

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

*Evaluación de la confiabilidad en la micro red de la Isla San Cristóbal  
considerando el efecto envejecimiento sobre paneles fotovoltaicos y  
turbinas eólicas.*

**PROYECTO DE TITULACIÓN**

Previo la obtención del Título de:

**MAGÍSTER EN ELECTRICIDAD, MENCIÓN SISTEMAS  
ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Presentado por:

Jonathan Gabriel Castro Freijó

Segundo Eloy Robles Contreras

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2024

## **DEDICATORIA**

Al creador de todos, por brindarme la oportunidad de existir, a mis padres a mi hermano y a mi querido sobrino por animarme a seguir cumpliendo mis metas, a mi novia y a mi hermosa hija que siempre me motivan a superarme. Y en especial a mi abuela que mientras estuvo entre nosotros siempre me inculco a ser una persona de bien y con valores.

**Jonathan Castro**

## DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico a: Ing. Segundo Eloy Robles Castro, mi padre, que, junto a la Dra. María del Rosario Contreras, mi madre, han sido un pilar fundamental en mi época académica, profesional y a lo largo de mi vida.

Mis hermanas, Valeria Yamel Robles Contreras y Emily Paola Robles Contreras, que han estado presente en mi crecimiento personal, académico y profesional.

Por último, a mis abuelos que siempre han mostrado interés en mi crecimiento y con orgullo comentan de mi a sus personas más cercanas.

**Segundo Robles**

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a todos los profesores de esta maestría quienes con mucho ahínco nos transmitieron sus conocimientos, a mi gran amigo y compañero de clases que con su dedicación y paciencia nos motivaron a desarrollar este tema innovador que deseamos sea aplicado en todos los proyectos eléctricos de nuestro País. También agradecer a mi prestigiosa universidad, que siempre nos hace sentir como en casa.

**Jonathan Castro**

## **AGRADECIMIENTOS**

Mi más sincero agradecimiento a: Mis padres, que me han llenado de facilidades dentro y fuera del ámbito académico, que han realizado un constante seguimiento a mi vida para aconsejarme con los mejores deseos y, por último, a su apoyo y confianza. A mis amigos, con los que he llenado mi vida de gratos recuerdos. A mí, por seguir adelante a pesar de cualquier circunstancia, por no rendirme y demostrar mis capacidades de no darme por vencido y ser constante en mi rendimiento.

**Segundo Robles**

## DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Jonathan Gabriel Castro Freijó y Segundo Eloy Robles Contreras* damos nuestro consentimiento para que la ESPOI realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

.....  
Jonathan Gabriel Castro Freijo, Ing.  
Autor 1

.....  
Segundo Eloy Robles Contreras, Ing.  
Autor 2

# EVALUADORES

.....  
**MANUEL SEBASTIAN ALVAREZ**  
**ALVARADO, PhD.**  
TUTOR

.....  
**FERNANDO VACA URBANO, MSc.**  
REVISOR

## RESUMEN

Este proyecto se centra en la ejecución de un estudio de confiabilidad en sistemas de potencia, analizando sus proyecciones futuras con y sin la consideración del envejecimiento de sus componentes. Como caso de estudio, se selecciona la Isla San Cristóbal, parte de las Islas Galápagos, que presenta índices de confiabilidad bajos a causa, en parte, de la notable carencia de análisis relacionados con la confiabilidad en sistemas de potencia. A través de la evaluación de los dos escenarios que abordan el envejecimiento de los elementos del sistema, este estudio busca resaltar la relevancia de dicho factor en la confiabilidad del sistema a corto y largo plazo. Se espera que los hallazgos no solo contribuyan al entendimiento de la dinámica de confiabilidad en entornos insulares, sino que también proporcionen una base sólida para el desarrollo de planes estratégicos que mejoren la infraestructura eléctrica de la región.

Con el fin de llevar a cabo lo antes mencionado, se utilizarán enfoques estados de operatividad y tasas de transición específicas para cada componente del sistema. A su vez, el análisis se basará en el método de cadena de Márkov, complementado con la generación de escenarios aleatorios a través del método de Montecarlo no secuencial. El objetivo es obtener índices que permitan realizar un estudio de confiabilidad de grado HLII, evidenciado a lo largo del desarrollo de este documento.

Como resultado, se obtienen los años críticos donde la disponibilidad de los elementos supera sus valores mínimos tolerables y donde la confiabilidad del sistema supera sus índices máximos permitidos para el número y duración esperada de corte de carga. Es así como se concluye la relevancia de integrar el envejecimiento de los componentes en los sistemas de potencia al realizar análisis de confiabilidad. Esta consideración permite evaluar la disponibilidad de los elementos a lo largo del tiempo, facilitando la identificación de áreas y momentos críticos que requieren intervención. De este modo, se habilita la planificación y ejecución efectiva de estrategias con el objetivo de salvaguardar la confiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico de la Isla San Cristóbal. Esta perspectiva no solo contribuye a minimizar riesgos y fallos, sino que también optimiza la gestión de recursos para garantizar un servicio energético sostenible.

## **ABSTRACT**

*This project focuses on conducting a reliability study in power systems, analyzing their future projections with and without considering the aging of their components. As a case study, San Cristobal Island, part of the Galapagos Islands, is selected, which presents low reliability indices largely due to the notable lack of analyses related to reliability in power systems. Through the evaluation of two scenarios that address the aging of system elements, this study aims to highlight the importance of this factor in the reliability of the system in both the short and long term. The findings are expected to contribute not only to the understanding of reliability dynamics in island environments but also to provide a solid foundation for the development of strategic plans that improve the electrical infrastructure of the region.*

*In order to carry out the aforementioned objectives, operational state approaches and specific transition rates for each system component will be employed. Additionally, the analysis will be based on the Markov chain method, complemented by the generation of random scenarios through the non-sequential Monte Carlo method. The goal is to obtain indices that allow for a reliability study of level HLII, as evidenced throughout the development of this document.*

*As a result, the critical years will be identified where the availability of elements exceeds their minimum tolerable values and where the reliability of the system surpasses its maximum allowed indices for the expected number and duration of load shedding. Thus, the relevance of integrating the aging of components in power systems during reliability analyses is concluded. This consideration allows for the evaluation of the availability of elements over time, facilitating the identification of critical areas and moments that require intervention. In this way, effective planning and execution of strategies aimed at safeguarding the reliability and efficiency of the electrical system of San Cristobal Island are enabled. This perspective not only helps to minimize risks and failures but also optimizes resource management to ensure a sustainable energy service.*

# ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
ABSTRACT.....	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS .....	V
SIMBOLOGIA .....	VI
ÍNDICES DE FIGURAS.....	VII
ÍNDICES DE TABLAS .....	IX
CAPITULO 1 .....	1
1. INTRODUCCION .....	1
1.1. DESCRIPCION DEL PROBLEMA .....	2
1.2. JUSTIFICACION DEL PROBLEMA.....	3
1.3.1. Objetivo general.....	4
1.3.2. Objetivos específicos.....	4
1.4. MARCO TEORICO .....	4
1.4.1. Estados y tasas de transición .....	5
1.4.2. Disponibilidad e indisponibilidad .....	7
1.4.3. Probabilidades y cadena de Márkov.....	8
1.4.4. Montecarlo no secuencial .....	10
1.4.5. Evaluación de confiabilidad de sistema de potencia a nivel de generación y transmisión (HLII).....	10
CAPITULO 2.....	13
2. METODOLOGIA.....	13
2.1. RECOPIACIÓN DE DATOS .....	13
2.1.1. Sistema eléctrico de isla San Cristóbal – Galápagos .....	13
2.1.2. Tasas transición de los elementos del sistema Galápagos.....	18
2.2. MATLAB, MÉTODO DE MONTECARLO E ÍNDICES DE CONFIABILIDAD .....	21
2.2.1. Código implementado para un sistema sin envejecimiento.....	21
2.2.2. Código implementado para un sistema con envejecimiento.....	24
CAPITULO 3.....	29
3. RESULTADOS Y ANALISIS.....	29
3.1. RESULTADOS SIN ENVEJECIMIENTO .....	29

3.2. RESULTADOS CON ENVEJECIMIENTO .....	35
CAPITULO 4.....	44
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	44
4.1. CONCLUSIONES.....	44
4.2. RECOMENDACIONES.....	45
Bibliografía.....	47
ANEXO .....	49

## ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
ARCERNNR	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables
ELECGALAPAGOS	Empresa Eléctrica Provincial Galápagos
PLC	Probabilidad de Corte de Carga
ENLC	Numero esperado de corte de carga
ENDC	Duración esperada de corte de carga
ADLC	Duración media de las reducciones de carga
ELC	Energía no suministrada por cortes de carga
NE	Número de experimentos ejecutados en el estudio
TDC	Tiempo de duración de desconexión de carga
VCC	Número de veces que ocurre desconexión de carga
ENS	Energía no suministrada por corte de energía

## SIMBOLOGIA

KW	Kilowatio
MW	Megawatio
GW	Gigawatio
KWh	Kilowatio – hora
MWh	Megawatio – hora
GWh	Gigawatio – hora
KWh/año	Kilowatio – hora al año
MWh/año	Megawatio – hora al año
GWh/año	Gigawatio – hora al año
%	Porcentaje
Falla/hora	Falla(s) por hora
Reparación/hora	Reparación(es) por hora
Falla/año	Falla(s) por año
Hora/año	Hora(s) al año
Hora/falla	Hora(s) por falla

# ÍNDICES DE FIGURAS

Figura 1. 1. Multiniveles y estados de transición de un panel solar [2] .....	5
Figura 1. 2. Multiniveles y tasas de transición para un sistema sin envejecimiento .....	6
Figura 1. 3. Multiniveles y tasas de transición para un sistema con envejecimiento .....	7
Figura 2. 1. Diagrama unifilar de sistema eléctrico San Cristóbal - Galápagos .....	13
Figura 2. 2. Central térmica detalla con las primeras cinco unidades del sistema.....	14
Figura 2. 3. Central térmica detalla con las últimas cinco unidades del sistema .....	14
Figura 2. 4. Central eólica del sistema eléctrica de Isla San Cristóbal.....	15
Figura 2. 5. Planta fotovoltaica 1000 [kVA] del sistema eléctrica de San Cristóbal .....	15
Figura 2. 6. Proyección curva de demanda para el año 2024 de Isla San Cristóbal – Galápagos.....	18
Figura 2. 7. Exportación de datos y cálculo de variables iniciales para un sistema sin envejecimiento .....	22
Figura 2. 8. Declaración de variables para método Montecarlo no secuencial para un sistema sin envejecimiento.....	23
Figura 2. 9. Creación de bucle para recopilación de numero de fallas y generación despachada por el sistema eléctrico sin envejecimiento .....	23
Figura 2. 10. Cálculo de índices de confiabilidad para un sistema sin envejecimiento.....	24
Figura 2. 11. Exportación de datos y cálculo de variables iniciales para un sistema sin envejecimiento ...	25
Figura 2. 12. Obtención de curvas de disponibilidad e indisponibilidad .....	26
Figura 2. 13. Declaración de variables para método Montecarlo no secuencial para un sistema con envejecimiento.....	26
Figura 2. 14. Creación de bucle para recopilación de numero de fallas y generación despachada por el sistema eléctrico sin envejecimiento .....	27
Figura 2. 15. Cálculo de índices de confiabilidad para un sistema sin envejecimiento.....	28
Figura 3. 1. Disponibilidad e indisponibilidad de a) G1-CAT, b) G3-CAT, c) G4-CAT, d) G7-CAT, e) G8-CAT, f) G5-CAT, g) G10-CUM, h) G11-CUM, i) G12-CUM, j) G13-CUM sin considerar envejecimiento.....	29
Figura 3. 2. Disponibilidad e indisponibilidad de k) AG1_SC, l) AG2_SC, m) AG3_SC, n) PV SYSTEM, o) TR-G1-CAT, p) TR-G3-CAT, q) TR-G4-CAT, r) TR-G7/8-SKL, s) TR-G5/10-CAT, t) TR-G11-CUM para un sistema sin envejecimiento.....	30
Figura 3. 3. Disponibilidad e indisponibilidad u) TR-G12-CUM, v) TR-G13-CUM, w) TR-AG1_SC, x) TR-AG2_SC, y) TR-AG3_SC, z) TR-PV SYSTEM, aa) LT-TER1, ab) LT-TER2, ac) LT-EOLICO, ad) LT-PV para un sistema sin envejecimiento .....	31
Figura 3. 4. Generación del sistema durante el primer año para un sistema sin envejecimiento .....	33
Figura 3. 5. Generación durante el quinto año para un sistema sin envejecimiento.....	34
Figura 3. 6. Generación al décimo año para un sistema sin envejecimiento .....	35
Figura 3. 7. Disponibilidad e indisponibilidad de a) G1-CAT, b) G3-CAT, c) G4-CAT, d) G7-CAT, e) G8-CAT, f) G5-CAT, g) G10-CUM, h) G11-CUM, i) G12-CUM, j) G13-CUM con envejecimiento .....	36
Figura 3. 8. Disponibilidad e indisponibilidad de k) AG1_SC, l) AG2_SC, m) AG3_SC, n) PV SYSTEM, o) TR-G1-CAT, p) TR-G3-CAT, q) TR-G4-CAT, r) TR-G7/8-SKL, s) TR-G5/10-CAT, t) TR-G11-CUM .....	37

Figura 3. 9. Disponibilidad e indisponibilidad de u) TR-G12-CUM, v) TR-G13-CUM, w) TR-AG1_SC, x) TR-AG2_SC, y) TR-AG3_SC, z) TR-PV SYSTEM, aa) LT-TER1, ab) LT-TER2, ac) LT-EOLICO, ad) LT-PV .....	39
Figura 3. 10. Generación del sistema durante el primer año para un sistema con envejecimiento .....	40
Figura 3. 11. Generación del sistema durante el quinto año para un sistema con envejecimiento .....	41
Figura 3. 12. Generación al décimo año para un sistema con envejecimiento.....	42

# ÍNDICES DE TABLAS

Tabla 1. 1. Factores de disponibilidad referenciales para sistemas de generación según la ARCERNNR [5] .....	7
Tabla 2. 1. Datos de las unidades del sistema eléctrico San Cristóbal – Galápagos [10] .....	16
Tabla 2. 2. Datos de las unidades del sistema eléctrico San Cristóbal – Galápagos [10] .....	17
Tabla 2. 3. Tasa de falla ( $\lambda_r$ ), reparación ( $\mu_r$ ) y tiempo a la obsolescencia (MTTAf) de generadores térmicos [12] .....	19
Tabla 2. 4. Tasa de falla ( $\lambda_r$ ), reparación ( $\mu_r$ ) y tiempo a la obsolescencia (MTTAf) de generadores eólicos [13] .....	19
Tabla 2. 5. Tasa de falla ( $\lambda_r$ ), reparación ( $\mu_r$ ) y tiempo a la obsolescencia (MTTAf) de generadores eólicos [13] .....	19
Tabla 2. 6. Tasa de falla ( $\lambda_r$ ), reparación ( $\mu_r$ ) y tiempo a la obsolescencia (MTTAf) de los transformadores y alimentadores [14] .....	20
Tabla 3. 1. Tabla de disponibilidad e indisponibilidad para los elementos del a) hasta j) para un sistema sin envejecimiento .....	30
Tabla 3. 2. Tabla de disponibilidad e indisponibilidad para los elementos del k) hasta t) para un sistema sin envejecimiento .....	31
Tabla 3. 3. Tabla de disponibilidad e indisponibilidad para los elementos del u) hasta ad) para un sistema sin envejecimiento .....	32
Tabla 3. 4. Índices de confiabilidad del sistema en el primer año sin considerar envejecimiento .....	32
Tabla 3. 5. Índices de confiabilidad al quinto año de análisis sin envejecimiento .....	33
Tabla 3. 6. Índices de confiabilidad al décimo año de análisis sin envejecimiento .....	34
Tabla 3. 7. Tabla de disponibilidad en la hora y año donde llega al mínimo valor permitido para los elementos desde a) hasta j) .....	36
Tabla 3. 8. Tabla de disponibilidad en la hora y año donde llega al mínimo valor permitido para los elementos desde k) hasta t) .....	38
Tabla 3. 9. Tabla de disponibilidad en la hora y año donde llega al mínimo valor permitido para los elementos desde u) hasta ad) .....	39
Tabla 3. 10. Índices de confiabilidad del sistema en el año con envejecimiento .....	40
Tabla 3. 11. Índices de confiabilidad al quinto año de análisis con envejecimiento .....	41
Tabla 3. 12. Índices de confiabilidad al décimo año de análisis con envejecimiento .....	42

# CAPITULO 1

## 1. INTRODUCCION

Con el paso del tiempo, los sistemas eléctricos han incorporado una variedad creciente de componentes en sus líneas, con el objetivo de mejorar la eficiencia energética, optimizar la proyección de la demanda, y reforzar las protecciones, entre otros aspectos. Estas modificaciones impactan directamente en la confiabilidad del sistema la cual es comprometida a través de los años por el envejecimiento de los elementos que la conforman. Sin embargo, en muchos casos, carecemos de estudios que evalúen cuantitativa y cualitativamente la confiabilidad del sistema, especialmente al considerar el efecto del envejecimiento de sus componentes. Esta falta de análisis impide una comprensión completa del comportamiento del sistema a lo largo del tiempo y su capacidad para mantener un rendimiento óptimo.

Cada sistema está compuesto por un número de elementos que presentan un número de fallas que lo transforman en un sistema susceptible y, a causa del envejecimiento, la probabilidad de falla puede llegar a crecer lo suficiente como para llevar al sistema a un punto final de vida útil. La confiabilidad en un sistema eléctrico es un tema interesante que abarca el análisis micro y macro de este y requiere la proyección a través de un modelo matemático que nos permita, mediante el ingreso de los estados de cada elemento y su comportamiento a través del tiempo considerando envejecimiento, analizar la confiabilidad del sistema a analizar. Lo anteriormente mencionado es lo que se plantea en este documento con el fin de analizar la confiabilidad de la red eléctrica de San Cristóbal actual y su proyección a través del tiempo considerando envejecimiento.

El envejecimiento en los sistemas de potencia es un fenómeno que afecta la confiabilidad y la eficiencia de cada uno de los elementos que lo conforman a lo largo del tiempo. Los sistemas de potencia, que incluyen generadores, transformadores, líneas de transmisión, interruptores y otros componentes, están sujetos a condiciones operativas en donde la disponibilidad de cada uno de estos debe ser, de manera ideal, del 100%. La disponibilidad de un elemento, al igual que la confiabilidad, es un factor que se ve directamente afectado por el envejecimiento y representa en porcentaje la accesibilidad y operatividad de un elemento. Por otro lado, la indisponibilidad representa en porcentaje en que un elemento se encuentre fuera de servicio. La disponibilidad e indisponibilidad están ligadas a la confiabilidad y se obtienen mediante la ejecución de modelos matemáticos probabilísticos tal como han sido aplicados en esta tesis y se da una breve explicación en el siguiente párrafo.

Los modelos de confiabilidad considerando envejecimiento se basan en análisis de cada componente a través de sus escenarios: Operativo, falla reparable y obsoleto. La transición entre estos estados está relacionada a la tasa de falla, tasa de reparación y tasa de degradación siendo la primera de estas la que está relacionada con la probabilidad de falla del elemento, la segunda se encuentra relacionada con la capacidad

de retornar del estado de falla y la última de ellas está relacionada con el fin de la vida útil de cada elemento. Las tasas de falla y reparación presentan una distribución exponencial porque no se ven influenciadas por el tiempo. Por otro lado, la tasa de degradación puede entenderse como la tasa que responde a una distribución de Weibull. Una vez identificados los multiniveles y tasas de transición de cada elemento, mediante la implementación de cadena Márkov podemos representar todos los posibles estados de cada elemento en base a sus tasas de transición.

La red de distribución de la Isla San Cristóbal es un sistema aislado robusto del cual depende de sí mismo por lo que este debe tener un alto nivel de confiabilidad. Dicho esto, no hemos encontrado un estudio que valide lo anteriormente mencionado con proyección a futuro por lo que vemos necesario ejecutar un estudio de confiabilidad considerando envejecimiento del sistema eléctrico de la Isla San Cristóbal aplicando los estados y tasas de transición de cada elemento, el método de cadena de Márkov en conjunto de escenarios aleatorios mediante el método de Montecarlo no secuencial y, así, obtener los índices para un estudio de confiabilidad de grado HLII como se ve puede evidenciar en el desarrollo de este documento.

