

Escuela Superior Politécnica del Litoral

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

MODELADO DE LA CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE
POTENCIA NIVEL HL1 MEDIANTE REDES DE PETRI

INGE-3118

Proyecto Integrador

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Electricidad

Presentado por:

Leandro JeanPierre Chicaiza Zambrano

Eduardo Javier Rodriguez Nieto

Guayaquil - Ecuador

Año: 2025

Dedicatoria

El presente proyecto de materia integradora se lo dedicamos en especial a nuestra familia, su aliento constante y los valores que nos inculcaron han sido pilares fundamentales para la culminación exitosa de esta investigación y nuestra carrera profesional. Este logro es testimonio de su guía.

Agradecimientos

Con profunda gratitud, dedicamos estas páginas de investigación a las personas que hicieron posible este proceso.

A nuestra familia, por ser el pilar fundamental de nuestra vida y el motor que nos impulsa a nunca rendirnos. A nuestro tutor de materia integradora, PhD. Holger Cevallos Ulloa, por su valiosa guía y sus sabios consejos, que nos enseñaron el camino correcto para desarrollar esta investigación con rigor y profesionalismo. A nuestro profesor de materia integradora, PhD. Sixifo Falcones Zambrano, por su dedicación y correcciones semanales, que fueron cruciales para pulir cada avance y asegurar la calidad de este trabajo. Este proyecto es el resultado de cada sacrificio, cada consejo y cada muestra de apoyo recibidos. Que estas páginas no solo representen el fin de nuestra carrera, sino el inicio de nuestra vida profesional.

Declaración Expresa

Nosotros, Leandro JeanPierre Chicaiza Zambrano y Eduardo Javier Rodriguez Nieto acordamos y reconozco/reconocemos que:

La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por nosotros durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que nos corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de nuestra innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique los autores que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, 29 de septiembre del 2025.

Leandro JeanPierre Chicaiza Zambrano

Eduardo Javier Rodriguez Nieto

Evaluadores

PhD. Sixifo Daniel Falcones Zambrano

Profesor de Materia

PhD. Holger Cevallos Ulloa

Tutor de proyecto

Resumen

La evaluación de la confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia a nivel jerárquico HL1 se realiza tradicionalmente implementando modelo de 2 estados (binarios) que representa a las unidades generadores en operación normal o falla. Sin embargo, esta simplificación omite situaciones reales asociadas a degradaciones que conllevan a operar con capacidad reducida asociadas a indisponibilidades en subsistemas, lo que puede alterar la estimación del riesgo de déficit de potencia. En este proyecto se desarrolla un modelo multiestado implementado Redes de Petri Estocásticas (SPN), que tienen la capacidad de representar 3 estados de operación, normal, parcial y falla total.

La metodología propuesta se resuelve mediante simulación de Monte Carlo secuencial con paso temporal horario ($\Delta t = 1$ h) para todo un año dando un equivalente de 8760 h, que nos permiten construir historias cronológicas de disponibilidad y con ello poder estimar los índices de confiabilidad. Los parámetros del modelo multiestado se ajustan a partir de los tiempos medios de falla y reparación (MTTF, MTTR) que se convierten en probabilidades horarias, que se aplican mediante muestreo aleatorio en cada intervalo de la simulación. La coherencia del modelo se verifica mediante la comparativa de la indisponibilidad forzada (FOR) teórica y simulada, obteniendo errores relativos inferiores al 1%, confirmando así la correcta implementación de la lógica de transición. Para validar el desempeño del modelo se diseñó un caso de prueba basado en el sistema IEEE RTS-96 y el criterio de Billinton & Allan para la asignación de capacidades degradadas por fallas en subsistemas auxiliares. Utilizando $N = 20\,000$ años simulados se garantiza la estabilidad estadística de los estimadores. El modelo multiestado propuesto reporta $LOLE = 25.3951$ h/año y $EENS = 2136.87$ MWh/año; además de estimar 2,8499 eventos/año y una duración

media de 8,91 h/año. Al comparar estos resultados con el modelo tradicional de 2 estados aplicando el mismo sistema, se observa que este modelo sobreestima de manera significativa el riesgo entregando estos índices LOLE = 40,0887 h/año y EENS = 3281,68 MWh/año. La inclusión del estado de operación parcial reduce estas estimaciones en aproximadamente 36,65% para el LOLE y en un 34,89 % para EENS; evidenciando que el enfoque clásico de 2 estados es muy conservador al asumir que cualquier degradación es equivalente a una falla total. De forma conjunta los resultados dejan en evidencia que la implementación de las Redes de Petri Estocásticas con Monte Carlo secuencial permite cuantificar de forma más representativa el riesgo del déficit en el nivel jerárquico HL1, al incorporar el estado de operación parcial se conserva la coherencia física de los estados y habilita métricas adicionales (frecuencia y duración de fallas) útiles para el análisis de reserva y planificación operativa.

Palabras clave: Confiabilidad HL1, adecuación, Redes de Petri Estocásticas, modelo multiestado, Monte Carlo secuencial, LOLE, EENS.

Abstract

The reliability assessment of electrical power systems at the HLI hierarchical level is traditionally performed using a two-state (binary) model that represents generating units in normal operation or in a fault state. However, this simplification omits real-world situations involving degradations that reduce capacity operation due to subsystem unavailability, which can distort the power deficit risk estimate. This project develops a multi-state model implemented using Stochastic Petri Nets (SPNs), which can represent three operating states: normal, partial, and total fault.

The proposed methodology is solved using sequential Monte Carlo simulation with a time step ($\Delta t = 1$ h) over a full year (8760 h). This allows us to construct chronological availability histories and thus estimate reliability indices. The multistate model parameters are adjusted using mean time to failure (MTTF) and mean time to repair (MTTR), which are converted into hourly probabilities and applied via random sampling within each simulation interval. Model consistency is verified by comparing theoretical and simulated forced unavailability (FOR), yielding relative errors of less than 1%, thus confirming the correct implementation of the transition logic. To validate the model's performance, a test case was designed based on the IEEE RTS-96 system and the Billington & Allan criterion for allocating capacity when auxiliary subsystems are degraded. Using $N = 20,000$ simulated years ensures the statistical stability of the estimators. The proposed multistate model reports $LOLE = 25.3951$ h/year and $EENS = 2136.87$ MWh/year; it also estimates 2.8499 events/year and an average duration of 8.91 h/year. Comparing these results with the traditional two-state model using the same system reveals that this model significantly overestimates the risk, yielding $LOLE = 40.0887$ h/year and $EENS = 3281.68$ MWh/year. Including the partial operation state reduces these estimates by approximately 36.65% for LOLE

and 34.89% for EENS, demonstrating that the classic two-state approach is overly conservative in assuming that any degradation is equivalent to a total failure. Taken together, the results show that implementing Stochastic Petri Nets with sequential Monte Carlo allows for a more representative quantification of deficit risk at the HL1 hierarchical level. By incorporating the partial operation state, the physical consistency of the states is maintained, and additional metrics (failure frequency and duration) are enabled, which are useful for reserve analysis and operational planning.

Keywords: *HL1 reliability, adequacy, Stochastic Petri Nets, multi-state model, sequential Monte Carlo, LOLE, EENS.*

Índice general

Capítulo 1	12
1.1 Introducción	13
1.2 Descripción del Problema	14
1.3 Justificación del Problema	15
1.4 Objetivos	16
<i>1.4.1 Objetivo general</i>	<i>16</i>
<i>1.4.2 Objetivos específicos</i>	<i>16</i>
1.5 Marco teórico	16
1.5.1 Fundamentos de la Confiabilidad en SEP	17
1.5.2 Adecuación y Seguridad	17
1.5.3 Niveles jerárquicos	18
1.5.4 Técnicas de muestreo	23
1.5.5 Fundamentos de las Redes de Petri	26
1.5.6 Modelado de confiabilidad y estados de operación con Redes Petri	28
Capítulo 2	30
2. Metodología.	31
2.1 Modelo de confiabilidad con redes de Petri	32
2.1.2 Estructura Topológica	32
2.1.3 Dinámica del sistema	33
2.1.4 El concepto de Token y Simulación	34
2.2 Datos de entrada y preparación del modelo	35
2.2.2 Modelado estocástico del comportamiento de las unidades generadoras	36

2.2.3	Conversión de tasas a probabilidades horarias de transición	37
2.2.4	Actualización de estados mediante muestreo aleatorio	38
2.3	Simulación cronológica Monte Carlo del sistema	38
2.4	Cálculo de índices de confiabilidad	40
2.4.1	Expectativa de pérdida de carga (LOLE)	41
2.4.2	Energía no suministrada, frecuencia y duración de eventos	41
2.5	Caracterización paramétrica de estados degradados y criterios de asignación de potencia	42
2.6	Criterio teórico de asignación (Sustento de Billinton).....	43
2.7	Metodología para caso de prueba y validación de modelo.....	43
2.7.1	Propósito del caso de estudio y condiciones para comparativa.	43
2.7.2	Elección de números de estados y niveles de degradación.	44
2.7.3	Configuración del sistema de prueba IEEE RTS-96 + Billinton y consistencia con el margen de reserva.....	45
Capítulo 3	_____	49
3.	Resultados y Análisis _____	50
3.1	Análisis de convergencia estadística- técnica de muestreo (Monte Carlo secuencial)	50
3.2	Consistencia de lógica de Petri implementada.	52
3.3	Análisis índices de confiabilidad.....	53
3.4	Comparativa modelo binario vs modelo multiestado.	54
3.5	Análisis de sensibilidad – impacto de margen de reserva	56
3.6	Análisis de balance de potencia: Generación vs demanda	57
3.7	Discusión de resultados-síntesis e implicaciones.....	59
Capítulo 4	_____	63
4.1	Conclusiones y recomendaciones _____	64

<i>4.1.1 Conclusiones</i>	64
<i>4.1.2 Recomendaciones</i>	65
Referencias	67

Abreviaturas

SEP	Sistemas Eléctricos de Potencia
RP	Redes de Petri
HLI	Nivel jerárquico 1 de evaluación de confiabilidad
SPN	Redes de Petri Estocásticas (Stochastic Petri Nets)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
RTS-96	Reliability Test System 1996 (sistema estándar IEEE)
LOLE	Expectativa de pérdida de carga
EENS	Energía esperada no suministrada
LOLF	Frecuencia de pérdida de carga
LOLD	Duración media de pérdida de carga
FOR	Tasa de indisponibilidad forzada
MTTF	Tiempo medio hasta la falla
MTTR	Tiempo medio de reparación
MC	Monte Carlo
ODS	Objetivo de Desarrollo Sostenible

Simbología

λ	Tasa de falla o degradación
μ	Tasa de reparación o recuperación de una unidad generadora
Δt	Intervalo de tiempo
P	Potencia eléctrica
P _{full}	Potencia nominal de la unidad generadora
P _{parcial}	Potencia disponible en estado de operación parcial
D(t)	Demanda del sistema en el instante de tiempo t
N	Número de años simulados
C _{parcial}	Capacidad degradada de una unidad generadora
C _{full}	Capacidad nominal de una unidad generadora
P _{aux, fallado}	Potencia asociada a subsistema auxiliares indisponibles
P _{total, aux}	Potencia total asociada a subsistemas auxiliares.

Índice de figuras

<i>Figura 1 Modelo para evaluación HLI</i>	20
<i>Figura 2 Curva de demanda acumulada o curva de variación de demanda máxima diaria</i>	21
<i>Figura 3 Curva de duración de carga</i>	22
<i>Figura 4 Curva de demanda máxima diaria o carga horaria</i>	22
<i>Figura 5 Representación gráfica del lugar en las Redes de Petri</i>	26
<i>Figura 6 Representación gráfica de las transiciones en las Redes de Petri</i>	27
<i>Figura 7 Representación gráfica de los arcos en las Redes de Petri</i>	27
<i>Figura 8</i>	28
<i>Figura 9 Representación del grafica de los lugares o estados que puede estar una unidad generadora</i>	33
<i>Figura 10 Representación gráfica de las transiciones que puede tener una unidad generadora</i>	34
<i>Figura 11 Representación gráfica de las marcas que puede tener una unidad generadora</i>	34
<i>Figura 12 Grafo del modelado de 3 estados de operación para cada unidad generadora</i>	35
<i>Figura 17</i>	54

Índice de tablas

<i>Tabla 1 Niveles jerárquicos para los estudios de confiabilidad de SEP</i>	<i>19</i>
<i>Tabla 2 Índices de confiabilidad que se usan para la evaluación de un estudio</i>	<i>23</i>
<i>Tabla 3 Técnicas de muestreo de la simulación Monte Carlo según su categoría</i>	<i>25</i>
<i>Tabla 4 Descripción y representación de los lugares de cada generador en el modelo</i>	<i>32</i>
<i>Tabla 5 Descripción de las transiciones de cada generador en el modelo</i>	<i>33</i>
<i>Tabla 6 Reglas para pasar o permanecer en un determinado estado de operación</i>	<i>38</i>

Capítulo 1

1.1 Introducción

La energía eléctrica es primordial para la economía y el desarrollo social de cualquier país. Convertirla a una energía fiable y sostenible, en concordancia con el Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) 7: *'Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos'* [1], depende directamente de la confiabilidad con la que operan los sistemas eléctricos de potencia (SEP). La gestión de estos sistemas exige asegurar la continuidad del suministro; sin embargo, una planificación basada en estudios deficientes eleva el riesgo de interrupciones del suministro eléctrico no programadas. Estos escenarios arriesgan la seguridad energética, afectando al bienestar social y pérdidas económicas en el sector productivo [2].

A pesar de la necesidad de obtener resultados destacables para evaluar la confiabilidad en sistemas de generación, las metodologías convencionales de análisis tienen una limitación relevante. Al analizar el estudio de confiabilidad para el sistema de generación, simplifican la realidad de operación de las centrales eléctricas a solo dos estados: operación normal o falla total. Este modelo de 2 estados ignora por completo una realidad operativa crítica: el estado de operación parcial. Este proyecto utiliza las competencias de modelado y análisis estocástico, propias de la Ingeniería en Electricidad, para modelar este estado parcial y obtener resultados más realistas para la evaluación de confiabilidad a nivel HLI.

La solución que proponemos se vincula directamente con el sector productivo, ofreciendo el diseño de un simulador usando como herramienta matemática las Redes de Petri el cual tendrá como función lograr el modelado de los 3 estados de un generador eléctrico. Esto se implementará mediante un script de MATLAB, el cual se pedirá al usuario datos de entrada y parámetros que requiere el simulador para sus respectivas operaciones. Los entregables de este proyecto incluyen

el modelo funcional, un documento técnico con su fundamentación y un análisis que compara nuestros resultados con los métodos tradicionales.

El documento contiene 4 capítulos que se organizan de la siguiente manera: El Capítulo 1 presenta el proyecto, define la problemática, justifica la problemática, describe los objetivos del proyecto y detalla el marco teórico. El Capítulo 2 detalla la metodología que usaremos para construir el modelo matemático. El Capítulo 3 muestra los resultados y análisis de la simulación del proyecto. Por último, el Capítulo 4 detalla las conclusiones y recomendaciones del proyecto.

1.2 Descripción del Problema

En la literatura, el modelo binario se formaliza frecuentemente como una cadena de Márkov en tiempo continuo [3] (CTMC) con dos estados: operación o falla. Bajo este contexto y llevado a una situación real, un grupo de generadores que componen una central eléctrica pueden estar disponible o indisponible.

El problema de evaluar la confiabilidad en el sistema de generación es que usan modelos limitados a dos estados, lo que radica en que no representan el estado de degradación de una unidad generadora. En particular, al evaluar con el modelo de 2 estados no contemplan la condición de operación parcial, el cual una unidad generadora a pesar de tener una potencia menor a su potencia nominal, sigue aportando energía al sistema.

En la práctica, los generadores suelen operar bajo condiciones de degradación, debido a mantenimiento, fallas leves en el sistema, restricciones técnicas, limitaciones ambientales u otras condiciones que limitan a operar de manera nominal al generador. Al no tomar en cuenta este estado, los modelos binarios tienden a representar dicho estado como operación normal o falla total, simplificando el comportamiento real de los generadores.

Esta simplificación puede conllevar a errores en la estimación de los índices de confiabilidad del estudio, donde la potencia disponible del sistema de generación puede estar sobrestimada cuando se asume operación normal ante condiciones parciales, o subestimada cuando la operación parcial se asume a una indisponibilidad total. En ambos casos, el modelo binario afecta al cálculo de los índices de confiabilidad como el LOLE y la EENS, que dependen de la capacidad disponible del sistema en cada instante.

