	11
A31-1	b118	b121	625	0.026	25029	11
A31-2	b118	b121	625	0.026	25029	11
A32-1	b119	b120	625	0.040	23053	11
A32-2	b119	b120	625	0.040	23053	11
A33-1	b120	b123	625	0.022	25765	11
A33-2	b120	b123	625	0.022	25765	11
A34	b121	b122	625	0.068	19467	11
AB3	b123	b217	625	0.074	19043	11
B1	b201	b202	200	0.014	36500	16
B2	b201	b203	220	0.211	17176	10
B3	b201	b205	220	0.085	26545	10
B4	b202	b204	220	0.127	22462	10
B5	b202	b206	220	0.192	18250	10
B6	b203	b209	220	0.119	23053	10
B7	b203	b224	600	0.084	438000	768
B8	b204	b209	220	0.104	24333	10
B9	b205	b210	220	0.088	25765	10
B10	b206	b210	200	0.061	26545	35
B11	b207	b208	220	0.061	29200	10
B12-1	b208	b209	220	0.165	19909	10
B13-2	b208	b210	220	0.165	19909	10
B14	b209	b211	600	0.084	438000	768
B15	b209	b212	600	0.084	438000	768
B16	b210	b211	600	0.084	438000	768
B17	b210	b212	600	0.084	438000	768
B18	b211	b213	625	0.048	21900	11
B19	b211	b214	625	0.042	22462	11
B20	b212	b213	625	0.048	21900	11
B21	b212	b223	625	0.097	16846	11
B22	b213	b223	625	0.087	17878	11
B23	b214	b216	625	0.059	23053	11
B24	b215	b216	625	0.017	26545	11
B25-1	b215	b221	625	0.049	21366	11
B25-2	b215	b221	625	0.049	21366	11
B26	b215	b224	625	0.052	21366	11
B27	b216	b217	625	0.026	25029	11
B28	b216	b219	625	0.023	25765	11
B29	b217	b218	625	0.014	27375	11
B30	b217	b222	625	0.105	16222	11
B31-1	b218	b221	625	0.026	25029	11
B31-2	b218	b221	625	0.026	25029	11
B32-1	b219	b220	625	0.040	23053	11

ID_LINEA	ID_BARRA_A	ID_BARRA_B	PDEM (MW)	X (p.u.)	MTTF (h)	MTTR (h)
B32-2	b219	b220	625	0.040	23053	11
B33-1	b220	b223	625	0.022	25765	11
B33-2	b220	b223	625	0.022	25765	11
B34	b221	b222	625	0.068	19467	11
C1	b301	b302	200	0.014	36500	16
C2	b301	b303	220	0.211	17176	10
C3	b301	b305	220	0.085	26545	10
C4	b302	b304	220	0.127	22462	10
C5	b302	b306	220	0.192	18250	10
C6	b303	b309	220	0.119	23053	10
C7	b303	b324	600	0.084	438000	768
C8	b304	b309	220	0.104	24333	10
C9	b305	b310	220	0.088	25765	10
C10	b306	b310	200	0.061	26545	35
C11	b307	b308	220	0.061	29200	10
C12-1	b308	b309	220	0.165	19909	10
C13-2	b308	b310	220	0.165	19909	10
C14	b309	b311	600	0.084	438000	768
C15	b309	b312	600	0.084	438000	768
C16	b310	b311	600	0.084	438000	768
C17	b310	b312	600	0.084	438000	768
C18	b311	b313	625	0.048	21900	11
C19	b311	b314	625	0.042	22462	11
C20	b312	b313	625	0.048	21900	11
C21	b312	b323	625	0.097	16846	11
C22	b313	b323	625	0.087	17878	11
C23	b314	b316	625	0.059	23053	11
C24	b315	b316	625	0.017	26545	11
C25-1	b315	b321	625	0.049	21366	11
C25-2	b315	b321	625	0.049	21366	11
C26	b315	b324	625	0.052	21366	11
C27	b316	b317	625	0.026	25029	11
C28	b316	b319	625	0.023	25765	11
C29	b317	b318	625	0.014	27375	11
C30	b317	b322	625	0.105	16222	11
C31-1	b318	b321	625	0.026	25029	11
C31-2	b318	b321	625	0.026	25029	11
C32-1	b319	b320	625	0.040	23053	11
C32-2	b319	b320	625	0.040	23053	11
C33-1	b320	b323	625	0.022	25765	11
C33-2	b320	b323	625	0.022	25765	11
C34	b321	b322	625	0.068	19467	11
CA-1	b325	b121	625	0.097	16846	11
CB-1	b318	b223	625	0.104	16528	11
C35	b323	b325	893	0.009	438000	768

ANEXO D – DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO

El sitio web del COES [117] brinda datos históricos sobre la operación y mantenimiento del sistema eléctrico peruano. La potencia efectiva de generación en el año 2021 fue de 12848 MW. Para estimar las características de confiabilidad de las unidades de generación se utilizó la metodología propuesta en el estándar IEEE 762 [118]. La red de transmisión principal del sistema eléctrico peruano es en tensiones de 500 kV y 220 kV. La metodología propuesta por CIGRE [119] permite estimar las características de confiabilidad a partir de las estadísticas de falla de cada línea de transmisión. Para esta investigación se empleó esta metodología para cada línea de transmisión. La máxima demanda eléctrica en el año 2021 fue de 7218 MW. Utilizando información histórica de mediciones en diferentes subestaciones del sistema eléctrico de potencia, se pueden crear perfiles de carga. Para esta investigación, en total se utilizaron sesenta y nueve perfiles de demanda para diferentes subestaciones de la red eléctrica, representando adecuadamente el comportamiento de la demanda.

En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar. Mientras que en las siguientes tablas se presentan los datos empleados para la simulación. Los datos pueden ser descargados del siguiente [enlace](#).

Tabla C.1. Datos de demanda por barra del sistema eléctrico peruano

ID_BARRA	NOMBRE	AREA	SUBAREA	PDEM (MW)
C-AYA-220-01	Mollepata 220 kV	Centro	Ayacucho	34.5
C-HUC-220-01	Vizcarra 220 kV	Centro	Huanuco	139.8
C-HUC-220-02	Tingo Maria 220 kV	Centro	Huanuco	30.0
C-HUV-220-01	Colcabamba 220 kV	Centro	Huancavelica	0.0
C-HUV-220-02	Campo Armiño 220 kV	Centro	Huancavelica	1.1
C-HUV-220-03	Cobrizo 220 kV	Centro	Huancavelica	5.4
C-HUV-220-04	Huancavelica 220 kV	Centro	Huancavelica	8.2
C-HUV-500-01	Colcabamba 500 kV	Centro	Huancavelica	0.0
C-JUN-220-01	Carhuamayo 220 kV	Centro	Junin	10.1
C-JUN-220-02	Oroya 220 kV	Centro	Junin	106.4

ID_BARRA	NOMBRE	AREA	SUBAREA	PDEM (MW)
C-JUN-220-03	Pachachaca 220 kV	Centro	Junin	0.0
C-JUN-220-04	Yanango 220 KV	Centro	Junin	0.0
C-JUN-220-05	Pomacocha 220 kV	Centro	Junin	205.0
C-JUN-220-06	Orcotuna 220 kV	Centro	Junin	0.0
C-JUN-220-07	Huayucachi 220 kV	Centro	Junin	57.4
C-PAS-220-01	Paragsha 220 kV	Centro	Pasco	123.6
C-PAS-220-02	Santa Isabel 220 kV	Centro	Pasco	16.8
C-UCA-220-01	Aguaytia 220 kV	Centro	Ucayali	59.2
L-CAL-220-01	Ventanilla 220 kV	Lima	Callao	0.0
L-CAL-220-02	Chillon 220 kV	Lima	Callao	270.9
L-CAL-220-03	Barsi 220 kV	Lima	Callao	243.9
L-LIM-220-01	Chilca 220 kV	Lima	Lima region	92.9
L-LIM-220-02	Asia 220 kV	Lima	Lima region	45.2
L-LIM-220-03	Cantera 220 kV	Lima	Lima region	26.0
L-LIM-220-04	Huanza 220 kV	Lima	Lima region	0.0
L-LIM-220-05	Callahuanc220 kV	Lima	Lima region	121.7
L-LIM-220-06	Paramonga Nueva 220 kV	Lima	Lima region	61.3
L-LIM-220-07	Medio Mundo 220 kV	Lima	Lima region	9.2
L-LIM-220-08	Huacho 220 kV	Lima	Lima region	40.6
L-LIM-220-09	Lomera 220 kV	Lima	Lima region	51.9
L-LIM-500-01	Chilca 500 kV	Lima	Lima region	0.0
L-LMA-220-01	Carabayllo220 kV	Lima	L. Metropolitana	0.0
L-LMA-220-02	Zapallal 220 kV	Lima	L. Metropolitana	230.1
L-LMA-220-03	Mirador 220 kV	Lima	L. Metropolitana	155.3
L-LMA-220-04	Malvinas 220 kV	Lima	L. Metropolitana	226.2
L-LMA-220-05	Carapongo 220 kV	Lima	L. Metropolitana	0.0
L-LMA-220-06	San Miguel 220 kV	Lima	L. Metropolitana	58.6
L-LMA-220-07	Cajamarquilla 220 kV	Lima	L. Metropolitana	200.0
L-LMA-220-08	La Planicie 220 kV	Lima	L. Metropolitana	35.7
L-LMA-220-09	Manchay 220 kV	Lima	L. Metropolitana	42.4
L-LMA-220-10	IndustrialesA 220kV	Lima	L. Metropolitana	130.0
L-LMA-220-11	San Luis-Lima 220 kV	Lima	L. Metropolitana	163.1
L-LMA-220-12	San Juan 220 kV	Lima	L. Metropolitana	216.0
L-LMA-220-13	Balnearios 220 kV	Lima	L. Metropolitana	345.6
L-LMA-220-14	Alto Praderas 220 kV	Lima	L. Metropolitana	154.6
L-LMA-220-15	Santa Ros220 kV	Lima	L. Metropolitana	331.3
L-LMA-220-16	Chavarria 220 kV	Lima	L. Metropolitana	273.3
L-LMA-500-01	Carabayllo500 kV	Lima	L. Metropolitana	0.0
L-LMA-500-02	Carapongo 500 kV	Lima	L. Metropolitana	0.0
N-AMA-220-01	Caclic 220 kV	Norte	Amazonas	5.4
N-ANC-220-01	Chimbote 220 kV	Norte	Ancash	192.9
N-ANC-220-02	Conococha 220 kV	Norte	Ancash	0.0
N-ANC-220-03	Kimán Ayllu 220 kV	Norte	Ancash	64.6
N-ANC-500-01	Chimbote 500 kV	Norte	Ancash	0.0
N-CAJ-220-01	Cajamarca 220 kV	Norte	Cajamarca	161.9
N-CAJ-220-02	Carhuaquero 220 kV	Norte	Cajamarca	69.4
N-LAL-220-01	Trujillo Nueva 220 kV	Norte	La Libertad	0.0
N-LAL-220-02	Trujillo 220 kV	Norte	La Libertad	236.3
N-LAL-220-03	Guadalupe 220 kV	Norte	La Libertad	192.9
N-LAL-220-04	La Ramada 220 kV	Norte	La Libertad	0.0
N-LAL-220-05	Pampa Honda 220 kV	Norte	La Libertad	0.0
N-LAL-500-01	Trujillo 500 kV	Norte	La Libertad	0.0
N-LAM-220-01	Chiclayo 220 kV	Norte	Lambayeque	161.8
N-LAM-220-02	Felam 220 kV	Norte	Lambayeque	17.4
N-LAM-220-03	Reque 220 kV	Norte	Lambayeque	0.0
N-PIU-220-01	La Nina 220 kV	Norte	Piura	14.1
N-PIU-220-02	Piura 220 kV	Norte	Piura	299.4
N-PIU-220-03	Parinas 220 kV	Norte	Piura	0.0
N-PIU-220-04	Talara 220 kV	Norte	Piura	12.5

