



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE  
ESCUELA DE INGENIERIA

**ELABORACIÓN DE UNA  
HERRAMIENTA COMPUTACIONAL  
PARA LA EVALUACIÓN DE LA  
CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE  
TRANSMISIÓN ELÉCTRICOS**

**FELIPE ANTONIO IMBARACK CHARAD**

Memoria para optar al título de  
Ingeniero Civil Industrial, con Diploma en Ingeniería  
Eléctrica

Profesor Supervisor:  
**HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD**

Santiago de Chile, 2006



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE  
ESCUELA DE INGENIERIA  
Departamento de Ingeniería Eléctrica

# **ELABORACIÓN DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICOS**

**FELIPE ANTONIO IMBARACK CHARAD**

Memoria presentada a la Comisión integrada por los profesores:

**HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD**

**JUAN CARLOS ARANEDA TAPIA**

**CELSO GONZÁLEZ GUTIÉRREZ**

Para completar las exigencias del título de  
Ingeniero Civil Industrial, con Diploma en Ingeniería Eléctrica

Santiago de Chile, 2006

A mis padres. Por entregarme, con amor y esfuerzo, la oportunidad de educarme humana y profesionalmente.

## AGRADECIMIENTOS

A través de estas líneas deseo agradecer sinceramente a todos quienes hicieron posible, directa o indirectamente, el desarrollo de esta Memoria. En primer lugar, agradezco al profesor Hugh Rudnick, por su extraordinaria calidad humana y profesional. Es para mí un motivo de orgullo haber desarrollado este trabajo bajo su supervisión. A don Juan Carlos Araneda, Osvin Martínez y Juan Manuel Infante, de la empresa HQI Transelec, por sus valiosos comentarios y datos aportados durante todo el desarrollo de esta Memoria. A mis ex compañeros del 303 Consulting Group: Alejandro Navarro, Carlos Barría y, en especial, a Rodrigo Moreno. Sus aportes, comentarios, orientación, compañía y amistad durante los días de investigación tienen un valor incalculable. A mis ex compañeros de Systep Ingeniería y Diseños: Sebastián Mocárquer, don Nelson Cornejo, Rodrigo Jiménez, Javier Ibáñez, Jorge Moreno y Francisco Cubillos. Por su orientación y su constante preocupación y motivación. Al profesor Roy Billinton de la Universidad de Saskatchewan, Canadá, por facilitarme gentilmente material de investigación de su autoría.

Esta Memoria de Título marca el hito final de un extenso y, frecuentemente, difícil camino a lo largo del cual me han acompañado un conjunto de personas únicas. Agradezco el constante apoyo y preocupación de mis amigos y compañeros de carrera, que a veces pareciera que vinieran de otro planeta: Nicolás Donoso, Cristian Elgueta, Lorena Espinosa, Felipe Galleguillos, Cristian Herrera, Patricio Muñoz, Sergio López, Cristian Lühr, Hernán Sepúlveda, Mauricio Veloso, Carlos Wuth y Marko Zaro. El camino se hizo más agradable al compartirlo con ustedes.

Quisiera agradecer, además, al staff del Departamento de Ingeniería Eléctrica: Betty, Elena, Marisol, Mary, Virginia y Carlos. Por su disposición a toda prueba y en todo momento para ayudarme.

Finalmente, agradezco a mi madre, Gladys, a mi padre, Abraham, y a mi hermano, Cristián. Este trabajo tiene inscrito en cada línea su apoyo y su comprensión incondicionales.

## INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTOS .....	iii
INDICE DE TABLAS .....	viii
INDICE DE FIGURAS .....	x
RESUMEN.....	xiii
ABSTRACT .....	xiv
I INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Definición y Alcance de la Confiabilidad en Sistemas de Potencia.....	1
1.2 Evaluación de la Confiabilidad para la Planificación de la Expansión de Sistemas de Transmisión Eléctricos.....	3
1.2.1 Enfoque Determinístico y Enfoque Probabilístico.....	3
1.2.2 Planificación Probabilística.....	6
1.3 Zonas Funcionales Básicas y Niveles Jerárquicos .....	7
1.4 Metodologías para la Evaluación de la Confiabilidad.....	9
1.4.1 Técnicas Analíticas .....	9
1.4.2 Simulación de Monte Carlo.....	10
1.4.3 Técnicas de Búsqueda Inteligente .....	10
1.5 Indices de Confiabilidad.....	11
1.6 Propósito de la Investigación .....	13
1.7 Organización del Presente Trabajo .....	13
II MÉTODOS DE SIMULACIÓN DE MONTE CARLO .....	15
2.1 Definiciones Preliminares .....	15
2.1.1 Conceptos Básicos.....	15
2.1.2 Algoritmo Conceptual para la Evaluación de la Confiabilidad.....	18
2.2 Clasificación de los Métodos de Simulación de Monte Carlo .....	19

2.2.1	Método de Monte Carlo Secuencial .....	20
2.2.2	Método de Monte Carlo No Secuencial .....	23
2.3	Generación de Números Aleatorios.....	24
2.4	Evaluación de los Estados Seleccionados .....	25
2.5	Convergencia del Método de Monte Carlo .....	27
2.6	Reducción de Varianza .....	29
2.6.1	Variables Antitéticas .....	30
2.6.2	Variables de Control.....	32
2.6.3	Muestreo por Importancia de Estados.....	34
III	METODOLOGÍAS ESTUDIADAS .....	36
3.1	Representación de la Disponibilidad de los Elementos del Sistema Eléctrico 36	
3.2	Selección de Estados .....	38
3.2.1	Método Secuencial .....	39
3.2.2	Método No Secuencial.....	42
3.3	Modelación de la Oferta y de la Demanda .....	43
3.3.1	Método Secuencial .....	43
3.3.2	Método No Secuencial.....	46
3.4	Determinación de la Carga No Abastecida .....	47
3.4.1	Variables de Decisión y Función Objetivo .....	48
3.4.2	Restricción de Inyección de Potencia por Barra.....	49
3.4.3	Restricción de Flujo de Potencia .....	50
3.4.4	Límites de Generación, Carga No Abastecida y Estabilidad .....	51
3.4.5	Formulación del Problema de Programación Lineal .....	53
3.5	Cálculo de Índices de Confiabilidad.....	54
3.5.1	Método Secuencial .....	55
3.5.2	Método No Secuencial.....	56
3.6	Condiciones de Término .....	57
3.7	Representación de las Pérdidas de Transmisión y Transformación .....	59
3.8	Planteamiento Resumido de los Algoritmos.....	62
3.8.1	Método Secuencial .....	62
3.8.2	Método No Secuencial.....	63

IV	VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL .....	65
4.1	Estructura General de la Herramienta Computacional .....	66
4.2	Aplicación al RBTS .....	69
4.2.1	Índices Globales para el RBTS.....	71
4.2.2	Índices por Barra para el RBTS .....	73
4.2.3	Convergencia y Distribución de los Índices de Confiabilidad para el RTBS .....	76
4.3	Aplicación al IEEE-RTS .....	78
4.3.1	Índices Globales para el IEEE-RTS .....	82
4.3.2	Índices por Barra para el IEEE-RTS .....	83
4.3.3	Convergencia y Distribución de los Índices de Confiabilidad para el IEEE-RTS .....	88
V	APLICACIÓN AL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL.....	91
5.1	Modelo Simplificado del SIC .....	92
5.1.1	Representación del Sistema de Transmisión .....	94
5.1.2	Representación de la Capacidad de Generación.....	94
5.1.3	Representación de la Demanda.....	95
5.2	Evaluación de la Confiabilidad del Modelo Simplificado del SIC .....	97
VI	CONCLUSIONES.....	105
	BIBLIOGRAFIA .....	109
	A N E X O S .....	114
	Anexo A : Flujo de Potencia DC .....	115
	A.1 Representación de Líneas de Transmisión y Transformadores.....	115
	A.2 Cálculo del Flujo de Potencia.....	116
	A.3 Simplificaciones del Flujo de Potencia DC y sus Relaciones Derivadas .	117
	Anexo B : Características de los Sistemas de Prueba .....	119
	B.1 RBTS .....	119
	B.2 IEEE-RTS .....	120
	B.3 Curva de Carga.....	123