1.3 Justificación del Problema

La propuesta de redes de Petri atiende la raíz del problema: la simplificación de los modelos de confiabilidad. Los métodos tradicionales son binarios (operación/o falla). Las redes de Petri, en contraste, usan un modelo multiestado. Este modelo permite representar la realidad operativa, como los estados de operación parcial causados por fallas menores o limitaciones.

Este modelo propuesto permite una aportación metodológica a cualquier sistema eléctrico para medir un riesgo que los modelos tradicionales vigentes ignoran. Y de esta forma, se obtienen evaluaciones más realistas para mejor toma de decisiones. Esto ayuda a planificar la reserva operativa de forma más eficiente y segura, especialmente en periodos críticos como el estiaje.

Por lo tanto, esta solución fortalece la confiabilidad de un sistema eléctrico a nivel HL1, ayuda a prevenir pérdidas económicas por apagones [2] y a asegurar la continuidad del servicio. Un servicio eléctrico estable es necesario para el desarrollo de un país. Es una solución de ingeniería que responde a una necesidad específica y genera beneficios económicos y sociales.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

- Desarrollar un modelo para el análisis de la confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia a nivel HL1, mediante el uso de redes de Petri incorporando los estados de operación parcial para los generadores, con la finalidad de obtener una cuantificación más precisa del riesgo del déficit de potencia.

1.4.2 Objetivos específicos

1. Fundamentar los conceptos de análisis de confiabilidad HL1, los modelos multiestado y la teoría de Redes de Petri, para establecer el marco teórico y metodológico que sustentará el desarrollo del modelo propuesto.
2. Diseñar el modelo de una unidad de generación utilizando el formalismo de las Redes de Petri, representando explícitamente las transiciones entre los estados de operación normal, los estados de operación parcial y el estado de falla total.
3. Implementar el modelo desarrollado en un sistema de generación de prueba para calcular los índices de confiabilidad clave, como la Expectativa de Pérdida de Carga (LOLE) y la Energía No Suministrada (ENS), bajo un enfoque multiestado.
4. Comparar los resultados obtenidos mediante el modelo propuesto con los de un modelo binario tradicional, para cuantificar la diferencia en la evaluación del riesgo y validar la relevancia de la solución propuesta para una planificación operativa más segura.

1.5 Marco teórico

La presente investigación se centra en el modelado y análisis de la confiabilidad de sistemas de potencia en HLI a partir de estados de degradación de los generadores eléctricos. Este nivel es

primordial ya que se enfoca en la suficiencia de los recursos de generación para cubrir la demanda, ignorando las redes de transmisión y distribución. Examinar el estudio para el nivel HL1 permite identificar las debilidades críticas en la disponibilidad de potencia firme del sistema de potencia [4].

Esta investigación utiliza el formalismo de las redes de Petri para lograr el modelado estocástico y dinámico para los 3 estados de operación de los generadores. Con esta herramienta se logra un modelado estocástico y dinámico, ofreciendo una estructura matemática robusta para registrar la disminución real de los activos de generación y su impacto en la confiabilidad del sistema de estudio.

1.5.1 Fundamentos de la Confiabilidad en SEP

En términos técnicos, la confiabilidad de un componente o sistema es la probabilidad de que éste realice la función para la que fue diseñado, en unas condiciones dadas y durante un periodo de tiempo determinado. En los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), la confiabilidad es una medida de la capacidad del sistema para entregar energía eléctrica a los puntos de consumo dentro de los estándares de calidad y cantidad requeridos [5].

1.5.2 Adecuación y Seguridad

Los estudios de confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia se categorizan en 2 parámetros:

Seguridad: La seguridad de un sistema eléctrico de potencia es la capacidad que tiene el sistema para responder a diferentes fallas o perturbaciones que surgen dentro del sistema. Adicionalmente, mide la probabilidad de falla cuando el sistema opera en estados dinámicos o transitorios. Además, corresponde a análisis de corto plazo [6].


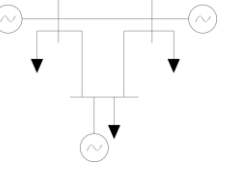
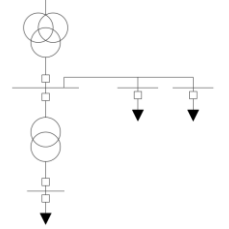
Adecuación: La adecuación de un SEP es la suficiencia de generadores para satisfacer la demanda de energía o también las limitaciones operativas. Adicionalmente, mide la probabilidad de falla cuando el sistema opera en un estado estacionario. Además, corresponde a análisis de largo plazo [6].

1.5.3 Niveles jerárquicos

La evaluación de la confiabilidad en los SEP presenta una alta complejidad analítica, derivada de la vasta interconectividad de sus componentes. Con el objetivo de sistematizar dicho análisis, se segmenta el SEP en 3 áreas funcionales: generación, transmisión y distribución. A partir de esta división, se establecen niveles jerárquicos (HL), estructura que permite aislar segmentos específicos del SEP para evaluar parámetros de adecuación y seguridad [7].

La Tabla 1 describe los niveles jerárquicos para la evaluación de la adecuación de un sistema de potencia [7].

Tabla 1 Niveles jerárquicos para los estudios de confiabilidad de SEP

Nivel jerárquico	Sistema de potencia	Enfoque principal	Elementos Considerados	Índices Comunes
HLI		Evalúa la capacidad total para cubrir la demanda del sistema.	Solo unidades generadoras. No se considera transmisión y distribución para este estudio.	LOLE, LOLP, EENS.
HLII		Evalúa la capacidad de generar y transportar energía a las barras principales.	Se considera las unidades generadoras y la red de transmisión. No considera distribución.	Índices de barras individuales e índices globales.
HLIII		Evalúa la disponibilidad de energía en el punto de conexión del cliente.	Se considera generación, transmisión y distribución.	SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS.

1.5.3.2 Nivel jerárquico 1 y modelo de generación

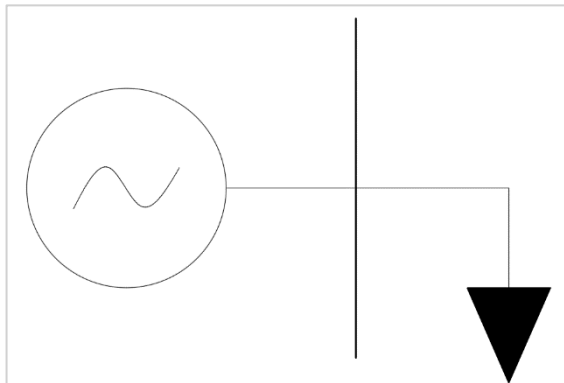
La presente investigación se centra exclusivamente al análisis de la confiabilidad en HLI. En esta etapa, la evaluación se enfoca de forma estricta en la suficiencia de la capacidad de generación disponible para satisfacer los requerimientos de la demanda del sistema. Los siguientes puntos indican como llevar a cabo el estudio en HLI.

- Para llevar a cabo una evaluación de confiabilidad en HLI, es necesario tener conocimiento del modelo de confiabilidad de las unidades generadoras. Esto puede ser en términos de indisponibilidad (tasa de interrupción forzada, *FOR*) o tasas de falla y reparación (λ y μ , respectivamente) [6].

- Es esencial tener en cuenta que se tomaran funciones de distribución de fallo y de reparación exponencial (a menos que se indique lo contrario), por lo cual λ y μ son valores constantes [6].

En el estudio, se valora la habilidad de la generación total del sistema para cumplir con los requerimientos de la demanda total del sistema. La evaluación en este nivel se basa en la energía no suplida por falla en los generadores [6]. El análisis se lo efectúa como si todos los generadores y las cargas del sistema estuvieran conectados a una barra en común, tal como se visualiza en la Figura 1.

Figura 1 Modelo para evaluación HLI



1.5.3.3 Modelo de carga

Para modelar la demanda o carga se tiene diferentes formas, la primera es obteniendo para cada día un valor máximo, estos valores máximos diarios pueden ser ordenados en forma descendente para formar la curva de demanda acumulada [8], tal como se muestra en la Figura 2. El segundo modelado de carga es utilizando la curva de duración de carga la cual es formada por valores de demanda horaria [8] como se muestra en la Figura 3. También se puede establecer modelos de curvas formada por datos de demanda máxima diaria o carga horaria en orden cronológico [8] como se aprecia en la Figura 4.

A menudo se usa la curva de demanda acumulada para el cálculo de los índices de pérdida de carga esperada (LOLE), por otro lado, la curva de duración de carga es utilizada para el cálculo del índice de pérdida de energía esperada (EENS) [8].

Figura 2 Curva de demanda acumulada o curva de variación de demanda máxima diaria

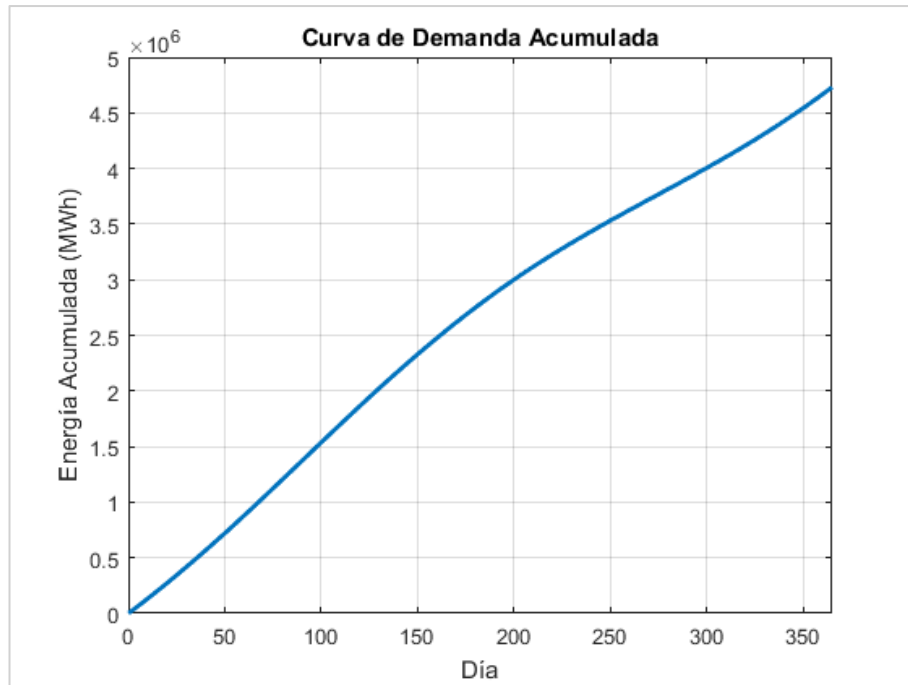


Figura 3 *Curva de duración de carga*

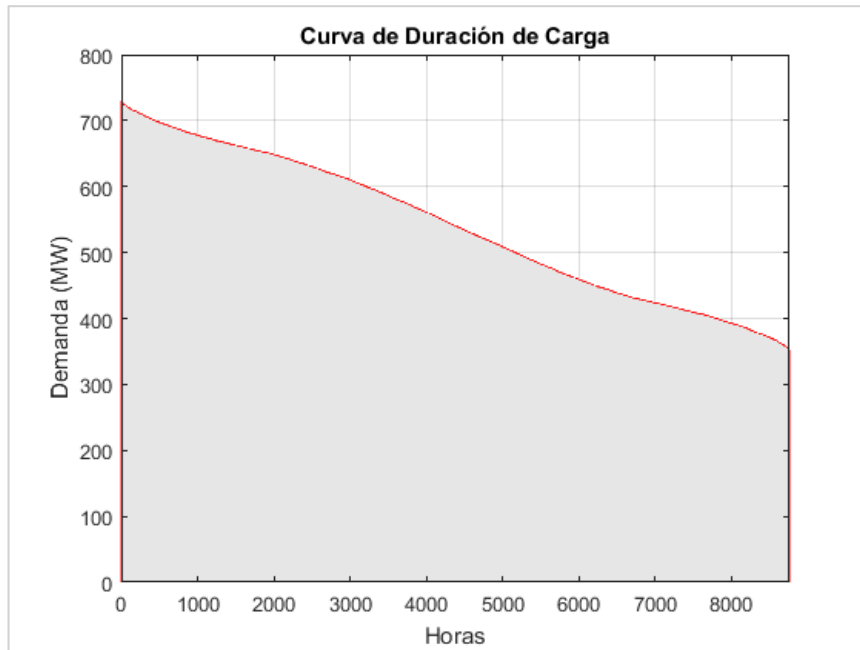
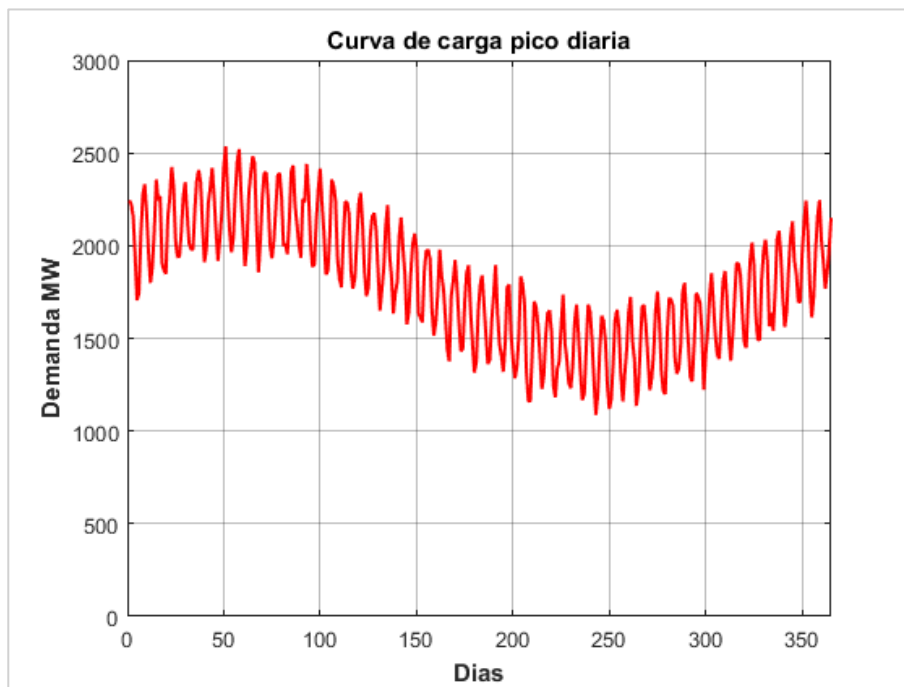


Figura 4 *Curva de demanda máxima diaria o carga horaria*



1.5.3.4 Modelo de riesgo e índices de confiabilidad para evaluación HLI

El modelo de riesgo se forma al mezclar el modelo de generación y el modelo de carga [8]. Este posibilita la comparación de opciones de diseño, la identificación de puntos críticos, la cuantificación de la confiabilidad del sistema de generación a través de índices y el establecimiento de métodos para corregir el sistema de generación [8]. Los valores de los índices de confiabilidad mínima requerida se basarán en el nivel de confiabilidad que se desee para el sistema [8]. La Tabla 2 muestra los índices de confiabilidad para un estudio en HLI.

Tabla 2 Índices de confiabilidad que se usan para la evaluación de un estudio

Índice	Significado	Descripción
LOLE	Expectativa de Perdida de Carga	Mide el número esperado de periodos por tiempo de estudio, en que tiempo no existirá reserva para atender un crecimiento de la demanda por encima del valor esperado (pronosticado).
LOLP	Probabilidad de Perdida de Carga	Mide la probabilidad de que la demanda sea mayor a la capacidad de generación disponible. Viene dado comúnmente en unidades de [tiempo/periodo de estudio].
EENS	Energía Media No Suplida	Representa la energía no suministrada en el tiempo de estudio por causa de reducción de la capacidad debido a fallas. Viene dado en unidades de [energía/periodo de estudio].
XLOL	Perdida de Carga Esperada	Estima la potencia que no podrá ser cubierta por fallas ocasionales. Viene dado en unidades de [potencia
LOLF	Frecuencia de Perdida de Carga	Es el número esperado de veces que la perdida de carga ocurre durante el periodo de estudio. Viene dado en unidades de [ocurrencia/periodo de estudio].
LOLD	Duración de Perdida de Carga	Es el número esperado de veces que la perdida de carga ocurre durante el periodo de estudio. Viene dado en unidades de [ocurrencia/ periodo de estudio].