ID_BARRA	NOMBRE	AREA	SUBAREA	PDEM (MW)
N-PIU-500-01	La Nina 500 kV	Norte	Piura	0.0
N-SAM-220-01	Belaunde 220 kV	Norte	San Martin	103.3
N-TUM-220-01	Zorritos 220 kV	Norte	Tumbes	42.6
S-APU-220-01	Cotaruse 220 kV	Sur	Apurimac	187.0
S-APU-220-02	Abancay 220 kV	Sur	Apurimac	18.4
S-ARE-220-01	Yarabamba 220 kV	Sur	Arequipa	0.0
S-ARE-220-02	Socabaya 220 kV	Sur	Arequipa	287.7
S-ARE-220-03	Cerro Verde 220 kV	Sur	Arequipa	161.8
S-ARE-220-04	San Luis-Sur 220 kV	Sur	Arequipa	0.0
S-ARE-220-05	San Jose 220 kV	Sur	Arequipa	305.2
S-ARE-500-01	Yarabamba 500 kV	Sur	Arequipa	0.0
S-ARE-500-02	Ocoña 500 kV	Sur	Arequipa	0.0
S-ARE-500-03	San Jose 500 KV	Sur	Arequipa	0.0
S-CUS-220-01	Suriray 220 kV	Sur	Cusco	107.2
S-CUS-220-02	Tintaya Nueva 220 kV	Sur	Cusco	272.0
S-ICA-220-01	Poroma 220 kV	Sur	Ica	42.9
S-ICA-220-02	Marcona 220 kV	Sur	Ica	243.5
S-ICA-220-03	Ica 220 kV	Sur	Ica	82.8
S-ICA-220-04	Independencia 220 kV	Sur	Ica	241.8
S-ICA-220-05	Desierto 220 kV	Sur	Ica	37.3
S-ICA-500-01	Poroma 500 kV	Sur	Ica	0.0
S-MOQ-220-01	Montalvo 220 kV	Sur	Moquegua	0.0
S-MOQ-220-02	Moquegua 220 kV	Sur	Moquegua	247.6
S-MOQ-220-03	Ilo3 220 kV	Sur	Moquegua	80.6
S-MOQ-220-04	Chilota 220 kV	Sur	Moquegua	0.0
S-MOQ-500-01	Montalvo 500 kV	Sur	Moquegua	0.0
S-PUN-220-01	Puno 220 kV	Sur	Puno	18.2
S-PUN-220-02	San Roman 220 kV	Sur	Puno	5.1
S-PUN-220-03	Pumiri 220 kV	Sur	Puno	85.0
S-TAC-220-01	Los Heroes 220 kV	Sur	Tacna	42.4