Anexo C: Características del Modelo Simplificado del SIC.....	126
Anexo D: Formato de Archivos de Datos de Entrada .....	129
Anexo E: Tiempo Utilizado en las Evaluaciones de la Confiabilidad de los Diversos Sistemas .....	133



## INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 3 1: Funciones de prueba para el método secuencial.....	56
Tabla 4.1: Costo de falla por barra para el RBTS .....	70
Tabla 4.2: Orden de prioridad de abastecimiento de cargas para el RBTS.....	71
Tabla 4.3: Índices de confiabilidad globales anuales para el RBTS .....	72
Tabla 4.4: Índices de confiabilidad por barra anuales para el RBTS .....	73
Tabla 4.5: Coeficientes de variación de los índices de confiabilidad por barra anuales para el RBTS.....	74
Tabla 4.6: Comparación de las estimaciones de índices de confiabilidad por barra anuales para el RBTS .....	76
Tabla 4.7: Costo de falla por barra para el IEEE-RTS .....	80
Tabla 4.8: Orden de prioridad de abastecimiento de cargas para el IEEE-RTS.....	80
Tabla 4.9: Índices de confiabilidad globales anuales para el IEEE-RTS.....	83
Tabla 4.10: Índices de confiabilidad por barra anuales para el IEEE-RTS bajo condición de estabilidad de 15° .....	84
Tabla 4.11: Índices de confiabilidad por barra anuales para el IEEE-RTS bajo condición de estabilidad de 30° .....	85
Tabla 5.1: Índices de confiabilidad anuales globales para el SIC.....	97
Tabla 5.2: Índices de confiabilidad anuales por barra para el SIC (caso base).....	98
Tabla 5.3: Índices de confiabilidad anuales por barra para el SIC (caso con expansión de la transmisión) .....	99

Tabla B.1: Barras del sistema RBTS .....	119
Tabla B.2: Tramos de transmisión del sistema RBTS.....	119
Tabla B.3: Unidades generadoras del sistema RBTS.....	120
Tabla B.4: Barras del sistema IEEE-RTS .....	120
Tabla B.5: Tramos de transmisión y transformación del sistema IEEE-RTS.....	121
Tabla B.6: Unidades generadoras del sistema IEEE-RTS .....	122
Tabla B.7: Curva de carga semanal para los sistemas de prueba.....	123
Tabla B.8: Curva de carga diaria para los sistemas de prueba .....	124
Tabla B.9: Curva de demanda horaria para los sistemas de prueba.....	124
Tabla C.1: Sistema de transmisión del modelo simplificado del SIC.....	126
Tabla C.2: Centrales generadoras del modelo simplificado del SIC .....	127
Tabla E.1: Tiempos utilizados en la evaluación de la confiabilidad .....	133

## INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1: Atributos de un sistema eléctrico relacionados con la confiabilidad .....	2
Figura 1.2: Ejemplo de proceso de planificación de la expansión de la transmisión.....	5
Figura 1.3: Zonas funcionales básicas de un sistema eléctrico .....	8
Figura 1.4: Niveles jerárquicos para la evaluación de la confiabilidad en sistemas eléctricos .....	8
Figura 2.1: Estados de disponibilidad de los elementos de un sistema de potencia....	16
Figura 2.2: Clasificación de los métodos de simulación de Monte Carlo.....	20
Figura 3.1: Estados de disponibilidad utilizados para la modelación.....	37
Figura 3.2: Diagrama temporal de disponibilidad utilizado para la modelación .....	38
Figura 3.3: Determinación del elemento que genera una transición de estado en el sistema 42	
Figura 3.4: Ejemplo de curva de demanda horaria para el método secuencial.....	45
Figura 3.5: Ejemplo de curva de oferta de un generador de 500 MW para el método secuencial .....	45
Figura 3.6: Ejemplo de curva de oferta y demanda para el método no secuencial .....	47
Figura 3.7: Asignación de pérdidas de transmisión y transformación.....	60
Figura 3.8: Asignación de pérdidas de transmisión y transformación para una barra conectada a través de varios tramos .....	60
Figura 4.1: Estructura general del algoritmo implementado .....	66

Figura 4.2: Estructura de la programación de las rutinas de la herramienta computacional	68
Figura 4.3: Diagrama unilineal del RBTS .....	69
Figura 4.4: Índice FMIK por barra anual para el RBTS .....	75
Figura 4.5: Índice TTIK por barra anual para el RBTS .....	75
Figura 4.6: Evolución del índice LOLE global anual para el RBTS .....	77
Figura 4.7: Evolución del coeficiente de variación del índice LOLE global anual para el RBTS .....	77
Figura 4.8: Histograma de estimaciones del índice LOLE global anual para el RBTS	78
Figura 4.9: Diagrama unilineal del IEEE-RTS .....	81
Figura 4.10: Índice FMIK por barra anual para el IEEE-RTS .....	87
Figura 4.11: Índice TTIK por barra anual para el IEEE-RTS .....	87
Figura 4.12: Evolución del índice LOLE global anual para el IEEE-RTS .....	88
Figura 4.13: Evolución del coeficiente de variación del índice LOLE global anual para el IEEE-RTS .....	89
Figura 4.14: Histograma de estimaciones del índice LOLE global anual para el IEEE-RTS .....	90
Figura 5.1: Capacidad instalada en el SIC por tecnología (CNE, julio 2005) .....	91
Figura 5.2: Capacidad instalada de transmisión en el SIC por nivel de tensión (CNE, diciembre 2004) .....	92
Figura 5.3: Modelo simplificado del SIC .....	93
Figura 5.4: Curva de demanda horaria agregada del SIC en 2004 .....	96

Figura 5.5: Aporte promedio de cada barra al promedio de la demanda total del SIC en 2004 .....	96
Figura 5.6: Índices FMIK anuales por barra para el SIC .....	100
Figura 5.7: Índices TTIK anuales por barra para el SIC .....	101
Figura 5.8: Índices LOLE anuales por barra para el SIC .....	101
Figura 5.9: Índices EENS anuales por barra para el SIC .....	102
Figura 5.10: Índices EFLC anuales por barra para el SIC.....	102
Figura 5.11: Índices ADLC anuales por barra para el SIC.....	103
Figura 5.12: Comparación de histogramas de estimaciones del índice FMIK para la barra Temuco .....	103
Figura A.1: Modelo equivalente $\pi$ para líneas de transmisión .....	116
Figura D.1: Formato del archivo <code>barras.csv</code> .....	129
Figura D.2: Formato del archivo <code>tramos.csv</code> .....	130
Figura D.3: Formato del archivo <code>unidades.csv</code> .....	130
Figura D.4: Formato del archivo <code>demanda.csv</code> .....	131
Figura D.5: Formato del archivo <code>generacion.csv</code> .....	131

## RESUMEN

El objetivo del presente trabajo de investigación es la elaboración de una herramienta computacional para la evaluación de la confiabilidad de sistemas de transmisión eléctricos.

En primer lugar, se presentan los fundamentos de la evaluación de la confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia a través de métodos probabilísticos y su papel como un complemento importante en el proceso de planificación de la expansión de los sistemas de transmisión.

Luego, se efectúa una revisión conceptual general de la metodología de Monte Carlo aplicada a la evaluación de la confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia. Optándose, dadas sus múltiples ventajas en términos de modelación, por la implementación computacional de un algoritmo secuencial con muestreo de transición de estados del sistema, utilizando el lenguaje técnico de modelación matemática *Matlab*®.