### **1.1. DESCRIPCION DEL PROBLEMA**

El envejecimiento de los sistemas de potencia es un aspecto crucial en el contexto del desarrollo urbano, comercial e industrial que se ha observado en Ecuador. A medida que la demanda eléctrica crece, los componentes del sistema eléctrico sufren un desgaste acelerado, lo que no solo aumenta la probabilidad de fallos y cortes programados, sino que también pone de manifiesto la urgencia de abordar el envejecimiento de la infraestructura a través de planes estratégicos. Es un hecho histórico que durante los meses de octubre a diciembre del 2023 y febrero a abril del 2024, se ejecutaron cortes de suministro eléctrico en Ecuador debido a la indisponibilidad de sus principales fuentes de generación. Lo ocurrido concluyo en pérdidas por producción y altas inversiones por sistemas de generación independientes en las industrias [1]. Se plantea que uno de los errores cometidos fue la falta de proyección de las curvas de disponibilidad e indisponibilidad de los elementos generadores principales lo que termina en la planificación de cortes de carga para mantener al sistema dentro de los parámetros correctos, aunque afecten considerablemente los índices de confiabilidad. A su vez, es importante considerar que el envejecimiento de los sistemas eléctricos implica que ciertos elementos pueden estar operando más allá de su vida útil, lo que puede comprometer la seguridad y el funcionamiento eficiente del sistema.

En el caso específico de la Isla San Cristóbal - Galápagos, la independencia de su micro red agrava aún más la situación, ya que cualquier fallo puede tener repercusiones severas en la calidad de vida de sus habitantes y en la sostenibilidad de sus actividades económicas. A su vez, es de considerar que la isla presenta indicadores anuales preocupantes que no cumplen los índices permitidos de frecuencia media de interrupción, con valor máximo permitido del 6.0 %, y tiempo total de interrupción, con valor máximo permitido del 8.0 %, con valores de 9.76% y 15.39%, respectivamente.

Dichos indicadores antes mencionados están dentro de las regulaciones de la ARCERNR 002/20. La ausencia de estudios que proyecten la actualidad y futuro la confiabilidad del sistema eléctrico de la isla considerando envejecimiento, no permite garantizar que estos índices puedan regularse y se espera hasta fin de año para concluir el logro de los objetivos que, hasta el día de hoy, han mostrado valores fuera de la regulación. Por lo tanto, es necesario aplicar estudio de confiabilidad considerando envejecimiento para sistemas de potencia a nivel de generación (HLII) mediante métodos de muestreo, modelo de Márkov y método Montecarlo no secuencial como se plantea en la siguiente sección de justificación del problema.

## 1.2. JUSTIFICACION DEL PROBLEMA

La implementación de la cadena Márkov, su matriz de probabilidades y los estados y tasas de transición de cada elemento que conforman la red eléctrica a nivel de generación y transmisión de la isla San Cristóbal, plantea cubrir la necesidad de proyectar las curvas de disponibilidad e indisponibilidad a través del tiempo de cada unidad del sistema eléctrico considerando envejecimiento. De esta manera, se puede analizar nivel de disponibilidad de cada elemento y, en el caso de ser necesario, poder identificar cuáles son los más importantes a considerar para la ejecución de planes estratégicos, administración de activos y mantenimientos preventivos o correctivos con el fin de obtener seguridad y eficiencia en el sistema eléctrico. Una vez obtenidas las curvas de disponibilidad e indisponibilidad, se plantea ejecutar el método probabilístico de Montecarlo No secuencial con el fin de obtener los escenarios posibles donde se condicione al sistema eléctrico de la isla San Cristóbal mediante fallas que forjen la salida de demanda y, de esta manera, aplicar el análisis de confiabilidad como se indica en el siguiente párrafo.

La implementación de un análisis de sistemas de potencia considerando envejecimiento a nivel de generación y transmisión, conocido como *HLII*, plantea cubrir la necesidad que existe de cuantificar la confiabilidad del sistema eléctrico de la isla San Cristóbal y ver como este cambia al pasar los años. Esto se plantea lograr mediante la implementación de eventos aleatorios en el sistema durante el año de análisis según lo brevemente explicado en el párrafo anterior y, así, obtener los valores promedio de probabilidad de corte de carga, el número esperado de corte de carga, el tiempo esperado de corte de carga, la duración media de por corte de carga y la energía total no suministrada durante el año de análisis y según el número de veces que se realizó el experimento.

Además, se propone llevar a cabo lo anterior en un sistema que no experimente envejecimiento, con el fin de contrastar los resultados obtenidos con aquellos de un sistema que sí presente este fenómeno. Esta comparación permitirá destacar la relevancia de considerar adecuadamente el envejecimiento como un factor crítico dentro de un sistema. Por lo que, todo lo anteriormente mencionado se plantea cumplir mediante los objetivos detallados en la sección 1.3.

### **1.3. OBJETIVOS**

#### **1.3.1. Objetivo general**

Implementar un estudio de confiabilidad a la red San Cristóbal – Galápagos a través de Montecarlo No Secuencial, la aplicación de tasas de estados y cadenas de Márkov con el fin de cuantificar la confiabilidad del sistema en mención a través de los años considerando que no existe crecimiento anual de la generación.

#### **1.3.2. Objetivos específicos**

- Obtener las curvas de disponibilidad e indisponibilidad de los elementos considerados para un sistema con y sin envejecimiento
- Obtener los índices de confiabilidad para la evaluación HLII del sistema en estudio para un sistema con y sin envejecimiento
- Analizar los efectos en los índices de confiabilidad a causa de la ausencia de un plan energético anual
- Analizar los índices de confiabilidad según las regulaciones especificadas en la Regulación Nro. ARCERNR 001/23 - Resolución Nro. ARCERNR-002/2023.

### **1.4. MARCO TEORICO**

Para la correcta comprensión y análisis de la información presentada en el siguiente documento, debemos tener claros los siguientes temas descritos en el presente capítulo siendo uno de los más importantes la “confiabilidad” y su relación con los sistemas de potencia y el envejecimiento de sus elementos. La confiabilidad se define como la capacidad inherente de un sistema o componente para cumplir constantemente con sus funciones bajo condiciones específicas dentro de un periodo de tiempo. En el contexto de los sistemas eléctricos, esta confiabilidad implica un suministro continuo de energía sin interrupciones imprevistas. Se mide mediante indicadores como la disponibilidad y la capacidad del sistema para mantener su operatividad. Un sistema eléctrico confiable es aquel capaz de resistir posibles fallos o contingencias n-1 y asegurar una provisión estable de energía [2]. A su vez, la confiabilidad de un sistema de potencia nos brinda información necesaria para poder planificar la administración de recursos, los mantenimientos correctivos y preventivos del mismo. Todo lo anteriormente mencionado es posible proyectar mediante estudios de confiabilidad.

Un estudio de confiabilidad es una evaluación sistemática y analítica que se realiza con el fin de cuantificar, cualificar y comprender la capacidad de un sistema, componente o proceso para sobrellevar sus funciones de manera constante y predecible a lo largo del tiempo. El tipo de estudio de confiabilidad a implementar es de nivel *HLII*, conocido por analizar el sistema de nivel de transmisión y generación, e implica determinar la

probabilidad de que un sistema o componente falle, el número y promedio de fallas y la energía total no suministrada durante el tiempo de estudio. En el contexto de sistemas eléctricos, el análisis de la disponibilidad de los elementos del sistema eléctrico es indispensable para el análisis de confiabilidad, dado que, con relación a estos se pueden generar los posibles eventos de salida de generación que condicionen al sistema a una forzada corte de carga [2]. Para realizar estos eventos se requiere definir modelos de matemáticas probabilísticas como la cadena de Márkov que depende los estados y tasas de transición de los elementos, así como aplicación de técnicas de muestreo y generación de eventos aleatorios como el método de Montecarlo, mismas que son descritas en las siguientes secciones.

### 1.4.1. Estados y tasas de transición

En los estudios de confiabilidad, es importante definir los estados y tasas de transición de cada elemento con el fin de entender el comportamiento de este y cada que tiempo cambia de un estado a otro. El estado se entiende como la manera en el que un elemento se encuentra operando y estos pueden variar desde estados operacionales “funcionado como nuevo” hasta estados de obsolescencia y tener más de dos tasas de transición entre cada estado. Las tasas de transición son las que definen después que tiempo un elemento pasa de un estado a otro ya sea por falla, reparación, administración de activos o algún otro escenario que se vaya a considerar en el estudio. Un claro ejemplo se muestra en la Figura 1.1, en la cual se presentan varios estados y tasas de transición son los paneles solares, donde estos pueden tener varios estados de operación como la funcionalidad de estos a un 10%, 20%, 25%, 35% hasta el 100% de su potencia nominal y de cualquier de estos estados pasar directamente a falla u obsolescencia mediante un sin número de tasas de transición [3].

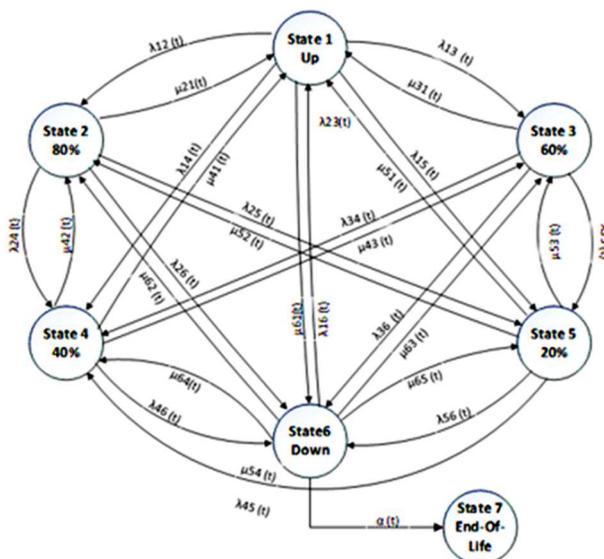


Figura 1. 1. Multiniveles y estados de transición de un panel solar [2]

En este documento se considera un sistema cuyo modelo de confiabilidad se fundamenta en un análisis detallado de cada componente considerando y no considerando envejecimiento. Para un sistema sin envejecimiento, se considera dos estados para cada elemento: el estado operativo y falla reparable. En este escenario, el no envejecimiento de los elementos es un estado ideal donde cada uno presenta una vida útil “infinita” y mantiene una disponibilidad constante a través del tiempo. Para el análisis implementado, la transición entre estados para un sistema sin envejecimiento está dada por dos tasas de transición denominados: tasa de falla ( $\lambda_r$ ) y la tasa de reparación ( $\mu_r$ ) donde la primera está asociada con la probabilidad de fallo del componente y la segunda con su capacidad de recuperación después de una falla [4]. Ambas tasas adoptan una distribución exponencial lo que se resume en tasas “sin memoria” donde el tiempo entre eventos es independiente de lo ocurrido con anterioridad. En la Figura 1.2, se puede interpretar la relación grafica que existe entre los estados y tasas de transición para los elementos en un sistema que no considera envejecimiento.

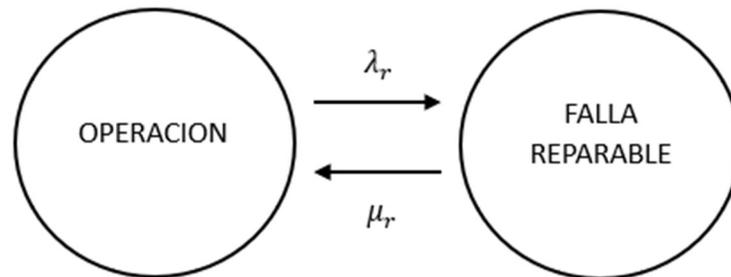


Figura 1. 2. Multiniveles y tasas de transición para un sistema sin envejecimiento

Para un sistema con envejecimiento, se considera tres estados: Operativo, falla reparable y obsoleto. La transición entre estos estados está dada por tasas de transición denominados: tasa de falla ( $\lambda_r$ ), la tasa de reparación ( $\mu_r$ ) y la tasa de degradación ( $\lambda_f$ ). La primera está asociada con la probabilidad de fallo del componente, la segunda con su capacidad de recuperación después de una falla, y la última con el término de su vida útil [4]. Como fue mencionado anteriormente, las tasas de falla y reparación adoptan una distribución exponencial. En contraste, la tasa de degradación puede conceptualizarse como una tasa que sigue una distribución de Weibull considerando que su valor de degradación va creciendo a medida que el elemento va envejeciendo. En la Figura 1.3, se observa la relación grafica que existe entre los estados y tasas de transición para los elementos en un sistema que se considera envejecimiento.

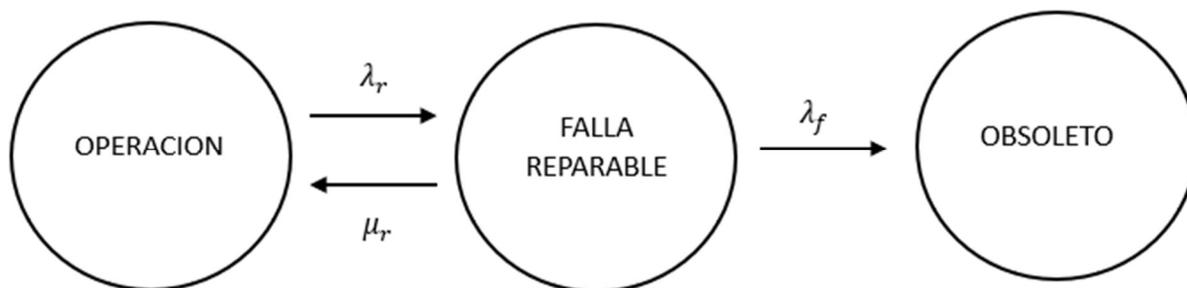


Figura 1. 3. Multiniveles y tasas de transición para un sistema con envejecimiento

A su vez, es importante considerar que tanto los estados como las tasas de transición son fundamentales para proyectar la disponibilidad de los elementos a través del tiempo. Con el fin de entender lo anteriormente mencionado, se tratará el tema de disponibilidad e indisponibilidad en la siguiente sección.

#### 1.4.2. Disponibilidad e indisponibilidad

La disponibilidad e indisponibilidad son aspectos cruciales de un elemento que definen la probabilidad de que este se encuentre o no operativo a través del tiempo, respectivamente. Dichos aspectos permiten, mediante previo análisis, garantizar un suministro eléctrico confiable y pueden ser afectados por factores como mantenimientos, condiciones ambientales, fallas en el sistema o cargas excesivas, en otras palabras, están ligadas a las tasas de transición. Las curvas de disponibilidad e indisponibilidad nos permiten identificar los puntos críticos en el tiempo que debemos considerar para la planificación de administración de activos o mantenimientos preventivos con el fin de que la disponibilidad del elemento se mantenga, tentativamente, por el encima del 80% [5]. En la tabla 1.1, se presentan los factores de disponibilidad mínimos referenciales contemplados por el ARCERNNR para los sistemas de generación hidráulicos y térmicos en el Ecuador.

Tabla 1. 1. Factores de disponibilidad referenciales para sistemas de generación según la ARCERNNR [5]

TIPO	TECNOLOGIA	FACTOR DE DISPONIBILIDAD REFERENCIAL
HIDRAULICA	EMBALSE	0.92
	PASADA	0.90
TERMICA	VAPOR	0.80
	GAS	0.80
	MCI	0.80

La disponibilidad e indisponibilidad se pueden proyectar anualmente a través del número de estados y tasas transición de cada elemento siempre y cuando se tenga en consideración todas las variables que afecten directamente al elemento. Con el fin de

lograr lo anterior, la cadena de Márkov es el modelo por implementar en este documento con la finalidad de proyectar la disponibilidad e indisponibilidad a través del tiempo de cada elemento mediante la aplicación de la matriz de probabilidades y las tasas de transición, dicho modelo matemático será brevemente explicado en la siguiente sección.

### 1.4.3. Probabilidades y cadena de Márkov

La cadena de Márkov es un modelo probabilístico implementado a través de la historia con el fin de prever un evento a futuro partiendo del presente, sin ser afectado por los eventos del pasado. Este modelo probabilístico fue creado a principios del siglo XX por Andréi Márkov [6]. La cadena de Márkov permite implementar la matriz de transición  $[H](n \times n)$  la cual está conformada por las tasas de transición entre los  $n$  estados donde los valores de la diagonal son igual al negativo de la suma de las tasas de transición que salen del evento  $i$  y los valores fuera de la diagonal son los valores de las tasas de transición que van desde el evento  $i$  al estado  $j$  tal como se muestra en (1) [4].

$$H = \begin{pmatrix} h_{11} & \dots & h_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ h_{n1} & \dots & h_{nn} \end{pmatrix} \quad (1)$$

A su vez, la matriz  $H$  es implementada para obtener la probabilidad del evento  $i$  para  $n$  estados posibles y está dada por (2) [4]:

$$\bar{P} = \sum_i^n C_i \bar{v}_i e^{u_i t} \quad (2)$$

Donde  $\bar{v}$  representa los eigen-vectores de la transpuesta la matriz  $H$ ,  $C$  es la constante dada por el estado inicial y  $u$  son los eigen-valores de la transpuesta de  $H$ .

En el contexto del estudio de confiabilidad propuesto, el sistema atraviesa distintos estados, y las probabilidades de transición entre estos estados se definen mediante una matriz de transición de 3x3 para un sistema con envejecimiento y 2x2 para un sistema sin envejecimiento. Cabe recalcar que esta matriz estará construida por las tasas de transición entre estados ha sido desarrollado en la investigación presentado en la referencia [4], resultando en los modelos matemáticos (3) y (4).

$$H_{con\ envejecimiento} = \begin{pmatrix} -\lambda_r & \lambda_r & 0 \\ \mu_r & -\mu_r - \lambda_f & \lambda_f \\ 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \quad (3)$$

$$H_{sin\ envejecimiento} = \begin{pmatrix} -\lambda_r & \lambda_r \\ \mu_r & -\mu_r \end{pmatrix} \quad (4)$$

Para el sistema con envejecimiento, la matriz de transición permitirá obtener la probabilidad en función del tiempo de los tres estados: probabilidad de estado operativo,

probabilidad de estado de falla y probabilidad de estado obsoleto donde la primera representará la disponibilidad ( $I(t)$ ) y las dos últimas la indisponibilidad ( $D(t)$ ). Para esto, se aplica el modelo matemático estocástico con la matriz de variables de transición de estados de Márkov y así, siguiendo el modelo implementado en [4] y [7], obtener las curvas de disponibilidad e indisponibilidad sabiendo que la primera está representada por la probabilidad del estado operativo ( $P_1(t)$ ) (ver ecuación 5) y la segunda por las probabilidades de los estados de falla reparable ( $P_2(t)$ ) (ver ecuación 6) y obsoleto ( $P_3(t)$ ) (ver ecuación 7). Es así como para cada elemento en un sistema con envejecimiento se tiene que:

$$P_1(t) = \frac{\lambda_r + \lambda_f + \mu_r - a}{2a} * \frac{(\lambda_r - \lambda_f - \mu_r + a)(\lambda_r + \lambda_f + \mu_r + a)}{4\lambda_r\lambda_f} * e^{\frac{(-\lambda_r - \lambda_f - \mu_r - a)t}{2}} + \frac{-\lambda_r - \lambda_f - \mu_r - a}{2a} * \frac{(\lambda_r - \lambda_f - \mu_r - a)(\lambda_r + \lambda_f + \mu_r - a)}{4\lambda_r\lambda_f} * e^{\frac{(-\lambda_r - \lambda_f - \mu_r + a)t}{2}}; \quad (5)$$

$$P_2(t) = \frac{\lambda_r + \lambda_f + \mu_r - a}{2a} * \frac{(-\lambda_r - \lambda_f - \mu_r - a)}{2\lambda_f} * e^{\frac{(-\lambda_r - \lambda_f - \mu_r - a)t}{2}} + \frac{-\lambda_r - \lambda_f - \mu_r - a}{2a} * \frac{(-\lambda_r - \lambda_f - \mu_r + a)}{2\lambda_f} * e^{\frac{(-\lambda_r - \lambda_f - \mu_r + a)t}{2}}; \quad (6)$$

$$P_3(t) = 1 + \frac{\lambda_r + \lambda_f + \mu_r - a}{2a} * e^{\frac{(-\lambda_r - \lambda_f - \mu_r - a)t}{2}} + \frac{-\lambda_r - \lambda_f - \mu_r - a}{2a} * e^{\frac{(-\lambda_r - \lambda_f - \mu_r + a)t}{2}}; \quad (7)$$

Donde  $a$  esta representada por la ecuación (8) y  $\lambda_f$  por la ecuación (9),

$$a = \sqrt{-4\lambda_r\lambda_f + (\lambda_r + \lambda_f + \mu_r)^2}; \quad (8)$$

$$\lambda_f = \frac{\lambda_r + \mu_r}{MTTA_f * \lambda_r - 1}; \quad (9)$$

Para un sistema sin envejecimiento, la cadena de Márkov se reduce a dos estados: Operativo y falla reparable. Con esto, la probabilidad de estados se resume en estado operativo y falla reparable como se indica en la ecuación (10) y (11), respectivamente.

$$P_1(t) = \frac{\mu_r}{\lambda_r + \mu_r} + \frac{\lambda_r}{\lambda_r + \mu_r} * e^{-(\lambda_r + \mu_r)t}; \quad (10)$$

$$P_2(t) = \frac{\lambda_r}{\lambda_r + \mu_r} - \frac{\lambda_r}{\lambda_r + \mu_r} * e^{-(\lambda_r + \mu_r)t}; \quad (11)$$

Por último, se representa la disponibilidad ( $D(t)$ ) con la ecuación (12) e indisponibilidad ( $I(t)$ ) con la ecuación (13).

$$D(t) = P_1(t); \quad (12)$$

$$I(t) = P_2(t) + P_3(t); \quad (13)$$

Una vez obtenidos las curvas de probabilidad de disponibilidad e indisponibilidad, se plantea ejecutar eventos aleatorios donde se pueda simular la salida de elementos del sistema eléctricos. Con el fin de realizar lo anterior, se debe tener en claro el método de Montecarlo No Secuencial tal como se explica en la siguiente sección.