Figura C.1. Diagrama unifilar del sistema eléctrico peruano

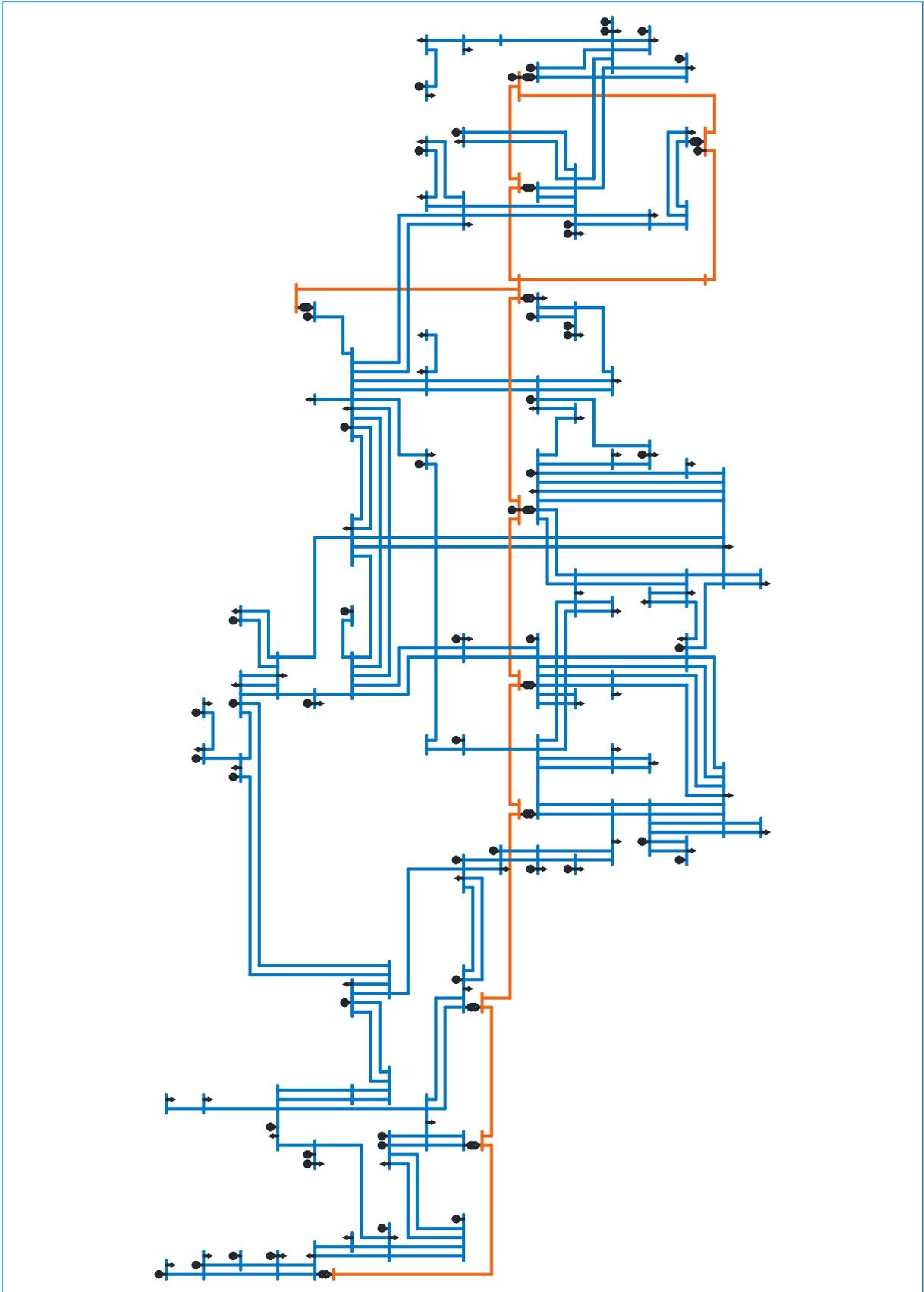


Figura C.4. Diagrama unifilar del sistema eléctrico peruano – área Centro

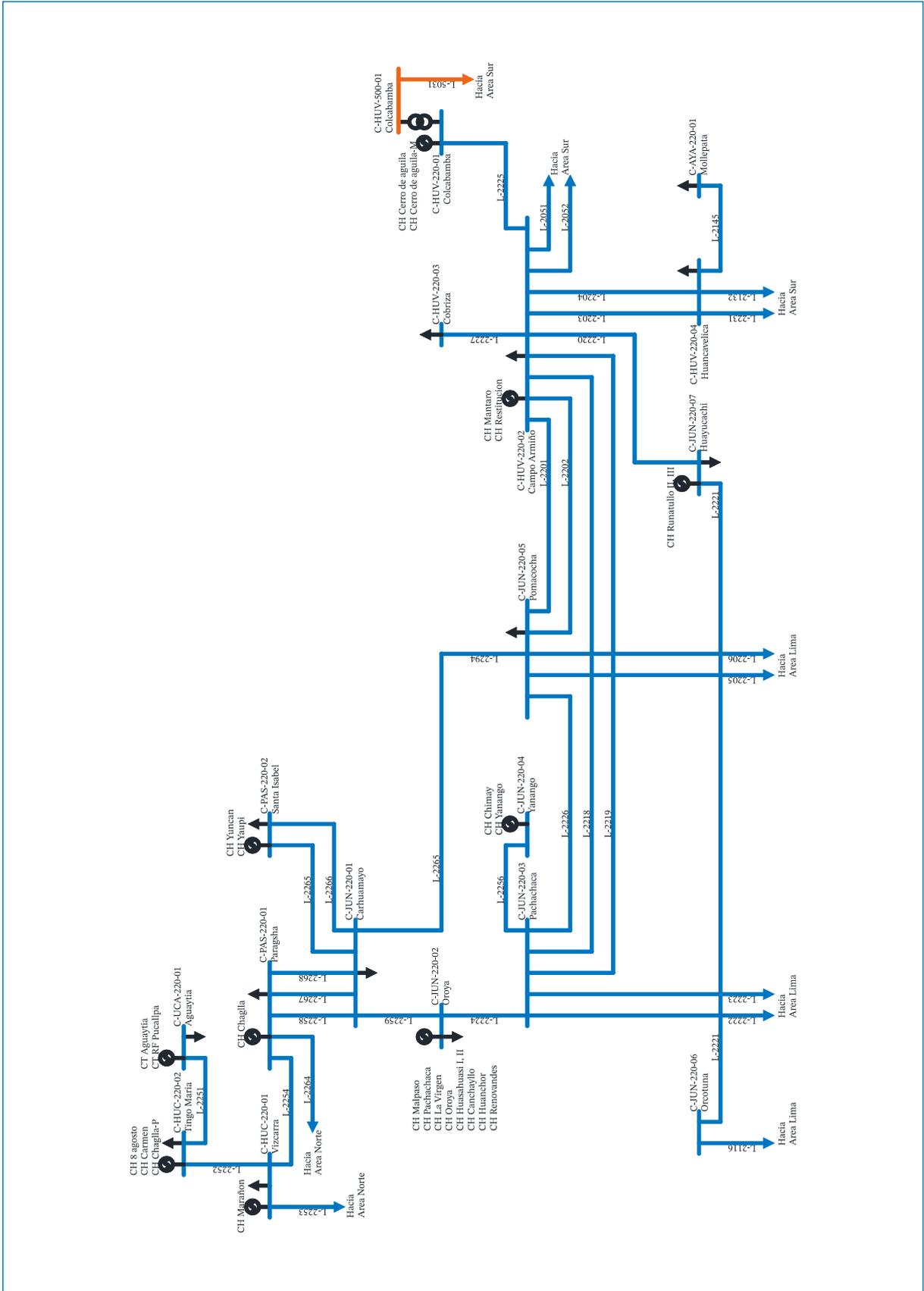


Tabla C.2. Datos de unidades de generación térmica del sistema eléctrico peruano

ID_GEN	NOMBRE	ID_BARRA	ID_TIPO	PMAX (MW)	MTTF (h)	MTTR (h)	COPE (\$/MWh)
Ba-1	C.T. CAÑA BRAVA - TV1	N-PIU-220-02	Bagazo	7.49	4928.38	1.92	0.00
Ba-2	C.T. CAÑA BRAVA - TV2	N-PIU-220-02	Bagazo	4.15	9862.79	7.21	0.00
Ba-3	C.T. MAPLE ETANOL - TV	N-PIU-220-02	Bagazo	20.39	61.53	54.46	0.00
Ba-4	C.T. PARAMONGA - TGV1	L-LIM-220-06	Bagazo	13.54	202.08	4.93	0.00
Ba-5	C.T. SAN JACINTO - TV1	N-ANC-220-01	Bagazo	6.83	607.21	4.04	0.62
Bi-1	C.T. CALLAO - G1	L-CAL-220-01	Biogás	1.20	131.72	7.37	0.00
Bi-2	C.T. CALLAO - G2	L-CAL-220-01	Biogás	1.20	139.78	12.82	0.00
Bi-3	C.T. DOÑA CATALINA HUANCA - G1	L-LMA-220-15	Biogás	1.16	187.21	15.23	0.00
Bi-4	C.T. DOÑA CATALINA HUANCA - G2	L-LMA-220-15	Biogás	1.16	186.12	19.21	0.00
Bi-5	C.T. HUAYCOLORO - G1	L-LMA-220-15	Biogás	1.40	104.83	3.23	0.00
Bi-6	C.T. HUAYCOLORO - G2	L-LMA-220-15	Biogás	1.40	107.50	3.86	0.00
Bi-7	C.T. HUAYCOLORO - G3	L-LMA-220-15	Biogás	1.40	100.04	5.12	0.00
Bi-8	C.T. LA GRINGA V - G1	L-LMA-220-15	Biogás	1.47	179.26	24.67	0.00
Bi-9	C.T. LA GRINGA V - G2	L-LMA-220-15	Biogás	1.47	199.87	15.50	0.00
Ca-1	C.T. ILO 2 - TV21	S-MOQ-220-02	Carbón	140.71	1568.01	18.25	65.05
Di-1	C.T. CHILINA DIESEL - S1	S-ARE-220-02	Diesel 2	4.89	178.05	12.66	164.21
Di-2	C.T. CHILINA DIESEL - S2	S-ARE-220-02	Diesel 2	4.89	223.13	10.83	164.21
Di-3	C.T. CHILINA DIESEL - TG	S-ARE-220-02	Diesel 2	11.88	493.84	19.94	273.30
Di-4	C.T. MOLLENDO DIESEL - M1	S-ARE-220-02	Diesel 2	7.96	131.99	11.24	156.67
Di-5	C.T. MOLLENDO DIESEL - M2	S-ARE-220-02	Diesel 2	7.96	134.25	11.97	156.67
Di-6	C.T. MOLLENDO DIESEL - M3	S-ARE-220-02	Diesel 2	7.96	221.37	13.24	156.67
Di-7	C.T. NEPI - TG41	S-MOQ-500-01	Diesel 2	207.19	46752.00	60.00	184.49
Di-8	C.T. NEPI - TG42	S-MOQ-500-01	Diesel 2	204.64	46752.00	60.00	183.58
Di-9	C.T. NEPI - TG43	S-MOQ-500-01	Diesel 2	205.02	46752.00	60.00	184.54
Di-10	C.T. PUERTO BRAVO - TG1	S-ARE-500-03	Diesel 2	179.83	3440.78	4.16	187.13
Di-11	C.T. PUERTO BRAVO - TG2	S-ARE-500-03	Diesel 2	179.87	5728.82	8.64	189.17
Di-12	C.T. PUERTO BRAVO - TG3	S-ARE-500-03	Diesel 2	180.25	2854.63	5.58	186.64
Di-13	C.T. PUERTO BRAVO - TG4	S-ARE-500-03	Diesel 2	183.63	2590.33	3.74	188.27
Di-14	C.T. R.F. GENERACION ETEN - GT1	N-LAM-220-03	Diesel 2	215.93	1226.58	15.12	213.31
Di-15	C.T. R.F. GENERACION ETEN - GT2	N-LAM-220-03	Diesel 2	7.93	2230.82	25.29	169.21
Di-16	C.T. R.F. GENERACION TALARA - TG5	N-PIU-220-04	Diesel 2	187.46	637.96	17.62	161.85
Di-17	C.T. R.F. PLANTA ILO - TG1	S-MOQ-220-02	Diesel 2	167.70	3447.99	3.77	209.72
Di-18	C.T. R.F. PLANTA ILO - TG2	S-MOQ-220-02	Diesel 2	167.97	2012.03	8.76	211.20
Di-19	C.T. R.F. PLANTA ILO - TG3	S-MOQ-220-02	Diesel 2	166.23	1800.60	4.75	207.80
Di-20	C.T. R.F. PUCALLPA - D2	C-UCA-220-01	Diesel 2	40.14	24095.56	1.00	220.05
Di-21	C.T. R.F. PUERTO MALDONADO - D2	S-PUN-220-03	Diesel 2	18.41	24071.37	0.94	228.68
Di-22	C.T. RECKA - TG1	N-LAM-220-03	Diesel 2	178.00	565.71	57.25	235.65
Di-23	C.T. SAN NICOLAS - G1	S-ICA-220-02	Diesel 2	1.23	1109.07	54.92	211.15
Ga-1	C.T. AGUAYTIA - TG1	C-UCA-220-01	Gas Natural	90.11	541.98	4.35	32.83
Ga-2	C.T. AGUAYTIA - TG2	C-UCA-220-01	Gas Natural	90.05	604.68	4.56	32.56
Ga-3	C.T. CHILCA 1 - TG1	L-LIM-220-01	Gas Natural	172.01	1160.09	17.57	33.01
Ga-4	C.T. CHILCA 1 - TG2	L-LIM-220-01	Gas Natural	172.39	1034.25	16.73	32.54
Ga-5	C.T. CHILCA 1 - TG3	L-LIM-220-01	Gas Natural	189.58	699.82	16.34	34.39
Ga-6	C.T. CHILCA 1 - TV	L-LIM-220-01	Gas Natural	280.51	751.11	11.11	24.09
Ga-7	C.T. CHILCA 2 - TG41	L-LIM-220-01	Gas Natural	76.55	433.58	18.56	34.27
Ga-8	C.T. CHILCA 2 - TV42	L-LIM-220-01	Gas Natural	35.24	916.04	29.34	24.96
Ga-9	C.T. FENIX - GT11	L-LIM-500-01	Gas Natural	190.98	567.69	19.47	24.12
Ga-10	C.T. FENIX - GT12	L-LIM-500-01	Gas Natural	191.89	608.61	54.76	24.09
Ga-11	C.T. FENIX - TV10	L-LIM-500-01	Gas Natural	184.33	798.56	24.09	23.98
Ga-12	C.T. INDEPENDENCIA - W1	S-ICA-220-04	Gas Natural	5.80	167.92	4.99	26.16
Ga-13	C.T. INDEPENDENCIA - W2	S-ICA-220-04	Gas Natural	5.80	185.25	8.50	26.16
Ga-14	C.T. INDEPENDENCIA - W3	S-ICA-220-04	Gas Natural	5.80	200.50	4.55	26.16
Ga-15	C.T. INDEPENDENCIA - W4	S-ICA-220-04	Gas Natural	5.80	231.63	3.85	26.16
Ga-16	C.T. KALLPA - TG1	L-LIM-220-01	Gas Natural	186.57	886.12	7.80	24.72
Ga-17	C.T. KALLPA - TG2	L-LIM-220-01	Gas Natural	189.74	1355.94	13.49	25.27
Ga-18	C.T. KALLPA - TG3	L-LIM-220-01	Gas Natural	192.96	1336.41	8.40	24.90
Ga-19	C.T. KALLPA - TV	L-LIM-220-01	Gas Natural	283.03	1130.68	10.97	24.70
Ga-20	C.T. LAS FLORES - TG1	L-LIM-220-01	Gas Natural	188.91	974.33	20.07	33.70

ID_GEN	NOMBRE	ID_BARRA	ID_TIPO	PMAX (MW)	MTTF (h)	MTTR (h)	COPE (\$/MWh)
Ga-21	C.T. MALACAS 1 - TG6	N-PIU-220-04	Gas Natural	50.77	979.38	59.63	10.26
Ga-22	C.T. MALACAS 2 - TG4	N-PIU-220-04	Gas Natural	105.38	536.11	16.49	24.58
Ga-23	C.T. OLLEROS - TG1	L-LIM-500-01	Gas Natural	192.76	420.60	42.21	35.62
Ga-24	C.T. OLLEROS - TV	L-LIM-500-01	Gas Natural	103.56	485.24	24.75	24.93
Ga-25	C.T. OQUENDO - TG1	L-CAL-220-02	Gas Natural	28.45	497.11	24.45	37.63
Ga-26	C.T. STA. ROSA II - TG8	L-LMA-220-15	Gas Natural	187.79	996.47	27.96	34.47
Ga-27	C.T. STA. ROSA - UTI5	L-LMA-220-15	Gas Natural	51.22	501.20	6.76	41.17
Ga-28	C.T. STA. ROSA - UTI6	L-LMA-220-15	Gas Natural	54.98	513.75	24.21	41.07
Ga-29	C.T. STA. ROSA - WTG7	L-LMA-220-15	Gas Natural	120.01	551.25	20.53	37.74
Ga-30	C.T. VENTANILLA - TG3	L-CAL-220-01	Gas Natural	150.29	717.74	9.33	25.28
Ga-31	C.T. VENTANILLA - TG4	L-CAL-220-01	Gas Natural	150.89	659.33	14.26	25.51
Ga-32	C.T. VENTANILLA - TV	L-CAL-220-01	Gas Natural	168.19	653.54	16.84	24.81
Re-1	C.T. SAN NICOLAS - TV1	S-ICA-220-02	Residual	17.65	981.10	51.72	226.41
Re-2	C.T. SAN NICOLAS - TV2	S-ICA-220-02	Residual	19.26	1022.75	111.12	223.77
Re-3	C.T. SAN NICOLAS - TV3	S-ICA-220-02	Residual	24.27	791.78	106.42	223.13
Re-4	C.T. TUMBES - MAK1	N-TUM-220-01	Residual	8.28	305.90	26.23	223.13
Re-5	C.T. TUMBES - MAK2	N-TUM-220-01	Residual	8.28	359.75	26.43	223.13