Finalmente, como forma de validación, se presentan los resultados de la aplicación de la herramienta desarrollada a dos sistemas de prueba ampliamente estudiados en la literatura relacionada. Además, la herramienta desarrollada se aplica a un modelo simplificado del Sistema Interconectado Central de Chile y se estudia el impacto de una alternativa de expansión del sistema de transmisión a través de los índices de confiabilidad resultantes.

## ABSTRACT

The objective of this research work is the elaboration of a computational tool for electricity transmission system reliability evaluation.

In the first place, the fundamental concepts of power system reliability evaluation through probabilistic methods and their role as an important complement in the process of transmission expansion planning are presented.

Then, a general review of Monte Carlo methods applied to the reliability evaluation of power systems is carried out. Due to its number of advantages in terms of modeling capabilities, a system state transition sampling method is implemented using the *Matlab*® technical modeling language.

Finally, as a way of validation, the developed computational tool is applied to two test systems widely studied in the related literature. Also, the developed tool is applied to a simplified model for the Chilean Central Interconnected System and the impact of a transmission expansion alternative is studied through the analysis of the resulting reliability indices.

## I INTRODUCCIÓN

El propósito fundamental de la existencia de un sistema eléctrico de potencia es el de abastecer de energía eléctrica a sus clientes. Esta tarea debe realizarse de la manera más económica posible y con un nivel de confiabilidad aceptable. Los clientes conectados a las redes del sistema eléctrico esperan que el suministro de energía esté continuamente disponible, respondiendo en forma inmediata a las fluctuaciones de la demanda. Sin embargo, en la práctica, este escenario de suministro continuo asegurado no es siempre alcanzable, debido a que el sistema eléctrico está expuesto a fallas de origen aleatorio, que frecuentemente se encuentran fuera del control del operador.

A partir de la introducción de esquemas más competitivos, descentralizados y menos regulados en el sector eléctrico de diversos países, la necesidad de asegurar niveles de confiabilidad aceptables ha adquirido una importancia aun mayor.

### 1.1 Definición y Alcance de la Confiabilidad en Sistemas de Potencia

Un primer paso necesario para entender lo que significa un nivel aceptable de confiabilidad pasa por definir este último concepto. Para estos efectos, el *North American Electric Reliability Council* (NERC), organización cuya misión es asegurar la confiabilidad de los sistemas eléctricos en Estados Unidos, define a ésta como:

“El grado de funcionamiento de los elementos del sistema eléctrico de potencia que resulta en electricidad siendo entregada a los usuarios dentro de estándares aceptados y en la cantidad deseada. La confiabilidad puede ser medida a través de la frecuencia, duración y magnitud de los efectos adversos en el suministro eléctrico (o en el servicio a los usuarios)” [Nerc05].

A partir de esta definición de confiabilidad se desprenden tres atributos importantes de los sistemas eléctricos de potencia, los que son: suficiencia, seguridad y calidad. La Figura 1.1 muestra la relación existente entre estos conceptos.



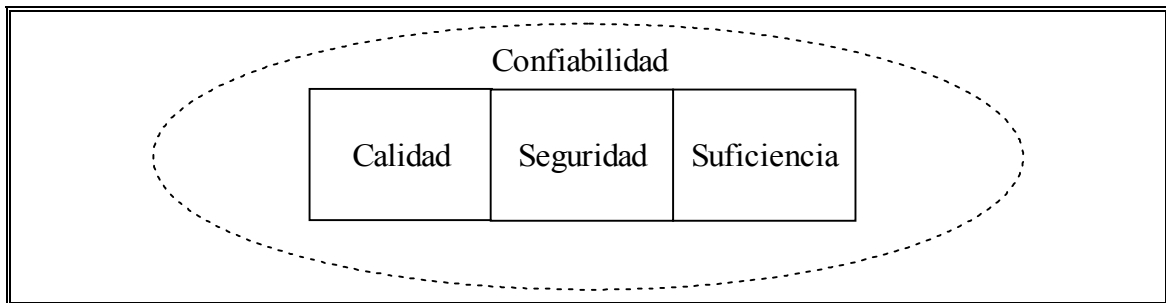


Figura 1.1: Atributos de un sistema eléctrico relacionados con la confiabilidad

Estos tres atributos se diferencian principalmente en el horizonte temporal para el cual se definen y la naturaleza de los elementos considerados para su medición.

De esta forma, la calidad se refiere a que la energía suministrada a través de la tensión y la corriente eléctrica, debe poseer características, entre otras, tales como nivel de voltaje, contenido de armónicos, forma de la onda, *flicker* o frecuencia, dentro de rangos aceptados en estándares establecidos.

Por otra parte, la seguridad está relacionada con la capacidad del sistema eléctrico para responder en forma satisfactoria frente a perturbaciones repentinas. Es decir, cómo, a través de diversos elementos tales como aparatos de protección, procedimientos especiales de operación o requerimiento de servicios complementarios, el sistema es capaz de mantener el suministro de energía eléctrica dentro de estándares de calidad establecidos y sirviendo a la mayor cantidad de clientes posible, frente a la ocurrencia de una perturbación, generalmente de naturaleza aleatoria. La noción de seguridad identifica aspectos de la operación del sistema en el corto plazo, los cuales se caracterizan a través del análisis de contingencias y de la determinación de la estabilidad dinámica.

Finalmente, el concepto de suficiencia se refiere a la existencia de una capacidad tal de recursos en el sistema que permita abastecer de energía eléctrica a toda la demanda y en todo momento. La suficiencia es un concepto que tiene una connotación de más largo plazo que la seguridad, tanto en el segmento de generación como en el de transmisión, considerando las fluctuaciones y la incertidumbre

inherentes de la demanda eléctrica, la imposibilidad de almacenar la energía a gran escala y los extensos horizontes de tiempo necesarios para expandir la capacidad del sistema [Oren04].

En el largo plazo, la suficiencia está relacionada con el nivel de inversiones, de modo de proveer la capacidad de generación suficiente para abastecer al total de la demanda, un portafolio adecuado de tecnologías para manejar las variaciones en la disponibilidad de los distintos combustibles y las redes adecuadas de transmisión y distribución para transportar la electricidad.

Los objetivos del presente trabajo están enfocados en los aspectos de largo plazo de la evaluación de la confiabilidad, es decir, en el concepto de suficiencia. Ni los fenómenos instantáneos, relacionados con la calidad, ni los de corto plazo, relacionados con la seguridad, son considerados.

## **1.2 Evaluación de la Confiabilidad para la Planificación de la Expansión de Sistemas de Transmisión Eléctricos**

El objetivo principal de la planificación de la expansión de la transmisión es el de desarrollar el sistema de la forma más económica posible, pero manteniendo niveles de confiabilidad aceptables. Estando esta tarea asociada a la determinación de alternativas de refuerzo de la red de transmisión y al tiempo que demora su implementación [Li05].

Así planteado este objetivo, queda en evidencia la necesidad de un *trade-off* entre, por una parte, el nivel de confiabilidad que provee la alternativa de refuerzo de la red y, por otra, su costo asociado.

### **1.2.1 Enfoque Determinístico y Enfoque Probabilístico**

A través de los años se han desarrollado criterios y técnicas de diseño, planificación y operación de la red, de modo de determinar la alternativa de expansión óptima considerando este *trade-off* entre costo y confiabilidad. Sin embargo, la mayoría de estas herramientas son de naturaleza determinística, siendo un ejemplo de éstas el análisis de contingencias.

Este tipo de análisis, ampliamente aceptado y utilizado en la actualidad por los planificadores, indica que deben existir suficientes reservas de transmisión y generación inmediatamente disponibles con el objeto de que el sistema continúe operando incluso si uno o dos de sus componentes más críticos fallan. Este criterio es denominado criterio de operación  $N - 1$  si se toma en cuenta la pérdida de un solo componente y  $N - 2$  si se considera la falla de dos, rigiendo en todo momento, incluso si ya existe algún elemento del sistema fuera de servicio.