#### **1.4.4. Montecarlo no secuencial**

El método de Montecarlo es una técnica de simulación utilizada para entender el impacto de la incertidumbre y la variabilidad en sistemas complejos, especialmente en estudios probabilísticos. El método de Montecarlo utiliza la generación de números aleatorios para simular situaciones complejas que son difíciles de modelar analíticamente. Este proceso implica definir un modelo matemático, identificar las variables de entrada y sus distribuciones de probabilidad, generar múltiples muestras aleatorias, ejecutar el modelo con estas muestras y analizar los resultados para obtener estimaciones estadísticas. Su versatilidad lo ha convertido en una herramienta clave en diversas disciplinas, como finanzas, física e ingeniería, especialmente en el análisis de problemas con alta incertidumbre.

A su vez, el método Montecarlo es un método estocástico que se usa como recurso para generar una secuencia de estados que están ligados a eventos aleatorios, mismos que provienen de una probabilidad [8]. Este enfoque se divide en dos variantes: Montecarlo secuencial y Montecarlo no secuencial. En el contexto de este estudio, se adopta el método no secuencial, el cual permite que los eventos se produzcan de manera no lineal. Un ejemplo de esto podría ser la simultánea desconexión de dos componentes de un sistema eléctrico dentro de un mismo intervalo de tiempo. Al considerar el análisis de confiabilidad en un sistema de potencia, el método Montecarlo no secuencial facilita la simulación del comportamiento del sistema tanto en condiciones normales como en situaciones anormales, siendo estas últimas entendidas como la probabilidad de fallos o interrupciones en la generación de energía. Por lo tanto, la aplicación de este método nos permitirá simular la salida no secuencial de los elementos del sistema de potencia de la isla San Cristóbal a treves del tiempo y considerando el envejecimiento de sus elementos y, así, analizar el efecto que esto tiene sobre el despacho energético y los índices de confiabilidad del sistema, mismos que se obtienen mediante la evaluación de la confiabilidad para sistemas de potencia a nivel de generación y transmisión que son descritos en la siguiente sección.

#### **1.4.5. Evaluación de confiabilidad de sistema de potencia a nivel de generación y transmisión (HLII)**

A nivel de sistemas de Potencia, existen tres niveles jerárquicos de estudios de confiabilidad:

1. Análisis a nivel de generación (*HLI*)
2. Análisis de sistemas compuestos a nivel de generación y transmisión (*HLII*)

### 3. Análisis de adecuación a nivel de distribución (HLIII)

En este estudio, se plantea un caso *HLII* en el cual se analiza la habilidad de satisfacer la demanda de un sistema de potencia evaluando la generación y transmisión considerando el esquema actual y la variación de este a través del tiempo. Además, se valora la estabilidad del sistema ante diferentes salidas de elementos [2].

En el caso *HLII* se analizan las siguientes variables [9]:

Donde,

T: tiempo de estudio en horas

i: contador de iteraciones para el estudio

NE: Numero de experimentos ejecutados en el estudio

TDC: tiempo de duración de desconexión de carga

VCC: número de veces que ocurre desconexión de carga

ENS: Energía no suministrada por corte de energía

- Probabilidad de Corte de Carga (*PLC*): Cuantifica la probabilidad de ocurrencias de cortes de carga y expresado de manera porcentual, cuya expresión matemática viene dado por (14).

$$PLC = \frac{\sum_i^{NE} TDC_i}{NE T} \quad (14)$$

- Numero esperado de corte de carga (*ENLC*): Cuantifica el número de veces en el que ocurre cortes de carga y se mide en [falla/periodo de estudio], cuya expresión matemática viene dado por (15).

$$ENLC = \frac{\sum_i^{NE} VCC_i}{NE} \quad (15)$$

- Duración esperada de corte de carga (*EDLC*): Cuantifica el tiempo esperado que dura los cortes de energía en unidades de [horas/tiempo de estudio], cuya expresión matemática viene dado por (16).

$$EDLC = PLC T \quad (16)$$

- Duración media de las reducciones de carga (*ADLC*): Cuantifica el tiempo promedio que duran los cortes de energía [tiempo/falla], cuya expresión matemática viene dado por (17).

$$ADLC = \frac{EDLC}{ENLC} \quad (17)$$

- Energía no suministrada por cortes de carga (*ELC*): Cuantifica la energía no suministrada por cortes de carga en unidades de [energía/tiempo de estudio], cuya expresión matemática viene dado por (18).

$$ELC = \frac{\sum_i^{NE} ENS_i}{NE} \quad (18)$$

# CAPITULO 2

## 2. METODOLOGIA

### 2.1. RECOPIACIÓN DE DATOS

#### 2.1.1. Sistema eléctrico de isla San Cristóbal – Galápagos

Esta investigación utiliza el sistema eléctrico de la isla san Cristóbal la cual presenta 14 sistemas de generación entre ellas eólicas, solar y térmicas como se muestra en la figura 2.1 con un total de 14,367 MW de capacidad instalada.

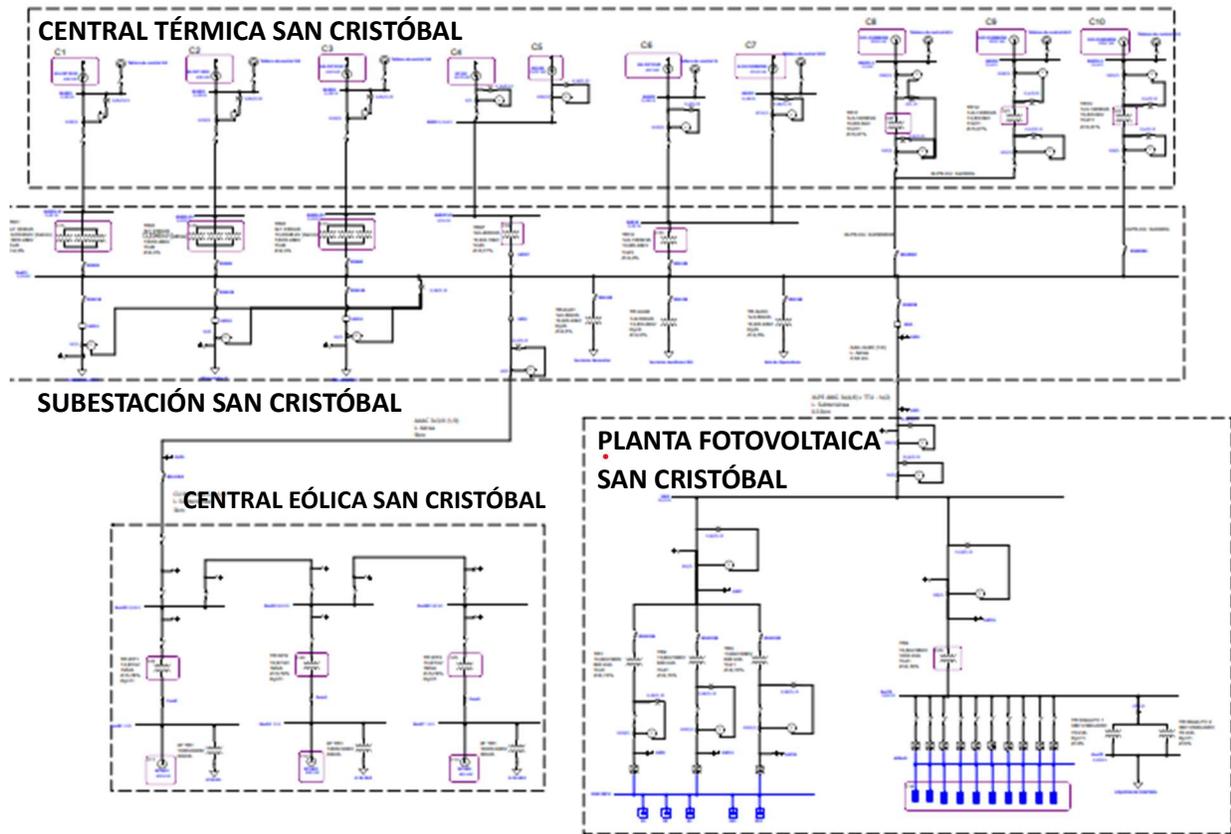


Figura 2. 1. Diagrama unifilar de sistema eléctrico San Cristóbal - Galápagos

De una manera más detalla, en las Figuras 2.2 y 2.3 se muestra la central térmica y sus 10 unidades de generación y su respectiva generación.

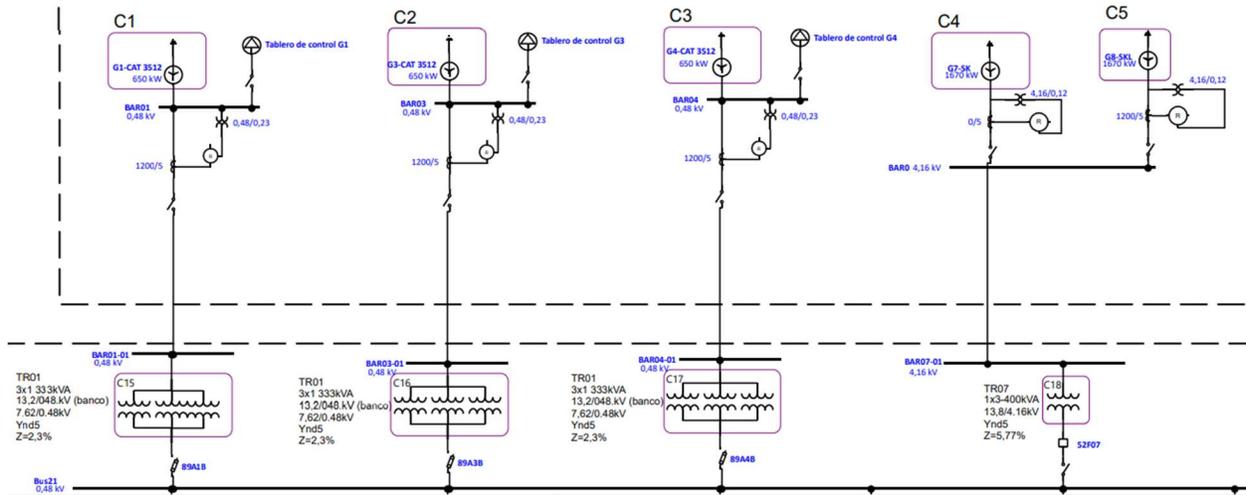


Figura 2. Central térmica detalla con las primeras cinco unidades del sistema

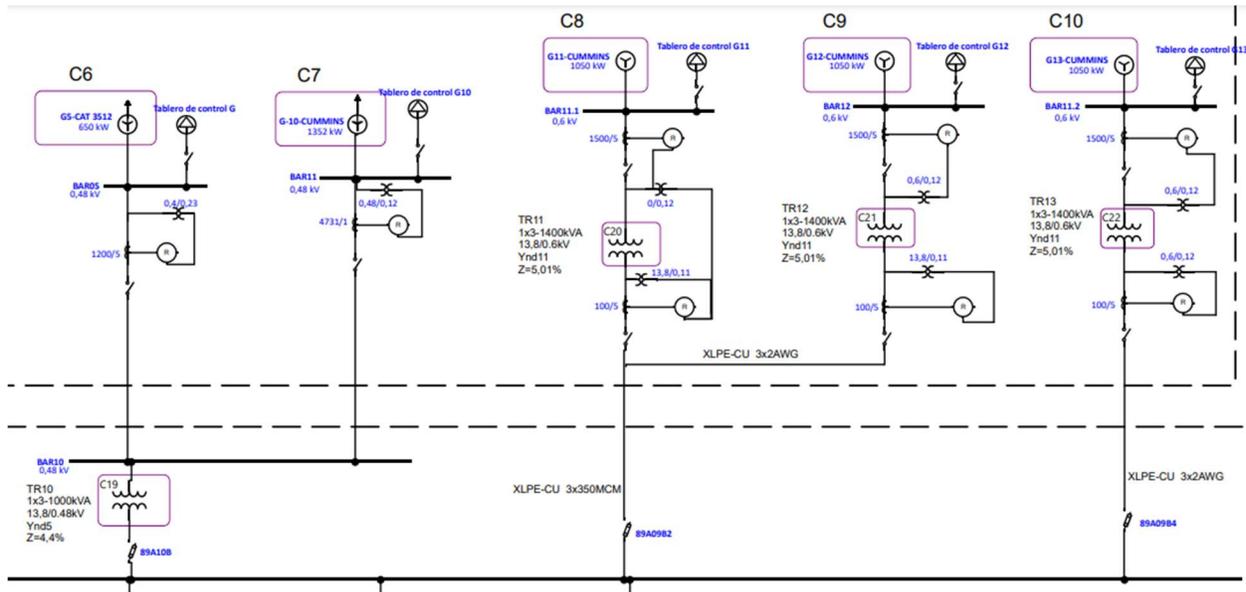


Figura 3. Central térmica detalla con las últimas cinco unidades del sistema

Por otro lado, la central eólica y la planta fotovoltaica se detallan de una mejor manera en las Figuras 2.4 y 2.5.

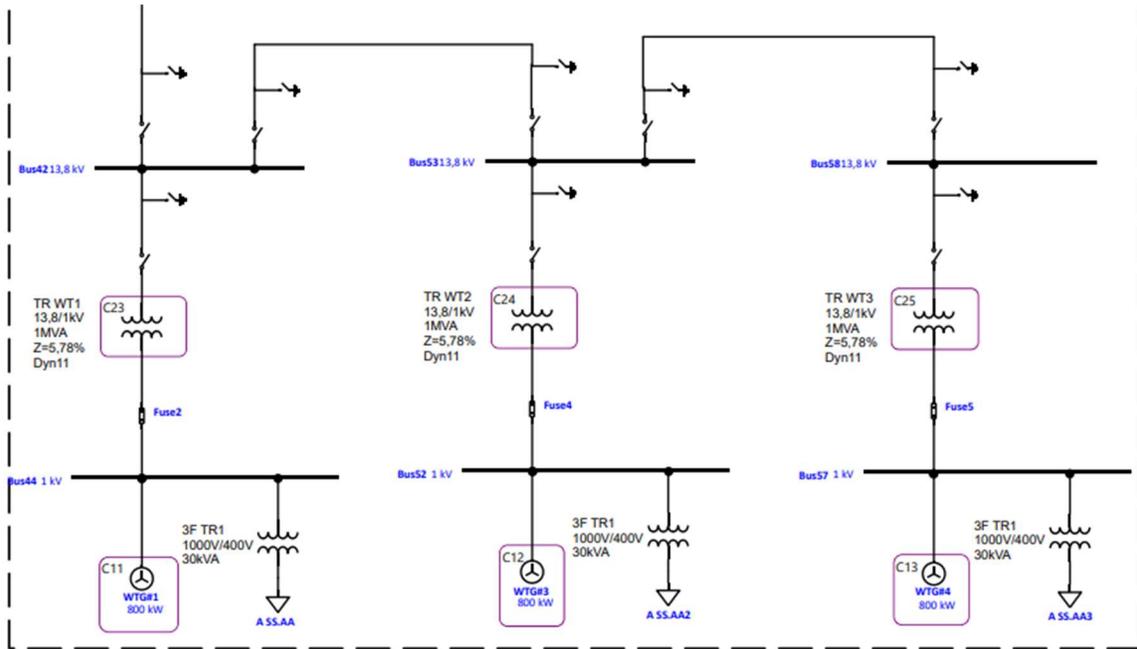


Figura 2. 4. Central eólica del sistema eléctrico de Isla San Cristóbal

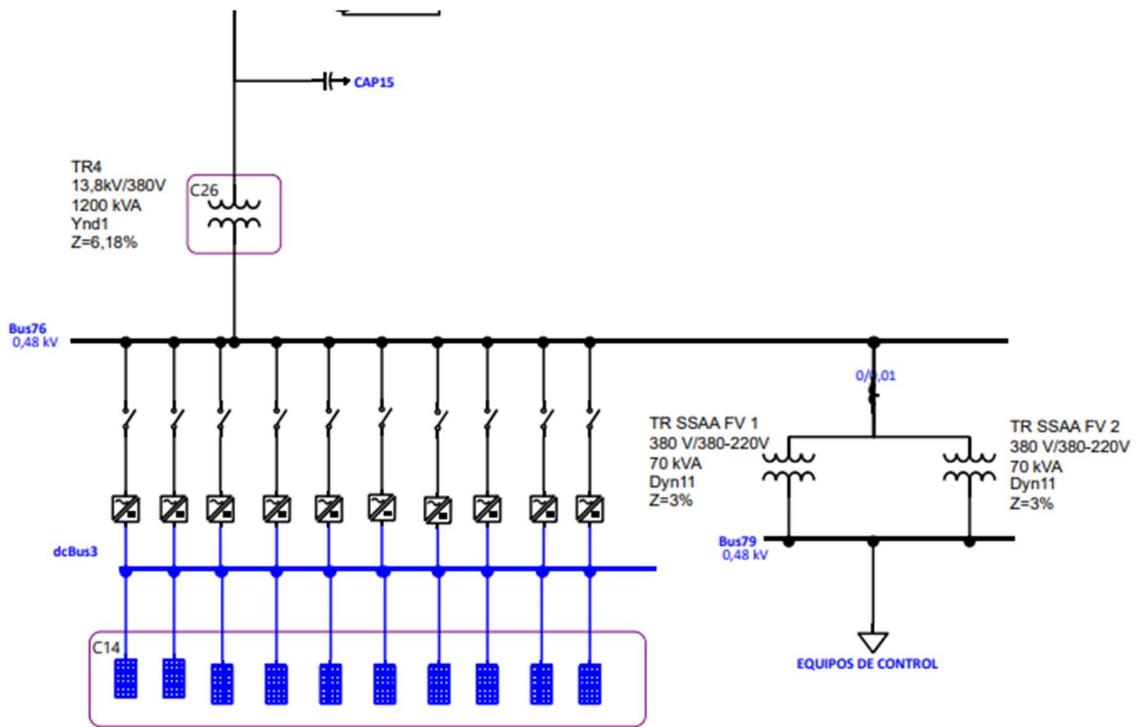


Figura 2. 5. Planta fotovoltaica 1000 [kVA] del sistema eléctrico de San Cristóbal

De las imágenes anteriores se extraen los siguientes datos sobre los elementos de generación y transmisión como se indica en la Tabla 2.1 y 2.2 [10].