Tabla C.3. Datos de unidades de generación hidroeléctrica del sistema eléctrico peruano

ID_GEN	NOMBRE	ID_BARRA	ID_TIPO	PMAX (MW)	MTTF (h)	MTTR (h)
EH-1	C.H. ARICOTA I - G1	S-MOQ-220-02	Hidro	11.09	1050.93	14.01
EH-2	C.H. ARICOTA I - G2	S-MOQ-220-02	Hidro	11.00	548.61	12.28
EH-3	C.H. ARICOTA II - G1	S-MOQ-220-02	Hidro	12.23	972.35	6.55
EH-4	C.H. CAHUA - G1	L-LIM-220-06	Hidro	22.80	390.61	9.08
EH-5	C.H. CAHUA - G2	L-LIM-220-06	Hidro	22.58	413.72	12.91
EH-6	C.H. CALLAHUANCA - G1	L-LIM-220-05	Hidro	16.76	1188.52	10.94
EH-7	C.H. CALLAHUANCA - G2	L-LIM-220-05	Hidro	16.55	1257.28	10.02
EH-8	C.H. CALLAHUANCA - G3	L-LIM-220-05	Hidro	16.59	1148.71	10.96
EH-9	C.H. CALLAHUANCA - G4	L-LIM-220-05	Hidro	34.48	1347.46	13.92
EH-10	C.H. CANCHAYLLO - G1	C-JUN-220-02	Hidro	2.51	5126.33	6.53
EH-11	C.H. CANCHAYLLO - G2	C-JUN-220-02	Hidro	2.68	2985.64	44.93
EH-12	C.H. CAÑA BRAVA - G1	N-CAJ-220-02	Hidro	5.67	300.38	3.06
EH-13	C.H. CAÑON DEL PATO - G1	N-ANC-220-01	Hidro	44.22	545.13	13.61
EH-14	C.H. CAÑON DEL PATO - G2	N-ANC-220-01	Hidro	44.55	487.11	3.86
EH-15	C.H. CAÑON DEL PATO - G3	N-ANC-220-01	Hidro	43.77	527.92	7.65
EH-16	C.H. CAÑON DEL PATO - G4	N-ANC-220-01	Hidro	44.12	537.55	3.44
EH-17	C.H. CAÑON DEL PATO - G5	N-ANC-220-01	Hidro	44.69	425.73	6.62
EH-18	C.H. CAÑON DEL PATO - G6	N-ANC-220-01	Hidro	44.22	388.73	4.65
EH-19	C.H. CARHUAC - G1	L-LIM-220-05	Hidro	10.18	4563.54	118.38
EH-20	C.H. CARHUAC - G2	L-LIM-220-05	Hidro	10.19	2270.69	66.12
EH-21	C.H. CARHUAQUERO - G1	N-CAJ-220-02	Hidro	31.59	252.23	3.44
EH-22	C.H. CARHUAQUERO - G2	N-CAJ-220-02	Hidro	31.47	330.29	2.50
EH-23	C.H. CARHUAQUERO - G3	N-CAJ-220-02	Hidro	31.47	326.52	3.29
EH-24	C.H. CARHUAQUERO IV - G4	N-CAJ-220-02	Hidro	9.98	362.60	6.71
EH-25	C.H. CERRO DEL AGUILA - G1	C-HUV-220-01	Hidro	188.05	868.10	1.95
EH-26	C.H. CERRO DEL AGUILA - G2	C-HUV-220-01	Hidro	188.68	650.95	2.20
EH-27	C.H. CERRO DEL AGUILA - G3	C-HUV-220-01	Hidro	188.04	557.45	5.37
EH-28	C.H. CERRO DEL AGUILA - M - G4	C-HUV-220-01	Hidro	10.43	524.71	2.69
EH-29	C.H. CHAGLLA - UG1	C-PAS-220-01	Hidro	235.31	509.55	10.26
EH-30	C.H. CHAGLLA - UG2	C-PAS-220-01	Hidro	235.04	559.77	11.40
EH-31	C.H. CHAGLLA-P - G1	C-HUC-220-02	Hidro	6.39	341.20	16.15
EH-32	C.H. CHANCAY - G1	L-LIM-220-09	Hidro	10.15	112.68	38.03
EH-33	C.H. CHANCAY - G2	L-LIM-220-09	Hidro	10.15	120.22	40.51
EH-34	C.H. CHARCANI I - G1	S-ARE-220-02	Hidro	0.80	702.49	8.43
EH-35	C.H. CHARCANI I - G2	S-ARE-220-02	Hidro	0.83	483.55	3.85
EH-36	C.H. CHARCANI II - G1	S-ARE-220-02	Hidro	0.19	486.07	2.72

ID_GEN	NOMBRE	ID_BARRA	ID_TIPO	PMAX (MW)	MTTF (h)	MTRR (h)
EH-37	C.H. CHARCANI II - G2	S-ARE-220-02	Hidro	0.18	422.80	5.51
EH-38	C.H. CHARCANI II - G3	S-ARE-220-02	Hidro	0.21	616.20	5.35
EH-39	C.H. CHARCANI III - G1	S-ARE-220-02	Hidro	2.33	718.43	2.97
EH-40	C.H. CHARCANI III - G2	S-ARE-220-02	Hidro	2.33	718.52	3.06
EH-41	C.H. CHARCANI IV - G1	S-ARE-220-02	Hidro	5.11	479.19	3.38
EH-42	C.H. CHARCANI IV - G2	S-ARE-220-02	Hidro	5.14	556.93	3.18
EH-43	C.H. CHARCANI IV - G3	S-ARE-220-02	Hidro	5.12	478.53	4.75
EH-44	C.H. CHARCANI V - G1	S-ARE-220-02	Hidro	49.10	605.57	7.31
EH-45	C.H. CHARCANI V - G2	S-ARE-220-02	Hidro	48.85	536.04	4.67
EH-46	C.H. CHARCANI V - G3	S-ARE-220-02	Hidro	48.63	600.23	10.72
EH-47	C.H. CHARCANI VI - G1	S-ARE-220-02	Hidro	8.91	586.43	5.33
EH-48	C.H. CHEVES - G1	L-LIM-220-08	Hidro	88.20	373.63	12.38
EH-49	C.H. CHEVES - G2	L-LIM-220-08	Hidro	88.14	486.79	13.06
EH-50	C.H. CHIMAY - G1	C-JUN-220-04	Hidro	77.64	654.72	11.45
EH-51	C.H. CHIMAY - G2	C-JUN-220-04	Hidro	74.70	631.60	9.45
EH-52	C.H. EL PLATANAL - G1	L-LIM-220-01	Hidro	113.57	715.02	3.40
EH-53	C.H. EL PLATANAL - G2	L-LIM-220-01	Hidro	113.52	1463.45	3.72
EH-54	C.H. GALLITO CIEGO - G1	N-LAL-220-03	Hidro	17.50	821.86	13.19
EH-55	C.H. GALLITO CIEGO - G2	N-LAL-220-03	Hidro	17.78	927.98	8.24
EH-56	C.H. HER I - G3	L-LIM-220-05	Hidro	0.34	517.70	160.66
EH-57	C.H. HER I - G4	L-LIM-220-05	Hidro	0.34	305.64	10.28
EH-58	C.H. HUAMPANI - G1	L-LIM-220-05	Hidro	15.62	620.96	3.99
EH-59	C.H. HUAMPANI - G2	L-LIM-220-05	Hidro	15.24	604.96	4.90
EH-60	C.H. HUANCHOR - G1	C-JUN-220-02	Hidro	9.88	920.38	10.21
EH-61	C.H. HUANCHOR - G2	C-JUN-220-02	Hidro	9.89	963.76	19.47
EH-62	C.H. HUANZA - G1	L-LIM-220-04	Hidro	49.44	1331.97	5.34
EH-63	C.H. HUANZA - G2	L-LIM-220-04	Hidro	48.88	3053.76	3.60
EH-64	C.H. HUAYLLACHO - G1	S-CUS-220-02	Hidro	0.21	393.07	54.55
EH-65	C.H. HUINCO - G1	L-LMA-220-05	Hidro	69.53	543.71	2.65
EH-66	C.H. HUINCO - G2	L-LMA-220-05	Hidro	69.11	680.09	4.30
EH-67	C.H. HUINCO - G3	L-LMA-220-05	Hidro	69.91	715.02	2.71
EH-68	C.H. HUINCO - G4	L-LMA-220-05	Hidro	69.35	757.35	2.32
EH-69	C.H. IMPERIAL - G1	L-LIM-220-03	Hidro	3.97	1251.14	8.10
EH-70	C.H. LA JOYA - G1	S-ARE-220-02	Hidro	4.69	1007.98	10.31
EH-71	C.H. LA JOYA - G2	S-ARE-220-02	Hidro	4.39	1248.36	9.60
EH-72	C.H. MACHUPICCHU - G1	S-CUS-220-01	Hidro	17.46	1325.12	3.13
EH-73	C.H. MACHUPICCHU - G2	S-CUS-220-01	Hidro	29.46	1952.85	2.75
EH-74	C.H. MACHUPICCHU - G3	S-CUS-220-01	Hidro	17.41	1708.17	2.80
EH-75	C.H. MACHUPICCHU - G4	S-CUS-220-01	Hidro	104.49	920.57	34.71
EH-76	C.H. MALPASO - G1	C-JUN-220-02	Hidro	12.38	1001.96	35.02
EH-77	C.H. MALPASO - G2	C-JUN-220-02	Hidro	12.92	1796.74	18.94
EH-78	C.H. MALPASO - G3	C-JUN-220-02	Hidro	11.15	1636.59	7.68
EH-79	C.H. MALPASO - G4	C-JUN-220-02	Hidro	12.00	2221.11	11.41
EH-80	C.H. MANTARO - G1	C-HUV-220-02	Hidro	107.23	958.76	4.38
EH-81	C.H. MANTARO - G2	C-HUV-220-02	Hidro	107.42	1074.64	4.68
EH-82	C.H. MANTARO - G3	C-HUV-220-02	Hidro	107.75	859.25	13.69
EH-83	C.H. MANTARO - G4	C-HUV-220-02	Hidro	108.58	762.66	9.96
EH-84	C.H. MANTARO - G5	C-HUV-220-02	Hidro	81.35	840.53	3.38
EH-85	C.H. MANTARO - G6	C-HUV-220-02	Hidro	83.79	987.36	8.30
EH-86	C.H. MANTARO - G7	C-HUV-220-02	Hidro	82.60	985.19	6.35
EH-87	C.H. MATUCANA - G1	L-LIM-220-05	Hidro	68.56	1684.29	3.73
EH-88	C.H. MATUCANA - G2	L-LIM-220-05	Hidro	68.47	1367.98	5.34
EH-89	C.H. MISAPUQUIO - G1	S-CUS-220-02	Hidro	1.93	1747.59	43.83
EH-90	C.H. MISAPUQUIO - G2	S-CUS-220-02	Hidro	1.95	2003.53	25.26
EH-91	C.H. MOYOPAMPA - G1	L-LIM-220-05	Hidro	23.82	1087.40	11.99
EH-92	C.H. MOYOPAMPA - G2	L-LIM-220-05	Hidro	22.58	1690.32	16.81
EH-93	C.H. MOYOPAMPA - G3	L-LIM-220-05	Hidro	22.75	3087.24	23.53
EH-94	C.H. OROYA - G1	C-JUN-220-02	Hidro	2.96	1165.97	29.64
EH-95	C.H. OROYA - G2	C-JUN-220-02	Hidro	3.05	494.66	21.19