Usualmente, los componentes críticos del sistema son los generadores o las líneas de transmisión más grandes, o algún otro elemento ubicado en un lugar particular de la red. Por otra parte, debido al gran número de componentes de un sistema eléctrico de potencia, enumerar en una lista y analizar todas las fallas posibles es impracticable. Es por esto que los análisis de contingencias se basan en el juicio de los ingenieros para determinar el tipo de fallas que son razonables o creíbles [Cusa89].

Sin embargo, este tipo de criterio posee dos debilidades importantes: ni las fallas de múltiples componentes del sistema ni las probabilidades asociadas a las ocurrencias de las contingencias escogidas para el análisis son consideradas. En este sentido, como se menciona en [Li05], una contingencia, incluso si es extremadamente indeseable, es de poca relevancia si su probabilidad de ocurrencia es tan baja que puede ser despreciada. Por lo tanto, si el criterio de planificación considera esa particular contingencia, éste implicará inversiones mayores que las necesarias. Inversamente, si las contingencias seleccionadas no son demasiado severas, pero poseen probabilidades de ocurrencia relativamente altas, entonces una alternativa basada en un análisis determinístico de tales eventos puede implicar un alto riesgo para el sistema, debido a la no consideración de las fallas de múltiples componentes.

De modo de abordar las debilidades de los métodos determinísticos, se han desarrollado desde hace algunas décadas numerosos métodos probabilísticos para evaluar la confiabilidad en sistemas eléctricos ([Ieee72], [Ieee78], [Ieee84], [Ieee88], [Ieee94], [Ieee99] y [Ieee01]). Estos métodos – principalmente utilizados en los segmentos de generación y distribución, pero siendo adoptados en la actualidad cada vez más por las empresas del sector transmisión – permiten representar fallas de

múltiples componentes del sistema y considerar no sólo la severidad de éstas, sino que también su probabilidad de ocurrencia.

El propósito de la aplicación de un análisis probabilístico para la evaluación de la confiabilidad en la etapa de planificación de la expansión de la transmisión no es el de reemplazar a los métodos determinísticos que han sido utilizados por los planificadores por años, sino que agregar una dimensión adicional al proceso de planificación de la expansión. Esto, ya que no existe un conflicto a partir de la aplicación de ambos métodos, sino que más bien son complementarios.

Un ejemplo conceptual de lo anterior se muestra en la Figura 1.2 [Li05], donde el proceso comienza considerando siete alternativas de expansión para identificar la alternativa óptima.

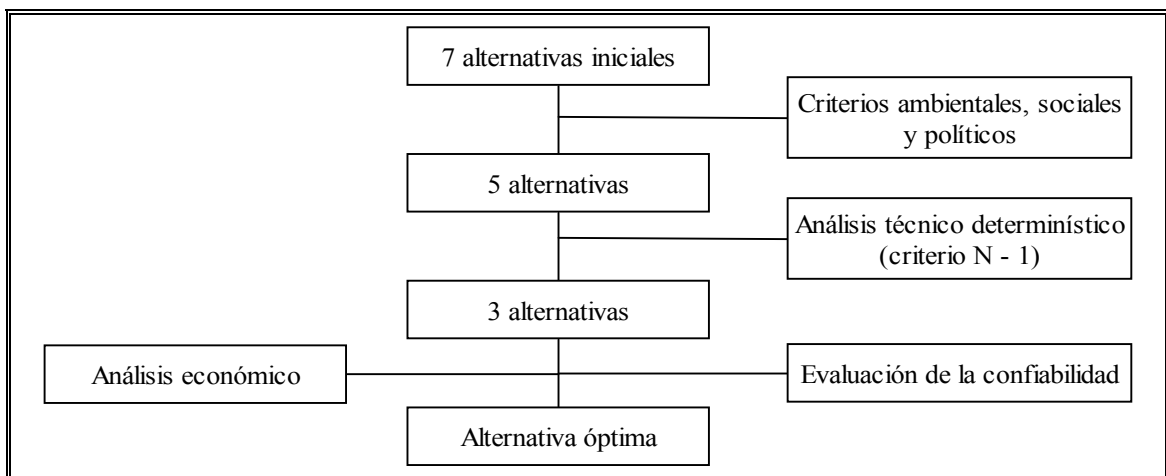


Figura 1.2: Ejemplo de proceso de planificación de la expansión de la transmisión

A partir de las siete alternativas, considerando factores tales como los ambientales, sociales o políticos, dos alternativas son desechadas. Luego, un criterio determinístico técnico (en este ejemplo, el criterio  $N - 1$ ) es aplicado a las cinco alternativas restantes. Como resultado de esto, dos alternativas más quedan sin consideración debido a que no cumplen con este criterio. Finalmente, se les aplica un

análisis que mezcla la evaluación económica y la evaluación de la confiabilidad a las tres alternativas que quedan, de modo de determinar cuál es la óptima dentro del conjunto de alternativas iniciales. Así, la evaluación de la confiabilidad mediante métodos probabilísticos se incluye en el proceso de planificación como una herramienta complementaria al resto de los criterios.

### 1.2.2 Planificación Probabilística

Considerando la inclusión de la evaluación de la confiabilidad, el proceso de planificación de la expansión de la transmisión consiste básicamente en [Li05]:

- a) En primer lugar, si el criterio  $N - 1$  es imperativo, entonces se seleccionan las alternativas que cumplen con éste mediante el uso de herramientas tradicionales de flujo de potencia o de análisis de contingencias. Por el contrario, si este criterio no es considerado como una restricción, entonces se seleccionan todas las alternativas factibles.
- b) Posteriormente, para todas las alternativas seleccionadas, se evalúa tanto la confiabilidad como el costo asociado a los niveles de carga no abastecidos resultantes. Esta evaluación se realiza sobre un horizonte temporal de planificación – por ejemplo, 10 años – utilizando una herramienta de evaluación de la confiabilidad para sistemas compuestos generación/transmisión o para sistemas de transmisión solamente.
- c) Luego, se calculan los flujos de caja y los valores presentes de la inversión, la operación y el costo de la carga no abastecida para todas las alternativas seleccionadas sobre el horizonte temporal de planificación definido.
- d) Finalmente, la mejor alternativa corresponde a aquella que cumple con el criterio de minimizar el costo total, tal que se cumpla:

$$\text{Min } T = I + O + U \quad (1.1)$$

Donde:

$T$  : Costo total de la alternativa de expansión de la transmisión.

$I$  : Costo de inversión.

$O$  : Costo de operación.

$U$  : Costo asociado a la carga no abastecida.

En la Ecuación 1.1, el costo de la carga no abastecida se incluye como una componente que representa al riesgo asociado a la alternativa evaluada.

Cabe señalar que en el proceso anteriormente descrito, el paso b) es el paso clave dentro de la planificación probabilística, siendo éste en el cual se centra el presente trabajo. Sin embargo, los modelos y técnicas para determinar el costo de la carga no abastecida (también conocido como “costo de falla”) son diversos y su estudio escapa al alcance de esta Memoria.

### **1.3 Zonas Funcionales Básicas y Niveles Jerárquicos**

Según se presenta en [Bill88], las técnicas básicas para la evaluación de la confiabilidad pueden ser categorizadas en términos de su aplicación a los diferentes segmentos que componen el conjunto de un sistema eléctrico. Estos segmentos, que se muestran en la Figura 1.3, definen las llamadas zonas funcionales básicas: generación, transmisión y distribución. Esta división es la más apropiada, ya que es así como se organizan las decisiones de planificación y operación del sistema, ya sea a través de empresas integradas verticalmente o en presencia de segmentación, desregulación y competencia en el sector eléctrico. Los análisis de evaluación de la confiabilidad pueden ser desarrollados individualmente en cada una de estas tres zonas funcionales.

A su vez, las zonas funcionales básicas pueden combinarse en los denominados “niveles jerárquicos”, con el objeto de evaluar la confiabilidad de los sistemas compuestos por tales combinaciones de zonas funcionales básicas. Estas combinaciones se presentan en la Figura 1.4.