Tabla 2. 1. Datos de las unidades del sistema eléctrico San Cristóbal – Galápagos [10]

<b>Descripción</b>	<b>Nombre de unidad</b>	<b>Unidad</b>	<b>Tamaño de unidad [KW]</b>
Generador Térmico #1	G1-CAT	C1	650
Generador Térmico #3	G3-CAT	C2	650
Generador Térmico #4	G4-CAT	C3	650
Generador Térmico #7	G7-SKL	C4	1670
Generador Térmico #8	G8-SKL	C5	1670
Generador Térmico #5	G5-CAT	C6	650
Generador Térmico #10	G10-CUM	C7	1352
Generador Térmico #11	G11-CUM	C8	1225
Generador Térmico #12	G12-CUM	C9	1225
Generador Térmico #13	G13-CUM	C10	1225
Generador Eólico #1	AG1_SC	C11	800
Generador Eólico #2	AG2_SC	C12	800
Generador Eólico #3	AG3_SC	C13	800
Sistema fotovoltaico	PV SYSTM	C14	1000
Transformador generador térmico #1	TR-G1-CAT	C15	900
Transformador generador térmico #3	TR-G3-CAT	C16	900
Transformador generador térmico #4	TR-G4-CAT	C17	900
Transformador generador térmico #7-8	TR-G7/8-SKL	C18	4000

Tabla 2. 2. Datos de las unidades del sistema eléctrico San Cristóbal – Galápagos [10]

Descripción	Nombre de unidad	Unidad	Tamaño de unidad [KW]
Transformador generador térmico #5-10	TR-G5/10-CAT	C19	1000
Transformador generador térmico #11	TR-G11-CUM	C20	1400
Transformador generador térmico #12	TR-G12-CUM	C21	1400
Transformador generador térmico #13	TR-G13-CUM	C22	1400
Transformador generador eólico #1	TR-AG1_SC	C23	1000
Transformador generador eólico #2	TR-AG2_SC	C24	1000
Transformador generador eólico #3	TR-AG3_SC	C25	1000
Transformador sistema fotovoltaico	TR-PV SYSTEM	C26	1200
Línea de transmisión #1	LT-TER1	C27	3000
Línea de transmisión #2	LT-TER2	C28	2000
Línea de transmisión #3	LT-EOLICO	C29	4000
Línea de transmisión #4	LT-PV	C30	2000

Por otro lado, con los datos de la curva de demanda promedio de la isla San Cristóbal del 2018 obtenida de [11], la demanda total de la isla en 2022 y una tasa de crecimiento del 5% por año, se realiza una proyección promedio de la demanda en el 2024 obteniendo una curva con un total de 20673,07 [MWh] anuales como se proyecta en la Figura 2.6.

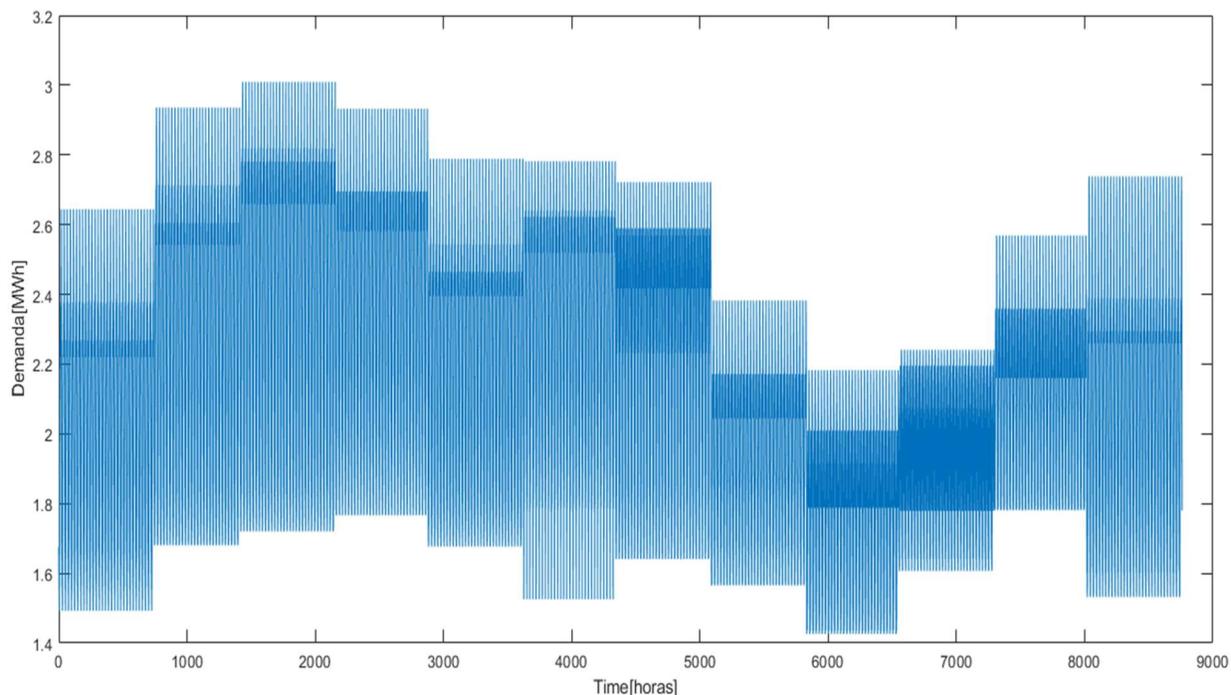


Figura 2. 6. Proyección curva de demanda para el año 2024 de Isla San Cristóbal – Galápagos

Una vez recopilada la información del sistema eléctrico de San Cristóbal y proyectada la carga para el año 2024, es importante definir las tasas de transición de los elementos del sistema lo cual se presenta en la siguiente sección.

### 2.1.2. Tasas transición de los elementos del sistema Galápagos

Dado que se cuenta con un registro de fallas ni de mantenimientos del sistema eléctrico de San Cristóbal – Galápagos que permita obtener tasas de transición precisas para los elementos a analizar, hemos optado por definir las variables de transición entre los diferentes estados basándonos en estudios previos mencionados en este documento. Dichos estudios proporcionan información relevante sobre sistemas similares, incluyendo datos sobre el número de fallas, reparaciones y la degradación de los elementos a lo largo de un año de observación. Esta metodología nos permitirá establecer un marco de referencia más sólido para el análisis, a pesar de la falta de datos específicos del sistema en cuestión. Para el sistema eléctrico de galápagos, se asumen los siguientes valores para los generadores térmicos según indica la Tabla 2.3 [12].

Tabla 2. 3. Tasa de falla ( $\lambda_r$ ), reparación ( $\mu_r$ ) y tiempo a la obsolescencia (MTTAf) de generadores térmicos [12]

Nombre de Unidad	Numero de unidad	$\lambda_r$ [falla/hora]	$\mu_r$ [reparación/hora]	MTTAf [año]
G1-CAT	1	0.002222222	0.006666667	30
G3-CAT	2	0.000833333	0.007142857	30
G4-CAT	3	0.001041667	0.014285714	50
G7-SKL	4	0.000869565	0.0125	60
G8-SKL	5	0.000909091	0.009090909	30
G5-CAT	6	0.001176471	0.008	25
G10-CUM	7	0.001176471	0.008333333	35
G11-CUM	8	0.001041667	0.005555556	40
G12-CUM	9	0.001333333	0.007142857	45
G13-CUM	10	0.001315789	0.005882353	35

Se asumen los siguientes valores para los generadores eólicos según indica la Tabla 2.4 [13].

Tabla 2. 4. Tasa de falla ( $\lambda_r$ ), reparación ( $\mu_r$ ) y tiempo a la obsolescencia (MTTAf) de generadores eólicos [13]

Nombre de Unidad	Numero de unidad	$\lambda_r$ [falla/hora]	$\mu_r$ [reparación/hora]	MTTAf [año]
AG1_SC	11	0.000114155	0.003333333	25
AG2_SC	12	7.99087E-05	0.0025	25
AG3_SC	13	6.84932E-05	0.002	25

Se asumen los siguientes valores para el sistema solar según indica la Tabla 2.5 [13].

Tabla 2. 5. Tasa de falla ( $\lambda_r$ ), reparación ( $\mu_r$ ) y tiempo a la obsolescencia (MTTAf) de generadores eólicos [13]

Nombre de Unidad	Numero de unidad	$\lambda_r$ [falla/hora]	$\mu_r$ [reparación/hora]	MTTAf [año]
PV SYSTM	14	7.99087E-05	0.02	30

Se asume los siguientes valores para alimentadores y transformadores según indica la Tabla 2.6 [14].

Tabla 2. 6. Tasa de falla ( $\lambda_r$ ), reparación ( $\mu_r$ ) y tiempo a la obsolescencia (MTTAf) de los transformadores y alimentadores [14]

Nombre de Unidad	Numero de unidad	$\lambda_r$ [falla/hora]	$\mu_r$ [reparación/hora]	MTTAf [año]
TR-G1-CAT	15	0.000114155	0.001666667	30
TR-G3-CAT	16	0.000171233	0.002083333	30
TR-G4-CAT	17	0.000228311	0.00173913	30
TR-G7/8-SKL	18	0.000114155	0.00125	30
TR-G5/10-CAT	19	0.000171233	0.001428571	25
TR-G11-CUM	20	0.000228311	0.002222222	35
TR-G12-CUM	21	0.000114155	0.001315789	40
TR-G13-CUM	22	0.000171233	0.001666667	45
TR-AG1_SC	23	0.000228311	0.002222222	35
TR-AG2_SC	24	0.000114155	0.00125	25
TR-AG3_SC	25	0.000171233	0.001428571	25
TR-PV-SYSTEM	26	0.000228311	0.002222222	25
LT-TER1	27	6.84932E-05	0.001315789	45
LT-TER2	28	6.39269E-05	0.001666667	45
LT-EOLICO	29	8.78995E-05	0.002222222	45
LT-PV	30	8.44749E-05	0.0025	45

## 2.2. MATLAB, MÉTODO DE MONTECARLO E ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

Para el desarrollo del código a implementar se consideran dos parámetros fundamentales, el crecimiento de la demanda anual y la reserva de generación mínima del sistema. Para el crecimiento de la demanda, se considera el 5% de tasa crecimiento por año. Para la reserva de generación, se considera mínimo el 20% de la generación y, en caso de ser menor, se ejecuta corte total energético durante esa hora de análisis. A su vez, se considera un escenario ideal donde la generación es igual a su valor nominal de potencia instalada y no se considera su crecimiento anual con el fin de analizar los posibles escenarios por ausencia de un plan energético.

### 2.2.1. Código implementado para un sistema sin envejecimiento

Para el análisis de un sistema sin envejecimiento, se empieza con la exportación de datos recopilada en Excel (codtesis, codtesisS1 y codtesisS2) donde el documento codtesis.xlsx contiene los valores de generación de cada elemento y sus respectivas tasas de transición, el documento codtesisS1.xlsx contiene los valores de la demanda en horas por un año proyectada para el 2024 y, por último, el documento codtesisS2.xlsx contiene lo mismos valores que el documento anterior en una orientación horizontal con el fin de facilitar la codificación. A su vez, se realiza el cálculo de los valores de  $\bar{v}$ ,  $C$  y  $u$ , variables previamente explicadas en el capítulo 1, para los eventos y tasas de transición de un sistema que no considera envejecimiento. Posteriormente, se define el tiempo ( $t$ ) de análisis correspondiente a 8760 horas equivalentes a un año de estudio y se genera un bucle donde se calculan las probabilidades de cada estado para cada elemento a lo largo del tiempo de estudio y, posterior a esto, recopilar los valores en las variables  $P1\_datos$  y  $P2\_datos$ . Lo anteriormente explicado se encuentra detallado en la Figura 2.7.

```

%CODIGO SIN ENVEJECIMIENTO

Datos = codtesis{:, :};
tam = size(Datos);
[u,v] = size(codtesis);
[TS,w] = size(codtesisS1);
n = tam(1);
lr = codtesis{:,4};
ur = codtesis{:,5};
t = [0:1:30*TS];
P1_datos = [];
P2_datos = [];

for i = 1:n

    P1 = (ur(i,:)/(lr(i,:)+ur(i,:)))+(lr(i,:)/(lr(i,:)+ur(i,:)))*(exp(-(lr(i,:)+ur(i,:))*t));
    P2 = (lr(i,:)/(lr(i,:)+ur(i,:)))+(ur(i,:)/(lr(i,:)+ur(i,:)))*(exp(-(lr(i,:)+ur(i,:))*t));
    P1_datos = [P1_datos; P1];
    P2_datos = [P2_datos; P2];

end

D = P1_datos;
In = P2_datos;

```

Figura 2. 7. Exportación de datos y cálculo de variables iniciales para un sistema sin envejecimiento

En la figura 2.7, la variable de disponibilidad (D) se recopilan los valores de la probabilidad de estado operativo y en la variable de indisponibilidad (In) se recopila la probabilidad de estado de fallo.

Una vez obtenido los valores de disponibilidad e indisponibilidad de cada elemento, se inicia con la implementación del método de Montecarlo No Secuencial para generar distintos escenarios en el sistema en varias iteraciones (NE) y obtener en cuantos de estos se produce una perdida en generación. Por otro lado, la variable de años (year) se implementa para definir el año en que se realiza el análisis de confiabilidad. A su vez, la variable de factor de crecimiento (tc) permite realizar el incremento de carga anual del 5% acorde al año establecido inicialmente. La variable de numero de iteraciones (NE) es la que determina cuantas veces se realizara el ejercicio para el análisis de confiabilidad, en este caso es de 10 dado que, al ingresar un número mayor, el programa se satura. Tambien se crean los contadores de horas de falla (hora\_falla) y de energía no suplida (enerns\_tot) las cuales van a ir sumando los valores asignados a cada variable como se indica en la Figura 2.8.



En la figura 2.10, se filtran los resultados y se recopila la generación real durante todo un año en (*generacionreal\_total*) para luego compararla con la demanda del Sistema San Cristóbal y obtener la variable (*reserva*). Esta última deberá ser superior al 20% de la generación, caso contrario será considerada como una salida del sistema o falla durante esa hora de análisis. A partir de lo anterior, se obtiene la dimensión de la matriz falla con el fin de obtener el total de las horas donde hubo salida de generación y la demanda no abastecida mediante la recopilación de las variables (*horas\_falla*) y (*enerns\_tot*), respectivamente. Por último, se calculan los índices de confiabilidad considerados para un análisis de sistemas de potencia a nivel de generación y transmisión (HLII) y se proyectan a través de una tabla de presentación.

```

I = generacion_total>=0;
generacionreal = generacion_total.*I;
generacionreal_total = sum(generacionreal);

k = table2array(codtesisS2);
reserva = generacionreal_total - (k(2,:).*1000*tc);
falla = find(reserva<0.3*generacionreal_total);
[ubi_reserva,veces_falla]=size(falla);
horas_falla = horas_falla + veces_falla;
enerns = sum(k(2,falla));
enerns_tot = enerns_tot + enerns;

end

PLC = horas_falla/(NE*TS);
ENLC = horas_falla/NE; %En este caso el numero de horas es igual al numero de veces
EDLC = PLC*TS;
ADLC = EDLC/ENLC;
ELC = enerns_tot/NE;

resultados = [{' DESCRIPCION: SIN ENVEJECIMIENTO'} {'AÑO1'}
{'PROBABILIDAD DE CORTE DE CARGA (PLC)[%]'} {'mean(PLC)*100}
{'NUMERO ESPERADO DE CORTE DE CARGA (ENLC)[FALLA/AÑO]'} {'mean(ENLC)}
{'DURACION ESPERADA DE CORTE DE CARGA (EDLC)[HORAS/AÑO]'} {'mean(EDLC)}
{'DURACION MEDIA DE LAS REDUCCIONES DE CARGA(ADLC)[HORA/FALLA]'} {'mean(ADLC)}
{'ENERGIA NO SUPLIDA POR CORTE DE CARGA[kw]'} {'mean(ELC)}]

```

Figura 2. 10. Cálculo de índices de confiabilidad para un sistema sin envejecimiento

Este proceso es muy similar para un sistema donde se considera envejecimiento con la diferencia que se presenta un estado más y se deben realizar modificaciones en la programación, esto se puede evidenciar en el siguiente capítulo.

### 2.2.2. Código implementado para un sistema con envejecimiento

Para el análisis de un sistema con envejecimiento, se empieza con la exportación de datos recopilada en Excel (*codtesis*, *codtesisS1* y *codtesisS2*) donde el documento *codtesis.xlsx* contiene los valores de generación de cada elemento y sus respectivas tasas de transición, el documento *codtesisS1.xlsx* contiene los valores de la demanda en horas por un año proyectada para el 2024 y, por último, el documento *codtesisS2.xlsx*

contiene lo mismos valores que el documento anterior en una orientación horizontal con el fin de facilitar la codificación. A su vez, se realiza el cálculo de los valores de  $\bar{v}$ ,  $C$  y  $u$ , variables previamente explicadas en el capítulo 1, para los eventos y tasas de transición de un sistema que considera envejecimiento. Posteriormente, se define el tiempo ( $t$ ) de análisis correspondiente a 8760 horas equivalentes a un año de estudio y se genera un bucle donde se calculan las probabilidades de cada estado para cada elemento a lo largo del tiempo de estudio. Lo anteriormente explicado se encuentra detallado en la Figura 2.11.

```

%CODIGO CON ENVEJECIMIENTO

Datos = codtesis{:, :};
tam = size(Datos);
[u,v] = size(codtesis);
[TS,w] = size(codtesisS1);
n = tam(1);
lr = codtesis{:,4};
ur = codtesis{:,5};
Mt = codtesis{:,6}.*(365*24);
lf = (lr+ur)./(Mt.*lr - 1);
a = sqrt(-4.*(lr.*lf) + ((lr+lf+ur).^2));
v11 = 0;
v12 = (((lr-ur-lf+a).*(lr+ur+lf+a))./(4.*(lr.*lf)));
v13 = (((lr-ur-lf-a).*(lr+ur+lf-a))./(4.*(lr.*lf)));
v21 = 0;
v22 = (-lr-ur-lf-a)./(2.*lf);
v23 = (-lr-ur-lf+a)./(2.*lf);
v31 = 1;
v32 = 1;
v33 = 1;
v1 = 0;
v2 = (-lr-ur-lf-a)./2;
v3 = (-lr-ur-lf+a)./2;
C1 = 1;
C2 = (lr+ur+lf-a)./(2.*a);
C3 = (-lr-ur-lf-a)./(2.*a);
t = [0:1:30*TS];
P1_datos = [];
P2_datos = [];
P3_datos = [];

```

Figura 2. 11. Exportación de datos y cálculo de variables iniciales para un sistema sin envejecimiento

En la Figura 2.12, se genera un bucle donde se calculan las probabilidades para cada evento a lo largo del tiempo de estudio con el fin de recopilar los valores en las variables  $P1\_datos$ ,  $P2\_datos$  y  $P3\_datos$  donde, posteriormente, la variable de disponibilidad ( $D$ ) recopila los valores de la probabilidad de estado operativo y en la variable de indisponibilidad ( $In$ ) va recopilando la probabilidad de estado de fallo y obsoleto.

```

for i = 1:n
    tc = t;
    P1 = C1*v11*(exp(v1*tc)) + C2(i,:)*v12(i,:)*(exp(v2(i,:)*tc)) + C3(i,:)*v13(i,:)*(exp(v3(i,:)*tc));
    P2 = C1*v21*(exp(v1*tc)) + C2(i,:)*v22(i,:)*(exp(v2(i,:)*tc)) + C3(i,:)*v23(i,:)*(exp(v3(i,:)*tc));
    P3 = C1*v31*(exp(v1*tc)) + C2(i,:)*v32*(exp(v2(i,:)*tc)) + C3(i,:)*v33*(exp(v3(i,:)*tc));
    P1_datos = [P1_datos; P1];
    P2_datos = [P2_datos; P2];
    P3_datos = [P3_datos; P3];

end

D = P1_datos;
In = P2_datos + P3_datos;

```

Figura 2. 12. Obtención de curvas de disponibilidad e indisponibilidad

Una vez obtenido los valores de disponibilidad e indisponibilidad de cada elemento, podemos seguir con el método de Montecarlo No Secuencial para generar distintos escenarios en el sistema en varias iteraciones (NE) y obtener en cuantos de estos se produce una perdida en generación. La variable de años (year) la implementamos para definir el año en que estamos haciendo el análisis de confiabilidad. A su vez, la variable de factor de crecimiento (tc) nos ayudara a realizar el incremento de carga anual del 5% acorde al año establecido inicialmente. La variable de numero de iteraciones (NE) es la que nos indicara cuantas veces se realizara el ejercicio para nuestro análisis de confiabilidad, en este caso es de 10 dado que, al ingresar un número mayor, el programa se satura. Tambien creamos los contadores de horas de falla (hora\_falla) y de energía no suplida (enerns\_tot) las cuales van a ir sumando los valores asignados a cada variable como se indica en la figura 2.13.

```

%MonteCarlo No Secuencial

year = 1;
tc = 1 + (0.05*(year-1));
y = codtesisS1(:,8).*tc;
x = codtesisS1(:,1);
figure(4)
title('DEMANDA POR HORA ANUAL DE ISLA SAN CRISTOBAL')
plot(x,y)
xlabel('Time[horas]')
ylabel('Demanda[MWh]')

NE= 10;
horas_falla = 0;
enerns_tot = 0;

```

Figura 2. 13. Declaración de variables para método Montecarlo no secuencial para un sistema con envejecimiento

En la figura 2.14, se genera la creación de un bucle para el numero de iteraciones ingresadas (NE) y, dentro del bucle, la creación de números aleatorios probabilísticos



```

I = generacion_total>=0;
generacionreal = generacion_total.*I;
generacionreal_total = sum(generacionreal);

k = table2array(codtesisS2);
reserva = generacionreal_total - (k(2,:).*1000*tc);
falla = find(reserva<0.3*generacionreal_total);
[ubi_reserva,veces_falla]=size(falla);
horas_falla = horas_falla + veces_falla;
enerns = sum(k(2,falla));
enerns_tot = enerns_tot + enerns;

end

PLC = horas_falla/(NE*TS);
ENLC = horas_falla/NE; %En este caso el numero de horas es igual al numero de veces
EDLC = PLC*TS;
ADLC = EDLC/ENLC;
ELC = enerns_tot/NE;

resultados = [{' DESCRIPCION: SIN ENVEJECIMIENTO'} {'AÑO1'}
{'PROBABILIDAD DE CORTE DE CARGA (PLC)[%]'} {'mean(PLC)*100}
{'NUMERO ESPERADO DE CORTE DE CARGA (ENLC)[FALLA/AÑO]'} {'mean(ENLC)}
{'DURACION ESPERADA DE CORTE DE CARGA (EDLC)[HORAS/AÑO]'} {'mean(EDLC)}
{'DURACION MEDIA DE LAS REDUCCIONES DE CARGA(ADLC)[HORA/FALLA]'} {'mean(ADLC)}
{'ENERGIA NO SUPLIDA POR CORTE DE CARGA[kW]'} {'mean(ELC)}]

```

Figura 2. 15. Cálculo de índices de confiabilidad para un sistema sin envejecimiento

Una vez ejecutado los códigos para cada escenario y obtenido las graficas de disponibilidad e indisponibilidad de cada elemento, la curva de generación para cada año de análisis y los resultados de cada índice de confiabilidad se puede seguir con el análisis de los resultados como se realiza en capítulo 3.