ID_GEN	NOMBRE	ID_BARRA	ID_TIPO	PMAX (MW)	MTTF (h)	MTTR (h)
EH-96	C.H. OROYA - G3	C-JUN-220-02	Hidro	3.08	899.76	18.31
EH-97	C.H. PACHACHACA - G1	C-JUN-220-02	Hidro	3.26	6911.56	3.84
EH-98	C.H. PACHACHACA - G2	C-JUN-220-02	Hidro	3.24	7512.89	31.11
EH-99	C.H. PACHACHACA - G3	C-JUN-220-02	Hidro	3.25	1337.23	27.34
EH-100	C.H. PARIAC CH2 - G1	N-ANC-220-03	Hidro	0.39	803.68	14.67
EH-101	C.H. PARIAC CH2 - G2	N-ANC-220-03	Hidro	0.28	642.68	35.23
EH-102	C.H. PARIAC CH3 - G1	N-ANC-220-03	Hidro	0.75	420.51	35.39
EH-103	C.H. PARIAC CH3 - G2	N-ANC-220-03	Hidro	0.38	768.31	17.53
EH-104	C.H. PARIAC CH4 - G1	N-ANC-220-03	Hidro	1.46	863.30	17.48
EH-105	C.H. PARIAC CH4 - G2	N-ANC-220-03	Hidro	1.52	895.25	33.47
EH-106	C.H. PATAPO - G1	N-LAM-220-01	Hidro	0.93	656.14	81.42
EH-107	C.H. POECHOS II - G1	N-PIU-220-02	Hidro	4.81	727.59	6.72
EH-108	C.H. POECHOS II - G2	N-PIU-220-02	Hidro	4.76	750.97	6.24
EH-109	C.H. PURMACANA - G1	L-LIM-220-07	Hidro	1.77	2265.53	25.14
EH-110	C.H. QUITARACSA - G1	N-ANC-220-03	Hidro	58.95	503.93	17.95
EH-111	C.H. QUITARACSA - G2	N-ANC-220-03	Hidro	58.83	650.73	13.04
EH-112	C.H. RESTITUCION - G1	C-HUV-220-02	Hidro	73.91	1253.01	8.77
EH-113	C.H. RESTITUCION - G2	C-HUV-220-02	Hidro	73.01	1504.22	6.92
EH-114	C.H. RESTITUCION - G3	C-HUV-220-02	Hidro	72.51	1356.79	5.20
EH-115	C.H. RONCADOR - G1	L-LIM-220-07	Hidro	1.49	1599.58	16.53
EH-116	C.H. RONCADOR - G2	L-LIM-220-07	Hidro	1.82	2220.94	19.21
EH-117	C.H. RUCUY - G1	L-LIM-220-09	Hidro	10.14	733.94	38.17
EH-118	C.H. RUCUY - G2	L-LIM-220-09	Hidro	10.14	948.09	48.89
EH-119	C.H. SAN ANTONIO - G1	S-CUS-220-02	Hidro	0.55	1084.52	35.93
EH-120	C.H. SAN GABAN II - G1	S-PUN-220-03	Hidro	58.19	831.06	7.51
EH-121	C.H. SAN GABAN II - G2	S-PUN-220-03	Hidro	57.54	758.86	7.18
EH-122	C.H. SAN IGNACIO - G1	S-CUS-220-02	Hidro	0.43	570.25	36.65
EH-123	C.H. SANTA ROSA I - G1	L-LIM-220-08	Hidro	1.22	6370.03	0.82
EH-124	C.H. SANTA ROSA II - G1	L-LIM-220-08	Hidro	1.70	1836.00	1.46
EH-125	C.H. SANTA TERESA - G1	S-CUS-220-01	Hidro	45.33	796.28	9.85
EH-126	C.H. SANTA TERESA - G2	S-CUS-220-01	Hidro	44.52	539.33	6.52
EH-127	C.H. YANAPAMPA - G1	L-LIM-220-06	Hidro	1.31	317.74	16.13
EH-128	C.H. YANAPAMPA - G2	L-LIM-220-06	Hidro	1.30	369.30	17.43
EH-129	C.H. YANAPAMPA - G3	L-LIM-220-06	Hidro	1.30	368.98	20.77
EH-130	C.H. YARUCAYA - G1	L-LIM-220-08	Hidro	7.56	746.47	27.01
EH-131	C.H. YARUCAYA - G2	L-LIM-220-08	Hidro	7.48	615.35	31.20
EH-132	C.H. YAUPI - G1	C-PAS-220-02	Hidro	22.07	1207.52	15.36
EH-133	C.H. YAUPI - G2	C-PAS-220-02	Hidro	23.23	1453.91	16.03
EH-134	C.H. YAUPI - G3	C-PAS-220-02	Hidro	23.16	1404.25	11.40
EH-135	C.H. YAUPI - G4	C-PAS-220-02	Hidro	22.66	1488.92	8.29
EH-136	C.H. YAUPI - G5	C-PAS-220-02	Hidro	22.58	1756.72	6.90
EH-137	C.H. YUNCAN - G1	C-PAS-220-02	Hidro	45.63	786.41	4.95
EH-138	C.H. YUNCAN - G2	C-PAS-220-02	Hidro	45.62	877.87	2.96
EH-139	C.H. YUNCAN - G3	C-PAS-220-02	Hidro	45.44	1308.68	4.36

Tabla C.4. Datos de unidades de generación renovable del sistema eléctrico peruano

ID_GEN	NOMBRE	ID_BARRA	ID_TIPO	PMAX (MW)	MTTF (h)	MTTR (h)
E6-1	C.E. CUPISNIQUE - 45 AG	N-LAL-220-03	Eólico	83.15	10663.19	9.6
E6-2	C.E. DUNA - 7 AG	N-CAJ-220-02	Eólico	18.37	9496	60
E6-3	C.E. HUAMBOS - 7 AG	N-CAJ-220-02	Eólico	18.37	9484	60
E6-4	C.E. MARCONA - 11 AG	S-ICA-220-02	Eólico	32	1561.86	9.79
E6-5	C.E. TALARA - 17 AG	N-PIU-220-03	Eólico	30.86	10685.68	2.5
E6-6	C.E. TRES HERMANAS - 33 AG	S-ICA-220-02	Eólico	97.15	1918.37	24.75
E6-7	C.E. WAYRA I - 42 AG	S-ICA-220-01	Eólico	132.3	3419.19	1.64
So-1	C.S. INTIPAMPA - 138k M	S-MOQ-220-02	Solar	40.5	9302.43	2.07
So-2	C.S. MAJES SOLAR 20T - 55k M	S-ARE-220-02	Solar	20	13854.05	4.62
So-3	C.S. MOQUEGUA FV - 63k M	S-MOQ-220-03	Solar	16	62832	10
So-4	C.S. PANAMERICANA SOLAR - 71k M	S-MOQ-220-03	Solar	20	13223.08	0.22

ID_GEN	NOMBRE	ID_BARRA	ID_TIPO	PMAX (MW)	MTTF (h)	MTTR (h)
So-5	C.S. REPARTICION - 56k M	S-ARE-220-02	Solar	20	13858.07	4.6
So-6	C.S. RUBÍ - 586k M	S-MOQ-220-01	Solar	144.48	36450.87	10
So-7	C.S. TACNA SOLAR - 74k M	S-TAC-220-01	Solar	20	40570.59	2
So-8	C.S. YARUCAYA - 25 M	L-LIM-220-08	Solar	1.3	3672	10
PH-1	C.H. 8 DE AGOSTO - G1	C-HUC-220-02	PHidro	9.5	883.77	4.52
PH-2	C.H. 8 DE AGOSTO - G2	C-HUC-220-02	PHidro	9.5	462.36	26.09
PH-3	C.H. ANGEL I - G1	S-PUN-220-03	PHidro	10.01	3034.6	9.2
PH-4	C.H. ANGEL I - G2	S-PUN-220-03	PHidro	10.04	3034.6	9.2
PH-5	C.H. ANGEL II - G1	S-PUN-220-03	PHidro	10.02	2160.5	8.14
PH-6	C.H. ANGEL II - G2	S-PUN-220-03	PHidro	9.97	2160.5	8.14
PH-7	C.H. ANGEL III - G1	S-PUN-220-03	PHidro	10.08	1889.47	12.28
PH-8	C.H. ANGEL III - G2	S-PUN-220-03	PHidro	10	1889.47	12.28
PH-9	C.H. EL CARMEN - G1	C-HUC-220-02	PHidro	4.2	832.06	6.91
PH-10	C.H. EL CARMEN - G2	C-HUC-220-02	PHidro	4.2	940.5	6.85
PH-11	C.H. HUASAHUASI I - G1	C-JUN-220-02	PHidro	4.77	2418.98	1.99
PH-12	C.H. HUASAHUASI I - G2	C-JUN-220-02	PHidro	5.08	2291.34	1.96
PH-13	C.H. HUASAHUASI II - G1	C-JUN-220-02	PHidro	5.04	1622.88	5.79
PH-14	C.H. HUASAHUASI II - G2	C-JUN-220-02	PHidro	4.93	2487.97	2.69
PH-15	C.H. LA VIRGEN - G1	C-JUN-220-02	PHidro	31.23	6125.75	30
PH-16	C.H. LA VIRGEN - G2	C-JUN-220-02	PHidro	31.25	600.99	2.05
PH-17	C.H. LA VIRGEN - G3	C-JUN-220-02	PHidro	31.28	768.03	4.63
PH-18	C.H. LAS PIZARRAS - G1	N-CAJ-220-02	PHidro	9.54	496.24	35.33
PH-19	C.H. LAS PIZARRAS - G2	N-CAJ-220-02	PHidro	9.66	568.33	35.76
PH-20	C.H. MANTA I - G1	N-ANC-220-03	PHidro	10	1976.1	5.1
PH-21	C.H. MANTA I - G2	N-ANC-220-03	PHidro	10	1318.47	10
PH-22	C.H. MARAÑON - G1	C-HUC-220-01	PHidro	6.62	1002.38	5
PH-23	C.H. MARAÑON - G2	C-HUC-220-01	PHidro	6.65	1055.26	5.09
PH-24	C.H. MARAÑON - G3	C-HUC-220-01	PHidro	6.65	1005.37	5.16
PH-25	C.H. POTRERO - G1	N-CAJ-220-01	PHidro	10.14	275.76	29.67
PH-26	C.H. POTRERO - G2	N-CAJ-220-01	PHidro	10.06	218.25	26.33
PH-27	C.H. RENOVANDES H1 - G1	C-JUN-220-02	PHidro	20.86	1184.58	14.86
PH-28	C.H. RUNATULLO II - G1	C-JUN-220-07	PHidro	9.98	5096.2	1.31
PH-29	C.H. RUNATULLO II - G2	C-JUN-220-07	PHidro	9.99	3057.65	2.21
PH-30	C.H. RUNATULLO III - G1	C-JUN-220-07	PHidro	9.98	1937.42	6.05
PH-31	C.H. RUNATULLO III - G2	C-JUN-220-07	PHidro	9.98	2066.69	2.97
PH-32	C.H. SANTA CRUZ I - G1	N-ANC-220-03	PHidro	3.3	1428.55	36.37
PH-33	C.H. SANTA CRUZ I - G2	N-ANC-220-03	PHidro	3.34	1689.93	42.15
PH-34	C.H. SANTA CRUZ II - G1	N-ANC-220-03	PHidro	3.26	2134.68	45.85
PH-35	C.H. SANTA CRUZ II - G2	N-ANC-220-03	PHidro	3.24	2907.93	54.36
PH-36	C.H. YANANGO - G1	C-JUN-220-04	PHidro	43.11	661.8	3.69
PH-37	C.H. ZAÑA - G1	N-LAM-220-01	PHidro	3.1	425.64	4.12
PH-38	C.H. ZAÑA - G2	N-LAM-220-01	PHidro	3.1	622.39	19.29