1.5.4 Técnicas de muestreo

Las técnicas de muestreo se relacionan con el procedimiento que consiste en crear valores aleatorios para las variables de entrada del sistema (por ejemplo, estados de líneas de transmisión, fallas en los generadores o niveles de carga) a partir de sus distribuciones probabilísticas

correspondientes. El propósito es generar un historial operativo ficticio del sistema, utilizando números aleatorios para establecer cuando los componentes dejan de funcionar y cuánto tiempo requieren para ser reparados. El efecto principal de estos métodos es que posibilitan la modelación del comportamiento estocástico o probabilístico real de un sistema eléctrico, lo cual va más allá de las limitaciones de los métodos determinísticos tradicionales (como el criterio N-1) [9].

El algoritmo de simulación de Monte Carlo se emplea para implementar este proceso de muestreo. Este método examina el sistema de manera reiterada en cada iteración ya que la simulación procesa diferentes situaciones de fallo y reparación, recolectando datos estadísticos acerca del rendimiento de las unidades generadoras en relación con los requerimientos de carga [4]. De esta manera el algoritmo posibilita calcular los índices de confiabilidad mediante la observación de diversas condiciones potenciales del sistema.

La Ley de los grandes números valida este algoritmo para el modelado. Este principio de la matemática asegura que el promedio de los resultados obtenidos se aproxima al valor real esperado a medida que se incrementa el número de muestras o iteraciones en la simulación de Monte Carlo [10]. De esta forma, para que un experimento sea válido estadísticamente y sus conclusiones generalizadas sean válidas, los experimentos (o errores) deben ser independientes e idénticamente distribuidos (i. i. d.). Con esto se garantiza que los índices críticos como el EENS y el LOLE tengan una precisión estadística robusta, reduciendo la incertidumbre inherente al proceso de muestreo.

1.5.4.2 *Técnicas de muestreo de Monte Carlo.*

Según [4] las técnicas de muestreo de la simulación de Monte Carlo se clasifican principalmente en 2 categorías:

1. Los enfoques generales de simulación
2. Técnicas de reducción de varianza

La Tabla 3 muestra las diferentes técnicas que utiliza la simulación Monte Carlo según su categoría.

Tabla 3 *Técnicas de muestreo de la simulación Monte Carlo según su categoría*

Categoría	Técnicas de muestreo
Enfoques principales de Simulación	Muestreo de Estados
	Muestreo de Duración de Estados
	Muestreo de Transición de Estados del Sistema
Técnicas de Reducción de Varianza	Muestreo de Importancia
	Muestreo Estratificado
	Variables Antitéticas
	Variables de Control
	Dagger Sampling

Para el proyecto se optó por usar las técnicas de muestreo por muestreo de duración de estados de la categoría enfoques principales de simulación de la Tabla 3, esta técnica también se la denomina como simulación Monte Carlo secuencial, término que será usado durante toda la investigación.

Este método permite integrar el perfil de carga cronológico hora a hora, permitiendo la interacción entre la demanda y la generación disponible [4]. Tiene la ventaja de calcular la magnitud de la frecuencia y duración de los eventos de insuficiencia, dando un enfoque completo del riesgo y el comportamiento estocástico real del sistema de generación [4].

1.5.5 Fundamentos de las Redes de Petri

Una Red Petri es una herramienta gráfica y matemática diseñada para describir la evolución de sistemas dinámicos a través de transiciones entre estados [11]. Su fortaleza radica en la capacidad de modelar sistemas que son inherentemente concurrentes, asíncronos, distribuidos, paralelos y/o estocásticos, características presentes en la operación de un sistema de potencia [11]. Como herramienta gráfica, una Red Petri permite visualizar el comportamiento del sistema tales como diagramas de flujo, diagramas de bloque, redes y cadenas de Márkov, con la característica que su estructura gráfica es más intuitiva para ciertas aplicaciones con sincronización de eventos [11].

Por otro lado, como herramienta matemática es posible analizarla a través de ecuaciones de estado, ecuaciones algebraicas y otros modelos matemáticos [11]. La interpretación física de cada componente de la red Petri para modelar un determinado sistema están dados por:

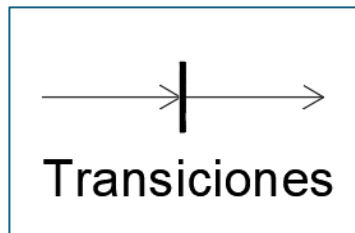
- Los Lugares son representados por círculos, indican los estados presentes a modelar en un determinado sistema. El número de lugares de una Red Petri es infinito, pero no cero [11].

Figura 5 Representación gráfica del lugar en las Redes de Petri



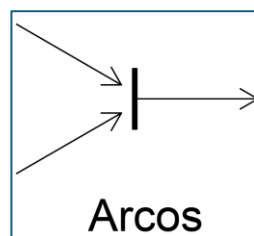
- Las Transiciones son representadas por barras, modelan los eventos que provocan un cambio de estado en el sistema a modelar. Al igual que los lugares, el número de transiciones en una red es finito, pero no cero [11].

Figura 6 *Representación gráfica de las transiciones en las Redes de Petri*



- Los Arcos son diagramas con flechas que conectan lugares y transiciones, se emplean para habilitar una transición y permitir los cambios de estado en la red e indicar la dirección en la que deben ocurrir [11].

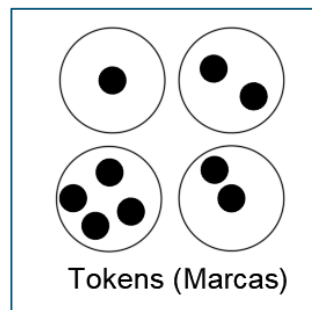
Figura 7 *Representación gráfica de los arcos en las Redes de Petri*



- Las marcas son círculos rellenos dentro de los lugares y son el componente dinámico de la red. Constituyen al elemento gráfico más importante de la Red Petri ya que permite visualizar la evolución de la red y determinar el estado de la red en un momento determinado [11].

Figura 8

Representación gráfica de las marcas en las Redes de Petri



La evolución del sistema se rige por las reglas de disparo: una transición se ‘dispara’ (el evento ocurre) solo si sus lugares de entrada tienen las marcas necesarias (las precondiciones se cumplen). Al dispararse, consume marcas de la entrada y produce marcas en los lugares de salida, moviendo el sistema a un nuevo estado.

1.5.6 Modelado de confiabilidad y estados de operación con Redes Petri

Aunque un sistema de potencia es, en gran medida, un sistema de tiempo continuo, los eventos que impactan su confiabilidad como la ocurrencia de una falla, la operación de protecciones o las acciones de restauración son eventos discretos [11]. Esta naturaleza de eventos discretos hace que las Redes Petri sean una herramienta apropiada para su modelado [11]. En el contexto de la confiabilidad, las RP permiten modelar la secuencia de operaciones de los dispositivos (como protecciones o interruptores) para evaluar la seguridad y confiabilidad del sistema ante contingencias [11].

Una aplicación de gran relevancia para el análisis de adecuación (HL1) es el uso de RP para estimar la probabilidad de los diferentes estados de operación del sistema. La literatura propone metodologías donde los estados del sistema (por ejemplo, Normal, Alerta, Emergencia, Emergencia Extrema y Restauración) se modelan directamente [11]. Un sistema en estado de

‘Emergencia’ o ‘Emergencia Extrema’, donde la demanda no es satisfecha, es análogo a un estado de ‘pérdida de carga’ en el análisis HL1 [11]. Este enfoque permite modelar explícitamente los estados de operación parcial que son el propósito de esta investigación.

Para cuantificar la confiabilidad, se emplea una extensión específica de las Redes Petri:

- Las Redes Petri Estocásticas (SPN): Se utilizan para capturar la naturaleza estocástica aleatoria de las fallas y reparaciones. Las transiciones pueden tener duraciones aleatorias (por ejemplo, tiempo hasta la falla, tiempo de reparación). Esto permite utilizar la red para calcular las estadísticas de operación y, fundamentalmente, estimar la probabilidad de que el sistema se encuentre en cada uno de los estados de operación (por ejemplo, normal, emergencia, etc.) [12].

Capítulo 2

2. Metodología.

El presente capítulo detalla la metodología que se plantea para el modelado de la confiabilidad de SEP en HL1 con el uso de las matemáticas que incorpora las Redes de Petri. La metodología que se propone se basa en la combinación de los fundamentos matemáticos: el formalismo de las Redes de Petri estocásticas (SPN) para presentar estados discretos y transiciones, y la simulación secuencial de Monte Carlo para examinar cronológicamente el sistema.

El modelo binario, operación normal o falla total, puede ser evaluado de una mejor manera, y ese es el aporte central de este trabajo. Se aplica un modelo de tres estados que incluye el estado parcial o estado degradado, lo que posibilita simular situaciones en las que las unidades funcionan con capacidad reducida antes de una falla total o una reparación. Esta perspectiva aumenta la exactitud al calcular los índices de confiabilidad para un estudio a nivel HLI.

La estructura del desarrollo metodológico, las cuales se describen a lo largo del capítulo, son:

- Modelo de confiabilidad con redes de Petri: Describe matemáticamente las transiciones, lugares y tokens que representa la dinámica de los generadores.
- Parametrización estocástica: Las tasas de transición λ y μ se parametrizan a partir de distribuciones exponenciales, las cuales son resultado de los tiempos medios de falla y reparación (MTTF y MTTR).
- Algoritmo de simulación: Se usará el entorno de MATLAB para el proceso iterativo Monte Carlo secuencial, simulando hora a hora la cronología de operación de los generadores para un periodo de estudio de 1 año.
- Cálculo de índices: Se calcularán por método analítico para determinar los índices de confiabilidad y analizar la convergencia estadística de los resultados.

2.1 Modelo de confiabilidad con redes de Petri

Para representar la dinámica operativa de los generadores, se implementa un modelo mediante las Redes de Petri estocásticas. Este método permitirá modelar los cambios de estados de un generador debido a eventos aleatorios que puedan transcurrir a lo largo del tiempo.

Para facilidad de comprensión, el modelo se describe a través de sus tres componentes fundamentales las cuales son: estructura (lugares), dinámica (transiciones) y estado actual (marcas).

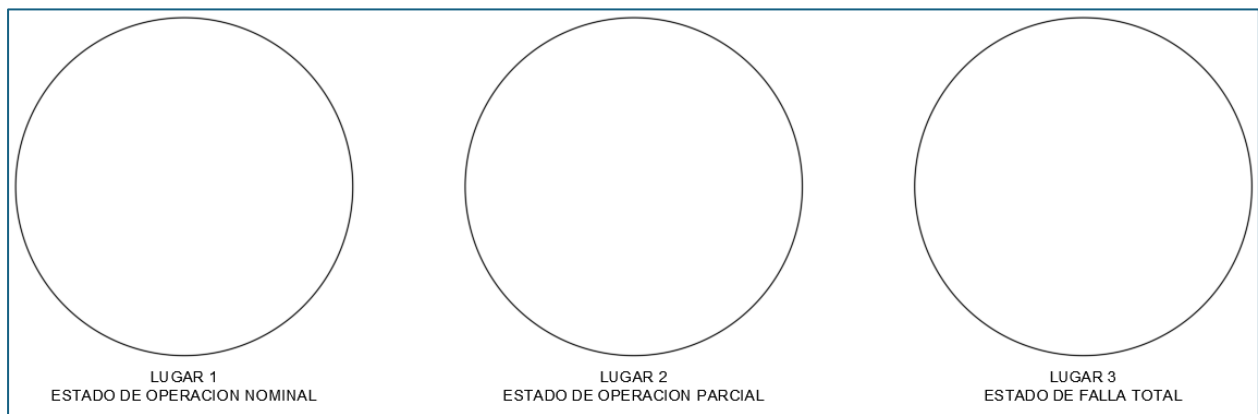
2.1.2 Estructura Topológica

Los lugares se definen como un grafo dirigido en el que cada generador tiene la posibilidad de estar en uno de tres lugares. En la simulación, mediante el entorno de MATLAB, se asignan índices numéricos a estos lugares como lo describe la Tabla 4:

Tabla 4 Descripción y representación de los lugares de cada generador en el modelo

Lugar 1 (P1): Operación Nominal	Descripción	Representación en el modelo
	El generador opera sin falla, entrega su capacidad nominal de potencia.	Este es el estado inicial deseado donde la capacidad es nominal.
Lugar 2 (P2): Operación Parcial	Descripción	Representación en el modelo
	El generador sufre una degradación, pero no deja de funcionar. Sigue entregando potencia al sistema, pero inferior a su capacidad nominal (definido en el vector de capacidades parciales).	Este es el estado que permite cuantificar la energía que todavía se puede proveer en suministrar durante contingencias menores.
Lugar 3 (P3): Estado de Falla	Descripción	Representación en el modelo
	El generador se encuentra fuera de servicio por una falla mayor. Su aporte de potencia al sistema es de 0 MW.	Este es el estado final del generador donde su capacidad es 0 MW.

Figura 9 Representación del grafica de los lugares o estados que puede estar una unidad generadora



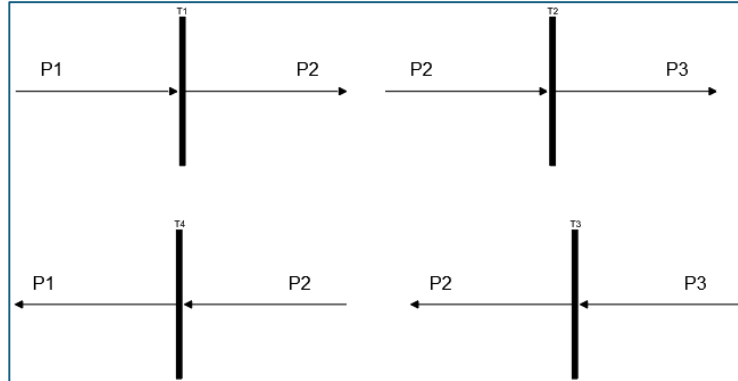
2.1.3 Dinámica del sistema

Las transiciones rigen el cambio entre estos lugares; no suceden espontáneamente. El modelo gráfico que se ha implementado incluye seis rutas posibles para la transición de estados (los arcos del grafo), tal como se describe en la Tabla 5.

Tabla 5 Descripción de las transiciones de cada generador en el modelo

Transiciones de Falla (λ)	Transiciones de Reparación (μ)
Son eventos que cambian el estado de un generador de operación nominal a uno parcial o de parcial a falla total (por ejemplo, de P1 a P2 o de P2 a P3).	Son eventos donde se restaura el equipo, cambiando su estado de falla a estado parcial o de vuelta a su operación nominal (por ejemplo, de P3 a P2 o de P2 a P1).

Figura 10 Representación gráfica de las transiciones que puede tener una unidad generadora



2.1.4 El concepto de Token y Simulación

Según la teoría de redes de Petri [11] una marca o token que se mueve entre los lugares simboliza el estado inmediato. En la simulación, cada generador posee su propio token, si el token de una unidad generadora se encuentra en el lugar P1 la simulación suma su capacidad total, por otro lado, si el token está en P3 la simulación dejara de sumar esa potencia. Luego, con la simulación Monte Carlo determina, hora por hora, el movimiento del token y comprueba si el tiempo de operación ha sobrepasado el tiempo de operación ha sobrepasado el tiempo aleatorio hasta la siguiente falla.