# CAPITULO 3

## 3. RESULTADOS Y ANALISIS

### 3.1. RESULTADOS SIN ENVEJECIMIENTO

Una vez puesto en marcha el código en Matlab, se tienen los resultados correspondientes a la disponibilidad e indisponibilidad de los 30 elementos del sistema de potencia de la isla San Cristóbal sin envejecimiento. En la Figura 3.1, se tienen las primeras 10 curvas correspondientes a los elementos de generación térmica.

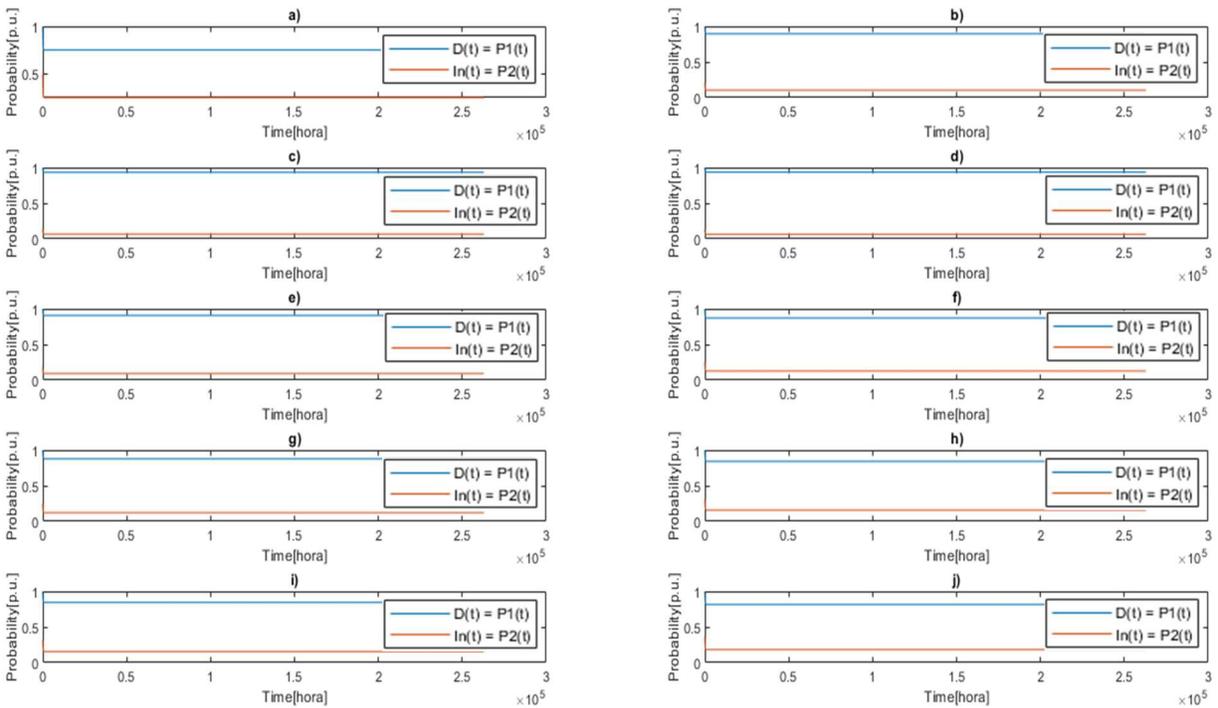


Figura 3. 1. Disponibilidad e indisponibilidad de a) G1-CAT, b) G3-CAT, c) G4-CAT, d) G7-CAT, e) G8-CAT, f) G5-CAT, g) G10-CUM, h) G11-CUM, i) G12-CUM, j) G13-CUM sin considerar envejecimiento

Considerando el porcentaje de disponibilidad mínimo según la regulación 002/2023 de la ARCERNNR, todos los elementos superan el 80% de disponibilidad y se encuentran dentro de lo establecido por la regulación a excepción del elemento G1-CAT que presenta una disponibilidad del 75% debido a su alta tasa de fallas. En la Tabla 3.1, se aprecia los porcentajes de disponibilidad e indisponibilidad para los primeros 10 elementos.

Tabla 3. 1. Tabla de disponibilidad e indisponibilidad para los elementos del a) hasta j) para un sistema sin envejecimiento

Nombre de Unidad	Porcentaje de disponibilidad [%]	Porcentaje de indisponibilidad [%]
G1-CAT	75.0000	25.0000
G3-CAT	89.5522	10.4478
G4-CAT	93.2039	6.79612
G7-SKL	93.4959	6.50407
G8-SKL	87.6289	12.3711
G5-CAT	87.1795	12.8205
G10-CUM	87.6289	12.3711
G11-CUM	84.2105	15.7895
G12-CUM	84.2697	15.7303
G13-CUM	81.7204	18.2796

En la Figura 3.2, se tiene el segundo grupo de elementos con las siguientes curvas de disponibilidad e indisponibilidad:

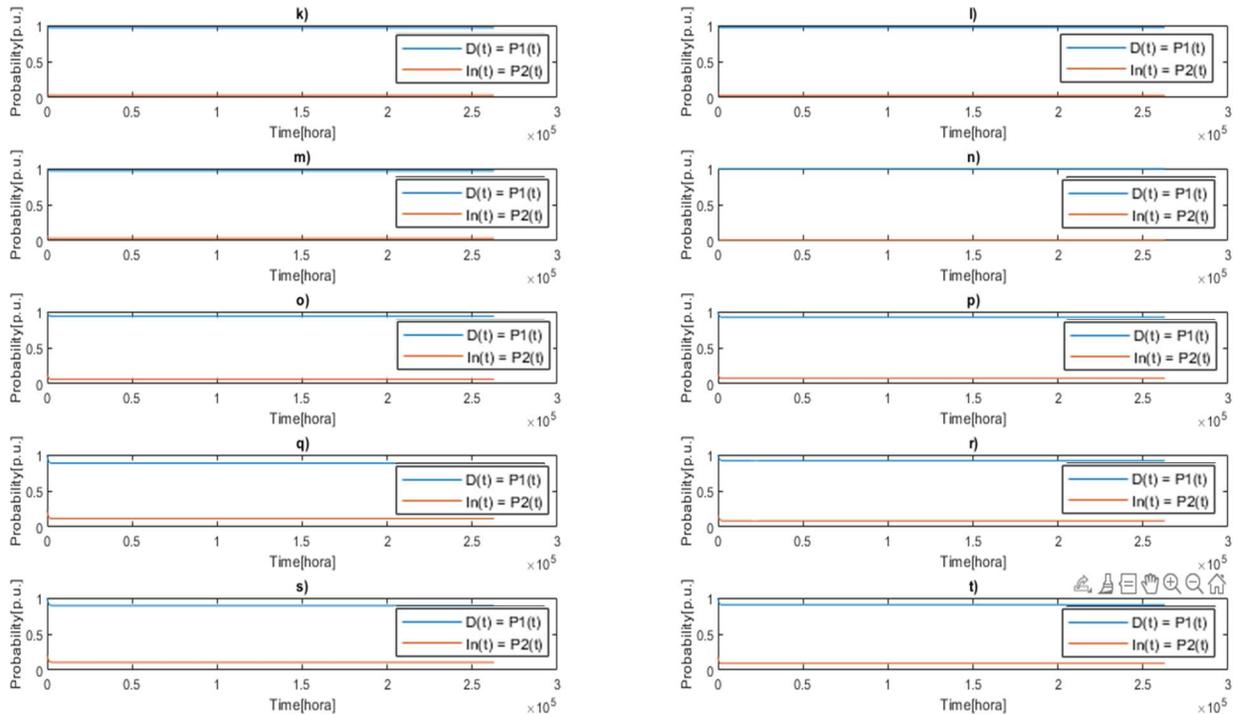


Figura 3. 2. Disponibilidad e indisponibilidad de k) AG1\_SC, l) AG2\_SC, m) AG3\_SC, n) PV SYSTEM, o) TR-G1-CAT, p) TR-G3-CAT, q) TR-G4-CAT, r) TR-G7/8-SKL, s) TR-G5/10-CAT, t) TR-G11-CUM para un sistema sin envejecimiento

En este segundo grupo, todos los elementos superan el 80% establecido por la regulación 002/2023 de la ARCERNNR siendo la mayor disponibilidad la del sistema fotovoltaico con un 99.61% y la más baja sería la del transformador TR-G4-CAT con un

88.39%. En la Tabla 3.2, se aprecia los porcentajes de disponibilidad e indisponibilidad para los segundos 10 elementos.

Tabla 3. 2. Tabla de disponibilidad e indisponibilidad para los elementos del k) hasta t) para un sistema sin envejecimiento

Nombre de Unidad	Porcentaje de disponibilidad [%]	Porcentaje de indisponibilidad [%]
AG1_SC	96.6887	3.31126
AG2_SC	96.9027	3.09735
AG3_SC	96.6887	3.31126
PV SYSTEM	99.6179	0.382096
TR-G1-CAT	93.5897	6.41026
TR-G3-CAT	92.4051	7.5949
TR-G4-CAT	88.3956	11.6044
TR-G7/8-SKL	91.6319	8.3682
TR-G5/10-CAT	89.2966	10.7034
TR-G11-CUM	90.6832	9.31677

En la Figura 3.3, se tiene el tercer grupo de elementos con las siguientes curvas de disponibilidad e indisponibilidad:

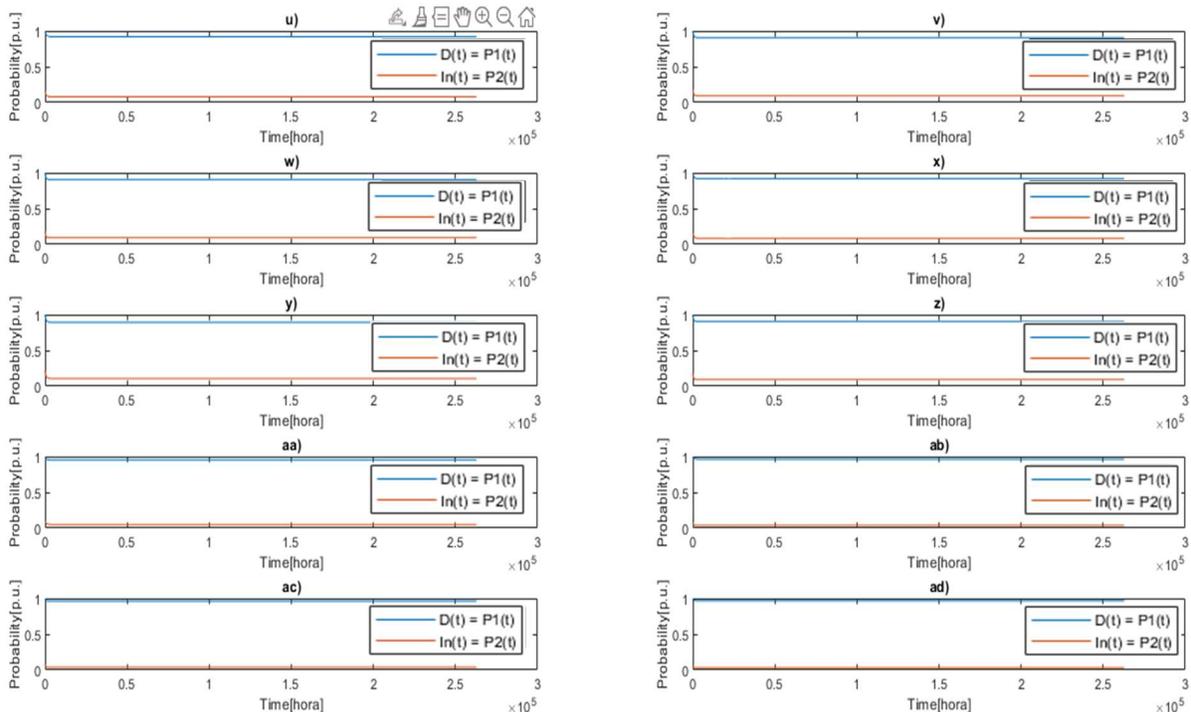


Figura 3. 3. Disponibilidad e indisponibilidad u) TR-G12-CUM, v) TR-G13-CUM, w) TR-AG1\_SC, x) TR-AG2\_SC, y) TR-AG3\_SC, z) TR-PV SYSTEM, aa) LT-TER1, ab) LT-TER2, ac) LT-EOLICO, ad) LT-PV para un sistema sin envejecimiento

En este tercer grupo, se obtiene que todos los elementos superan el 80% establecido por la regulación 002/2023 de la ARCERNNR siendo la mayor disponibilidad la línea del sistema fotovoltaico con un 96.73% y la más baja sería la del transformador TR-AG3-SC con un 89.29%. En la Tabla 3.3, se aprecia los porcentajes de disponibilidad e indisponibilidad para los últimos 10 elementos.

Tabla 3. 3. Tabla de disponibilidad e indisponibilidad para los elementos del u) hasta ad) para un sistema sin envejecimiento

Nombre de Unidad	Porcentaje de disponibilidad [%]	Porcentaje de indisponibilidad [%]
TR-G12-CUM	92.0168	7.98319
TR-G13-CUM	90.6832	9.31677
TR-AG1_SC	90.6832	9.31677
TR-AG2_SC	91.6372	8.3682
TR-AG3_SC	89.2966	10.7034
TR-PV SYSTM	90.6832	9.31677
LT-TER1	95.0521	4.94792
LT-TER2	96.3061	3.69393
LT-EOLICO	96.1950	3.80497
LT-PV	96.7314	3.26855

Una vez obtenido las curvas de disponibilidad e indisponibilidad de todos los elementos y mediante la aplicación del método de simulación Montecarlo No Secuencial, se obtienen los siguientes resultados para los índices de confiabilidad en el primer año de análisis sin envejecimiento como se indica en la Tabla 3.4.

Tabla 3. 4. Índices de confiabilidad del sistema en el primer año sin considerar envejecimiento

DESCRIPCION (SIN ENVEJECIMIENTO)	AÑO 1
PROBABILIDAD DE CORTE DE CARGA (PLC)[%]	0
NUMERO ESPERADO DE CORTE DE CARGA (ENLC)[FALLA/AÑO]	0
DURACION ESPERADA DE CORTE DE CARGA (EDLC)[HORAS/AÑO]	0
DURACION MEDIA DE LAS REDUCCIONES DE CARGA(ADLC)[HORA/FALLA]	NaN
ENERGIA NO SUPLIDA POR CORTE DE CARGA [MW]	0

En la Tabla 3.4, se observa que los índices de confiabilidad son nulos debido a la alta disponibilidad de los elementos logrando un sistema altamente confiable. Estos resultados entran dentro de lo esperado debido al escenario ideal de generación que se está considerando para el estudio.

En la Figura 3.4, se proyecta la generación del sistema durante el primer año de análisis sin envejecimiento y se evidencia como los valores de generación están muy por encima de los valores de demanda por lo cual no existe algún escenario donde se deba ejecutar un corte de despacho energético.

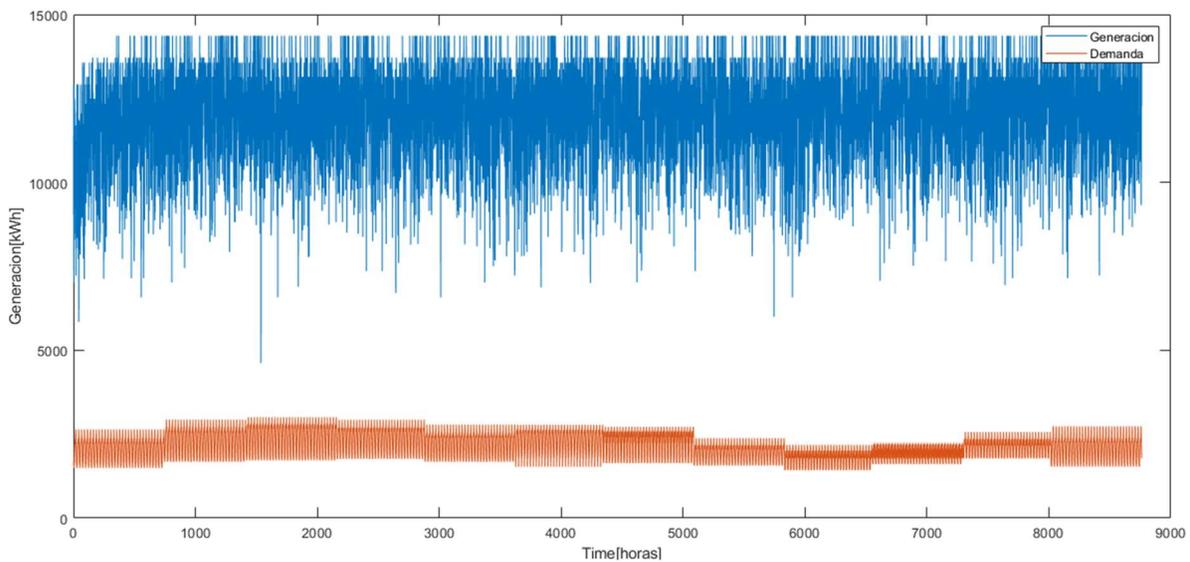


Figura 3. 4. Generación del sistema durante el primer año para un sistema sin envejecimiento

En el quinto año para un análisis sin envejecimiento, se tienen los siguientes valores de índices de confiabilidad tal como se muestra en la Tabla 3.5.