Tabla C.5. Datos de líneas de transmisión del sistema eléctrico peruano

ID_LINEA	NOMBRE	ID_BARRA_A	ID_BARRA_B	PMAX (MW)	MTTF (h)	MTTR (h)	X
T-HUV-01	Colcabamba 500 kV - Colcabamba 220 kV	C-HUV-500-01	C-HUV-220-01	700.00	15 000	500.0	0.0002
T-LIM-01	Chilca 500 kV - Chilca 220 kV	L-LIM-500-01	L-LIM-220-01	700.00	15 000	500.0	0.0002
T-LMA-01	Carabayllo 500 kV - Carabayllo 220 kV	L-LMA-500-01	L-LMA-220-01	700.00	15 000	500.0	0.0002
T-LMA-02	Carapongo 500 kV - Carapongo 220 kV	L-LMA-500-02	L-LMA-220-05	700.00	15 000	500.0	0.0002
T-ANC-01	Chimbote 500 kV - Chimbote 220 kV	N-ANC-500-01	N-ANC-220-01	700.00	15 000	500.0	0.0002
T-LAL-01	Trujillo 500 kV - Trujillo Nueva 220 kV	N-LAL-500-01	N-LAL-220-01	700.00	15 000	500.0	0.0002
T-PIU-01	La Nina 500 kV - La Nina 220 kV	N-PIU-500-01	N-PIU-220-01	700.00	15 000	500.0	0.0002

ID_LINEA	NOMBRE	ID_BARRA_A	ID_BARRA_B	PMAX (MW)	MTTF (h)	MTTR (h)	X
T-ARE-01	Yarabamba 500 kV - Yarabamba 220 kV	S-ARE-500-01	S-ARE-220-01	700.00	15 000	500.0	0.0002
T-ARE-02	San Jose 500 KV - San Jose 220 kV	S-ARE-500-03	S-ARE-220-05	700.00	15 000	500.0	0.0002
T-ICA-01	Poroma 500 kV - Poroma 220 kV	S-ICA-500-01	S-ICA-220-01	700.00	15 000	500.0	0.0002
T-MOQ-01	Montalvo 500 kV - Montalvo 220 kV	S-MOQ-500-01	S-MOQ-220-01	700.00	15 000	500.0	0.0002
L-2252	Tingo Maria 220 kV - Vizcarra 220 kV	C-HUC-220-02	C-HUC-220-01	190.53	2 215	4.7	0.1809
L-2218	Campo Armiño 220 kV - Pachachaca 220 kV	C-HUV-220-02	C-JUN-220-03	152.42	3 738	6.5	0.2022
L-2219	Campo Armiño 220 kV - Pachachaca 220 kV	C-HUV-220-02	C-JUN-220-03	152.42	3 393	6.2	0.2022
L-2201	Campo Armiño 220 kV - Pomacocha 220 kV	C-HUV-220-02	C-JUN-220-05	152.42	4 104	5.8	0.2005
L-2202	Campo Armiño 220 kV - Pomacocha 220 kV	C-HUV-220-02	C-JUN-220-05	152.42	3 878	4.8	0.2005
L-2220	Campo Armiño 220 kV - Huayucachi 220 kV	C-HUV-220-02	C-JUN-220-07	152.42	8 117	5.1	0.0791
L-2203	Campo Armiño 220 kV - Huancavelica 220 kV	C-HUV-220-02	C-HUV-220-04	152.42	3 089	6.4	0.0693
L-2204	Campo Armiño 220 kV - Huancavelica 220 kV	C-HUV-220-02	C-HUV-220-04	152.42	4 715	4.4	0.0693
L-2225	Campo Armiño 220 kV - Colcabamba 220 kV	C-HUV-220-02	C-HUV-220-01	998.35	8 755	2.6	0.0019
L-2227	Campo Armiño 220 kV - Cobriza 220 kV	C-HUV-220-02	C-HUV-220-03	114.32	113 821	8.7	0.0002
L-2258	Carhuamayo 220 kV - Paragsha 220 kV	C-JUN-220-01	C-PAS-220-01	149.75	18 754	5.5	0.0435
L-2265	Carhuamayo 220 kV - Santa Isabel 220 kV	C-JUN-220-01	C-PAS-220-02	259.88	15 543	11.0	0.0559
L-2266	Carhuamayo 220 kV - Santa Isabel 220 kV	C-JUN-220-01	C-PAS-220-02	259.88	6 575	8.8	0.0559
L-2259	Oroya 220 kV - Carhuamayo 220 kV	C-JUN-220-02	C-JUN-220-01	149.75	13 754	2.3	0.0779
L-2224	Oroya 220 kV - Pachachaca 220 kV	C-JUN-220-02	C-JUN-220-03	250.30	13 125	9.4	0.0227
L-2226	Pachachaca 220 kV - Pomacocha 220 kV	C-JUN-220-03	C-JUN-220-05	250.35	28 897	8.1	0.0140
L-2256	Yanango 220 KV - Pachachaca 220 kV	C-JUN-220-04	C-JUN-220-03	193.57	7 341	8.4	0.0960
L-2294	Pomacocha 220 kV - Carhuamayo 220 kV	C-JUN-220-05	C-JUN-220-01	180.21	3 722	8.9	0.1125
L-2221	Orcotuna 220 kV - Huayucachi 220 kV	C-JUN-220-06	C-JUN-220-07	150.00	2 495	5.3	0.0271
L-2254	Paragsha 220 kV - Vizcarra 220 kV	C-PAS-220-01	C-HUC-220-01	250.00	10 925	7.0	0.1279
L-2267	Paragsha 220 kV - Carhuamayo 220 kV	C-PAS-220-01	C-JUN-220-01	150.00	13 096	27.9	0.0446
L-2268	Paragsha 220 kV - Carhuamayo 220 kV	C-PAS-220-01	C-JUN-220-01	150.00	10 478	23.9	0.0446
L-2251	Aguaytia 220 kV - Tingo Maria 220 kV	C-UCA-220-01	C-HUC-220-02	190.53	2 025	2.8	0.0764
L-2244	Ventanilla 220 kV - Chavarria 220 kV	L-CAL-220-01	L-LMA-220-16	189.00	5 415	8.0	0.0109
L-2245	Ventanilla 220 kV - Chavarria 220 kV	L-CAL-220-01	L-LMA-220-16	189.00	4 638	10.4	0.0109
L-2246	Ventanilla 220 kV - Chavarria 220 kV	L-CAL-220-01	L-LMA-220-16	189.00	6 147	6.3	0.0114
L-2247	Ventanilla 220 kV - Chavarria 220 kV	L-CAL-220-01	L-LMA-220-16	189.00	3 737	7.9	0.0109
L-2016	Ventanilla 220 kV - Chillon 220 kV	L-CAL-220-01	L-CAL-220-02	228.63	13 602	7.3	0.0013
L-2017	Ventanilla 220 kV - Chillon 220 kV	L-CAL-220-01	L-CAL-220-02	228.63	15 300	6.9	0.0013
L-2103	Chilca 220 kV - La Planicie 220 kV	L-LIM-220-01	L-LMA-220-08	350.00	7 394	12.0	0.0371
L-2104	Chilca 220 kV - La Planicie 220 kV	L-LIM-220-01	L-LMA-220-08	350.00	10 697	8.3	0.0371
L-2090	Chilca 220 kV - Asia 220 kV	L-LIM-220-01	L-LIM-220-02	152.42	2 177	11.3	0.0293
L-2089	Asia 220 kV - Cantera 220 kV	L-LIM-220-02	L-LIM-220-03	152.42	1 282	9.9	0.0558