Figura 11 Representación gráfica de las marcas que puede tener una unidad generadora

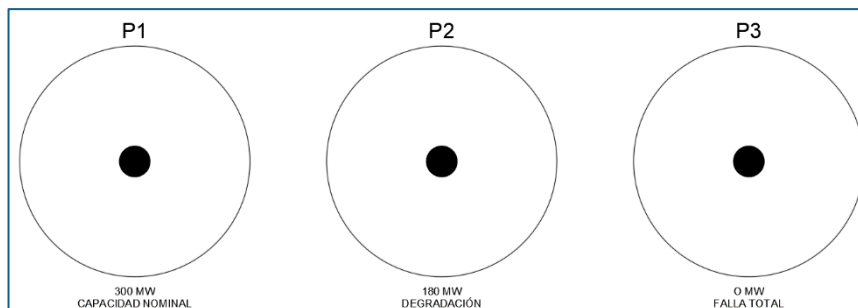
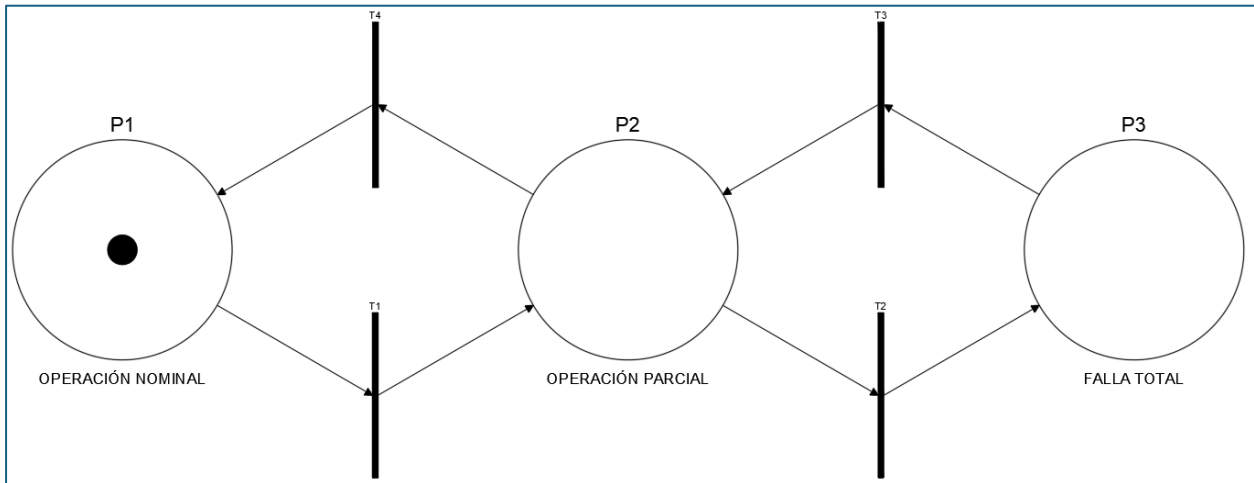


Figura 12 Grafo del modelado de 3 estados de operación para cada unidad generadora



2.2 Datos de entrada y preparación del modelo

Para comenzar con la simulación es importante identificar qué información es importante para simular el comportamiento de los generadores a lo largo del tiempo. Por ello, se establecen 2 grupos de datos: el primer dato es la información de las unidades de generación y la segunda la demanda horaria del sistema.

Para el primer grupo de datos, se consideran valores que describen la capacidad de generación y el comportamiento en la confiabilidad que tienen las unidades generadoras tales como: potencia en operación nominal, potencia en operación parcial y tiempos medios asociados a eventos de falla y recuperación (MTTF y MTTR) para cada transición de estado. Para el segundo grupo se utiliza un perfil de demanda o modelo de carga $D(t)$, con un intervalo de tiempo de estudio de un año (8760 horas).

Se realiza la recopilación de estos datos y se realiza la fase de expresar los tiempos medios de falla y reparación en tasas de transición que permitan cuantificar con qué frecuencia ocurre un

evento en el tiempo. Estas tasas son clave para definir la dinámica estocástica que se aplicara en próximas secciones dentro de la simulación.

$$\lambda = \frac{1}{MTTF} \quad (2.1)$$

$$\mu = \frac{1}{MTTR} \quad (2.2)$$

- λ representa la tasa de falla o degradación
- μ representa la tasa de reparación o recuperación
- $MTTF$ es el tiempo medio a fallar
- $MTTR$ es el tiempo medio en recuperarse

2.2.2 Modelado estocástico del comportamiento de las unidades generadoras

Calculada las tasas, el modelo representa a los generadores en varios estados, debido a que puede estar disponible, disponible parcialmente e indisponible. De este modo se define tres estados discretos:

- Estado 1: operación plena (Full)
- Estado 2: operación parcial (Parcial)
- Estado 3: falla total (Fallida)

El objetivo en esta sección del proyecto es establecer cómo cambia el estado de un generador de una hora a la siguiente hora. Para lograr ese cambio la simulación se ejecuta de forma cronológica con un intervalo de tiempo fijo: $\Delta t = 1h$. De este modo las probabilidades de transición actuarán en cada intervalo horario.

2.2.3 Conversión de tasas a probabilidades horarias de transición

La probabilidad de que ocurra al menos un evento dentro de un intervalo de tiempo Δt se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$P = 1 - e^{-r\Delta t} \quad (2.3)$$

- r representa una tasa, puede ser de falla o reparación
- Δt representa el intervalo de tiempo

Para la simulación, el intervalo o paso de tiempo se fijó para 1 h y se calculan las probabilidades por hora para cada transición de estado del modelo mediante las siguientes ecuaciones:

$$P_{FP} = 1 - e^{-\lambda_{FP}} \quad (2.4)$$

$$P_{PF} = 1 - e^{-\mu_{PF}} \quad (2.5)$$

$$P_{Pf} = 1 - e^{-\lambda_{Pf}} \quad (2.6)$$

$$P_{fP} = 1 - e^{-\mu_{fP}} \quad (2.7)$$

$$P_{Ff} = 1 - e^{-\lambda_{Ff}} \quad (2.8)$$

$$P_{fF} = 1 - e^{-\mu_{fF}} \quad (2.9)$$

- P_{FP} representa la probabilidad de cambiar del estado 1 al estado 2
- P_{PF} representa la probabilidad de cambiar del estado 2 al estado 1
- P_{Pf} representa la probabilidad de cambiar del estado 2 al estado 3
- P_{fP} representa la probabilidad de cambiar del estado 3 al estado 2
- P_{Ff} representa la probabilidad de cambiar del estado 1 al estado 3
- P_{fF} representa la probabilidad de cambiar del estado 3 al estado 1

Calcular estas probabilidades en el modelo permitirá decidir, en cada paso de tiempo, si el generador cambia de estado o permanecerá en el mismo estado.

2.2.4 Actualización de estados mediante muestreo aleatorio

Definidas las probabilidades de transición, se establece el mecanismo estocástico que simulará el comportamiento aleatorio. Para cada generador, en cada hora se genera un número aleatorio: $X \sim U(0,1)$. Luego, el valor del número aleatorio X se compara con los límites de transición del estado que se encuentre. Esto permitirá decidir el estado del generador para la siguiente hora de muestreo.

La Tabla 6 muestra las reglas de pasar o permanecer en un estado definiendo el comportamiento aleatorio que tendrá cada generador en la simulación cronológica.

Tabla 6 Reglas para pasar o permanecer en un determinado estado de operación

Generador está en el estado 1	Generador está en el estado 2	Generador está en el estado 3
Pasa a parcial si $X < P_{FP}$	Pasa a parcial si $X < P_{PF}$	Pasa a parcial si $X < P_{fF}$
Pasa a falla total si $P_{FP} < X < P_{FP} + P_{Ff}$	Pasa a falla total si $P_{PF} < X < P_{PF} + P_{Pf}$	Pasa a falla total si $P_{fF} < X < P_{fF} + P_{fP}$
Caso contrario se mantiene en el estado 1.	Caso contrario se mantiene en el estado 2.	Caso contrario se mantiene en el estado 3.

2.3 Simulación cronológica Monte Carlo del sistema

Determinado el comportamiento de cada generador, se comienza a integrar todas las unidades de generación del sistema de estudio en una simulación cronológica en un periodo de tiempo de un año. Para ello se lleva a cabo la simulación Monte Carlo secuencial, donde cada iteración representará una hora del año. El propósito es repetir en cada hora del año N repeticiones

[10] con la finalidad de que al finalizar las N repeticiones se obtenga un valor más realista a la capacidad de generación de cualquier generador en dicha hora.

El siguiente procedimiento sigue la secuencia de la simulación para cada iteración:

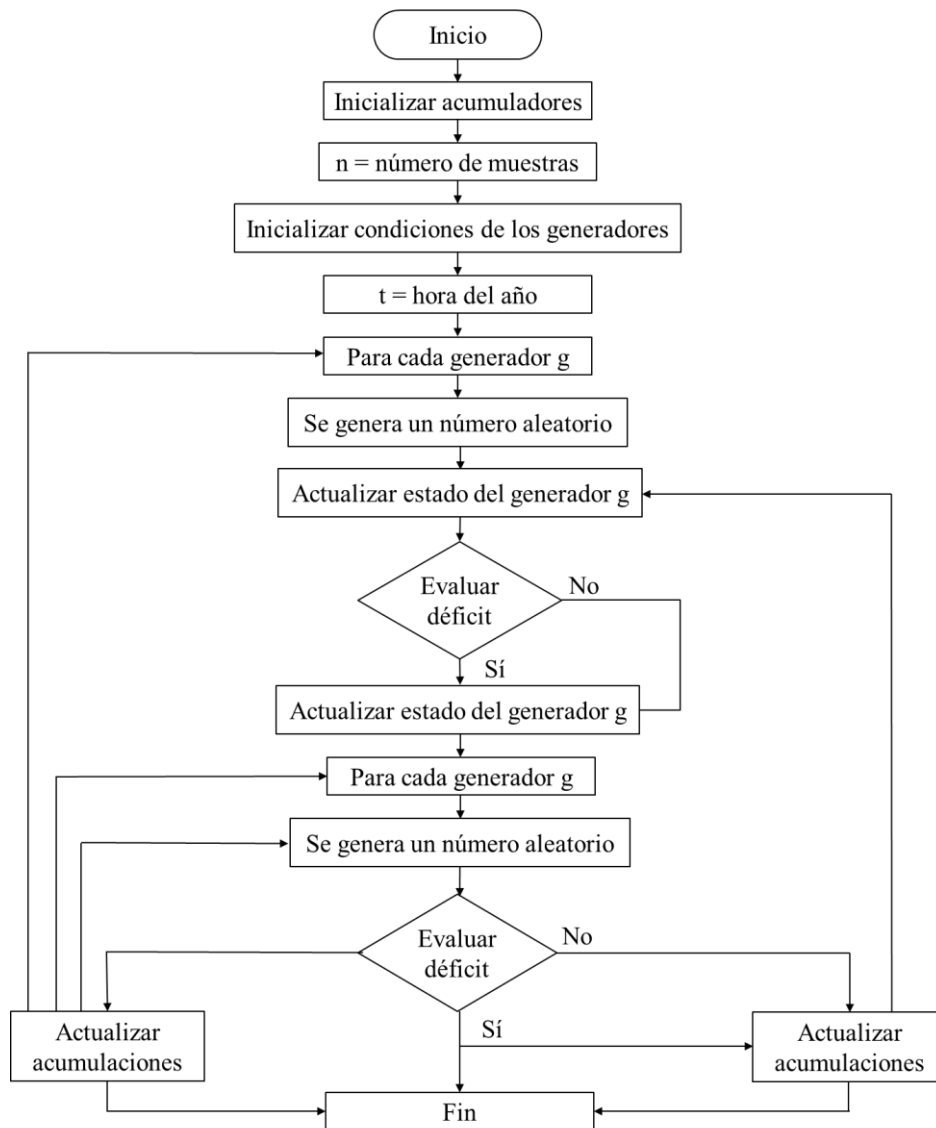
1. Se inicia asignado un estado inicial a cada unidad de generación.
2. Para cada hora $t = 1, \dots, 8760$ se actualizará el estado de cada generador mediante el criterio probabilístico que se usó en la sección 2.2.3 con ello se determina que capacidad disponible tiene en función del estado. Esto se realiza para todos los generadores del sistema y por último se calcula la potencia total disponible del sistema en esa hora mediante la siguiente ecuación:

$$C_{disp}(t) = \sum_{g=1}^G C_g(t) \quad (2.10)$$

- G representa el número de generadores del sistema
- $C_g(t)$ representa la potencia de un n generador

3. Se compara la demanda vs la generación en esa hora. Si la capacidad de generación es inferior a la demanda se considera un déficit de generación en esa hora del año.

Figura 13 Algoritmo de simulación de Monte Carlo para las unidades de generación



2.4 Cálculo de índices de confiabilidad

Al tener el registro horario de la capacidad de generación y demanda durante el año de estudio, se calcula índices que cuantifican el nivel de confiabilidad del estudio. Estos índices se obtienen por cada año que se simuló.

2.4.1 Expectativa de pérdida de carga (LOLE)

En el capítulo 1 de la sección de marco teórico se menciona que el LOLE ocurre cuando la capacidad disponible de generación es menor a la demanda, $C_{disp}(t) < D(t)$. Por lo tanto, en un año de estudio el LOLE se calcula mediante la siguiente expresión:

$$LOLE_{año} = \sum_{t=1}^{8760} 1\{C_{disp}(t) < D(t)\} \quad (2.11)$$

2.4.2 Energía no suministrada, frecuencia y duración de eventos

Para cuantificar la energía que no pudo ser suministrada por el déficit de generación en cada hora ($D(t) - C_{disp}(t)$) se tiene la siguiente expresión para poder calcularla.

$$EENS_{año} = \sum_{t=1}^{8760} \max(0, D(t) - C_{disp}(t)) \Delta t \quad (2.12)$$

Adicionalmente otro índice que se puede calcular es el LOLF la cual nos permitirá saber cuántas veces se inicia un evento de déficit de generación comparando con la demanda. Por ello, el LOLF según el marco teórico se define como el número de veces que se pasa sin déficit a con déficit de generación. Este índice se la puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$LOLF_{año} = \sum_{t=1}^{8760} 1\{C_{disp}(t) < D(t) \wedge C_{disp}(t-1) \geq D(t-1)\} \quad (2.13)$$

El ultimo índice de confiabilidad que se considera es la duración media de los eventos que se calcula relacionado el LOLE y el LOLF. La siguiente expresión calcular la duración media:

$$Duracion\ media = \frac{LOLE}{LOLF} \quad (2.14)$$

2.5 Caracterización paramétrica de estados degradados y criterios de asignación de potencia

La metodología propuesta se fundamenta en una arquitectura de modelado abierta, cuyo diseño permite incorporar niveles de degradación como parámetros de entrada y extender la discretización del modelo según criterios del usuario; con la finalidad de evaluar la confiabilidad de cualquier tipo de unidad de generación susceptible a operar en estados de degradación parcial. En el marco de este estudio la arquitectura flexible del modelado se utiliza para analizar dos sensibilidades a la primera se la puede denominar como sensibilidad paramétrica y consiste en variaciones de los niveles de degradación o margen de reserva, y como segundo escenario se tiene a la sensibilidad estructural presente al variar la representación de los estados del modelo (clásico 2 estados vs multiestado) manteniendo constante el caso de prueba para ambos modelos,

El algoritmo de Redes de Petri Estocásticas ha sido realizado con la finalidad de poder trabajar con capacidades degradadas como un variable de entrada paramétrica y no como una constante fija esto nos permite que la simulación se adapte a diversos escenarios operativos:

- Escenarios Genéricos:

El usuario puede definir las degradaciones parciales de manera arbitraria para analizar la sensibilidad del sistema seleccionado a propio gusto del usuario.

- Escenarios Específicos:

Se pueden ingresar datos de placa de fabricante o registros históricos de operación real de un sistema de potencia en específico.

El caso de prueba a diseñar en el presente capítulo está enfocado principalmente en la evaluación de la sensibilidad estructural.

2.6 Criterio teórico de asignación (Sustento de Billinton)

Para efectos de validación de la precisión de este estudio, el estado parcial se interpreta como una reducción efectiva de la capacidad causada por la indisponibilidad de subsistemas auxiliares relevantes en las unidades generadoras. Por ello la asignación de valores en los niveles de degradación no se realiza de forma arbitraria más bien siguiendo fallas típicas en subsistemas auxiliares y de su impacto en la potencia disponible [13]

Este criterio establece que las capacidades degradadas están directamente relacionadas con la redundancia los sistemas auxiliares dependiendo del tipo de generación y sea comparables entre tecnologías de generación, de manera que se evita que lógica aplicada para la asignación de degradaciones parciales se realicen sin sustento alguno.

$$C_{parcial} = C_{Full} \left(1 - \frac{\Sigma P_{aux, fallado}}{P_{total, aux}} \right)$$

2.7 Metodología para caso de prueba y validación de modelo.

2.7.1 Propósito del caso de estudio y condiciones para comparativa.

Con el propósito de validar la coherencia del modelo multiestado implementando Redes de Petri con método secuencial se configura el caso de prueba que nos permita cuantificar el impacto de la estructuración de estados mediante los índices de adecuación HL1. Para una correcta comparativa de ambos enfoques método clásico binario y modelo multiestado se aplica el mismo sistema configurado utilizando el mismo conjunto de unidades de generación, el mismo perfil cronológico de demanda anual y por supuesto los tiempos medios de falla y reparación MTTF y MTTR o tasas equivalentes si se lo requiere; debido a estas consideraciones la diferencia mostrada de ambos enfoques de atribuye principalmente a la estructura del modelo y no a cambios en los datos de entrada.