Tabla 3. 5. Índices de confiabilidad al quinto año de análisis sin envejecimiento

DESCRIPCION (SIN ENVEJECIMIENTO)	AÑO 5
PROBABILIDAD DE CORTE DE CARGA (PLC)[%]	0
NUMERO ESPERADO DE CORTE DE CARGA (ENLC)[FALLA/AÑO]	0
DURACION ESPERADA DE CORTE DE CARGA (EDLC)[HORAS/AÑO]	0
DURACION MEDIA DE LAS REDUCCIONES DE CARGA(ADLC)[HORA/FALLA]	NaN
ENERGIA NO SUPLIDA POR CORTE DE CARGA [MW]	0

En la Tabla 3.5, se observa como para el quinto año los resultados en los índices de confiabilidad se mantienen nulos a pesar de que la demanda ha crecido un 5% por cada año transcurrido.

En la Figura 3.5, se proyecta la generación del sistema durante el primer año de análisis sin envejecimiento y se puede observar que la generación de la isla san Cristóbal durante

el quinto año sin presentar algún escenario donde se requiera corte de despacho energético a pesar del crecimiento de la demanda a través de los años.

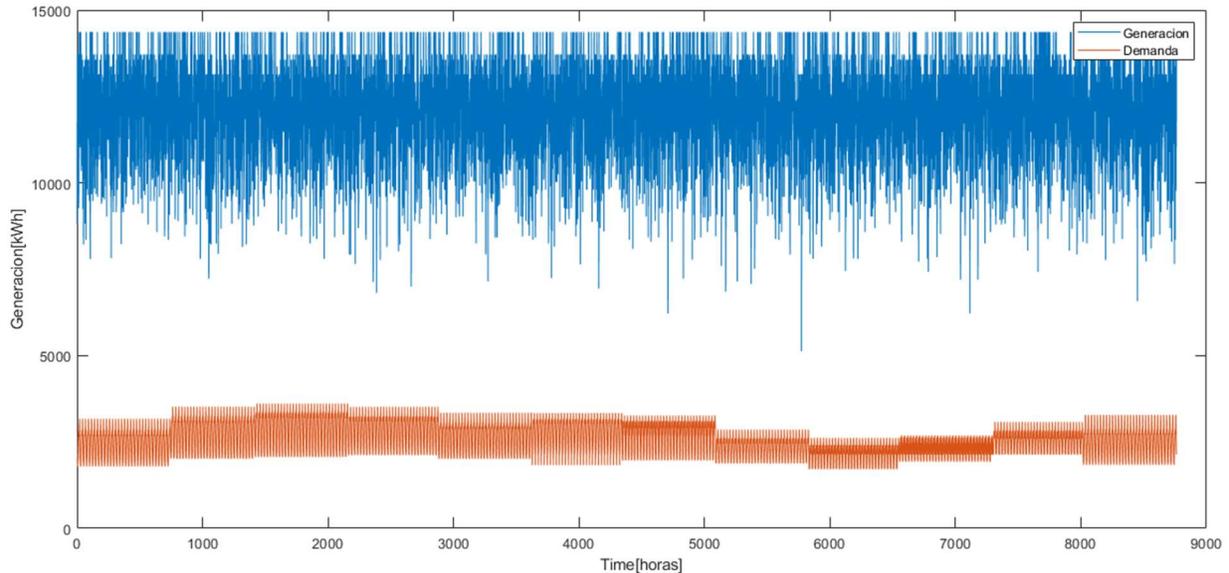


Figura 3. 5. Generación durante el quinto año para un sistema sin envejecimiento

Al año decimo para un análisis sin envejecimiento, tenemos los siguientes valores de índices de confiabilidad como se muestra en la Tabla 3.6.

Tabla 3. 6. Índices de confiabilidad al décimo año de análisis sin envejecimiento

DESCRIPCION (SIN ENVEJECIMIENTO)	AÑO 10
PROBABILIDAD DE CORTE DE CARGA (PLC)[%]	0.0023
NUMERO ESPERADO DE CORTE DE CARGA (ENLC)[FALLA/AÑO]	0.2000
DURACION ESPERADA DE CORTE DE CARGA (EDLC)[HORAS/AÑO]	0.2000
DURACION MEDIA DE LAS REDUCCIONES DE CARGA(ADLC)[HORA/FALLA]	1
ENERGIA NO SUPLIDA POR CORTE DE CARGA [MW]	0.5687

En la Tabla 3.6, con un crecimiento de carga considerable ya presentamos valores en los índices de confiabilidad los cuales son muy bajos. Presentamos un 0.0023% de probabilidades de corte de carga, 0.2 fallas al año y 0.2 horas al año. Esto último solo nos rectifica que la probabilidad de falla es casi nula dado que no existe una falla incompleta, para ser considerada falla debe cumplir la unidad.

En la Figura 3.6, se logra evidenciar como los valores de generación están muy por encima de los valores de demanda por lo cual no existe algún escenario donde se deba ejecutar un corte de despacho.

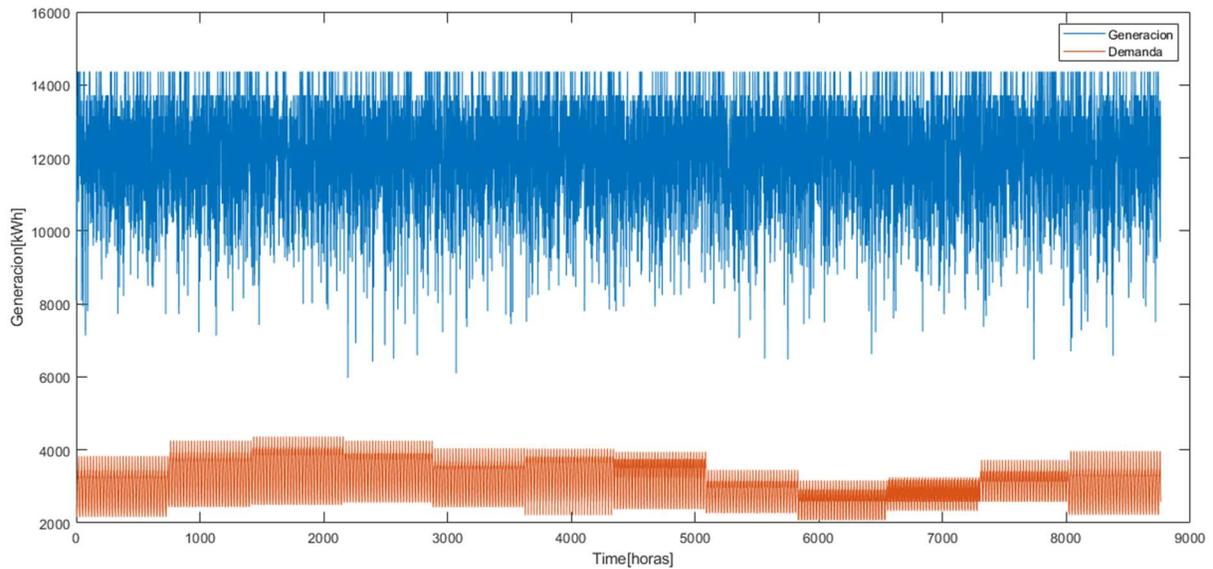


Figura 3. 6. Generación al décimo año para un sistema sin envejecimiento

Como se puede observar, los resultados de los índices de confiabilidad a lo largo de los tres años de análisis son relativamente consistentes, ya que no tener en cuenta el envejecimiento presenta un escenario ideal que se aleja considerablemente de la realidad. En contraste, cuando se considera el envejecimiento, se evidencia una variación a lo largo del tiempo, lo que nos conduce a un escenario que refleja con mayor precisión las condiciones del mundo real. Esta cuestión se aborda con mayor detalle en la siguiente sección 3.2.

### 3.2. RESULTADOS CON ENVEJECIMIENTO

Una vez puesto en marcha nuestro código en Matlab para un sistema considerando envejecimiento, tenemos los resultados correspondientes a la disponibilidad e indisponibilidad de los 30 elementos del sistema de potencia de la isla San Cristóbal con envejecimiento. En la Figura 3.7, se tienen las primeras 10 curvas correspondientes a los elementos de generación térmica.

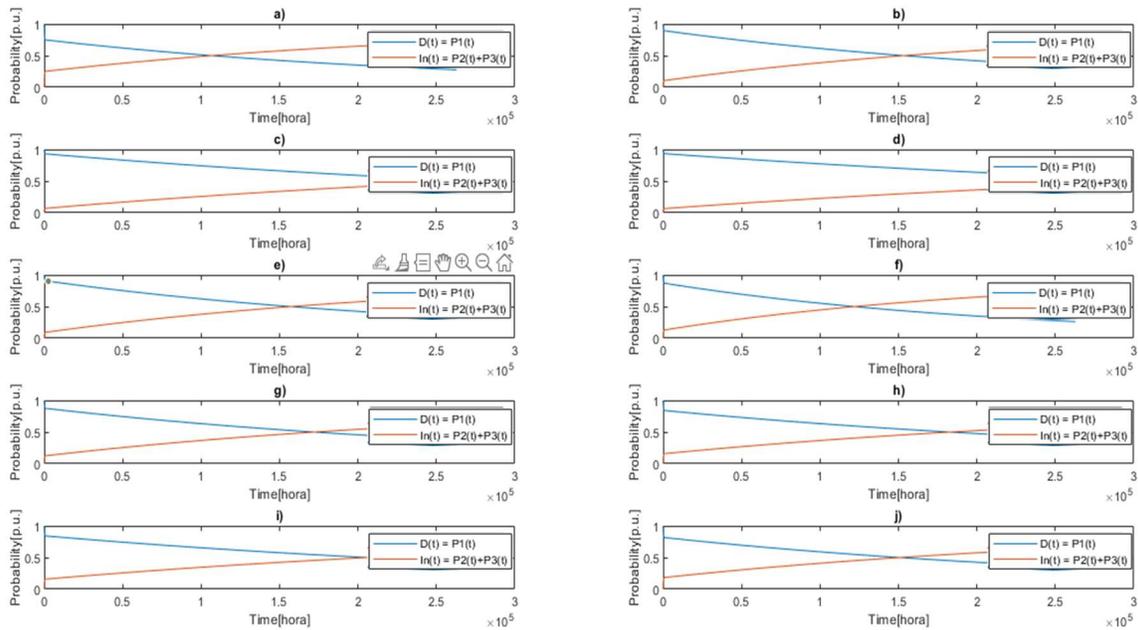


Figura 3. 7. Disponibilidad e indisponibilidad de a) G1-CAT, b) G3-CAT, c) G4-CAT, d) G7-CAT, e) G8-CAT, f) G5-CAT, g) G10-CUM, h) G11-CUM, i) G12-CUM, j) G13-CUM con envejecimiento

Al igual que para un sistema sin envejecimiento, en el primer año todos los sistemas cumplen la premisa de superar el mínimo de disponibilidad que es el 80% a excepción de G1-CAT que maneja un 75% y no cumple con la disponibilidad mínima según la regulación 002/2023 de la ARCERNNR. Al pasar los años, se observa como la disponibilidad de cada elemento va disminuyendo al contrario de la indisponibilidad que va aumentando. Llegará un punto donde cada elemento llegue a la disponibilidad mínima considerada y se deberá ejecutar algún plan para que esto se pueda revertir o prolongar la disponibilidad del elemento. En la Tabla 3.7, se tienen los valores iniciales de disponibilidad y a que punto en el tiempo llegan a su valor mínimo de este (el 80%).

Tabla 3. 7. Tabla de disponibilidad en la hora y año donde llega al mínimo valor permitido para los elementos desde a) hasta j)

Nombre de Unidad	Porcentaje de disponibilidad inicial [%]	Porcentaje de disponibilidad mínimo según la ARCERNNR [%]	Hora en el que el elemento llega a su porcentaje de disponibilidad mínimo [horas]	Año en el que el elemento llega a su porcentaje de disponibilidad mínimo [año]
G1-CAT	75.0000	75	0	0.00
G3-CAT	89.5522	80	28392	3.24
G4-CAT	93.2039	80	59738	6.82
G7-SKL	93.4959	80	61050	6.97
G8-SKL	87.6289	80	31674	3.62
G5-CAT	87.1795	80	17724	2.02
G10-CUM	87.6289	80	26915	3.07
G11-CUM	84.2105	80	15755	1.80
G12-CUM	84.2697	80	19037	2.17
G13-CUM	81.7204	80	5088	0.58

En la tabla 3.7. se observa, como ya lo mencionamos, que la unidad G1-CAT desde año cero ya es un problema dado que no cumple los valores de disponibilidad mínima. Luego, la unidad G13-CUM es la más próxima a no cumplir con la mínima disponibilidad dentro de 0.58 años. La más lejana es la unidad G7-SKL con 6.97 años.

Para el segundo grupo, en la Figura 3.8. se tienen las siguientes curvas de disponibilidad e indisponibilidad considerando envejecimiento:

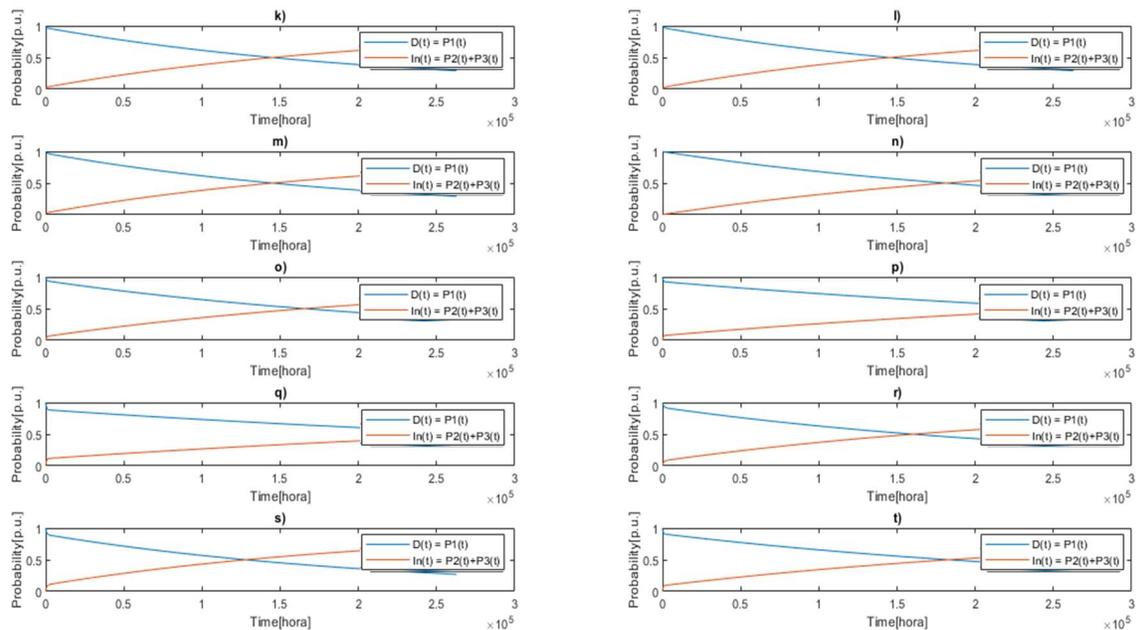


Figura 3. 8. Disponibilidad e indisponibilidad de k) AG1\_SC, l) AG2\_SC, m) AG3\_SC, n) PV SYSTEM, o) TR-G1-CAT, p) TR-G3-CAT, q) TR-G4-CAT, r) TR-G7/8-SKL, s) TR-G5/10-CAT, t) TR-G11-CUM

En la Figura 3.8, se tienen que todos los elementos presentan un valor inicial donde se encuentran superando el valor mínimo de disponibilidad hasta llegar a un punto a través del tiempo donde van a ubicarse por debajo del valor límite de disponibilidad. Lo anteriormente mencionado se puede apreciar en la Tabla 3.8. donde se proyectan los valores iniciales de disponibilidad y el tiempo en el llegan a su valor mínimo permitido.

Tabla 3. 8. Tabla de disponibilidad en la hora y año donde llega al mínimo valor permitido para los elementos desde k) hasta t)

Nombre de Unidad	Porcentaje de disponibilidad inicial [%]	Porcentaje de disponibilidad mínimo [%]	Hora en el que el elemento llega a su porcentaje de disponibilidad mínimo [horas]	Año en el que el elemento llega a su porcentaje de disponibilidad mínimo [año]
AG1 SC	96.6887	80	40208	4.59
AG2 SC	96.9027	80	41520	4.74
AG3 SC	96.6887	80	40371	4.61
PV SYSTM	99.6179	80	54979	6.28
TR-G1-CAT	93.5897	80	41520	4.74
TR-G3-CAT	92.4051	80	38567	4.40
TR-G4-CAT	88.3956	80	24945	2.85
TR-G7/8-SKL	91.6319	80	36105	4.12
TR-G5/10-CAT	89.2966	80	23797	2.72
TR-G11-CUM	90.6832	80	38894	4.44

En la Tabla 3.8, se observa que todas las unidades presentan un tiempo considerable hasta llegar a su valor mínimo de disponibilidad permitido siendo la unidad TR-G5/10-CAT con el tiempo más corto con 2.72 años y la unidad PV SYSTM con 6.28 años siendo el tiempo más largo.

Para el tercer grupo, en la Figura 3.9. se tienen las siguientes curvas de disponibilidad e indisponibilidad considerando envejecimiento:

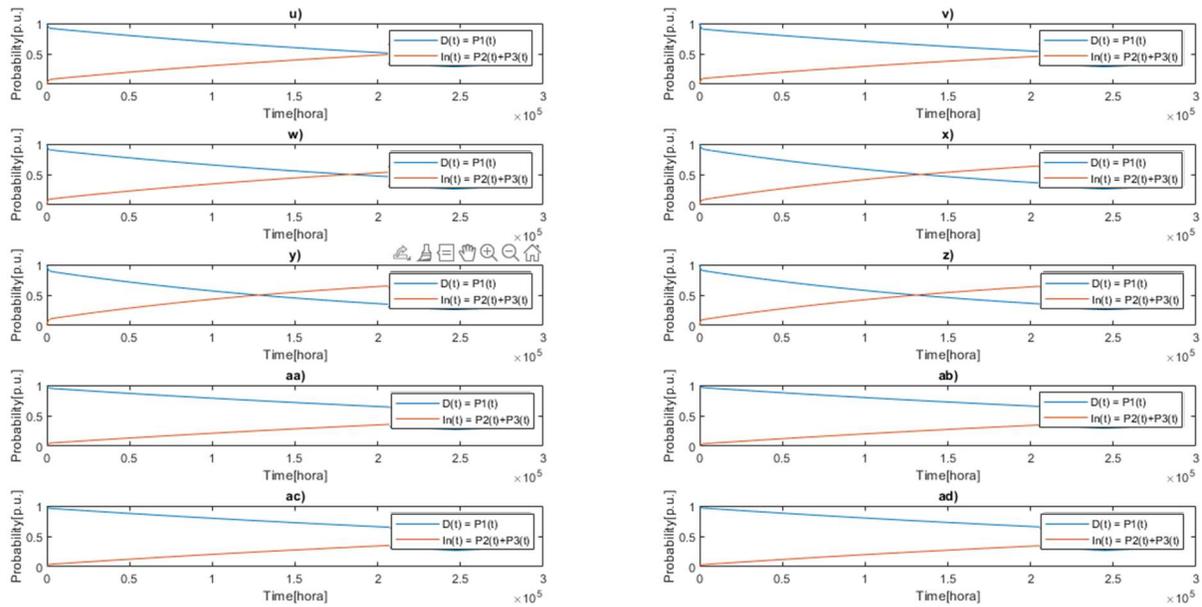


Figura 3. 9. Disponibilidad e indisponibilidad de u) TR-G12-CUM, v) TR-G13-CUM, w) TR-AG1\_SC, x) TR-AG2\_SC, y) TR-AG3\_SC, z) TR-PV SYSTEM, aa) LT-TER1, ab) LT-TER2, ac) LT-EOLICO, ad) LT-PV

En la Figura 3.9, se tienen que todos presentan un valor inicial donde se encuentran superando el valor mínimo de disponibilidad hasta llegar a un punto a través del tiempo donde van a ubicarse por debajo del valor límite de disponibilidad.