ID_LINEA	NOMBRE	ID_BARRA_A	ID_BARRA_B	PMAX (MW)	MTTF (h)	MTTR (h)	X
L-2008	Callahuanc220 kV - Carapongo 220 kV	L-LIM-220-05	L-LMA-220-05	339.90	11 600	19.1	0.0318
L-2009	Callahuanc220 kV - Carapongo 220 kV	L-LIM-220-05	L-LMA-220-05	339.90	12 303	8.9	0.0318
L-2125	Paramonga Nueva 220 kV - Medio Mundo 220 kV	L-LIM-220-06	L-LIM-220-07	180.01	1 154	12.1	0.0256
L-2126	Paramonga Nueva 220 kV - Medio Mundo 220 kV	L-LIM-220-06	L-LIM-220-07	180.01	1 445	9.1	0.0256
L-2213	Medio Mundo 220 kV - Huacho 220 kV	L-LIM-220-07	L-LIM-220-08	179.86	4 836	7.3	0.0333
L-2279	Medio Mundo 220 kV - Huacho 220 kV	L-LIM-220-07	L-LIM-220-08	179.86	3 560	8.7	0.0335
L-2214	Huacho 220 kV - Lomera 220 kV	L-LIM-220-08	L-LIM-220-09	180.01	6 093	6.8	0.0495
L-2212	Huacho 220 kV - Zapallal 220 kV	L-LIM-220-08	L-LMA-220-02	180.00	1 410	12.9	0.1096
L-2117	Lomera 220 kV - Zapallal 220 kV	L-LIM-220-09	L-LMA-220-02	180.00	1 897	33.6	0.0601
L-5001	Chilca 500 kV - Carapongo 500 kV	L-LIM-500-01	L-LMA-500-02	1401.66	4 342	6.9	0.0080
L-2110	Carabayllo220 kV - Huanza 220 kV	L-LMA-220-01	L-LIM-220-04	250.01	2 672	23.0	0.0761
L-2107	Carabayllo220 kV - Zapallal 220 kV	L-LMA-220-01	L-LMA-220-02	476.31	10 687	7.3	0.0059
L-2108	Carabayllo220 kV - Zapallal 220 kV	L-LMA-220-01	L-LMA-220-02	476.31	9 620	6.8	0.0059
L-2112	Carabayllo220 kV - Mirador 220 kV	L-LMA-220-01	L-LMA-220-03	390.58	3 131	7.0	0.0140
L-2113	Carabayllo220 kV - Mirador 220 kV	L-LMA-220-01	L-LMA-220-03	390.58	6 181	6.0	0.0140
L-2242	Zapallal 220 kV - Ventanilla 220 kV	L-LMA-220-02	L-CAL-220-01	270.32	7 423	14.2	0.0184
L-2243	Zapallal 220 kV - Ventanilla 220 kV	L-LMA-220-02	L-CAL-220-01	270.32	9 045	16.1	0.0184
L-2114	Malvinas 220 kV - Mirador 220 kV	L-LMA-220-04	L-LMA-220-03	512.51	2 911	367.7	0.0180
L-2115	Malvinas 220 kV - Mirador 220 kV	L-LMA-220-04	L-LMA-220-03	512.51	1 648	96.4	0.0180
L-2127	Carapongo 220 kV - San Miguel 220 kV	L-LMA-220-05	L-LMA-220-06	327.70	17 412	8.5	0.0075
L-2128	Carapongo 220 kV - San Miguel 220 kV	L-LMA-220-05	L-LMA-220-06	327.70	45 046	15.4	0.0075
L-2014	Cajamarquilla 220 kV - Chavarria 220 kV	L-LMA-220-07	L-LMA-220-16	339.90	3 698	16.0	0.0220
L-2015	Cajamarquilla 220 kV - Chavarria 220 kV	L-LMA-220-07	L-LMA-220-16	339.90	4 819	15.5	0.0220
L-2708	Cajamarquilla 220 kV - Carapongo 220 kV	L-LMA-220-07	L-LMA-220-05	339.90	62 565	15.4	0.0055
L-2709	Cajamarquilla 220 kV - Carapongo 220 kV	L-LMA-220-07	L-LMA-220-05	339.90	34 529	12.3	0.0055
L-2105	La Planicie 220 kV - Carabayllo220 kV	L-LMA-220-08	L-LMA-220-01	350.00	9 554	14.9	0.0290
L-2106	La Planicie 220 kV - Carabayllo220 kV	L-LMA-220-08	L-LMA-220-01	350.00	5 998	10.7	0.0290
L-2118	La Planicie 220 kV - IndustrialesA 220kV	L-LMA-220-08	L-LMA-220-10	321.38	35 000	3.9	0.0115
L-2119	La Planicie 220 kV - IndustrialesA 220kV	L-LMA-220-08	L-LMA-220-10	321.38	34 993	2.3	0.0115
L-2123	La Planicie 220 kV - Manchay 220 kV	L-LMA-220-08	L-LMA-220-09	329.23	6 941	12.6	0.0015
L-2124	La Planicie 220 kV - Manchay 220 kV	L-LMA-220-08	L-LMA-220-09	329.23	11 592	11.6	0.0015
L-2080	IndustrialesA 220kV - San Luis-Lima 220 kV	L-LMA-220-10	L-LMA-220-11	328.47	26 181	9.5	0.0027
L-2081	IndustrialesA 220kV - San Luis-Lima 220 kV	L-LMA-220-10	L-LMA-220-11	328.47	26 215	18.2	0.0027
L-2018	IndustrialesA 220kV - San Juan 220 kV	L-LMA-220-10	L-LMA-220-12	152.42	3 791	11.5	0.0213
L-2092	San Juan 220 kV - Alto Praderas 220 kV	L-LMA-220-12	L-LMA-220-14	350.57	61 080	9.1	0.0138
L-2093	San Juan 220 kV - Chilca 220 kV	L-LMA-220-12	L-LIM-220-01	350.57	4 453	5.6	0.0138

ID_LINEA	NOMBRE	ID_BARRA_A	ID_BARRA_B	PMAX (MW)	MTTF (h)	MTTR (h)	X
L-2094	San Juan 220 kV - Chilca 220 kV	L-LMA-220-12	L-LIM-220-01	350.57	3 340	8.0	0.0342
L-2095	San Juan 220 kV - Chilca 220 kV	L-LMA-220-12	L-LIM-220-01	350.57	10 059	9.0	0.0342
L-2012	Balnearios 220 kV - San Juan 220 kV	L-LMA-220-13	L-LMA-220-12	304.84	6 035	6.0	0.0097
L-2013	Balnearios 220 kV - San Juan 220 kV	L-LMA-220-13	L-LMA-220-12	304.84	10 681	6.9	0.0098
L-2088	Alto Praderas 220 kV - Chilca 220 kV	L-LMA-220-14	L-LIM-220-01	345.61	26 243	9.5	0.0223
L-2003	Santa Ros220 kV - Chavarria 220 kV	L-LMA-220-15	L-LMA-220-16	152.04	13 890	20.9	0.0087
L-2004	Santa Ros220 kV - Chavarria 220 kV	L-LMA-220-15	L-LMA-220-16	152.04	17 402	21.9	0.0087
L-2701	Santa Ros220 kV - Carapongo 220 kV	L-LMA-220-15	L-LMA-220-05	342.95	8 696	10.1	0.0218
L-2702	Santa Ros220 kV - Carapongo 220 kV	L-LMA-220-15	L-LMA-220-05	342.95	11 539	8.6	0.0218
L-2010	Santa Ros220 kV - IndustrialesA 220kV	L-LMA-220-15	L-LMA-220-10	152.42	6 887	8.0	0.0065
L-2011	Santa Ros220 kV - San Juan 220 kV	L-LMA-220-15	L-LMA-220-12	152.42	4 043	10.9	0.0283
L-2005	Chavarria 220 kV - Barsi 220 kV	L-LMA-220-16	L-CAL-220-03	327.70	3 831	7.5	0.0089
L-2006	Chavarria 220 kV - Barsi 220 kV	L-LMA-220-16	L-CAL-220-03	327.70	2 867	15.1	0.0084
L-5003	Carabayllo500 kV - Carapongo 500 kV	L-LMA-500-01	L-LMA-500-02	1401.66	11 652	8.8	0.0036
L-2194	Caclic 220 kV - Belaunde 220 kV	N-AMA-220-01	N-SAM-220-01	220.02	3 064	15.4	0.1115
L-2232	Chimbote 220 kV - Trujillo 220 kV	N-ANC-220-01	N-LAL-220-02	152.04	923	23.0	0.1326
L-2233	Chimbote 220 kV - Trujillo 220 kV	N-ANC-220-01	N-LAL-220-02	152.04	1 459	9.2	0.1326
L-2269	Conococha 220 kV - Kiman Ayllu 220 kV	N-ANC-220-02	N-ANC-220-03	180.00	6 726	4.1	0.1802
L-2270	Conococha 220 kV - Kiman Ayllu 220 kV	N-ANC-220-02	N-ANC-220-03	180.00	5 825	6.5	0.1802
L-2272	Kimán Ayllu 220 kV - La Ramada 220 kV	N-ANC-220-03	N-LAL-220-04	240.06	6 853	10.1	0.0845
L-2274	Kimán Ayllu 220 kV - La Ramada 220 kV	N-ANC-220-03	N-LAL-220-04	240.06	10 660	13.6	0.0845
L-5008	Chimbote 500 kV - Trujillo 500 kV	N-ANC-500-01	N-LAL-500-01	1001.19	5 816	9.5	0.0168
L-2190	Cajamarca 220 kV - Carhuaquero 220 kV	N-CAJ-220-01	N-CAJ-220-02	300.00	21 860	6.4	0.0758
L-2283	Cajamarca 220 kV - Pampa Honda 220 kV	N-CAJ-220-01	N-LAL-220-05	240.06	26 219	3.0	0.0711
L-2287	Cajamarca 220 kV - Pampa Honda 220 kV	N-CAJ-220-01	N-LAL-220-05	240.06	3 846	15.4	0.0711
L-2192	Cajamarca 220 kV - Caclic 220 kV	N-CAJ-220-01	N-AMA-220-01	220.02	2 121	15.4	0.1384
L-2234	Trujillo 220 kV - Guadalupe 220 kV	N-LAL-220-02	N-LAL-220-03	152.04	2 677	8.4	0.1137
L-2235	Trujillo 220 kV - Guadalupe 220 kV	N-LAL-220-02	N-LAL-220-03	180.21	4 161	7.6	0.1064
L-2290	Trujillo 220 kV - Trujillo Nueva 220 kV	N-LAL-220-02	N-LAL-220-01	375.34	19 702	7.6	0.0023
L-2291	Trujillo 220 kV - Trujillo Nueva 220 kV	N-LAL-220-02	N-LAL-220-01	375.34	15 758	9.7	0.0023
L-2260	Trujillo 220 kV - Cajamarca 220 kV	N-LAL-220-02	N-CAJ-220-01	167.17	5 810	8.9	0.1419
L-2236	Guadalupe 220 kV - Reque 220 kV	N-LAL-220-03	N-LAM-220-03	152.42	2 725	9.8	0.0663
L-2237	Guadalupe 220 kV - Reque 220 kV	N-LAL-220-03	N-LAM-220-03	180.24	4 358	6.9	0.0663
L-2273	Pampa Honda 220 kV - La Ramada 220 kV	N-LAL-220-05	N-LAL-220-04	240.06	20 413	6.3	0.0287
L-2275	Pampa Honda 220 kV - La Ramada 220 kV	N-LAL-220-05	N-LAL-220-04	240.06	69 989	1.8	0.0287
L-5010	Trujillo 500 kV - La Nina 500 kV	N-LAL-500-01	N-PIU-500-01	700.61	2 140	13.8	0.0415