2.7.2 Elección de números de estados y niveles de degradación.

La inclinación hacia un modelo de tres estados por unidad los cuales son Operación normal, Operación parcial y falla total se debe a una relación entre la representatividad física y la complejidad del espacio de estados, desde una perspectiva física el estado de operación parcial representa condiciones reales en las que la unidad generadora puede continuar aportando potencia incluso si se encuentra limitada por fallas o indisponibilidades de subsistemas auxiliares, desde el punto de vista metodológico la inclusión de este único estado de operación parcial ya se constituye como una reestructuración mínima en los modelos, que superan la simplificación de los métodos de solo 2 estados ,además no requiere múltiples tasa específicas de degradaciones de baja ocurrencia lo cual afectaría aumentando la incertidumbre de los datos de entrada y la carga de la simulación. En este caso, los niveles de degradación parcial se asignan en base al sustento físico, relacionándolos a fallas típicas en auxiliares. De este modo, la potencia parcial no es un valor arbitrario, sino una capacidad coherente con el tipo de unidad y su arquitectura auxiliar.

Si bien la arquitectura propuesta permite extender el modelo a cuatro o más estados degradados u operación parcial, con lo cual se tendría múltiples niveles de potencia parcial, sin embargo esto requeriría parametrizaciones con más exigentes como más transiciones estocásticas, un mayor número de parámetros como tiempo de falla y reparación que se deben estimar o asumir , además de esto se requiere un mayor tamaño muestral en Monte Carlo Secuencial para de esta forma garantizar la convergencia estadística, en especial si se llegan a tener estados con baja probabilidad de ocurrencia, Debido a esto el alcance propuesto para la elaboración de este trabajo adopta una configuración de 3 estados, siendo suficiente para capturar el efecto de principal interés el cual es la degradación parcial sin llegar a una sobre parametrización del modelo.

2.7.3 Configuración del sistema de prueba IEEE RTS-96 + Billinton y consistencia con el margen de reserva

Para el caso de estudio se seleccionan tres unidades representativas basadas en el IEEE RTS-96 como base **Tabla [6]** para construir un modelo híbrido el cual integra el estándar internacional IEEE RTS-96 con la teoría de Unidades Multiestado de Billinton. Permittiéndonos evidenciar el desempeño de la simulación implementada usando variables de entrada basados en el modelo de la IEEE.

Tabla 6

Unidades Generadoras modelo IEEE RTS-96

Unidad	Potencia (MW)	Tipo de Unidad	FOR	MTTF	MTTR
G1 (U400)	400	Nuclear	0.12	1100	150
G2 (U350)	350	Coal/steam	0.08	1150	100
G3 (U155)	155	Coal/steam	0.04	960	80

Como se muestra en la **Tabla [6]** los parámetros que se establecen en este sistema de la IEEE RTS-96 están enfocados al estudio de la confiabilidad en sistemas de 2 estados sin embargo si seguimos la metodología mencionada podemos atribuir una degradación de potencia determinada en función de la arquitectura de los sistemas auxiliares de cada unidad, de esta forma basándonos en el tipo de las unidades seleccionadas le agregamos una degradación específica.

- Unidad G1 (Basada en U400):
Fallas sistemas de bombeo, resultando en una capacidad degradada del 77.5% (310 MW).
- Unidad G2 (Basada en U350):
Inoperatividad de ventiladores de tiro forzado, limitando la potencia al 50% (175 MW).
- Unidad G3 (Basada en U155):
- Baja redundancia en bombas de alimentación de caldera, operando al 51.6% (80 MW).

Una vez implementado este enfoque el cual nos permite utilizar parámetros arraigados a una realidad física de la planta. Llegamos a obtener los parámetros necesarios para la implementación de una simulación de 3 estados.

Tabla 7

Parámetros de Unidades Generadoras para caso de prueba modelo IEEE+Billinton

Unidad	Potencia (MW)	Tipo de Unidad	Parcial (MW)	FOR	MTTF -FP	MTTR -PF	MTTF -Pf	MTTF -Ff	MTTR -Ff
G1 (U400)	400	Nuclear	310	0.12	1100	1200	75	2000	150
G2 (U350)	350	Coal	175	0.08	1150	1100	50	2500	100
G3 (U155)	155	steam	80	0.04	960	1050	20	1900	80

Además de los parámetros de cada generador otra consideración respecto al sistema IEEE RTS-96 es la capacidad de generación de este sistema y su contraste al utilizar solo 3 generadores para nuestra implementación , el sistema IEEE tiene una capacidad instalada total de 3405 MW y una demanda pico anual de 2850 MW lo que nos da como referencia es el margen de reserva que para este sistema estándar nos da un aproximado de 19.5% por lo cual si queremos que los

generadores seleccionados se encuentren al mismo nivel de riesgo que el sistema completo debemos considerar utilizar el mismo o similar margen de reserva.

En nuestro caso tenemos una potencia instalada total sumando las 3 unidades seleccionadas de 905 MW por lo cual como ya conocemos el margen de reserva colocaremos en la variable de potencia base de nuestra simulación el valor de 754 MW para que el perfil de carga tenga como pico de demanda dicho valor.

Figura 13

Parametrización de potencia base en simulación basado en el Margen de reserva

```
%% =====  
% SECCIÓN 2: ESCENARIO Y DEMANDA  
% =====  
Potencia_Base_MW = 754;  
try  
    load('loadprofile.mat');  
    if exist('Demanda_Anuale', 'var') == 0, error('Var not found'); end
```

Establecida la potencia base del sistema y definido el perfil de demanda horaria anual, junto con la asignación de parámetros para cada unidad generadora, ya se dispone de un caso de estudio completamente parametrizado. Sobre esta configuración se procede a ejecutar la simulación de Monte Carlo secuencial, mediante la cual se construyen historias anuales con resolución hora a hora permitiendo la cuantificación de los indicadores de confiabilidad, así como frecuencia y duración de los eventos de déficit de potencia. En el capítulo siguiente se desarrollará el análisis de los resultados, donde se examina en primera instancia la convergencia estadística de las simulaciones y la coherencia interna del modelo propuesto, para posteriormente contrastar el desempeño del modelo multiestado frente al enfoque binario. La comparación se resume mediante una tabla que reporta los índices LOLE y EENS en ambos enfoques. Adicionalmente, el enfoque

secuencial multiestado permite estimar la frecuencia y la duración media de eventos de déficit, métricas que no están disponibles en métodos no secuenciales. Esta comparación cuantifica directamente la sensibilidad estructural evidenciando cuánto cambian los índices de adecuación cuando la misma unidad deja de interpretarse como una unidad que solo opera normal y falla pasando a permitir un estado intermedio con potencia reducida.

Capítulo 3

3. Resultados y Análisis

En este capítulo se exponen los resultados derivados del caso de prueba especificado en el Capítulo 2. El tratamiento de estos resultados se estructura en tres fases consecutivas: primero, se verifica la estabilidad estadística evaluando la convergencia del estimador; segundo, se comprueba la consistencia del modelo mediante métricas de indisponibilidad forzada (FOR); y tercero, se reportan y comparan los índices de adecuación HL1-LOLE, EENS, frecuencia y duración de los eventos- obtenidos tanto con modelo binario como con el modelo multiestado. Esta secuencia metodológica garantiza que los resultados extraídos sean de estadísticamente estables y coherentes con la formulación teórica.

3.1 Análisis de convergencia estadística- técnica de muestreo (Monte Carlo secuencial)

Para obtener estimaciones estables de los índices de confiabilidad LOLE, EENS, frecuencia y duración, se ejecutó la simulación de Monte Carlo secuencial de $N = 20\ 000$ años. En cada interacción se calcula el LOLE anual, y se actualiza de manera progresiva el promedio acumulado mediante la expresión $LOLE(N) = (1/N) \cdot \sum LOLE_i$. Como se aprecia en la **Figura [14]**, el promedio acumulado converge y sus variaciones disminuyen a medida que crece N , lo cual es consistente con la reducción del error estadístico proporcional a $1/\sqrt{N}$. Para este caso se adoptó $N=20\ 000$ para asegurar una convergencia práctica del estimador; adicionalmente, se reporta el criterio de detención basado en la estabilidad del estimador, en específico se evalúa el error relativo del LOLE (Error-rel (LOLE)) entre tamaños muestrales consecutivos N y $N - \Delta N$. De esta forma cuando el error relativo de este índice se mantiene por debajo de un umbral durante varios puntos se justifica de manera cuantitativa que $N=20\ 000$ es suficiente para alcanzar estimaciones robustas. [14]

Figura 14

Resultado convergencia de índice LOLE

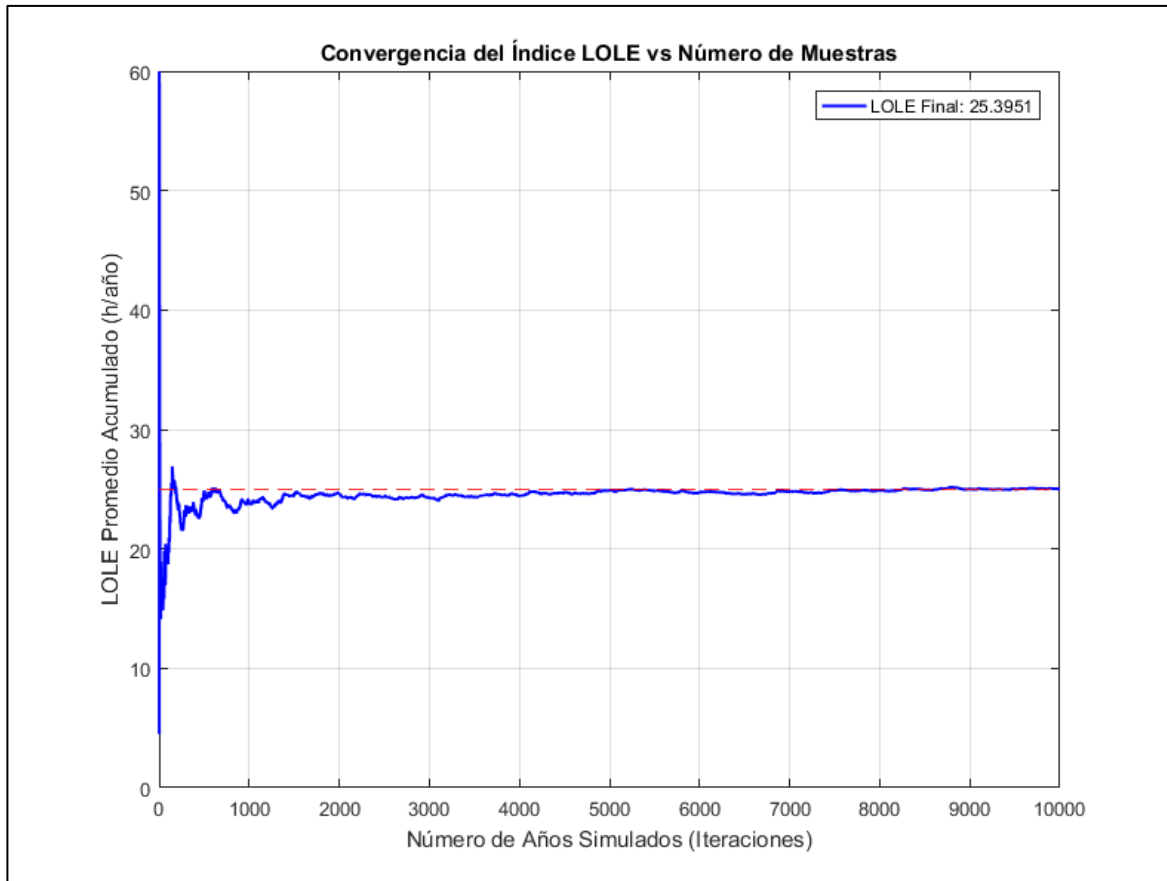


Figura 15

Error Relativo del estimador Error-rel(LOLE)

=== TABLA DE CONVERGENCIA LOLE (ErrorRel y CV) ===				
N	LOLE_mean	LOLE_prev	ErrorRel_pct	CV
1000	26.934	NaN	NaN	1.7762
2000	25.791	26.934	4.4298	1.7661
3000	25.032	25.791	3.0355	1.8146
4000	25.388	25.032	1.4045	1.7834
5000	25.083	25.388	1.2153	1.7736
6000	24.79	25.083	1.1856	1.7867
7000	24.615	24.79	0.70716	1.7792
8000	24.597	24.615	0.074413	1.7708
9000	24.596	24.597	0.006381	1.777
10000	24.502	24.596	0.38388	1.7633
11000	24.511	24.502	0.039129	1.7622
12000	24.435	24.511	0.31038	1.7666
13000	24.427	24.435	0.033144	1.7704
14000	24.497	24.427	0.28512	1.7713
15000	24.471	24.497	0.10488	1.7748
16000	24.605	24.471	0.54249	1.7876
17000	24.575	24.605	0.12323	1.7914
18000	24.584	24.575	0.037394	1.7896
19000	24.724	24.584	0.5678	1.7904
20000	24.679	24.724	0.18256	1.7889

3.2 Consistencia de lógica de Petri implementada.

Con el fin de verificar la coherencia de la lógica de transición implementada en la Red de Petri, realizamos una comparativa de la indisponibilidad de cada generador usando el FOR (Forced Outage Rate) simulado respecto al valor teórico derivado de los parámetros MTTF y MTTR. Para cada unidad el FOR se estimó como el cociente entre las horas en estado no disponibles y el total de las horas simuladas. En la **Tabla [8]** se muestra la comparativa entre los valores teóricos y los entregados por la simulación además del error relativo, en esta comparativa se evidencia una desviación menor al 1 %, lo que respalda la correcta implementación del modelo estocástico utilizado. [15]

Figura 16

Resultado FOR simulado para comparativa

>>> VALIDACIÓN 1: COMPARATIVA DE INDISPONIBILIDAD (IEEE RTS-96)			
Gen	Falla Total (%)	Falla Parcial (%)	FOR TOTAL (%)
1	0.412%	4.253%	4.665%
2	0.234%	3.446%	3.680%
3	0.127%	2.546%	2.673%

Tabla 8

Comparación del FOR teórico y simulado por generador.

Unidad de Generación	FOR Teórico %	FOR Simulado %	Error Relativo
G1 (U400)	4.69	4.665	0.53 %
G2 (U350)	3.65	3.682	0.88 %
G3 (U155)	2.69	2.673	0.99 %

3.3 Análisis índices de confiabilidad.

Como resultado de la simulación multiestado que se implementó se tiene a los índices de confiabilidad del sistema parametrizado de acuerdo a el caso de prueba propuesto; los índices producto de la simulación se muestran en la **Figura [17]**, estos resultados fueron LOLE de 25,3951 horas/año, EENS de 2136.87 MWh/año, frecuencia 2,8499 fallas/año y una Duración media de 8,91 hora.

Figura 14

Resultado Índices de confiabilidad – Caso de estudio IEE-Billinton

REPORTE FINAL DE CONFIABILIDAD (HL1 - PETRI)	
Muestras Simuladas:	20000 muestras
Potencia Base:	754.00 MW
LOLE (Esperado):	25.3951 horas/año
EENS (Energía):	2136.87 MWh/año
Frecuencia:	2.8499 fallas/año
Duración Media:	8.91 horas/falla

Un dato revelador del estudio en este caso de prueba es la duración media de las interrupciones 8,91 horas este valor nos permite evaluar el impacto y la influencia de los tiempos medio de reparación (MTTR) asignados. Debido a la implementación de metodología secuencial el modelo evidencia que al presentarse un cambio de estado de unidades grandes y encontrarse en estado de falla parcial o total la recuperación no se realiza de manera rápida y se encuentra con horas pico debido al perfil de demanda implementado. Este resultado nos confirma que los tiempos de reparación es un factor muy importante en la indisponibilidad del sistema puesto a prueba. Esto demuestra que la capacidad metodológica implementada de las redes de Petri estocásticas nos permite identificar debilidades estructurales en la planificación de la expansión de la generación que métodos simplificados podrían pasar por alto.