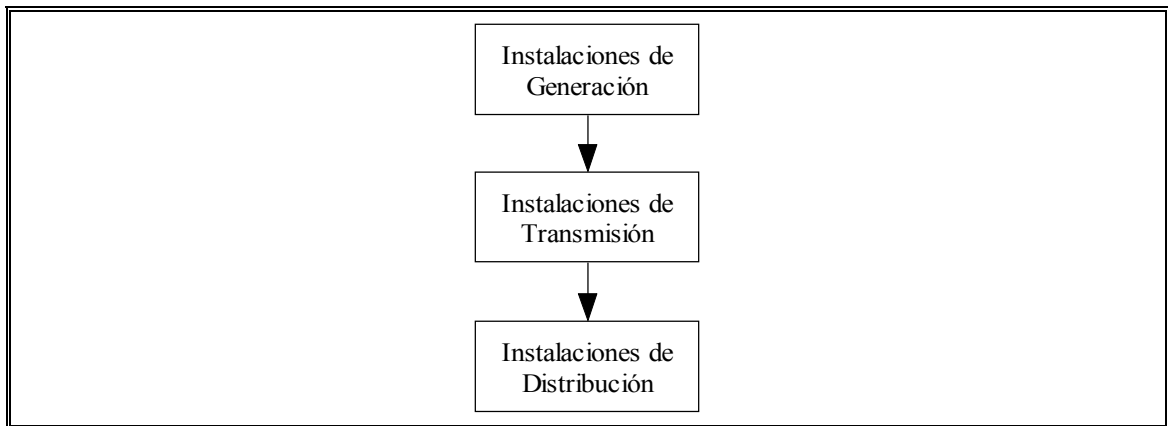


Figura 1.3: Zonas funcionales básicas de un sistema eléctrico

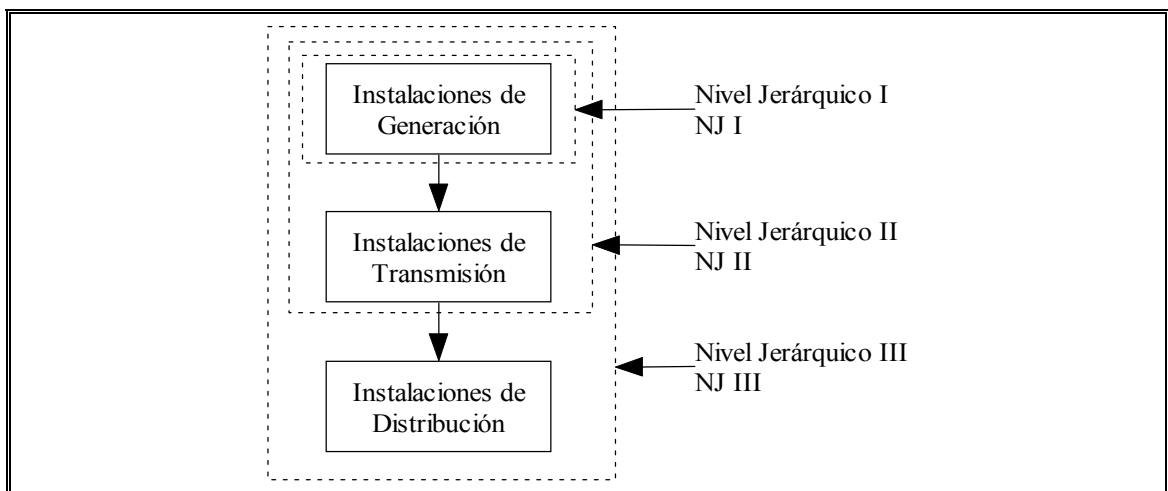


Figura 1.4: Niveles jerárquicos para la evaluación de la confiabilidad en sistemas eléctricos

Como puede inferirse a partir de la Figura 1.4, la evaluación de la confiabilidad en el NJ I se enfoca en la planificación de los recursos de generación, de modo que existan los suficientes como para suplir a toda la demanda futura.

Por otra parte, la evaluación de la confiabilidad en el NJ II incluye a las instalaciones tanto de generación como de transmisión en conjunto, es decir, un

sistema compuesto generación/transmisión. En este caso, entre las tareas para efectuar la evaluación de la confiabilidad se encuentran análisis de flujo de potencia, análisis de contingencias, alivio de instalaciones sobrecargadas, redespacho de la generación, reglas de desconexión de cargas, etc., el enfoque del presente trabajo está centrado en este nivel jerárquico.

Finalmente, la evaluación de la confiabilidad en el NJ III abarca a todas las instalaciones del sistema eléctrico de potencia, incluidas las de distribución, desde la generación hasta el punto de conexión del cliente final. Usualmente, este tipo de estudios no se llevan a cabo, debido a que el problema resulta de un tamaño generalmente no manejable en un tiempo razonable por los recursos de cómputo disponibles. No obstante, los estudios son efectuados en la zona funcional básica de distribución en vez de hacerlo en las tres zonas funcionales combinadas.

#### **1.4 Metodologías para la Evaluación de la Confiabilidad**

El objetivo de la evaluación de la confiabilidad en sistemas compuestos generación/transmisión (NJ II) es el de determinar su capacidad para cumplir la función básica de abastecer toda la demanda en todo momento, tanto a nivel agregado como en cada punto de conexión de cargas. Como se ha expuesto, para el logro de este objetivo, la evaluación de la confiabilidad debe realizarse a través de metodologías que incorporen la aleatoriedad propia de las fallas de un sistema eléctrico de potencia. Las metodologías desarrolladas a través de los años pertenecen a tres grandes grupos: técnicas analíticas, simulación de Monte Carlo y técnicas de búsqueda inteligente [Sing05].

##### **1.4.1 Técnicas Analíticas**

Corresponden a aquellas técnicas que representan al sistema eléctrico de potencia mediante modelos analíticos y utilizan métodos matemáticos para la evaluación de la confiabilidad de estos modelos [Larr01].

Su gran ventaja radica en que los resultados obtenidos mediante estas técnicas son precisos para los supuestos considerados. Además, para sistemas relativamente pequeños, su resolución es rápida. Sin embargo, estas técnicas dificultan



la representación de fenómenos tales como la operación de los embalses en sistemas que incluyen centrales hidroeléctricas u otras reglas de operación más complejas. Por otra parte, en sistemas más grandes, la resolución de los modelos analíticos se ve dificultada, debido a que éstos resultan más complejos.

#### **1.4.2 Simulación de Monte Carlo**

La simulación de Monte Carlo consiste en imitar, a través de métodos computacionales, el funcionamiento de los sistemas considerando sus aspectos aleatorios. En particular, para los sistemas eléctricos de potencia, los aspectos aleatorios corresponden a las fallas que éste puede presentar.

En la simulación, el sistema es dividido en elementos cuyo comportamiento se puede predecir ya sea determinísticamente o mediante distribuciones de probabilidad. Estos elementos son, luego, combinados para determinar la confiabilidad del sistema. Por lo tanto, la simulación también utiliza modelos matemáticos, sin embargo, los evalúa a través de la realización de experimentos con muestras aleatorias sobre estos modelos.

Dada su naturaleza estocástica, la simulación de Monte Carlo no alcanza los niveles de precisión de las técnicas analíticas en sus resultados, sino que sólo entrega estimaciones de los resultados exactos. Además, el método de simulación de Monte Carlo es generalmente intensivo en el uso de recursos computacionales. No obstante, esta metodología posee una mayor flexibilidad para representar las reglas de operación del sistema. Por otra parte, la resolución de los problemas formulados mediante este método es más simple, constituyendo la única opción adecuada para muchos sistemas de potencia reales.

#### **1.4.3 Técnicas de Búsqueda Inteligente**

Este tipo de técnicas, desarrolladas en años recientes, son similares a la simulación de Monte Carlo, en el sentido que no resuelven los modelos del sistema mediante métodos matemáticos, sino que lo hacen a través de simulación.