ID_LINEA	NOMBRE	ID_BARRA_A	ID_BARRA_B	PMAX (MW)	MTTF (h)	MTTR (h)	X
L-2239	Chiclayo 220 kV - La Nina 220 kV	N-LAM-220-01	N-PIU-220-01	180.24	1 492	8.3	0.1278
L-2238	Chiclayo 220 kV - Felam 220 kV	N-LAM-220-01	N-LAM-220-02	180.24	1 749	8.6	0.0699
L-2296	Chiclayo 220 kV - Reque 220 kV	N-LAM-220-01	N-LAM-220-03	152.00	1 559	10.0	0.0126
L-2297	Chiclayo 220 kV - Reque 220 kV	N-LAM-220-01	N-LAM-220-03	180.00	3 345	16.1	0.0126
L-2240	Chiclayo 220 kV - Carhuaquero 220 kV	N-LAM-220-01	N-CAJ-220-02	150.13	2 671	7.9	0.0840
L-2162	La Nina 220 kV - Piura 220 kV	N-PIU-220-01	N-PIU-220-02	180.24	1 891	7.1	0.0912
L-2241	La Nina 220 kV - Piura 220 kV	N-PIU-220-01	N-PIU-220-02	180.24	17 405	10.6	0.0912
L-2164	La Nina 220 kV - Felam 220 kV	N-PIU-220-01	N-LAM-220-02	180.24	2 585	8.4	0.0582
L-2248	Piura 220 kV - Parinas 220 kV	N-PIU-220-02	N-PIU-220-03	180.21	4 047	6.9	0.0972
L-2295	Parinas 220 kV - Talara 220 kV	N-PIU-220-03	N-PIU-220-04	180.21	3 287	9.6	0.0114
L-2249	Talara 220 kV - Zorritos 220 kV	N-PIU-220-04	N-TUM-220-01	152.00	4 335	11.5	0.1441
L-2250	Talara 220 kV - Piura 220 kV	N-PIU-220-04	N-PIU-220-02	179.86	3 380	36.8	0.1091
L-2053	Cotaruse 220 kV - Socabaya 220 kV	S-APU-220-01	S-ARE-220-02	252.50	2 672	8.1	0.2539
L-2054	Cotaruse 220 kV - Socabaya 220 kV	S-APU-220-01	S-ARE-220-02	252.50	3 021	8.3	0.2539
L-2060	Abancay 220 kV - Cotaruse 220 kV	S-APU-220-02	S-APU-220-01	250.35	8 739	8.3	0.1369
L-2061	Socabaya 220 kV - Cerro Verde 220 kV	S-ARE-220-02	S-ARE-220-03	288.00	15 458	12.3	0.0096
L-2062	Socabaya 220 kV - Cerro Verde 220 kV	S-ARE-220-02	S-ARE-220-03	288.00	13 829	68.9	0.0096
L-2022	Socabaya 220 kV - Tintaya Nueva 220 kV	S-ARE-220-02	S-CUS-220-02	199.67	7 729	46.4	0.2105
L-2023	Socabaya 220 kV - Tintaya Nueva 220 kV	S-ARE-220-02	S-CUS-220-02	199.67	34 985	4.5	0.2099
L-2025	Socabaya 220 kV - Moquegua 220 kV	S-ARE-220-02	S-MOQ-220-02	149.75	46 604	4.7	0.1083
L-2026	Socabaya 220 kV - Moquegua 220 kV	S-ARE-220-02	S-MOQ-220-02	149.75	27 967	4.4	0.1083
L-2065	Socabaya 220 kV - Yarabamba 220 kV	S-ARE-220-02	S-ARE-220-01	598.25	97 927	15.4	0.0020
L-2066	Socabaya 220 kV - Yarabamba 220 kV	S-ARE-220-02	S-ARE-220-01	598.25	17 491	5.2	0.0020
L-2074	San Luis-Sur 220 kV - Cerro Verde 220 kV	S-ARE-220-04	S-ARE-220-03	399.72	20 259	13.8	0.0118
L-2071	San Jose 220 kV - San Luis-Sur 220 kV	S-ARE-220-05	S-ARE-220-04	599.77	8 451	217.2	0.0297
L-2072	San Jose 220 kV - San Luis-Sur 220 kV	S-ARE-220-05	S-ARE-220-04	599.77	60 736	4.0	0.0297
L-5035	Yarabamba 500 kV - Montalvo 500 kV	S-ARE-500-01	S-MOQ-500-01	1402.96	34 906	9.6	0.0131
L-5036	Ocoña 500 kV - San Jose 500 KV	S-ARE-500-02	S-ARE-500-03	840.91	8 671	5.0	0.0190
L-5037	San Jose 500 KV - Montalvo 500 kV	S-ARE-500-03	S-MOQ-500-01	840.91	10 170	9.1	0.0161
L-2050	Suriray 220 kV - Abancay 220 kV	S-CUS-220-01	S-APU-220-02	250.35	6 188	58.1	0.0612
L-2059	Suriray 220 kV - Cotaruse 220 kV	S-CUS-220-01	S-APU-220-01	250.35	2 682	42.6	0.1983
L-2292	Marcona 220 kV - Poroma 220 kV	S-ICA-220-02	S-ICA-220-01	450.02	23 280	3.0	0.0280
L-2293	Marcona 220 kV - Poroma 220 kV	S-ICA-220-02	S-ICA-220-01	450.02	12 513	15.4	0.0280
L-2211	Ica 220 kV - Marcona 220 kV	S-ICA-220-03	S-ICA-220-02	180.21	7 659	8.7	0.1569
L-2209	Independencia 220 kV - Ica 220 kV	S-ICA-220-04	S-ICA-220-03	180.21	8 108	8.1	0.0561
L-2210	Independencia 220 kV - Ica 220 kV	S-ICA-220-04	S-ICA-220-03	180.21	12 449	7.7	0.0518
L-2208	Desierto 220 kV - Independencia 220 kV	S-ICA-220-05	S-ICA-220-04	152.42	3 970	6.0	0.0575
L-5033	Poroma 500 kV - Yarabamba 500 kV	S-ICA-500-01	S-ARE-500-01	1402.96	5 808	23.4	0.0621
L-5034	Poroma 500 kV - Ocoña 500 kV	S-ICA-500-01	S-ARE-500-02	840.91	7 619	19.4	0.0375
L-2057	Montalvo 220 kV - Moquegua 220 kV	S-MOQ-220-01	S-MOQ-220-02	699.99	34 947	1.3	0.0035

ID_LINEA	NOMBRE	ID_BARRA_A	ID_BARRA_B	PMAX (MW)	MTTF (h)	MTTR (h)	X
L-2036	Montalvo 220 kV - Los Heroes 220 kV	S-MOQ-220-01	S-TAC-220-01	251.49	2 625	15.4	0.1349
L-2030	Moquegua 220 kV - Chilota 220 kV	S-MOQ-220-02	S-MOQ-220-04	149.75	17 420	2.5	0.0999
L-2029	Moquegua 220 kV - Los Heroes 220 kV	S-MOQ-220-02	S-TAC-220-01	149.75	8 165	8.8	0.1328
L-2033	Ilo3 220 kV - Moquegua 220 kV	S-MOQ-220-03	S-MOQ-220-02	300.00	4 222	107.9	0.0544
L-2034	Ilo3 220 kV - Moquegua 220 kV	S-MOQ-220-03	S-MOQ-220-02	300.00	7 205	6.1	0.0184
L-2039	Chilota 220 kV - Puno 220 kV	S-MOQ-220-04	S-PUN-220-01	149.75	3 476	15.4	0.1023
L-2040	Puno 220 kV - San Roman 220 kV	S-PUN-220-01	S-PUN-220-02	450.02	10 204	15.4	0.0267
L-2041	Pumiri 220 kV - San Roman 220 kV	S-PUN-220-03	S-PUN-220-02	450.02	34 822	17.7	0.0625
L-2051	Campo Armiño 220 kV - Cotaruse 220 kV	C-HUV-220-02	S-APU-220-01	254.99	5 157	6.9	0.2370
L-2052	Campo Armiño 220 kV - Cotaruse 220 kV	C-HUV-220-02	S-APU-220-01	254.99	8 198	9.0	0.2370
L-2231	Huancavelica 220 kV - Independencia 220 kV	C-HUV-220-04	S-ICA-220-04	152.42	5 791	7.8	0.1890
L-2132	Huancavelica 220 kV - Independencia 220 kV	C-HUV-220-04	S-ICA-220-04	152.42	3 349	8.1	0.1890
L-2145	Huancavelica 220 kV - Mollepata 220 kV	C-HUV-220-04	C-AYA-220-01	249.97	3 660	15.4	0.0965
L-5031	Colcabamba 500 kV - Poroma 500 kV	C-HUV-500-01	S-ICA-500-01	1402.96	34 829	10.8	0.0492
L-2222	Pachachaca 220 kV - Callahuanc220 kV	C-JUN-220-03	L-LIM-220-05	152.42	17 471	10.2	0.0734
L-2223	Pachachaca 220 kV - Callahuanc220 kV	C-JUN-220-03	L-LIM-220-05	152.42	19 986	4.7	0.0734
L-2205	Pomacocha 220 kV - San Juan 220 kV	C-JUN-220-05	L-LMA-220-12	152.42	1 899	25.3	0.1172
L-2206	Pomacocha 220 kV - San Juan 220 kV	C-JUN-220-05	L-LMA-220-12	152.42	1 948	14.8	0.1172
L-2264	Paragsha 220 kV - Conococha 220 kV	C-PAS-220-01	N-ANC-220-02	180.00	8 744	5.8	0.1433
L-2091	Chilca 220 kV - Desierto 220 kV	L-LIM-220-01	S-ICA-220-05	152.42	1 242	13.6	0.1068
L-2207	Cantera 220 kV - Independencia 220 kV	L-LIM-220-03	S-ICA-220-04	152.42	3 542	74.2	0.0832
L-2116	Huanza 220 kV - Orcotuna 220 kV	L-LIM-220-04	C-JUN-220-06	150.00	4 832	8.3	0.1542
L-2278	Paramonga Nueva 220 kV - Conococha 220 kV	L-LIM-220-06	N-ANC-220-02	190.53	2 870	17.3	0.0965
L-5032	Chilca 500 kV - Poroma 500 kV	L-LIM-500-01	S-ICA-500-01	840.91	2 753	24.0	0.0501
L-5006	Carabayllo500 kV - Chimbote 500 kV	L-LMA-500-01	N-ANC-500-01	1001.19	2 484	9.0	0.0471
L-2215	Chimbote 220 kV - Paramonga Nueva 220 kV	N-ANC-220-01	L-LIM-220-06	179.86	942	28.2	0.2193
L-2216	Chimbote 220 kV - Paramonga Nueva 220 kV	N-ANC-220-01	L-LIM-220-06	179.86	1 346	8.2	0.2079
L-2253	Conococha 220 kV - Vizcarra 220 kV	N-ANC-220-02	C-HUC-220-01	190.53	7 390	7.3	0.0488