3.4 Comparativa modelo binario vs modelo multiestado.

Para permitirnos cuantificar el impacto de la incorporación del estado de operación parcial y de aplicar una simulación de tipo secuencial usando Redes de Petri se compararon los resultados del enfoque clásico de solo 2 estados equivalente una cadena de Márkov de tiempo continuo. En

este contraste se mantuvieron los mismos datos del caso de prueba planteado y se restringió el modelo a solo dos estados por unidad de generación, para asegurar de esta forma la equivalencia conceptual. El modelo clásico de 2 estados se evaluó mediante Montecarlo no secuencial, y estudia de forma independiente el estado de cada generador (operación normal o falla total) para cada hora del perfil de demanda, mantiene parámetros como los tiempos medios de falla y reparación y también la potencia base definido en el caso de prueba. Sin embargo, al realizarse la comparativa con el modelo clásico no secuencial ya se presentan diferencias importantes como el no poder reportar la frecuencia de eventos ni la duración de los mismos, debido a que no se considera la cronología de las fallas y reparaciones por lo cual la comparativa se centra en los índices LOLE y EENS. La **Tabla [9]** presenta la comparación numérica de los índices de confiabilidad del modelo clásico. En la comparativa realizada el modelo clásico reporta un LOLE de 40.0887 h/año y el EENS presenta un valor de 3281.68 MWh/año. Esta diferencia cuantitativa es consistente con la estructuración del modelo clásico ya que al no presentar de manera explícita la operación parcial tiende a tomar como una falla total todas las condiciones de operación de la unidad de generación que no sean una operación normal incluso cuando en la realidad esta puede presentar una potencia reducida. Como consecuencia de esto el modelo clásico interpreta al sistema de forma severa y ante cualquier evento manda al generador a 0 MW. A diferencia del modelo multiestado el cual captura de forma más explícita el efecto de degradación de las unidades de generación, debido a esto la diferencia observada es una clara evidencia que el enfoque multiestado entrega una estimación más representativa al considerar la degradación de potencia.

Tabla 9*Comparativa 2 estados vs 3 estados aplicada al mismo sistema IEE+Billinton*

	2 estados (Binario)	3 estados (Multiestado)	Δ (%)
LOLE (h/año)	40.0887	25.3951	- 36.65%
EENS (MWh/año)	3281.68	2136.87	-34.89 %
Frecuencia (fallas/año)	N/A	2.8499	N/A
Duración media (horas/falla)	N/A	8.91	N/A

Frecuencia y duración de fallas solo se estiman en simulaciones secuenciales; el modelo clásico de 2 estados comparado aquí se implementa mediante una simulación no secuencial, por lo que esas métricas no son comparables.

3.5 Análisis de sensibilidad – impacto de margen de reserva

Para profundizar un poco y validar la robustez del modelo de redes de Petri también realizamos un análisis de sensibilidad de los índices ante cambios en las condiciones de operación se realizó un estudio del comportamiento incrementando el Margen de Reserva del 20% al 35%. Esta modificación nos permite evidenciar como responde la adecuación del sistema y como la simulación desarrollada es capaz de cuantificar el beneficio ante un aumento en el margen de reserva, los resultados obtenidos para el análisis de sensibilidad se muestran en la **Tabla [10]**.

Tabla 10

Resultados del análisis de sensibilidad respecto al margen de reserva.

Índice	Reserva 20%	Reserva 35%	Mejora
LOLE (h/año)	25,3951	14,7051	42,1 %
EENS (MWh/año)	2136,87	752,00	64,8 %

Los resultados muestran una reducción monótona en los índices LOLE y EENS al incrementar la reserva por ejemplo al pasar de 20% a 35% de reserva, el índice EENS disminuye un 64,8% de forma paralela el LOLE pasa de 25,3951 a 14,7051 h/año, este comportamiento es una evidencia adicional que demuestra la capacidad de la simulación para utilizar la capacidad del excedente para cubrir los estados degradados basados en la teoría de Billinton , cuando la unidad U400 MW cambia de estado y se coloca en estado parcial el algoritmo de la simulación interpreta el nuevo margen de reserva de 35 % es suficiente para evitar que la demanda supere a la potencia suministrada, esto también se logra capturar gracias a implementación de la simulación secuencial que es realizada hora a hora.

En cuanto al desempeño de la simulación se puede manifestar que el algoritmo implementado no solo entrega un número, sino que es receptivo a las mejoras y cambios en las condiciones de operación, además al entregarnos los índices de confiabilidad nos permite que la toma de decisiones e interpretación tenga una base infundada con una interpretación más arraigada a la realidad en caso de ser utilizado por un operador del sistema.

3.6 Análisis de balance de potencia: Generación vs demanda

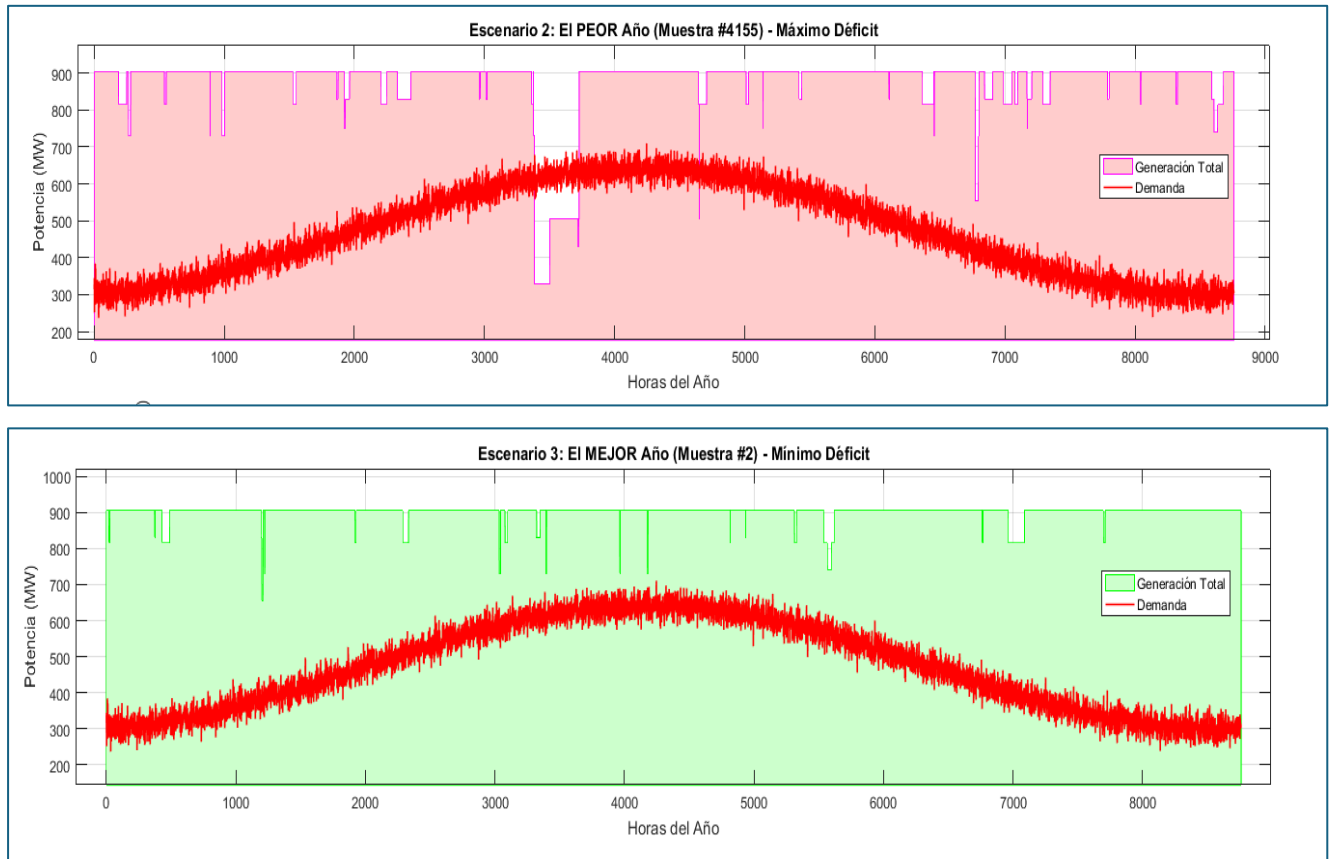
Además de la obtención de los índices de confiabilidad en esta sección se presentan los resultados de la simulación cronológica para interpretar físicamente la comparativa entre la capacidad de generación disponible frente al perfil anual de demanda utilizado La **Figura [18]** nos

muestra esta comparativa en 2 escenarios representativos e importantes para el estudio de los sistemas de generación los cuales son el año con el mayor déficit de generación y el año con el menor déficit , los cuales se seleccionaron de manera automática a partir de los resultados del cálculo masivo de la simulación.

Al interpretar las curvas de generación total versus demanda podemos visualizar claramente los efectos de la implementación de un modelo multiestado , en la simulación implementada la cual incorpora estos estados degradados se ven reflejados en la gráfica como descensos escalonados de la potencia disponible, estos descensos evidenciados corresponden a las fallas en los sistemas auxiliares lo cuales fueron tomados para el caso de prueba presentado esto nos confirma que la implementación del modelo multiestado fue implementado de manera correcta y además nos ayuda a entender de manera grafica como se mantiene el suministro en condiciones parciales y se reduce el impacto de las contingencias en él o los sistemas puesto a prueba en la simulación. Incluso si realizamos un análisis detallado de la **Figura [6]** podemos observar que la distancia vertical de la curva de generación y la curva de demanda representan el margen de reserva rodante disponible en cada instante de tiempo, interpretando que el sistema opera con un margen adecuado en gran parte del año evidenciando la consistencia de la capacidad instaladas y una adecuada robustez operativa frente a variaciones en la demanda del sistema.

Figura 18

Escenarios representativos-Demanda vs Generación.



3.7 Discusión de resultados-síntesis e implicaciones

La evaluación de la confiabilidad de sistemas de potencia enfocados al nivel jerárquico HL1 mediante Redes de Petri Estocásticas y Monte Carlo Secuencial, permite discutir acerca de los resultados no solo de los índices de confiabilidad, sino también en términos de la interpretación operativa. De acuerdo con el marco teórico, la incorporación del estado parcial permite la representación explícita de degradaciones que los enfoques clásicos suelen simplificar, lo que afecta la estimación del riesgo cuando la capacidad de generación es muy relevante.

En la primera parte de los resultados nos enfocamos en verificar la fidelidad de la simulación y la consistencia de esta, mediante de una validación interna se implementó una

comparativa de las tasas de salidas Forzada FOR para las 3 unidades de generación (U400, U350, U155), los errores relativos obtenidos fueron inferiores al 0.3% lo que constituye una evidencia clara de que la convergencia de la simulación estocástica hacia valores analíticos es coherente a la parametrización de los tiempos medios MTTF y MTTR y una prueba de la precisión algorítmica implementada, demostrando así que la Red de Petri demuestra una capacidad superior para gestionar las transiciones entre estados Full, Parcial y Falla, y manteniendo una coherencia matemática en cada uno de los 8760 intervalos horarios simulados.

En cuanto a la interpretación de los índices globales del sistema el análisis de la sensibilidad de la reserva mostro que al pasar de un escenario base (20%) a un escenario optimizado revela el comportamiento que tiene el sistema viéndose reflejado en la reducción de índices como el LOLE que se reduce de 25,3951 h/año a 14,7051 h/año y el EENS de 2136.87 MWh/año a 752,00 MWh/año. Este comportamiento es consistente con la interpretación esperada entre margen de capacidad y adecuación. Además, el valor de 14,70 h/año se encuentra perfectamente dentro de los rangos reportados para sistemas con pocas unidades de gran potencia; si bien los estándares de planificación esperan valores por debajo de 10 h/año la literatura técnica del IEEE reconoce que para sistemas como el caso de prueba implementado al tener pocas unidades de gran escala como el de la unidad G1 de 400 MW la concentración de riesgo aumenta viéndose reflejado en un aumento natural de los índices de confiabilidad. Un hallazgo relevante gracias a la naturaleza secuencial de nuestra simulación es que para el caso de prueba el impacto que tiene la Duración media de fallas que tiene un valor de 8,91 horas/falla, mientras que la ocurrencia de los eventos apenas fue 2,85 fallas/año, y deja en evidencia que la severidad del riesgo se explica mejor por la persistencia de los eventos que por la cantidad. Esto sugiere que los tiempos medios de reparación

MTTR prolongados provocan que aumente la probabilidad de mantener un déficit de generación durante bloques de demanda alta, este tipo de comportamiento es mencionado en [14] donde se expresa que la confiabilidad de un sistema de potencia no depende solo de la capacidad instalada, sino depende también de la agilidad de recuperación. La simulación multiestado nos permite cuantificar la capacidad de recuperación que tienen los sistemas de potencia algo que otros métodos clásicos como los de convolución no tienen la capacidad de procesar.

La simulación también permite analizar escenarios representativos como lo son iteraciones con mayor y menor déficit estimado, a partir del comportamiento de las curvas de demanda y generación disponible. Los eventos de pérdida de carga se logran identificar cuando la generación disponible es superada por la demanda, esta brecha determina la contribución horaria para cuantificar la severidad de los eventos y ser representado mediante el EENS, reflejando si el sistema se encuentra en un estrés muy severo y con el latente riesgo de interrupciones, mientras que el tiempo continuo del sistema en déficit contribuye al LOLE. Esta interpretación nos facilita relacionar si los eventos obtenidos tienen una coherencia entre la representación gráfica y los indicadores o índices. la simulación secuencial es la que nos permite capturar estos eventos de manera precisa y no solo contabilizar la ocurrencia de estos eventos sino interpretar la persistencia de cada uno dichos eventos.

Estos resultados describen el comportamiento esperado del sistema en adecuación HL1 y la parametrización asumida, los resultados deben leerse como estimaciones probabilísticas del riesgo condicionadas a los parámetros de tiempos medios MTTF y MTTR y al perfil de demanda, no como una predicción explícita de ocurrencia anual. Para aplicaciones en otros sistemas, es indispensable ajustar los MTTF y MTTR con datos reales y especificar la degradación en el estado parcial mediante la potencia que puede suministrar la unidad de generación al encontrarse en

estado de operación parcial y las transiciones asociadas; además establecer la hipótesis de independencia entre unidades es decir, que las fallas y reparaciones de cada generador se modelan sin considerar fallas comunes o dependencias externas, e incluso es importante la discretización temporal adoptada por ejemplo, $\Delta t=1h$ ya que esta define la conversión de tasas a probabilidades por intervalo y, por tanto, influye en la estimación de LOLE y EENS.

Capítulo 4

4.1 Conclusiones y recomendaciones

4.1.1 Conclusiones

En esta sección se presentan las conclusiones derivadas de la validación de este proyecto integrador. En conjunto, los resultados demuestran que el formalismo matemático de la Redes de Petri supera la simplificación bivalente típica del nivel HL1, permitiendo una representación más fiel de la realidad operativa de una central de generación.

- Los resultados del caso de prueba confirman que el modelo implementado usando Redes de Petri Estocásticas es adecuado para la representación de unidades de generación multiestado dentro del análisis HL1. Esta representación supera la simplificación de los métodos tradicionales, y nos permite una evaluación más precisa del riesgo en los sistemas eléctricos de potencia que afectan de manera directa la capacidad disponible del sistema.
- En el diseño comparativo del modelo clásico frente al modelo propuesto en el cual se utilizó la misma parametrización en cuanto a los datos de entrada como MTTF y MTTR, el modelo multiestado reportó LOLE= 25,3951 h/año y EENS= 2136,87 MWh/año, mientras que el modelo clásico reportó LOLE= 40.0887h/año y EENS=3281.68 MWh/año; en contraste se tiene que en la incorporación del estado parcial reduce la estimación de LOLE un 36.65 % y para EENS 34.89 % en términos relativos , evidenciando que el enfoque clásico puede sobreestimar el déficit energético déficits cuando se hace relevante la operación parcial, la diferencia evidenciada se interpreta como el efecto del nivel de detalle del modelo implementado, no como una mejora del sistema.
- Además de reportar los índices de confiabilidad del sistema, el enfoque secuencial permite analizar el comportamiento del sistema en pasos de una hora y caracterizar eventos de pérdida de carga en términos de ocurrencia, duración y severidad, En particular, el índice

EENS refleja el déficit total del sistema, de esta forma la simulación captura simultáneamente la magnitud del déficit (MW) y su persistencia (h), En consecuencia, la simulación presentada aporta información útil para evaluar escenarios de exigencia de demanda y se presenta como un apoyo en discusiones de reserva, mantenimiento e inversión en generación, en especial cuando existen degradaciones parciales.

- Respecto al alcance del estudio realizado este mismo corresponde a una adecuación en HL1 y entrega estimaciones probabilísticas del riesgo latentes mediante los índices de confiabilidad del sistema y parámetros puesto a prueba en la simulación, por lo tanto, sus resultados no deben interpretarse como una predicción exacta de la ocurrencia del déficit anual del sistema puesto a prueba, se deben considerar a los indicadores entregados por la simulación como promedios estadísticos y realizar la parametrización de los tiempos medios de falla y reparación con datos históricos, además para su uso aplicado, considerar verificaciones complementarias como por ejemplo variando los niveles de degradación de las unidades generadoras y tamaño muestral a fin de asegurar que los resultados sean representativos del sistema puesto a prueba.