Sin embargo, la gran diferencia está en que las muestras utilizadas para la realización de los experimentos no son aleatorias, sino que son el resultado de

búsquedas no aleatorias, basadas en heurísticas de optimización, en el universo de muestras.

Dos enfoques conocidos para este tipo de técnicas son el uso de algoritmos genéticos y el uso de una adaptación de la técnica *Particle Swarm Optimization*. Ambos enfoques presentan una mejor característica de convergencia en comparación con la simulación de Monte Carlo.

## 1.5 Índices de Confiabilidad

El resultado fundamental de la evaluación cuantitativa de la confiabilidad de sistemas compuestos generación/transmisión es la obtención de índices que reflejen el nivel de confiabilidad del sistema.

Existe una amplia gama de índices propuestos para la evaluación de la confiabilidad en sistemas compuestos generación/transmisión ([Bill84], [Bill88] y [Li03]). Entre ellos se puede mencionar índices enfocados a medir la probabilidad de pérdida de carga, la magnitud de la pérdida de carga, la frecuencia de las interrupciones de suministro y la duración de estas mismas. Además, estos índices pueden ser definidos tanto para el sistema global como para cada punto de conexión de carga, dependiendo del tipo de información que se quiera inferir a partir de ellos.

Por otra parte, los índices de confiabilidad se pueden clasificar considerando aquellos que miden el funcionamiento del sistema a partir de información pasada o aquellos que lo hacen de forma predictiva. Estos últimos buscan predecir el comportamiento futuro del sistema sobre la base de ciertos supuestos considerados, tales como la demanda proyectada o la disponibilidad de las instalaciones de generación y transmisión.

Dentro del amplio conjunto de índices de confiabilidad predictivos propuestos en la literatura, se encuentran:

- Probabilidad de Pérdida de Carga (*Loss of Load Probability, LOLP*) [%]
- Pérdida de Carga Esperada (*Loss of Load Expectation, LOLE*) [h/año]
- Energía No Abastecida Esperada (*Expected Energy not Supplied, EENS*) [MWh/año]

- Demanda No Abastecida Esperada (*Expected Demand not Supplied, EDNS*) [MW]
- Frecuencia Esperada de las Interrupciones (*Expected Frequency of Load Curtailment, EFLC*) [veces/año]
- Promedio de Duración de las Interrupciones (*Average Duration of Load Curtailment, ADLC*) [h/interrupción]

La formulación en detalle de estos índices depende del tipo de método que se utilice para evaluar la confiabilidad, por lo que su cálculo es explicado más adelante.

Adicionalmente, la Comisión Nacional de Energía [Cne05] define en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio que:

“La Calidad del Suministro del Sistema de Transmisión se evaluará a través de la frecuencia de las interrupciones, la potencia interrumpida en cada una de ellas y el tiempo total que se encontró fuera de servicio la instalación afectada.”

A partir de la definición anterior, en la misma Norma se proponen los índices de Frecuencia Media de Interrupción por kVA (*FMIK*) y Tiempo Total de Interrupción por kVA (*TTIK*) para determinar la confiabilidad del sistema de transmisión. Estos índices se formulan como se presenta en las ecuaciones 1.2 y 1.3, respectivamente, y están enfocados a determinar la confiabilidad de las instalaciones con respecto a la potencia instalada en el sistema.

$$FMIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs_i}{kVAinst} \quad (1.2)$$

$$TTIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs_i \cdot Tfs_i}{kVAinst} \quad (1.3)$$

Donde las variables se definen como:

$kVAfs_i$  : Potencia interrumpida en el punto de conexión, expresada en [kVA]. En los casos en que no exista equipamiento de transformación, se computará la potencia que estaba siendo transportada antes de la interrupción a través de la

instalación afectada. De no resultar posible su determinación se la considerará igual a la potencia máxima transportada por la instalación afectada en el período controlado.

$kVA_{inst}$  : Potencia instalada en el punto de conexión, expresada en [kVA]. En los casos en que no exista equipamiento de transformación se considerará la potencia máxima transportada por la instalación afectada en el período controlado.

$Tfs_i$  : Tiempo de duración de cada interrupción.

$n$  : Número de interrupciones en el período.

## 1.6 Propósito de la Investigación

Considerando lo presentado en las secciones anteriores, el objetivo del presente trabajo es crear una herramienta computacional, basada en el método de simulación de Monte Carlo, que permita evaluar la confiabilidad en sistemas compuestos generación/transmisión, pudiendo ser utilizada como un complemento en el proceso de planificación de la expansión de los sistemas de transmisión. De este modo, a partir de la estadística de falla de los elementos que componen el sistema, sus parámetros físicos, la demanda estimada y los recursos de generación y transmisión disponibles, la herramienta está en condiciones de estimar los índices de confiabilidad: *LOLP*, *LOLE*, *EDNS*, *EENS*, *EFLC*, *ADLC*, *FMIK* y *TTIK*, tanto para el sistema agregado como para cada punto de conexión de cargas.

## 1.7 Organización del Presente Trabajo

El presente trabajo se organiza de manera de incluir en un documento autorreferente todos los antecedentes necesarios para el logro de los objetivos planteados para esta Memoria.

En el Capítulo II se presenta una clasificación y descripción general del método de Monte Carlo aplicado a la evaluación de la confiabilidad en sistemas compuestos generación/transmisión.

En el Capítulo III se explican en detalle las metodologías estudiadas para el logro de los objetivos propuestos.

En el Capítulo IV se presenta la validación de la herramienta computacional a través de los resultados de la aplicación de ésta a sistemas documentados en la literatura.

En el Capítulo V se incluyen y analizan los resultados de la aplicación de la herramienta al Sistema Interconectado Central chileno.

Finalmente, en el Capítulo VI se entregan las principales conclusiones y se enuncian los posibles desarrollos futuros.

## II MÉTODOS DE SIMULACIÓN DE MONTE CARLO

Los experimentos de simulación de Monte Carlo son similares a los típicos experimentos estadísticos. La diferencia principal está en que utilizan un modelo matemático del sistema en vez de utilizar el sistema real para verificar los resultados.

En esencia, la simulación de Monte Carlo consiste en construir realizaciones de los procesos estocásticos intrínsecos del sistema para luego extraer los parámetros de su funcionamiento requeridos bajo las condiciones simuladas.

### 2.1 Definiciones Preliminares

#### 2.1.1 Conceptos Básicos

En general, todos los métodos de evaluación de la confiabilidad, ya sea analíticos o de simulación, tienen en común una serie de definiciones referentes al modelo matemático que representa al sistema eléctrico de potencia [Pere92]. Estas definiciones se relacionan con los diferentes estados en los que se puede encontrar el sistema en un período determinado, su respectiva probabilidad de ocurrencia y la forma en que el funcionamiento del sistema se evalúa ante la presencia de determinados estados con el objeto de obtener los índices de confiabilidad.

##### a) Estados

Teóricamente, se puede suponer que el sistema eléctrico de potencia está compuesto por  $m$  elementos, entre los que se incluye unidades generadoras, líneas de transmisión, transformadores y cargas, pudiendo encontrarse cada elemento en un “estado” de disponibilidad de entre un conjunto de ellos. Por ejemplo, una línea de transmisión se puede encontrar en cualquier instante en uno de dos estados posibles: en operación o fuera de operación. Además, se define una tasa de transición entre ambos estados de operación de la línea, representados por  $\lambda$  y  $\mu$ . Este tipo de modelación puede referirse a cualquiera de los elementos que componen el sistema, como lo muestra la Figura 2.1.