Tabla 3. 9. Tabla de disponibilidad en la hora y año donde llega al mínimo valor permitido para los elementos desde u) hasta ad)

Nombre de Unidad	Porcentaje de disponibilidad inicial [%]	Porcentaje de disponibilidad mínimo [%]	Hora en el que el elemento llega a su porcentaje de disponibilidad mínimo [horas]	Año en el que el elemento llega a su porcentaje de disponibilidad mínimo [año]
TR-G12-CUM	92.0168	80	49890	5.70
TR-G13-CUM	90.6832	80	46608	5.32
TR-AG1_SC	90.6832	80	36598	4.18
TR-AG2_SC	91.6372	80	30690	3.50
TR-AG3_SC	89.2966	80	23796	2.72
TR-PV SYSTEM	90.6832	80	28063	3.20
LT-TER1	95.0521	80	68927	7.87
LT-TER2	96.3061	80	73523	8.39
LT-EOLICO	96.1950	80	71717	8.19
LT-PV	96.7314	80	73687	8.41

En la Tabla 3.9, se evidencia que todas las unidades presentan un tiempo considerable hasta llegar a su valor mínimo de disponibilidad permitido siendo la unidad TR-AG3\_SC con el tiempo más corto con 2.72 años y la unidad LT-PV con 8.41 años siendo el tiempo más largo. Además, se observa como en los elementos que son líneas de transmisión presentan largo tiempo en comparación al resto de elementos, esto debido a que las líneas tienen una tasa de falla y reparación baja con respecto a los demás elementos.

Una vez obtenido las curvas de disponibilidad e indisponibilidad de todos los elementos y mediante la aplicación del método de simulación Montecarlo No Secuencial, se obtienen los siguientes resultados para los índices de confiabilidad en el primer año de análisis con envejecimiento como se indica en la Tabla 3.10.

Tabla 3. 10. Índices de confiabilidad del sistema en el año con envejecimiento

DESCRIPCION (CON ENVEJECIMIENTO)	AÑO 1
PROBABILIDAD DE CORTE DE CARGA (PLC)[%]	0
NUMERO ESPERADO DE CORTE DE CARGA (ENLC)[FALLA/AÑO]	0
DURACION ESPERADA DE CORTE DE CARGA (EDLC)[HORAS/AÑO]	0
DURACION MEDIA DE LAS REDUCCIONES DE CARGA(ADLC)[HORA/FALLA]	NaN
ENERGIA NO SUPLIDA POR CORTE DE CARGA [MW]	0

En la Tabla 3.10, se evidencia como los índices de confiabilidad tienen un valor nulo debido a que para el primer año el sistema es aún capaz de abastecer la demanda sin la necesidad de realizar un corte de despacho energético. A su vez, en la Figura 3.10 se observa como para el primer año no existe el escenario donde la reserva sea menor al 20% de la generación del sistema eléctrico de San Cristóbal.

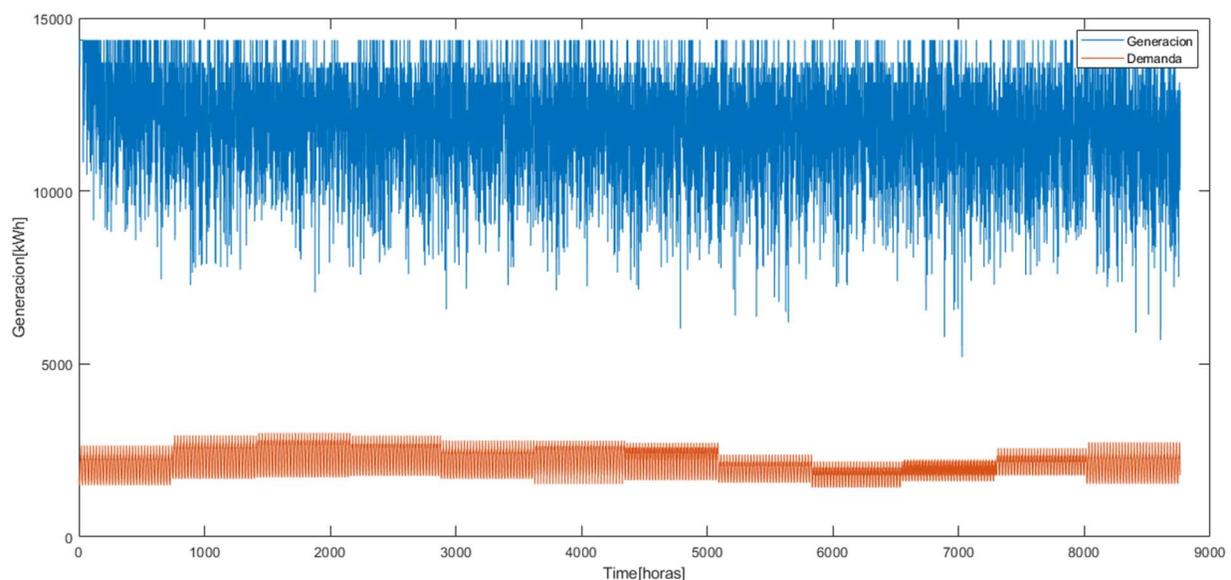


Figura 3. 10. Generación del sistema durante el primer año para un sistema con envejecimiento

Para el año quinto de un análisis con envejecimiento, la Tabla 3.11 presenta los siguientes valores de índices de confiabilidad:

Tabla 3. 11. Índices de confiabilidad al quinto año de análisis con envejecimiento

DESCRIPCION (CON ENVEJECIMIENTO)	AÑO 5
PROBABILIDAD DE CORTE DE CARGA (PLC)[%]	0.0434
NUMERO ESPERADO DE CORTE DE CARGA (ENLC)[FALLA/AÑO]	3.8
DURACION ESPERADA DE CORTE DE CARGA (EDLC)[HORAS/AÑO]	3.8
DURACION MEDIA DE LAS REDUCCIONES DE CARGA(ADLC)[HORA/FALLA]	1
ENERGIA NO SUPLIDA POR CORTE DE CARGA [MW]	10.4302

En la Tabla 3.11, para el quinto año se observa un cambio en los índices de confiabilidad donde ya existen cortes de carga a lo largo del quinto año. Es aquí donde se presentan los escenarios donde el envejecimiento de los elementos se hace notar y la reserva no logra superar el 20% de la generación, para este punto el 70% de los elementos ya superaron el porcentaje de disponibilidad mínimo permitido. Presentamos un valor del 0.0434% de probabilidad de corte de carga durante las 8760 horas del quinto año. A su vez, presentamos 3,8 fallas y horas de falla anuales con una duración 1 hora por falla. Por último, a energía media no suplida para el quinto año es de 10.4302 [MW].

En la Figura 3.11, se observa como para el quinto año ya existe el escenario donde la reserva sea menor al 20% de la generación del sistema eléctrico de San Cristóbal.

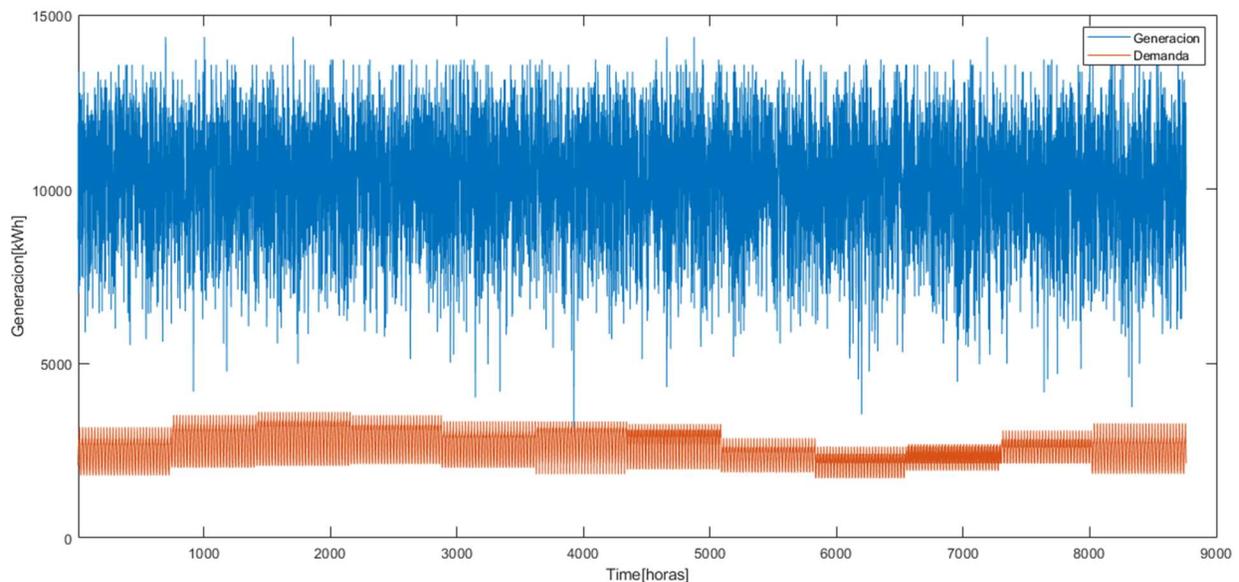


Figura 3. 11. Generación del sistema durante el quinto año para un sistema con envejecimiento

Para el quinto año, considerando los índices de confiabilidad presentados por la ARCERNR [15], el *FMIK* y *TTIK*, y sus equivalentes el *ENLC* y *EDLC*, tenemos que en este año los índices de número de fallas esperadas al año y duración esperada de corte carga no superan sus valores máximos de 6 fallas al año y 8 horas al año,

respectivamente. Por otro lado, La figura 3.11 representa la última iteración del estudio donde podemos evidenciar que la falla ocurre en la hora 3924 cuando la generación es de 2900 [kWh] y la demanda es de 1830.51 [kWh] lo cual presenta una reserva de 580 [kWh]. Esta reserva no cumple la condición de superar el 20% de la generación por lo que ocurre el corte energético.

Al año decimo para un análisis con envejecimiento, la Tabla 3.12 presenta los siguientes valores de índices de confiabilidad:

Tabla 3. 12. Índices de confiabilidad al décimo año de análisis con envejecimiento

DESCRIPCION (CON ENVEJECIMIENTO)	AÑO 10
PROBABILIDAD DE CORTE DE CARGA (PLC)[%]	1.6596
NUMERO ESPERADO DE CORTE DE CARGA (ENLC)[FALLA/AÑO]	145.4
DURACION ESPERADA DE CORTE DE CARGA (EDLC)[HORAS/AÑO]	145.4
DURACION MEDIA DE LAS REDUCCIONES DE CARGA(ADLC)[HORA/FALLA]	1
ENERGIA NO SUPLIDA POR CORTE DE CARGA [MWh]	392.3644

En la Tabla 3.12, se evidencia como al décimo año los valores de los índices de confiabilidad han crecido en comparación al quinto año, para este punto ya todos los elementos superaron el porcentaje mínimo de disponibilidad permitido. A su vez, se presenta un valor del 1.6596% de probabilidad de corte de carga durante las 8760 horas del quinto año. Por otro lado, se obtienen 145.4 fallas y horas de falla anuales con una duración 1 hora por falla. Por último, la energía media no suplida para el quinto año es de 392.3644 [kW].

La Figura 3.12, representa la última iteración del estudio y presenta 142 interrupciones para el año decimo.

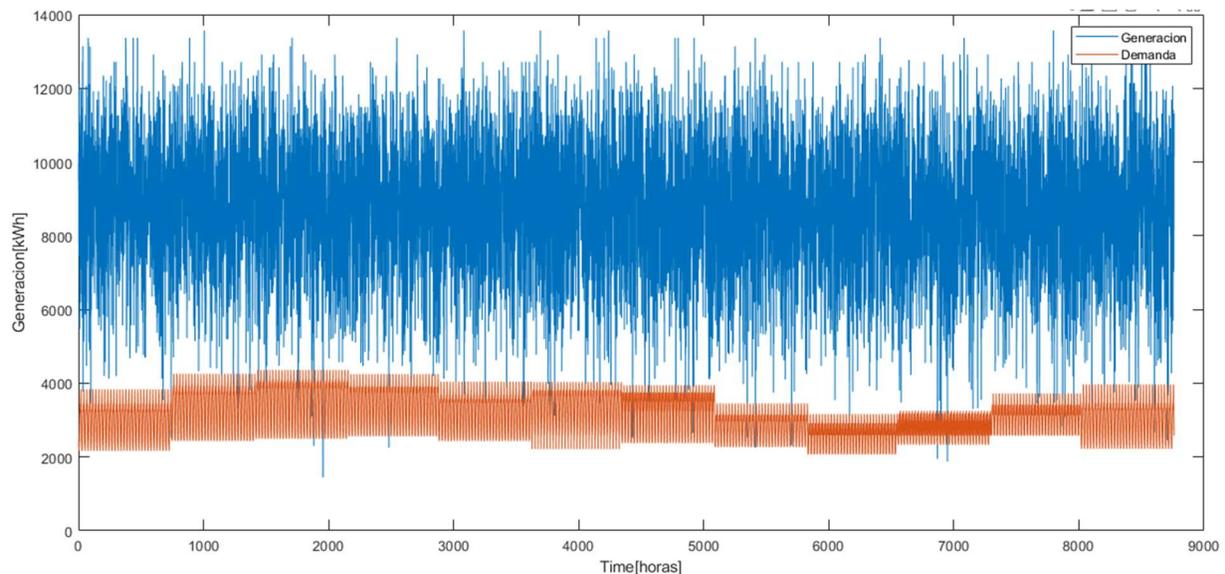


Figura 3. 12. Generación al décimo año para un sistema con envejecimiento

Para el décimo año, considerando los índices de confiabilidad presentados por la ARCERNNR [15], el *FMIK* y *TTIK*, y sus equivalentes el *ENLC* y *EDLC*, se obtiene que en este año los índices de número de fallas esperadas al año y duración esperada de corte carga superan sus valores máximos en 24.23 y 18.175 veces cada uno, respectivamente.

Por último, con los resultados obtenidos y el exhaustivo análisis de estos, se da paso al siguiente capítulo, en el cual se presentan las conclusiones y recomendaciones derivadas de la información analizada previamente.

# CAPITULO 4

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A lo largo de este trabajo se desarrolló una programación basada en las cadenas de Márkov, estados y tasas de transición de los elementos que conforman el sistema eléctrico de la Isla San Cristóbal con el fin de proyectar las curvas de disponibilidad e indisponibilidad de cada elemento para análisis donde se considera y no se considera envejecimiento. A su vez, se implementó el modelo probabilístico de Montecarlo No Secuencial el cual nos permito generar eventos aleatorios no lineales en el sistema eléctrico de San Cristóbal con el fin de simular lo mas real posible los eventos que pueden ocurrir en este. Por otro lado, la cantidad de información accesible fue limitada y, en ciertos casos, no se logro adquirir datos detallados como el caso del despacho energético de la Isla San Cristóbal lo cual permitiría obtener resultados mas cercanos a la realidad. Aun así, lo ejecutado en este documento sirve como un escalón para futuros trabajos de análisis de confiabilidad considerando envejecimiento donde la información puede ampliarse, ya sea a través de un análisis y consideración de datos mas profundos y exactos. Este documento permite sacar a la luz la importancia de los análisis de confiabilidad proyectados a un futuro donde se considera el envejecimiento de los elementos del sistema y como, a través de estos estudios, se puede identificar los tiempos críticos a considerar para la implementación de mejoras y plan energéticos en el sistema que permitan mantener un sistema confiable y eficaz.

### 4.1. CONCLUSIONES

- Para un análisis de confiabilidad sin considerar envejecimiento en la Isla San Cristóbal, se obtienen las curvas de disponibilidad e indisponibilidad de los 30 elementos considerados en el sistema eléctrico de la isla. En base a los resultados, se concluye que la unidad generadora térmica G1-CAT es la que presenta menor porcentaje de disponibilidad con un 75% y la planta fotovoltaica PV SYSTM la que presenta mayor porcentaje disponibilidad con un 99.6179%. Al ser un sistema que no considera envejecimiento, estos valores se mantienen constante al pasar los años. De igual manera, la unidad G1-CAT no cumple con los índices mínimos de disponibilidad para centrales térmicas del 80% mencionados en la Regulación Nro. ARCERNNR 001/23 - Resolución Nro. ARCERNNR-002/2023 e implica una intervención en la unidad con el fin de mejorar su porcentaje de disponibilidad.
- Para un análisis de confiabilidad considerando envejecimiento en la Isla San Cristóbal, se obtienen las curvas de disponibilidad e indisponibilidad de los 30 elementos considerados en el sistema eléctrico de la isla. En base a los resultados, se concluye que la unidad generadora térmica G1-CAT es la que presenta menor porcentaje de disponibilidad con un 75% y la planta fotovoltaica PV SYSTM la que presenta mayor porcentaje disponibilidad con un 99.6179% en

el primer año. Al ser un sistema que considera envejecimiento, estos valores van cambiando al pasar los años. De igual manera, la unidad G1-CAT no cumple con los índices mínimos de disponibilidad para centrales térmicas del 80% mencionados en la Regulación Nro. ARCERNNR 001/23 - Resolución Nro. ARCERNNR-002/2023 desde el primer año y la segunda en superar el valor mínimo de disponibilidad es la central térmica G13-CUM a los 7 meses del primer año. Por otro lado, todas las unidades de línea de transmisión superan los 7 años para recién poder superar el mínimo porcentaje de disponibilidad permitido. Por lo tanto, debido al envejecimiento de los elementos, al primer ya se debió tener previsto un plan de mejora de disponibilidad para los elementos de generación térmica G1-CAT y G13-CUM y considerar lo mismo para las unidades próximas a superar los índices de disponibilidad en los siguientes años.

- Se presenta una clara diferencia entre los índices de confiabilidad para los análisis de confiabilidad considerando y no envejecimiento para la Isla San Cristóbal. Para un sistema sin envejecimiento, el primer y quinto año los índices de confiabilidad son nulos dando como conclusión que el sistema durante esos años es ideal. Al décimo año, recién se presenta valores muy pequeños que también son tomados como nulos dado que no superan el valor de la unidad para los índices de número esperado y duración esperada de cortes de carga. Por otro lado, en un sistema considerando envejecimiento, en el quinto año ya se presentan valores considerables en los índices de confiabilidad, pero sin superar el valor máximo de *ENLC* y *EDLC* permitidos, según sus equivalentes siendo el *FMIK* y *TTIK* dados por la ARCERNNR. Pasado el tiempo, para el décimo año los valores máximos de *ENLC* y *EDLC* ya son notoriamente superados por lo que este estudio concluye que al partir del quinto año ya se debe estar ejecutando planes estratégicos para impedir lo ocurrido en el décimo año.
- A través de este trabajo, se concluye la importancia de la consideración de envejecimiento en los sistemas de potencia para análisis de confiabilidad. Al hacerlo, se proyecta la disponibilidad los elementos a través del tiempo permitiendo identificar las áreas y tiempos críticos a intervenir y, así, poder planificar y ejecutar de manera correcta planes estratégicos con el fin de mantener la confiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico de la Isla San Cristóbal.

#### **4.2. RECOMENDACIONES**

- Se sugiere tener en cuenta el despacho energético real por hora del sistema, ya que el análisis presentado en el documento se basa en una generación nominal que considera la potencia de todos los elementos, lo cual no refleja un escenario realista. Esta recomendación busca simular de manera más precisa la curva de generación en función de la carga establecida por hora. Además, si bien se contempla un incremento anual en la demanda, no se está considerando un aumento en la capacidad instalada de generación. Es crucial integrar ambos aspectos para obtener un análisis más completo y representativo del sistema energético.

- Se recomienda que se amplíen el número de estados y tasas de transición de los elementos, teniendo en cuenta el despacho energético. Esto se debe a que se trata de una situación real en la que la operación de las unidades de generación está directamente relacionada con las actividades que se llevan a cabo según el plan de despacho energético que se establece por hora. Implementar esta recomendación permitirá una mejor alineación entre la capacidad de transición de los elementos y las demandas del sistema energético, optimizando así la eficiencia operativa y la integración de las fuentes de energía.