4.1.2 Recomendaciones

Una vez finalizada los anteriores capítulos del proyecto integrador, centrada en el modelado HL1 mediante Redes de Petri, se obtienen las siguientes recomendaciones primordiales para la continuidad y el fortalecimiento del estudio de confiabilidad en sistemas de potencia:

- Se recomienda extender el uso del formalismo de las Redes de Petri hacia el Nivel Jerárquico 2 (HL2), integrando el modelado del sistema de transmisión. Esto permitiría evaluar como las restricciones de flujo de potencia y las contingencias en las líneas afectan

la adecuación del sistema, superando la limitación del presente estudio que asume una red de transporte ideal.

- Se recomienda incluir en el modelo transiciones que representan planes de mantenimiento programado. En esta fase se priorizo el mantenimiento correctivo (fallas), pero incluir el preventivo permitiría una estimación aún más precisa de la disponibilidad real de las unidades a largo plazo.
- Para futuros estudios, se sugiere la implementación de Redes de Petri Coloreadas para diferenciar tipos de fuentes de generación (renovables vs. convencionales). Esta técnica facilitaría el análisis de la variabilidad estocástica de recursos como el eólico y solar, abordando la limitación de este trabajo que se enfoca en tasas de falla y reparación constantes.

Referencias

- [1] A. N. d. I. N. Unidas, «"Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible",» A/RES/70/1, Nueva York, 2015.
- [2] E. Universo, «"Apagones causaron pérdidas por casi \$ 2.000 millones en 2024, según el Banco Central",» *Diario El Universo*, pp. 10-11, 15 abril 2025.
- [3] F. Montes Suay, "Procesos Estocásticos para Ingenieros: Teoría y Aplicaciones", Burjassot: Universitat de València, 2007.
- [4] R. Billinton y W. Li, *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*, Nueva York: Springer Science+Business Media, 2010.
- [5] R. Gonzalez, «Confiabilidad de los sistemas de potencia,» Valera, Estado Trujillo, Venezuela, 2021.
- [6] M. S. Alvarez Alvarado, *"Evaluación de la confiabilidad de los Sistemas de Potencia", Diapositivas de clase, Materia: Confiabilidad de los Sistemas de Potencia*, Guayaquil: Escuela Superior Politecnica del Litoral, 2025.
- [7] N. A. AZIZ SAMAAN, «Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Genetic Algorithms,» Tesis de Doctorado (Ph.D.), Texas A&M University, College Station, TX, 2004.
- [8] M. Maldonado y J. Pachari, «"Evaluación de la confiabilidad del Sistema de Generación del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano",» Tesis de Grado, Universidad de Cuenca, Cuenca, 2011.
- [9] R. E. Salao Paredes, J. F. Masache Masache y C. Mera Gencon, «"Análisis de contingencia del sistema nacional interconectado",» Escuela Superior Politecnica del Litoral (Espol), Guayaquil, 2006.

- [10] P. N. Roldan, «Economipedia,» 07 junio 2017. [En línea]. Available: <https://economipedia.com/definiciones/ley-los-grandes-numeros.html>. [Último acceso: 13 octubre 2025].
- [11] R. O. González, G. G. González, J. Escobar y R. Y. Barazarte, «"Applications of Petri Nets in Electric Power Systems",» de *2014 IEEE Central America and Panama Convention (CONCAPAN XXXIV)*, Ciudad de Panamá, 2014.
- [12] M. Bernardo y J. Hillston, "Formal Methods for Performance Evaluation", Bertinoro, Italia: Springer, 2007.
- [13] R. Billinton y R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, New York, NY: Plenum Press, 1996.
- [14] Endrenyi, «Reliability Modeling in Electric Power Systems,» 1980.
- [15] A. B. a. R. N. Allan, «Reliability Evaluation of Power Systems,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, 1999.

Anexos

```

%% SCRIPT DE TESIS FINAL: SIMULACIÓN DE CONFIABILIDAD HL1 CON SPN
% -----
%% OBJETIVO:
%   Simular la confiabilidad de un sistema HL1 (Generación vs Demanda)
%   usando un Modelo de 3 Estados por generador (Full / Parcial / Falla)
%   implementado mediante lógica tipo Red de Petri Estocástica (SPN),
%   y Monte Carlo SECUENCIAL
% INCLUYE:
%   1) Visualización de la estructura Petri (evidencia teórica / topología)
%   2) Demo opcional "Token Game" para validación conceptual
%   3) Simulación masiva Monte Carlo (N años) con trayectoria secuencial
%   4) Validaciones: FOR, log de eventos, convergencia
%   5) Gráficas comparativas: año cualquiera, peor año, mejor año
% -----

clear all; clc; close all;

%% =====
% SECCIÓN 0: VISUALIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA PETRI (EVIDENCIA TEÓRICA)
% =====
% PROPÓSITO:
%   Mostrar la topología (lugares y transiciones) del modelo de 3 estados
%   en forma de grafo, como evidencia de la estructura SPN utilizada.
%   Esto NO afecta el cálculo Monte Carlo; es solo visual/explicativo.

fprintf('Generando representación gráfica de la Red de Petri...\n');

Lugares = {'P1_Full', 'P2_Parcial', 'P3_Falla'};
s = [1 2 2 3 1 3];
t = [2 1 3 2 3 1];

G_Petri = digraph(s, t, [], Lugares);
figure('Name', 'Topología Petri', 'Color', 'w');

try
    p = plot(G_Petri, 'Layout', 'force');
    p.NodeColor = [0.7 0.7 0.7];
    p.MarkerSize = 10;
    try p.EdgeLabel = {'T1','T2','T3','T4','T5','T6'}; catch, end
catch
    warning('La función digraph/plot falló (versión antigua). Saltando gráfico.');
```

end

```

title('RED DE PETRI ESTOCÁSTICA (3 ESTADOS)');
axis off;

% Matriz de Incidencia
%C = [-1  1  0  0 -1  1;
%      1 -1 -1  1  0  0;
%      0  0  1 -1  1 -1];

%disp('=== EVIDENCIA TEÓRICA: MATRIZ DE INCIDENCIA (C) ===');
%disp(C);
disp('Presione una tecla para iniciar la simulación...');
pause();

%% =====
% SECCIÓN 1: PARÁMETROS DE ENTRADA (DEFINICIÓN DEL SISTEMA)
% =====
% PROPÓSITO:

```

```

% Definir el tamaño del experimento Monte Carlo y los datos eléctricos:
% - # años simulados (muestras)
% - horizonte temporal (8760 horas)
% - capacidades en Full y Parcial
% - tasas MTTF/MTTR para cada transición entre estados (IEEE RTS-96)
%
% IMPORTANTE:
% Este script es SECUENCIAL: el estado en la hora t depende del estado t-1.
% (A diferencia del binario NO secuencial, que muestrea independiente por hora)

N_muestras = 10000;
Horas_Año = 8760;
N_Generadores = 3;

% Capacidad disponible si el generador está en FULL (MW)
Cap_F = [400, 350, 155];
% Capacidad disponible si el generador está en PARCIAL (MW)
Cap_P = [310, 175, 80];

% TASAS MTTF/MTTR (IEEE RTS-96 / Billinton):
% Full -> Parcial (FP) y Parcial -> Full (PF)
% Parcial -> Falla (Pf) y Falla -> Parcial (fP)
% Full -> Falla (Ff) y Falla -> Full (fF)
%
% Nota: en el modelo binario solo se usa Full <-> Falla total (Ff / fF)
% TASAS (IEEE RTS-96 / Billinton)
MTTF_FP = [1100, 1150, 960]; MTTR_PF = [48, 40, 24];
MTTF_Pf = [1200, 1100, 1050]; MTTR_fP = [75, 50, 20];
MTTF_Ff = [20000, 25000, 19000]; MTTR_fF = [150, 100, 80];
% Conversión a tasas por hora: lambda (fallas) y mu (reparaciones)
lambda_FP = 1./MTTF_FP; mu_PF = 1./MTTR_PF;
lambda_Pf = 1./MTTF_Pf; mu_fP = 1./MTTR_fP;
lambda_Ff = 1./MTTF_Ff; mu_fF = 1./MTTR_fF;

% PROBABILIDADES
% Probabilidades por paso (aprox. por hora):
% P = 1 - exp(-tasa) -> prob de que ocurra el evento en la hora
% (equivalente a discretizar un proceso exponencial por pasos horarios)
P_FP = 1 - exp(-lambda_FP); P_PF = 1 - exp(-mu_PF);
P_Pf = 1 - exp(-lambda_Pf); P_fP = 1 - exp(-mu_fP);
P_Ff = 1 - exp(-lambda_Ff); P_fF = 1 - exp(-mu_fF);

%% =====
% SECCIÓN 2: ESCENARIO Y DEMANDA
% =====
% PROPÓSITO:
% Construir la curva de demanda horaria (MW) para todo el año.
% Esta demanda será comparada contra la capacidad disponible total del sistema.
%
% NOTA:
% Se intenta cargar un perfil real (loadprofile.mat).
% Si falla, se crea una demanda sintética en porcentaje y se escala por la base.
Potencia_Base_MW = 754;
try
    load('loadprofile.mat');
    % Validación mínima: se espera Demanda_Anuual (%)
    if exist('Demanda_Anuual', 'var') == 0, error('Var not found'); end
catch
    warning('Generando demanda simulada...')

```

```

t_idx = (1:Horas_Anio)';
% Demanda sintética en porcentaje (0-100%), con estacionalidad + ruido
Demanda_Anual = 40 + 45*(sin(2*pi*(t_idx-2000)/Horas_Anio)+1)/2 + randi
(Horas_Anio,1)*3;
Demanda_Anual(Demanda_Anual>100)=100; Demanda_Anual(Demanda_Anual<0)=0;
end
% Escalamiento de demanda a MW
Demanda_Anual_MW = (Demanda_Anual/100) * Potencia_Base_MW;

% Matriz de mantenimiento (si se activa, fuerza estado de falla)
% Aquí se deja en ceros para validar primero el componente estocástico puro
Mantenimiento_Calendarario = zeros(N_Generadores, Horas_Anio);
% Mantenimiento_Calendarario(1, 3000:3499) = 1;

%% =====
% SECCIÓN EXTRA: MODO DEMO "TOKEN GAME" (OPCIONAL)
% =====
% PROPÓSITO:
%   Mostrar de forma animada cómo un "token" (el estado) cambia entre FULL,
%   PARCIAL y FALLA según un número aleatorio U y probabilidades simplificadas.
%
% IMPORTANTE:
%   Esta demo es didáctica. Usa probabilidades amplificadas (40%, 10%, etc.)
%   para que el usuario vea transiciones. No representa magnitudes reales.

Respuesta = questdlg('¿Ver animación Token Game (Un solo generador)?', 'Validación',
'Sí', 'No', 'No');

if strcmp(Respuesta, 'Sí')
    h_fig_demo = figure('Name', 'ANIMACIÓN: TOKEN GAME EN DETALLE', 'Color', 'w',
'Position', [50 50 1000 700]);

    % Panel superior para el gráfico (70% altura)
    subplot('Position', [0.05 0.35 0.9 0.6]);
    axis([0 10 0 10]); axis off; hold on;

    % --- 1. DIBUJAR LUGARES (ESTADOS) ---
    % Coordinadas Centrales: Full(5, 8), Parcial(8, 4), Falla(2, 4)
    % Radio visual aprox 0.5

    % FULL (Arriba Centro)
    rectangle('Position', [4.5 7.5 1 1], 'Curvature', [1 1], 'EdgeColor', 'k',
'LineWidth', 2);
    text(5, 7.3, 'FULL', 'HorizontalAlignment', 'center', 'FontWeight', 'bold');

    % PARCIAL (Derecha Abajo)
    rectangle('Position', [7.5 3.5 1 1], 'Curvature', [1 1], 'EdgeColor', 'k',
'LineWidth', 2);
    text(8, 3.3, 'PARCIAL', 'HorizontalAlignment', 'center', 'FontWeight', 'bold');

    % FALLA (Izquierda Abajo)
    rectangle('Position', [1.5 3.5 1 1], 'Curvature', [1 1], 'EdgeColor', 'k',
'LineWidth', 2);
    text(2, 3.3, 'FALLA', 'HorizontalAlignment', 'center', 'FontWeight', 'bold');

    % --- 2. DIBUJAR 6 TRANSICIONES (FLECHAS CON QUIVER PARA ALINEACIÓN) ---
    % Usamos quiver para coordenadas exactas. (X, Y, dX, dY)

    % Ajustes finos para que salgan del borde del circulo y lleguen al borde

```

```

% T_FP (Full -> Parcial): Diagonal Derecha
quiver(5.4, 7.6, 2.1, -3.5, 0, 'MaxHeadSize', 0.1, 'Color', [0.4 0.4 0.4],
'LineWidth', 1.5);
text(6.8, 6.2, 'T_{FP}--T_{PF}', 'Color', 'k', 'FontSize', 9);

% T_PF (Parcial -> Full): Diagonal Derecha Regreso (Offset)
%quiver(7.9, 4.5, -2.5, 3.0, 0, 'MaxHeadSize', 0.1, 'Color', [0.6 0.6 0.6]
'LineWidth', 1, 'LineStyle', ':');

% T_Pf (Parcial -> Falla): Horizontal Izquierda (Arriba)
quiver(7.5, 4.2, -5.0, 0, 0, 'MaxHeadSize', 0.08, 'Color', [0.4 0.4 0.4],
'LineWidth', 1.5);
text(5, 4.4, 'T_{Pf}--T_{fP}', 'Color', 'k', 'FontSize', 9);

% T_fP (Falla -> Parcial): Horizontal Derecha (Abajo)
% quiver(2.5, 3.8, 5.0, 0, 0, 'MaxHeadSize', 0.08, 'Color', [0.6 0.6 0.6]
'LineWidth', 1, 'LineStyle', ':');
%text(5, 3.5, 'T_{fP}', 'Color', 'k', 'FontSize', 9);

% T_Ff (Full -> Falla): Diagonal Izquierda
quiver(4.6, 7.6, -2.1, -3.5, 0, 'MaxHeadSize', 0.1, 'Color', [0.4 0.4 0.4],
'LineWidth', 1.5);
text(3.2, 6.2, 'T_{Ff}--T_{fF}', 'Color', 'k', 'FontSize', 9);

% T_fF (Falla -> Full): Diagonal Izquierda Regreso (Offset)
%quiver(2.1, 4.5, 2.5, 3.0, 0, 'MaxHeadSize', 0.1, 'Color', [0.6 0.6 0.6]
'LineWidth', 1, 'LineStyle', ':');

% --- 3. ELEMENTOS DINÁMICOS ---
h_token = plot(5, 8, 'o', 'MarkerSize', 22, 'MarkerFaceColor', 'r',
'MarkerEdgeColor', 'k');
h_estado_txt = text(5, 9, 'ESTADO: FULL', 'HorizontalAlignment', 'center',
'FontSize', 12, 'Color', 'b', 'FontWeight', 'bold');

% --- 4. PANEL DE HISTORIAL (uicontrol listbox) ---
uicontrol('Style', 'text', 'Position', [50 200 900 20], 'String', 'REGISTRO DE
EVENTOS (LOG)', 'FontWeight', 'bold', 'BackgroundColor', 'w');
% Encabezado manual
uicontrol('Style', 'text', 'Position', [50 180 900 15], ...
'String', ' Hora | Estado Actual | Posibles Futuros (Prob) | Rand(U)
Decisión | EVENTO FINAL', ...
'FontName', 'Courier New', 'FontSize', 9, 'BackgroundColor', [0.9 0.9 0.9]);

h_listbox = uicontrol('Style', 'listbox', 'Position', [50 20 900 160], 'String',
{}), 'FontName', 'Courier New', 'FontSize', 9, 'BackgroundColor', [1 1 1]);

% --- 5. BUCLE DE ANIMACIÓN ---
Estado_Visual = 1; % 1=Full
Tiempo_Simulado = 0;

% Simulamos 10 eventos
for i = 1:10
% Protección: Si cierran la ventana, paramos el bucle
if ~ishandle(h_fig_demo), break; end

pause(2.0); % Pausa para leer
if ~ishandle(h_fig_demo), break; end

% Probabilidades G1 (Amplificadas para el demo para que se vea acción)
% En la realidad son 0.000XX, aquí usamos valores demo