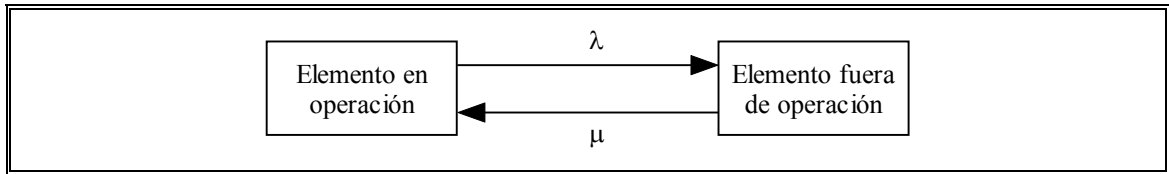


Figura 2.1: Estados de disponibilidad de los elementos de un sistema de potencia

No obstante, la modelación no necesariamente debe comprender sólo dos estados. Por ejemplo, las unidades generadoras pueden modelarse utilizando tres o más estados de capacidad disponible. Por otra parte, generalmente las cargas se modelan considerando una curva de duración o una curva horaria de demanda.

Considerando los estados de cada elemento, el estado del sistema de potencia se puede representar mediante un vector  $x$ , tal que:

$$x = (x_1, x_2, \dots, x_m) \quad (2.1)$$

Donde  $x_i$  es el estado del  $i$ -ésimo elemento del sistema. Por ejemplo, si el elemento está en operación, el valor de  $x_i$  es uno. En cambio, si el elemento está fuera de operación, entonces el valor de  $x_i$  es cero. Un generador, a su vez, podría estar en uno de varios estados de capacidad, representados por la variable  $x_i$ .

Así, el “espacio de los estados” en los que se puede encontrar el sistema en cualquier instante queda definido por todos los posibles valores de  $x$ , y está representado por el conjunto  $X$ .

#### b) Probabilidad de Ocurrencia

Cada estado del  $i$ -ésimo elemento del sistema tiene asociada una “probabilidad de ocurrencia”,  $P(x_i)$ . Por lo tanto, dado el estado de cada componente del sistema, es posible calcular la probabilidad de ocurrencia del vector  $x$ ,  $P(x)$ . Si, por ejemplo, las fallas de cada elemento son independientes entre sí, entonces la probabilidad de ocurrencia del vector  $x$ , queda definida por el producto de las probabilidades asociadas al estado de cada componente, como se indica en la Ecuación 2.2.

$$P(x) = \prod_{i=1}^m P(x_i) \quad (2.2)$$

### c) Función de Prueba

Considerando los conceptos de estado y probabilidad de ocurrencia, el funcionamiento del sistema, dado el estado  $x$ , se determina a través de lo que se denomina la “función de prueba”, la que se representa genéricamente como  $F(x)$ . El objetivo de esta función de prueba es el de verificar si el sistema es capaz de abastecer a toda la demanda dado el estado  $x$ , ya sea considerando al sistema en forma agregada o en cada punto de conexión de carga.

La función de prueba toma distintas formulaciones, dependiendo del índice de confiabilidad que se requiera calcular y cuál es el nivel de agregación considerado para el sistema. Por ejemplo, si se desea calcular la probabilidad de pérdida de carga (*LOLP*) para todo el sistema, entonces  $F(x)$  queda definida por:

$$F(x) = \begin{cases} 1 & \text{si el estado } x \text{ presenta desabastecimiento} \\ 0 & \text{si no} \end{cases} \quad (2.3)$$

Considerando la función de prueba, el índice de confiabilidad corresponde al valor esperado de ésta sobre el espacio de los estados. La Ecuación 2.4 indica la formulación de valor esperado, según la teoría estadística.

$$E(F) = \sum_{x \in X} F(x) \cdot P(x) \quad (2.4)$$

Es decir, el índice de confiabilidad es igual a la suma de los productos entre el valor de la función de prueba para el estado  $x$  y su respectiva probabilidad de ocurrencia, sobre el espacio de los estados.

En teoría, la determinación del funcionamiento del sistema en presencia del estado  $x$ , a través de la función de prueba, debiera considerar tanto aspectos de régimen permanente como dinámicos. En términos simples, un análisis de régimen permanente se relaciona con la determinación de la existencia de suficientes instalaciones en el sistema como para satisfacer la demanda presente y/o las restricciones de operación. Por lo tanto, este tipo de análisis se asocia con



condiciones estáticas de operación del sistema, llevándose típicamente a cabo mediante análisis de flujo de potencia.

En cambio, un análisis dinámico debe considerar la respuesta transitoria del sistema frente a perturbaciones tales como la pérdida repentina de generación e instalaciones de transmisión, las que pueden implicar la salida de operación de instalaciones en cascada y, eventualmente, apagones en sectores más extendidos del sistema o en la totalidad de éste. La herramienta más común en este tipo de análisis es un modelo de simulación de estabilidad transitoria. Sin embargo, debido a los importantes recursos computacionales requeridos por este tipo de programas, en la práctica los modelos para la evaluación de la confiabilidad en sistemas compuestos de generación/transmisión sólo consideran el funcionamiento del sistema bajo régimen permanente.

### 2.1.2 Algoritmo Conceptual para la Evaluación de la Confiabilidad

Considerando las definiciones de la Sección 2.1.1, el algoritmo conceptual básico para la evaluación de la confiabilidad se compone de cuatro pasos elementales [Pere92], los que son:

- Selección de un estado  $x \in X$ . Esto corresponde a definir un escenario de demanda, disponibilidad de elementos y condiciones de operación del sistema eléctrico. El vector  $x$ , compuesto por los elementos  $x_i$ , representa un estado del sistema dentro del espacio de estados  $X$ , en donde  $x_i$  es el estado del elemento  $i$ -ésimo.
- Cálculo de  $F(x)$  para el estado seleccionado. Donde  $F(x)$  corresponde a una función de prueba cuyo objetivo es verificar si la configuración de los elementos en el estado  $x$  es capaz de abastecer toda la carga presente en ese mismo estado. La función de prueba  $F(x)$  se utiliza después para calcular los índices de confiabilidad y, por lo tanto, su valor se define dependiendo del índice que se requiera calcular.
- Actualización de la estimación de la esperanza de la función de prueba,  $E(F)$ . Basada en el paso anterior; la esperanza de la función de prueba es equivalente al índice de confiabilidad para el cuál esta función fue definida.
- Condición de término. Si la condición para la precisión en la estimación de los índices de confiabilidad se cumple, entonces el algoritmo se detiene y se entregan

los resultados, en caso contrario, debe repetirse desde el primer paso hasta cumplir tal condición.

En particular, el algoritmo conceptual se aplica a la simulación de Monte Carlo utilizando un muestreo aleatorio sobre el espacio de los estados, dependiendo de su respectiva función de probabilidades, estimando el valor esperado de la función de prueba a partir de tal muestreo aleatorio. De esta forma, los pasos del algoritmo conceptual implementados mediante simulación de Monte Carlo, quedan definidos tal que:

- Se muestrea un vector  $x \in X$  a partir de su respectiva distribución de probabilidades  $P(x)$ . La definición de la función de probabilidades es un aspecto de especial relevancia en la modelación del problema.
- Se repite el paso anterior  $NM$  veces, donde  $NM$  es un número preestablecido, representándose así un conjunto de vectores muestreados de forma aleatoria  $\{x^j, j = 1, \dots, NM\}$ .
- Se calcula la función de prueba  $F(x)$  para cada vector muestreado, es decir, se calcula  $\{F(x^j), j = 1, \dots, NM\}$ .
- Se estima el valor de la esperanza de la función de prueba,  $E(F)$ , como la media aritmética de los valores de la función de prueba,  $\hat{E}(F)$ , tal como lo indica la Ecuación 2.5.

$$\hat{E}(F) = \frac{1}{NM} \sum_{j=1}^{NM} F(x^j) \quad (2.5)$$

El número de muestras,  $NM$ , necesarias para estimar el valor de la esperanza de la función de prueba con una precisión dada, es independiente del tamaño del sistema. Sin embargo, este número se incrementa proporcionalmente con el cuadrado del valor de dicha precisión, constituyéndose esto en una de las principales desventajas del método de simulación de Monte Carlo. La convergencia de este método se trata con mayor detalle más adelante en este mismo Capítulo.