# Bibliografía

- [1] Y. Loaiza, «INFOBAE,» Yalile Loaiza, 16 Abril 2024. [En línea]. Available: <https://www.infobae.com/america/america-latina/2024/04/16/crisis-energetica-en-ecuador-volvieron-apagones-de-hasta-cinco-horas/#:~:text=Desde%20el%20a%C3%B1o%20pasado%2C%20Ecuador,oficina%20sino%20tambi%C3%A9n%20las%20madrugadas..>
- [2] C. J. ZAPATA, «CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA,» UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA, Colombia, 2011.
- [3] D. J. Abdullah Altamimi, «Reliability of power systems with climate change impacts on hierarchical levels of PV SYSTEM,» ELSEVIER, 2020.
- [4] D. J. Manuel S. Alvarez-Alvarado., «Aging Reliability Model for Generation Adequacy,» University of Birmingham, Birmingham, 2018.
- [5] ARCERNNR, «REGULACION NRO. ARCERNNR-002/2023 (REGULACION NRO. ARCERNNR 001/23),» ARCERNNR, 2023.
- [6] F. Chamizo, «Cadenas de Markov,» Universidad Autonoma de Madrid .
- [7] D. J. Manuel S. Alvarez, «Bathub curve as a Markovian process to describe the reliability of repairable components,» IET, 2018.
- [8] J. I. Illana, *Metodos Monte Carlo*, Granada: Universidad de Granada, 2013.
- [9] M. A. Alvarado, «Confiabilidad de los sistemas de Potencia: Evaluación de la confiabilidad de los Sistemas de Potencia,» Facultad de ingenieria en Electricidad y computacion - ESPOL, 2022.
- [10] ELECGALAPAGOS, *DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE POTENCIA*, 2024.
- [11] Karolain Patricia Revelo Ricaurte, «DISEÑO DE UN MICROGRID EN EL PARQUE NACIONAL GALAPAGOS - SAN CRISTOBAL,» 2019.
- [12] P. W. P. A. R. A. M. B. R. B. C. GRIGG, *THE IEEE RELIABILITY TEST SYSTEM - 1996*, IEEE, 1999.
- [13] M. E.-S. M. E. A. S. M. El-Metwally, ICEENG, 2018.
- [14] G. P. BHARGAVA CHITUMODHU, *Reliability evaluation of radial distribution system considering common mode failures and different weather effects*, ELSEVIER, 2024.
- [15] ARCERNNR, «REGULACION Nro. ARCERNNR 002/20 (CODIFICADA),» 2023.
- [16] A. d. r. y. c. d. e. y. r. n. n. renovables, «Panorama Electrico,» Edicion 14, 2023.

- [17] M. d. e. y. minas, «Plan maestro de electricidad 2023 - 2032,» 2023.
- [18] M. d. E. y. Minas, «Plan Maestro de electricidad 2018 - 2027,» 2018.
- [19] CENACE, «INFORME ANUAL - OPERADOR NACIONAL DE ELECTRICIDAD,» 2023.
- [20] ELECGALAPAGOS, «PLAN DE NEGOCIO 2023,» 2022.
- [21] ELECGALAPAGOS, «Rendición de cuenta 2022,» 2022.
- [22] M. d. e. y. Minas, «Plan de Transicion energia de la Islas Galápagos - Evolucion energética,» 2023.

# ANEXO

## ANEXO A. CODIGO IMPLEMENTADO EN MATLAB PARA ANALISIS DE CONFIABILIDAD SIN CONSIDERAR ENVEJECIMIENTO

%CODIGO SIN ENVEJECIMIENTO

```
Datos = codtesis{:, :};
tam = size(Datos);
[u,v] = size(codtesis);
[TS,w] = size(codtesisS1);
n = tam(1);
lr = codtesis{:,4};
ur = codtesis{:,5};
t = [0:1:30*TS];
P1_datos = [];
P2_datos = [];

for i = 1:n

    P1 = (ur(i,:)/(lr(i,:)+ur(i,:)))+(lr(i,:)/(lr(i,:)+ur(i,:)))*(exp(-(lr(i,:)+ur(i,:))*t));
    P2 = (lr(i,:)/(lr(i,:)+ur(i,:)))+(ur(i,:)/(lr(i,:)+ur(i,:)))*(exp(-(lr(i,:)+ur(i,:))*t));
    P1_datos = [P1_datos; P1];
    P2_datos = [P2_datos; P2];

end

D = P1_datos;
In = P2_datos;
```

```

figure(1)
for i = 1:10

    subplot(5,2,i),plot(t,D(i,:),t,ln(i,:));
    legend({'D(t) = P1(t)', 'ln(t) = P2(t)'});
    xlabel('Time[hora]');
    ylabel('Probability[p.u.]');
    title({mean(i)});

```

```

end

```

```

figure(2)
j = 1;
for i = 11:20

    subplot(5,2,j),plot(t,D(i,:),t,ln(i,:));
    legend({'D(t) = P1(t)', 'ln(t) = P2(t)'});
    xlabel('Time[hora]');
    ylabel('Probability[p.u.]');
    title({mean(i)});

```

```

j = j+1;

```

```

end

```

```

j = 1;

```

```

figure(3)
for i = 21:30

```

```

    subplot(5,2,j),plot(t,D(i,:),t,ln(i,:));
    legend({'D(t) = P1(t)', 'ln(t) = P2(t)'});

```

```

xlabel('Time[hora]');
ylabel('Probability[p.u.]');
title({mean(i)});
j = j+1;
end

%MonteCarlo No Secuencial

year = 10;
tc = 1 + (0.05*(year-1));
ii = i + 1;
y = codtesisS1{:,8}.*tc;
x = codtesisS1{:,1};
figure(4)
title('DEMANDA POR HORA ANUAL DE ISLA SAN CRISTOBAL')
plot(x,y)
xlabel('Time[horas]')
ylabel('Demanda[MWh]')

NE= 10;
horas_falla = 0;
enerns_tot = 0;
for j=1:NE
    GenPro = rand(u,TS);%Generacion de probabilidades
    EstOper = GenPro>ln(:,((TS*year)-TS+1):(TS*year));%Estado operativo
    generacion_total = [];

    for e=1:TS
        if EstOper(30,e) == 0

```





```

gen_array12 = table2array(generacion_caso12);
generacion_total = [generacion_total gen_array12];
elseif EstOper(18,e) == 0
    codtesis_caso13 = [0; 0; 0; codtesis{4,3}; codtesis{5,3}; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0];
    generacion_caso13 = codtesis(1:14,3).*EstOper(1:14,e) - codtesis_caso13;
    gen_array13 = table2array(generacion_caso13);
    generacion_total = [generacion_total gen_array13];
elseif EstOper(17,e) == 0
    codtesis_caso14 = [0; 0; codtesis{3,3}; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0];
    generacion_caso14 = codtesis(1:14,3).*EstOper(1:14,e) - codtesis_caso14;
    gen_array14 = table2array(generacion_caso14);
    generacion_total = [generacion_total gen_array14];
elseif EstOper(16,e) == 0
    codtesis_caso15 = [0; codtesis{2,3}; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0];
    generacion_caso15 = codtesis(1:14,3).*EstOper(1:14,e) - codtesis_caso15;
    gen_array15 = table2array(generacion_caso15);
    generacion_total = [generacion_total gen_array15];
elseif EstOper(15,e) == 0
    codtesis_caso16 = [codtesis{1,3}; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0];
    generacion_caso16 = codtesis(1:14,3).*EstOper(1:14,e) - codtesis_caso16;
    gen_array16 = table2array(generacion_caso16);
    generacion_total = [generacion_total gen_array16];

else
    generacion_caso17 = codtesis(1:14,3).*EstOper(1:14,e);
    gen_array17 = table2array(generacion_caso17);
    generacion_total = [generacion_total gen_array17];
end

```

```

end

l = generacion_total >= 0;
generacionreal = generacion_total .* l;
generacionreal_total = sum(generacionreal);

k = table2array(codtesisS2);
reserva = generacionreal_total - (k(2,:) .* 1000 * tc);
falla = find(reserva < 0.2 * generacionreal_total);
[ubi_reserva, veces_falla] = size(falla);
horas_falla = horas_falla + veces_falla;
enerns = sum(k(2, falla));
enerns_tot = enerns_tot + enerns;

end

PLC = horas_falla / (NE * TS);
ENLC = horas_falla / NE; %En este caso el numero de horas es igual al numero de veces
EDLC = PLC * TS;
ADLC = EDLC / ENLC;
ELC = enerns_tot / NE;

resultados = [{' DESCRIPCION:'} {' AÑO5'}
{'PROBABILIDAD DE CORTE DE CARGA (PLC)[%]'} {mean(PLC)*100}
{'NUMERO ESPERADO DE CORTE DE CARGA (ENLC)[FALLA/AÑO]'} {mean(ENLC)}
{'DURACION ESPERADA DE CORTE DE CARGA (EDLC)[HORAS/AÑO]'} {mean(EDLC)}
{'DURACION MEDIA DE LAS REDUCCIONES DE CARGA(ADLC)[HORA/FALLA]'} {mean(ADLC)}
{'ENERGIA NO SUPLIDA POR CORTE DE CARGA[kW]'} {mean(ELC)}]

```

```

t_gentot = [1:1:TS];
figure(5)
title('GENERACION POR HORA ANUAL DE ISLA SAN CRISTOBAL')
plot(t_gentot,generacionreal_total,t_gentot,y.*1000)
xlabel('Time[horas]')
ylabel('Generacion[kWh]')
legend({'Generacion','Demanda'})

```

## **ANEXO B. CODIGO IMPLEMENTADO EN MATLAB PARA ANALISIS DE CONFIABILIDAD CONSIDERANDO ENVEJECIMIENTO**

%CODIGO CON ENVEJECIMIENTO

```

Datos = codtesis{:, :};
tam = size(Datos);
[u,v] = size(codtesis);
[TS,w] = size(codtesisS1);
n = tam(1);
lr = codtesis{:,4};
ur = codtesis{:,5};
Mt = codtesis{:,6}.*(365*24);
lf = (lr+ur)./(Mt.*lr - 1);
a = sqrt(-4.*(lr.*lf) + ((lr+lf+ur).^2));
v11 = 0;
v12 = (((lr-ur-lf+a).*(lr+ur+lf+a))./(4.*(lr.*lf)));
v13 = (((lr-ur-lf-a).*(lr+ur+lf-a))./(4.*(lr.*lf)));
v21 = 0;
v22 = (-lr-ur-lf-a)./(2.*lf);
v23 = (-lr-ur-lf+a)./(2.*lf);

```

```

v31 = 1;
v32 = 1;
v33 = 1;
v1 = 0;
v2 = (-lr-ur-lf-a)./2;
v3 = (-lr-ur-lf+a)./2;
C1 = 1;
C2 = (lr+ur+lf-a)./(2.*a);
C3 = (-lr-ur-lf-a)./(2.*a);
t = [0:1:30*TS];
P1_datos = [];
P2_datos = [];
P3_datos = [];

for i = 1:n

    tc = t;
    P1 = C1*v11*(exp(v1*tc)) + C2(i,:)*v12(i,:)*(exp(v2(i,:)*tc)) + C3(i,:)*v13(i,:)*(exp(v3(i,:)*tc));
    P2 = C1*v21*(exp(v1*tc)) + C2(i,:)*v22(i,:)*(exp(v2(i,:)*tc)) + C3(i,:)*v23(i,:)*(exp(v3(i,:)*tc));
    P3 = C1*v31*(exp(v1*tc)) + C2(i,:)*v32*(exp(v2(i,:)*tc)) + C3(i,:)*v33*(exp(v3(i,:)*tc));
    P1_datos = [P1_datos; P1];
    P2_datos = [P2_datos; P2];
    P3_datos = [P3_datos; P3];

end

D = P1_datos;
In = P2_datos + P3_datos;

```

```

figure(1)
for i = 1:10

    subplot(5,2,i),plot(t,D(i,:),t,ln(i,:));
    legend({'D(t) = P1(t)', 'ln(t) = P2(t)+P3(t)'});
    xlabel('Time[hora]');
    ylabel('Probability[p.u.]');
    title({mean(i)});

```

```
end
```

```

figure(2)
j = 1;
for i = 11:20

    subplot(5,2,j),plot(t,D(i,:),t,ln(i,:));
    legend({'D(t) = P1(t)', 'ln(t) = P2(t)+P3(t)'});
    xlabel('Time[hora]');
    ylabel('Probability[p.u.]');
    title({mean(i)});

```

```
j = j+1;
```

```
end
```

```
j = 1;
```

```

figure(3)
for i = 21:30

```

```

    subplot(5,2,j),plot(t,D(i,:),t,ln(i,:));
    legend({'D(t) = P1(t)', 'ln(t) = P2(t)+P3(t)'});

```

```

xlabel('Time[hora]');
ylabel('Probability[p.u.]');
title({mean(i)});
j = j+1;
end

%MonteCarlo No Secuencial

year = 10;
tc = 1 + (0.05*(year-1));
ii = i + 1;
y = codtesisS1{:,8}.*tc;
x = codtesisS1{:,1};
figure(4)
title('DEMANDA POR HORA ANUAL DE ISLA SAN CRISTOBAL')
plot(x,y)
xlabel('Time[horas]')
ylabel('Demanda[MWh]')

NE= 10;
horas_falla = 0;
enerns_tot = 0;
for j=1:NE
    GenPro = rand(u,TS);%Generacion de probabilidades
    EstOper = GenPro>ln(:,((TS*year)-TS+1):(TS*year));%Estado operativo
    generacion_total = [];

    for e=1:TS
        if EstOper(30,e) == 0

```

```

codtesis_caso1 = [0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; codtesis{14,3}];
generacion_caso1 = codtesis(1:14,3).*EstOper(1:14,e) - codtesis_caso1;
gen_array1 = table2array(generacion_caso1);
generacion_total = [generacion_total gen_array1];
elseif EstOper(29,e) == 0
codtesis_caso2 = [0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; codtesis{11,3}; codtesis{12,3}; codtesis{13,3}; 0];
generacion_caso2 = codtesis(1:14,3).*EstOper(1:14,e) - codtesis_caso2;
gen_array2 = table2array(generacion_caso2);
generacion_total = [generacion_total gen_array2];

elseif EstOper(28,e) == 0
codtesis_caso3 = [0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; codtesis{10,3}; 0; 0; 0; 0];
generacion_caso3 = codtesis(1:14,3).*EstOper(1:14,e) - codtesis_caso3;
gen_array3 = table2array(generacion_caso3);
generacion_total = [generacion_total gen_array3];
elseif EstOper(27,e) == 0
codtesis_caso4 = [0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; codtesis{8,3}; codtesis{9,3}; 0; 0; 0; 0; 0];
generacion_caso4 = codtesis(1:14,3).*EstOper(1:14,e) - codtesis_caso4;
gen_array4 = table2array(generacion_caso4);
generacion_total = [generacion_total gen_array4];
elseif EstOper(26,e) == 0
codtesis_caso5 = [0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; codtesis{14,3}];
generacion_caso5 = codtesis(1:14,3).*EstOper(1:14,e) - codtesis_caso5;
gen_array5 = table2array(generacion_caso5);
generacion_total = [generacion_total gen_array5];
elseif EstOper(25,e) == 0
codtesis_caso6 = [0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; codtesis{13,3}; 0];
generacion_caso6 = codtesis(1:14,3).*EstOper(1:14,e) - codtesis_caso6;
gen_array6 = table2array(generacion_caso6);

```

```

    generacion_total = [generacion_total gen_array6];
elseif EstOper(24,e) == 0
    codtesis_caso7 = [0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; codtesis{12,3}; 0; 0];
    generacion_caso7 = codtesis(1:14,3).*EstOper(1:14,e) - codtesis_caso7;
    gen_array7 = table2array(generacion_caso7);
    generacion_total = [generacion_total gen_array7];
elseif EstOper(23,e) == 0
    codtesis_caso8 = [0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; codtesis{11,3}; 0; 0; 0];
    generacion_caso8 = codtesis(1:14,3).*EstOper(1:14,e) - codtesis_caso8;
    gen_array8 = table2array(generacion_caso8);
    generacion_total = [generacion_total gen_array8];
elseif EstOper(22,e) == 0
    codtesis_caso9 = [0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; codtesis{10,3}; 0; 0; 0; 0];
    generacion_caso9 = codtesis(1:14,3).*EstOper(1:14,e) - codtesis_caso9;
    gen_array9 = table2array(generacion_caso9);
    generacion_total = [generacion_total gen_array9];
elseif EstOper(21,e) == 0
    codtesis_caso10 = [0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; codtesis{9,3}; 0; 0; 0; 0; 0];
    generacion_caso10 = codtesis(1:14,3).*EstOper(1:14,e) - codtesis_caso10;
    gen_array10 = table2array(generacion_caso10);
    generacion_total = [generacion_total gen_array10];
elseif EstOper(20,e) == 0
    codtesis_caso11 = [0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; codtesis{8,3}; 0; 0; 0; 0; 0; 0];
    generacion_caso11 = codtesis(1:14,3).*EstOper(1:14,e) - codtesis_caso11;
    gen_array11 = table2array(generacion_caso11);
    generacion_total = [generacion_total gen_array11];
elseif EstOper(19,e) == 0
    codtesis_caso12 = [0; 0; 0; 0; 0; 0; codtesis{6,3}; codtesis{7,3}; 0; 0; 0; 0; 0; 0];
    generacion_caso12 = codtesis(1:14,3).*EstOper(1:14,e) - codtesis_caso12;

```

```

gen_array12 = table2array(generacion_caso12);
generacion_total = [generacion_total gen_array12];
elseif EstOper(18,e) == 0
    codtesis_caso13 = [0; 0; 0; codtesis{4,3}; codtesis{5,3}; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0];
    generacion_caso13 = codtesis(1:14,3).*EstOper(1:14,e) - codtesis_caso13;
    gen_array13 = table2array(generacion_caso13);
    generacion_total = [generacion_total gen_array13];
elseif EstOper(17,e) == 0
    codtesis_caso14 = [0; 0; codtesis{3,3}; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0];
    generacion_caso14 = codtesis(1:14,3).*EstOper(1:14,e) - codtesis_caso14;
    gen_array14 = table2array(generacion_caso14);
    generacion_total = [generacion_total gen_array14];
elseif EstOper(16,e) == 0
    codtesis_caso15 = [0; codtesis{2,3}; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0];
    generacion_caso15 = codtesis(1:14,3).*EstOper(1:14,e) - codtesis_caso15;
    gen_array15 = table2array(generacion_caso15);
    generacion_total = [generacion_total gen_array15];
elseif EstOper(15,e) == 0
    codtesis_caso16 = [codtesis{1,3}; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0; 0];
    generacion_caso16 = codtesis(1:14,3).*EstOper(1:14,e) - codtesis_caso16;
    gen_array16 = table2array(generacion_caso16);
    generacion_total = [generacion_total gen_array16];

else
    generacion_caso17 = codtesis(1:14,3).*EstOper(1:14,e);
    gen_array17 = table2array(generacion_caso17);
    generacion_total = [generacion_total gen_array17];
end

```

```

end

l = generacion_total >= 0;
generacionreal = generacion_total .* l;
generacionreal_total = sum(generacionreal);

k = table2array(codtesisS2);
reserva = generacionreal_total - (k(2,:) .* 1000 * tc);
falla = find(reserva < 0.2 * generacionreal_total);
[ubi_reserva, veces_falla] = size(falla);
horas_falla = horas_falla + veces_falla;
enerns = sum(k(2, falla));
enerns_tot = enerns_tot + enerns;

end

PLC = horas_falla / (NE * TS);
ENLC = horas_falla / NE; %En este caso el numero de horas es igual al numero de veces
EDLC = PLC * TS;
ADLC = EDLC / ENLC;
ELC = enerns_tot / NE;

resultados = [{' DESCRIPCION:'} {' AÑO5'}
{'PROBABILIDAD DE CORTE DE CARGA (PLC)[%]'} {'mean(PLC)*100}
{'NUMERO ESPERADO DE CORTE DE CARGA (ENLC)[FALLA/AÑO]'} {'mean(ENLC)}
{'DURACION ESPERADA DE CORTE DE CARGA (EDLC)[HORAS/AÑO]'} {'mean(EDLC)}
{'DURACION MEDIA DE LAS REDUCCIONES DE CARGA(ADLC)[HORA/FALLA]'} {'mean(ADLC)}
{'ENERGIA NO SUPLIDA POR CORTE DE CARGA[kW]'} {'mean(ELC)}]

```

```
t_gentot = [1:1:TS];  
figure(5)  
title('GENERACION POR HORA ANUAL DE ISLA SAN CRISTOBAL')  
plot(t_gentot,generacionreal_total,t_gentot,y.*1000)  
xlabel('Time[horas]')  
ylabel('Generacion[kWh]')  
legend({'Generacion','Demanda'})
```