```

```

U = rand();
Evento_Str = '';
Decision_Str = '';
Posibles_Str = '';
Estado_Actual_Str = '';
Nuevo_Estado = Estado_Visual;

switch Estado_Visual
    case 1 % FULL
        Estado_Actual_Str = 'FULL  ';
        Posibles_Str = 'Parcial(40%) o Falla(10%)';

        if U < 0.4
            Nuevo_Estado = 2;
            Decision_Str = 'U < 0.40';
            Evento_Str = '>>> CAMBIO A PARCIAL';
        elseif U < 0.5
            Nuevo_Estado = 3;
            Decision_Str = 'U < 0.50';
            Evento_Str = '>>> CAMBIO A FALLA';
        else
            Evento_Str = 'Mantiene Estado';
            Decision_Str = 'U > 0.50';
        end

    case 2 % PARCIAL
        Estado_Actual_Str = 'PARCIAL';
        Posibles_Str = 'Full(40%) o Falla(10%)  ';
        if U < 0.4
            Nuevo_Estado = 1;
            Decision_Str = 'U < 0.40';
            Evento_Str = '>>> REPARADO A FULL';
        elseif U < 0.5
            Nuevo_Estado = 3;
            Decision_Str = 'U < 0.50';
            Evento_Str = '>>> EMPEORA A FALLA';
        else
            Evento_Str = 'Mantiene Estado';
            Decision_Str = 'U > 0.50';
        end

    case 3 % FALLA
        Estado_Actual_Str = 'FALLA  ';
        Posibles_Str = 'Full(60%) o Parcial(20%)  ';
        if U < 0.6
            Nuevo_Estado = 1;
            Decision_Str = 'U < 0.60';
            Evento_Str = '>>> REPARADO A FULL';
        elseif U < 0.8
            Nuevo_Estado = 2;
            Decision_Str = 'U < 0.80';
            Evento_Str = '>>> REPARADO A PARCIAL';
        else
            Evento_Str = 'Mantiene Estado';
            Decision_Str = 'U > 0.80';
        end

end

end

% Actualizar Tiempo

```

```

Tiempo_Simulado = Tiempo_Simulado + randi([10, 50]);

% --- ACTUALIZAR GRÁFICO ---
if Nuevo_Estado == 1
    set(h_token, 'XData', 5, 'YData', 8, 'MarkerFaceColor', 'g');
    set(h_estado_txt, 'String', 'ESTADO: FULL', 'Color', [0 0.5 0]);
elseif Nuevo_Estado == 2
    set(h_token, 'XData', 8, 'YData', 4, 'MarkerFaceColor', 'y');
    set(h_estado_txt, 'String', 'ESTADO: PARCIAL', 'Color', [0.8 0.6 0]);
elseif Nuevo_Estado == 3
    set(h_token, 'XData', 2, 'YData', 4, 'MarkerFaceColor', 'r');
    set(h_estado_txt, 'String', 'ESTADO: FALLA', 'Color', 'r');
end

% --- ACTUALIZAR HISTORIAL (FORMATO SOLICITADO) ---
% Hora | Estado Actual | Posibles | Rand | Decisión | Evento
Log_Line = sprintf(' %04d | %s | %-24s | %.2f | %-8s | %s', ...
    Tiempo_Simulado, Estado_Actual_Str, Posibles_Str,
Decision_Str, Evento_Str);

Antiguo_Historial = get(h_listbox, 'String');
set(h_listbox, 'String', [Antiguo_Historial; {Log_Line}], 'Value', length(
Antiguo_Historial)+1);

Estado_Visual = Nuevo_Estado;
end

if ishandle(h_fig_demo)
    msgbox('Animación finalizada. Presione OK para continuar.', 'Fin Demo');
    uiwait(gcf);
    if ishandle(h_fig_demo), close(h_fig_demo);end
end
end

%% =====
% SECCIÓN 4: CÁLCULO MASIVO (MONTE CARLO)
% =====
%PROPÓSITO:
% Simular N_muestras "años" completos (8760 h cada uno).
% Para cada muestra:
% - se evoluciona el estado de cada generador hora a hora (con memoria)
% - se calcula la capacidad disponible total del sistema
% - se compara contra la demanda y se acumulan métricas HL1
%
% SALIDAS PRINCIPALES (PROMEDIOS):
% LOLE_FINAL [h/año] horas con pérdida de carga
% EENS_final [MWh/año] energía no suplida esperada
% Frecuencia_final[f/año] número de eventos de pérdida de carga
% Duracion_final [h/evento] LOLE/Frecuencia
%
% SALIDAS DE VALIDACIÓN:
% - LOLE_Convergencia(n): convergencia del estimador vs #muestras
% - Log_Eventos_Muestral: bitácora de cambios de estado (año 1)
% - FOR_Total_Calc: indisponibilidad observada por estados (parcial + falla)

LOLE_acumulado = 0;
EENS_acumulado = 0;
Frecuencia_acumulada = 0;

```

```

LOLE_Convergencia = zeros(1, N_muestras);
Log_Eventos_Muestral = {};

% Contadores globales de horas por estado (para FOR empírico)
Horas_Estado_Falla_Total = zeros(1, N_Generadores);
Horas_Estado_Parcial = zeros(1, N_Generadores);

% Variables para capturar 3 escenarios (para gráficas):
% - Peor año: máximo EENS
% - Mejor año: mínimo EENS
% - Año cualquiera: se guarda la muestra 1
Max_EENS = -1; % Para el Peor Año
Min_EENS = inf; % Para el Mejor Año
Historial_Gen_Peor = zeros(Horas_Anio, 1);
Historial_Gen_Mejor = zeros(Horas_Anio, 1);
Historial_Gen_Muestral = zeros(Horas_Anio, 1); % Para un Año Cualquiera (El primero)
Idx_Peor = 0;
Idx_Mejor = 0;

fprintf('Iniciando cálculo masivo...\n');

for n = 1:N_muestras
    % Estado inicial del año: todos los generadores parten en FULL (estado=1)
    Estado_Generadores = [1, 1, 1];
    % Acumuladores por año simulado
    Horas_Falla = 0; % LOLE anual (horas con déficit)
    EENS_anio = 0; % EENS anual (MWh = MW * 1h)
    Fallas_anio = 0; % frecuencia anual (conteo de eventos)
    en_falla = false;

    % Buffer temporal para guardar la curva de generación de ESTE año
    Curva_Gen_Actual = zeros(Horas_Anio, 1);

    if mod(n, 1000) == 0, fprintf('..Muestra %d\n', n); end

    for t = 1:Horas_Anio
        Cap_Dispon = 0; % capacidad total disponible en la hora t (MW)
        Demanda = Demanda_Anual_MW(t); % demanda en la hora t (MW)

        % Evolución de estados por generador (SPN discretizada por hora)
        for g = 1:N_Generadores
            Estado_Anterior = Estado_Generadores(g);

            % Lógica de Transición (Petri)
            % Si hay mantenimiento en esa hora: se fuerza a falla (estado=3)
            if Mantenimiento_Calendario(g,t)==1
                Estado_Generadores(g)=3;
            else
                % Variable aleatoria U para decidir transición de estado
                U = rand();
                % Lógica de transición (equivalente a disparos Petri):
                % Estado 1 (Full): puede caer a Parcial o a Falla
                % Estado 2 (Parcial): puede volver a Full o empeorar a Falla
                % Estado 3 (Falla): puede repararse a Full o a Parcial
                switch Estado_Generadores(g)
                    case 1
                        if U < P_FP(g), Estado_Generadores(g)=2;
                        elseif U < (P_FP(g)+P_Ff(g)), Estado_Generadores(g)=3;end
                    case 2
                        if U < P_PF(g), Estado_Generadores(g)=1;

```

```

        elseif U < (P_PF(g)+P_Pf(g)), Estado_Generadores(g)=3;end
    case 3
        if U < P_fF(g), Estado_Generadores(g)=1;
        elseif U < (P_fF(g)+P_fP(g)), Estado_Generadores(g)=2;end
    end
end

% Acumulación para FOR
% Contabilización de horas por estado (para FOR empírico)
if Estado_Generadores(g) == 3
    Horas_Estado_Falla_Total(g) = Horas_Estado_Falla_Total(g) + 1;
elseif Estado_Generadores(g) == 2
    Horas_Estado_Parcial(g) = Horas_Estado_Parcial(g) + 1;
end

% Log eventos (Solo muestra 1 para bitácora)

if n == 1 && Estado_Generadores(g) ~= Estado_Anterior
    Nombre_Est = {'Full', 'Parcial', 'Falla'};
    Msg = sprintf('Hora %04d | Gen %d: %s -> %s', t, g, ...
        Nombre_Est{Estado_Anterior}, Nombre_Est{
{Estado_Generadores(g)}});
    Log_Eventos_Muestral = [Log_Eventos_Muestral; {Msg}];
end

% Suma de capacidad del sistema según el estado actual
if Estado_Generadores(g)==1
    Cap_Dis = Cap_Dis + Cap_F(g);
elseif Estado_Generadores(g)==2
    Cap_Dis = Cap_Dis + Cap_P(g);
end

end

% Guardar trayectoria de generación (para gráficas del año)
Curva_Gen_Actual(t) = Cap_Dis;

% Evaluación del Sistema
%Evaluación HL1: pérdida de carga si la generación no cubre la demanda
if Cap_Dis < Demanda
    Horas_Falla = Horas_Falla + 1;
    EENS_anio = EENS_anio + (Demanda - Cap_Dis);
    % Frecuencia: se incrementa solo al inicio de un evento (borde)
    if ~en_falla, Fallas_anio = Fallas_anio + 1;end
    en_falla = true;
else
    en_falla = false;
end

end

% Acumulación global (para promediar al final)
LOLE_acumulado = LOLE_acumulado + Horas_Falla;
EENS_acumulado = EENS_acumulado + EENS_anio;
Frecuencia_acumulada = Frecuencia_acumulada + Fallas_anio;

% Convergencia del estimador LOLE (promedio acumulado hasta la muestra n)
LOLE_Convergencia(n) = LOLE_acumulado / n;

% --- LÓGICA DE CAPTURA DE ESCENARIOS ---
% 1. Año Cualquiera (Usamos el primero, n=1)
if n == 1
    Historial_Gen_Muestral = Curva_Gen_Actual;

```

```

end

% 2. Peor Año (Máximo EENS)
if EENS_anio > Max_EENS
    Max_EENS = EENS_anio;
    Idx_Peor = n;
    Historial_Gen_Peor = Curva_Gen_Actual;
end

% 3. Mejor Año (Mínimo EENS)
if EENS_anio < Min_EENS
    Min_EENS = EENS_anio;
    Idx_Mejor = n;
    Historial_Gen_Mejor = Curva_Gen_Actual;
end

end

% RESULTADOS FINALES PROMEDIO
LOLE_FINAL = LOLE_acumulado / N_muestras;
EENS_final = EENS_acumulado / N_muestras;
Frecuencia_final = Frecuencia_acumulada / N_muestras;
Duracion_final = 0; if Frecuencia_final > 0, Duracion_final =
LOLE_FINAL/Frecuencia_final; end

%% =====
% SECCIÓN 8: REPORTE DE RESULTADOS Y GRÁFICAS DE VALIDACIÓN
% =====
% PROPÓSITO:
%   Calcular promedios finales y presentar:
%   - índices HL1 (LOLE, EENS, frecuencia, duración)
%   - validación de indisponibilidad (FOR empírico por estados)
%   - evidencia de secuencia (log de cambios)
%   - convergencia del estimador
%   - comparación gráfica de 3 escenarios (año cualquiera, peor, mejor)
fprintf('\n===== \n');
fprintf('      REPORTE FINAL DE CONFIABILIDAD (HL1 - PETRI)          \n');
fprintf('===== \n');
fprintf('Muestras Simuladas: %d muestras\n', N_muestras);
fprintf('Potencia Base: %.2f MW\n', Potencia_Base_MW);
fprintf('----- \n');
fprintf('LOLE (Esperado):      %.4f horas/año\n', LOLE_FINAL);
fprintf('EENS (Energía):      %.2f MWh/año\n', EENS_final);
fprintf('Frecuencia:          %.4f fallas/año\n', Frecuencia_final);
fprintf('Duración Media:      %.2f horas/falla\n', Duracion_final);
fprintf('----- \n');
fprintf('ESCENARIOS DETECTADOS PARA GRÁFICAS:\n');
fprintf(' 1. Un Año Cualquiera (Muestra #1)\n');
fprintf(' 2. El Peor Año (Muestra #%d) -> EENS = %.2f MWh\n', Idx_Peor, Max_EENS);
fprintf(' 3. El Mejor Año (Muestra #%d) -> EENS = %.2f MWh\n', Idx_Mejor, Min_EENS);
fprintf('----- \n');

% --- VALIDACIÓN 1: FOR INDIVIDUAL ---
fprintf('\n>>> VALIDACIÓN 1: COMPARATIVA DE INDISPONIBILIDAD (IEEE RTS-96)\n');
fprintf('Gen | Falla Total (%) | Falla Parcial (%) | FOR TOTAL (%) \n');
fprintf('---|-----|-----|----- \n');
Total_Horas_Sim = N_muestras * Horas_Anio;
P_Falla_T = (Horas_Estado_Falla_Total / Total_Horas_Sim) * 100;
P_Falla_P = (Horas_Estado_Parcial / Total_Horas_Sim) * 100;
FOR_Total_Calc = P_Falla_T + P_Falla_P;

```

```

for g=1:N_Generadores
    fprintf('  %d |    %6.3f%    |    %6.3f%    |    %6.3f%%\n' ...
           g, P_Falla_T(g), P_Falla_P(g), FOR_Total_Calc(g));
end

% --- VALIDACIÓN 2: LOG DE EVENTOS ---
fprintf('\n>>> VALIDACIÓN 2: EVIDENCIA DE SECUENCIA PETRI (Muestra Año 1)\n');
if isempty(Log_Eventos_Muestral)
    fprintf('  (No hubo eventos registrados)\n');
else
    ToShow = min(15, length(Log_Eventos_Muestral));
    for i=1:ToShow, fprintf('  %s\n', Log_Eventos_Muestral{i}); end
end

% --- VALIDACIÓN 3: GRÁFICA DE CONVERGENCIA ---
figure('Name', 'Validación de Convergencia Monte Carlo', 'Color', 'w');
plot(1:N_muestras, LOLE_Convergencia, 'b-', 'LineWidth', 1.5);
grid on;
title('Convergencia del Índice LOLE vs Número de Muestras');
xlabel('Número de Años Simulados (Iteraciones)');
ylabel('LOLE Promedio Acumulado (h/año)');
legend(['LOLE Final: ' num2str(LOLE_FINAL, '%.4f')]);
hold on;
line([1 N_muestras], [LOLE_FINAL LOLE_FINAL], 'Color', 'r', 'LineStyle', '--');

% --- VALIDACIÓN 4 - COMPARATIVA DE ESCENARIOS ---
figure('Name', 'Comparativa de Escenarios: Generación vs Demanda', 'Color', 'w');

% Subplot 1: Un Año Cualquiera
subplot(3, 1, 1);
area(Historial_Gen_Muestral, 'FaceColor', [0.8 0.9 1], 'EdgeColor', 'b'); hold on;
plot(Demanda_Anual_MW, 'r', 'LineWidth', 1.2);
title('Escenario 1: Un Año Cualquiera (Muestra #1)');
xlabel('Horas del Año'); ylabel('Potencia (MW)');
legend('Generación Total', 'Demanda'); grid on; xlim([1 8760]);
ylim([0 max(Cap_F)*1.5]); % Ajuste de escala

% Subplot 2: El Peor Año (Crítico)
subplot(3, 1, 2);
area(Historial_Gen_Peor, 'FaceColor', [1 0.8 0.8], 'EdgeColor', 'm'); hold on;
plot(Demanda_Anual_MW, 'r', 'LineWidth', 1.2);
title(['Escenario 2: El PEOR Año (Muestra #' num2str(Idx_Peor) ') - Máximo Déficit']);
xlabel('Horas del Año'); ylabel('Potencia (MW)');
legend('Generación Total', 'Demanda'); grid on; xlim([1 8760]);
ylim([0 max(Cap_F)*1.5]);

% Subplot 3: El Mejor Año (Estable)
subplot(3, 1, 3);
area(Historial_Gen_Mejor, 'FaceColor', [0.8 1 0.8], 'EdgeColor', 'g'); hold on;
plot(Demanda_Anual_MW, 'r', 'LineWidth', 1.2);
title(['Escenario 3: El MEJOR Año (Muestra #' num2str(Idx_Mejor) ') - Mínimo
Déficit']);
xlabel('Horas del Año'); ylabel('Potencia (MW)');
legend('Generación Total', 'Demanda'); grid on; xlim([1 8760]);
ylim([0 max(Cap_F)*1.5]);

```