## 2.2 Clasificación de los Métodos de Simulación de Monte Carlo

En general, los métodos de simulación de Monte Carlo utilizados para la evaluación de la confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia se clasifican en dos

grandes tipos: secuenciales y no secuenciales. Ambos tipos difieren en la cronología que consideran para realizar la simulación. A su vez, se han desarrollado tres principales tipos de métodos secuenciales, los que son: método síncrono, método asíncrono y método de tiempo mezclado (Figura 2.2).

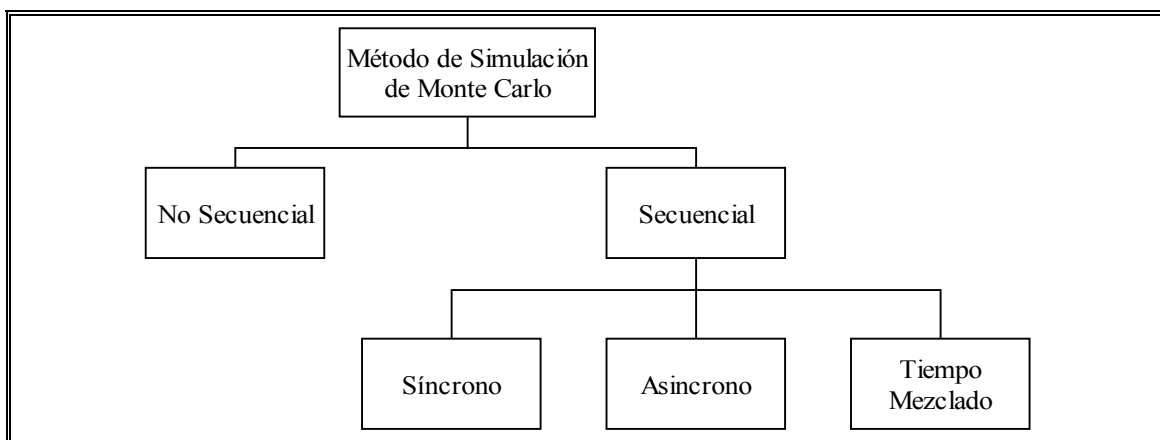


Figura 2.2: Clasificación de los métodos de simulación de Monte Carlo

Los métodos secuenciales simulan el comportamiento del sistema a través del tiempo. Es decir, los modelos matemáticos del sistema se construyen de forma de generar una historia artificial para éste, desde la cual se infieren los parámetros estadísticos de interés.

En cambio, los métodos no secuenciales efectúan un muestreo aleatorio sobre el espacio de los estados que el sistema puede presentar durante el período de interés del análisis, sin considerar la cronología de los eventos. Así, luego de que un número apropiado de muestras ha sido generada a partir del espacio de los estados, se utilizan técnicas estadísticas para estimar los parámetros requeridos.

### 2.2.1 Método de Monte Carlo Secuencial

Como se menciona en los párrafos precedentes, los métodos de simulación de Monte Carlo secuenciales, también conocidos como métodos de

muestreo de duración de estados, consideran explícitamente los aspectos temporales en la simulación del comportamiento del sistema.

La idea básica es construir un conjunto de secuencias de estados de los elementos que componen el sistema muestrados aleatoriamente para el período de interés. Luego, a partir de la evaluación de cada secuencia, se recolecta la información necesaria para estimar los índices de confiabilidad. Esta información puede consistir, por ejemplo, en la frecuencia de los eventos que causan desabastecimiento de carga, el tiempo durante el cual el sistema presentó tales eventos, la cantidad de energía no suministrada a raíz de los mismos, etc..

Este tipo de método es más apropiado para ser aplicado en sistemas en donde es necesario modelar eventos dependientes y/o donde la cronología de los eventos es relevante como son, por ejemplo, los tiempos de partida, tiempos de parada y tiempos de espera de las unidades generadoras. Además, permite calcular la distribución de probabilidades de los índices de confiabilidad. Sin embargo, su principal desventaja es el importante requerimiento de recursos computacionales (tiempo de cómputo y memoria) que involucra. Esto causa que, en algunas ocasiones, este tipo de simulación de Monte Carlo esté limitada en su aplicación a sistemas reales.

Como ya se expuso en la Sección anterior, en cuanto a su clasificación, dentro de los métodos de simulación de Monte Carlo secuenciales se han desarrollado principalmente tres tipos, los cuales difieren fundamentalmente en la forma en que registran el tiempo de ocurrencia de los eventos durante la simulación. Estos tipos son: método síncrono, método asíncrono y método de tiempo mezclado [Sing05].

#### a) Método Síncrono o de Tiempo Discreto

El fundamento de este método es considerar un intervalo de tiempo básico,  $\Delta t$ , elegido sobre la base de las características de operación del sistema. Así, el algoritmo inicializa al sistema en el primer estado y luego incrementa el tiempo de simulación en  $\Delta t$  para verificar si se ha producido un evento. Si la verificación resulta positiva, entonces el sistema se actualiza determinando su nuevo estado. Si, al

contrario, no ha ocurrido un evento en el sistema, entonces el estado actual se mantiene inalterado.

Por lo tanto, este método evalúa el estado del sistema en los instantes  $n \cdot \Delta t$ , con  $n$  tomando valores entre cero y el número máximo de intervalos a ser evaluados, sin considerar lo que sucede durante los instantes intermedios. Por consiguiente, este método es apropiado para sistemas en donde los cambios en su configuración ocurren en intervalos de tiempo regulares, como puede ser el caso de un sistema en se considere que la carga varía horariamente.

#### b) Método Asíncrono o de Próximo Evento

A diferencia del método síncrono, la idea básica del método asíncrono es que el tiempo de simulación se incrementa en intervalos irregulares, ya que la simulación procede manteniendo un registro de los próximos eventos que ocurrirán y supone que el evento más próximo es el que efectivamente tendrá lugar, avanzando el tiempo de simulación hasta el instante en que ese evento ocurre. Este ciclo se repite cuántas veces sea necesario.

La generación de los instantes de ocurrencia de los eventos se efectúa a partir de la función de probabilidades del tiempo de permanencia en un estado determinado (falla u operación) para cada elemento.

#### c) Método de Tiempo Mezclado

Este método involucra elementos correspondientes tanto al método síncrono como al asíncrono, siendo comúnmente utilizado en la evaluación de la confiabilidad de sistemas compuestos generación/transmisión.

En su forma más típica, el método consiste en utilizar una curva de demanda horaria (variación discreta hora a hora) y generar los cambios de estado de los elementos en forma asíncrona, de tal manera que los eventos se produzcan en instantes separados por intervalos de tiempo irregulares.

### 2.2.2 Método de Monte Carlo No Secuencial

Este tipo de simulación, también conocido como muestreo de estados, considera como el espacio de los estados, o población, a todos los estados que el sistema puede presentar durante el período de interés. Es decir, la combinación de los estados que cada elemento perteneciente al sistema puede presentar durante el mencionado período. Así, luego de construir el espacio de los estados, el método efectúa un muestreo proporcional y evalúa el comportamiento del sistema en cada uno de los estados muestreados. Esta evaluación se debe realizar para un número representativo de estados, con el objeto de calcular la estimación de los índices de confiabilidad con un cierto nivel de confianza.

En el párrafo anterior, el concepto de muestreo proporcional se refiere a que cada estado debe tener asignada una probabilidad de ocurrencia igual a la probabilidad de que el sistema real asuma cada estado en particular.

De esta forma, el método de muestreo de estados no considera los aspectos temporales en la modelación del sistema. Por esto, se adapta mejor a sistemas donde la dependencia entre sus componentes y/o temporal no es relevante o se puede obviar con un grado de error despreciable.

En relación al esfuerzo computacional involucrado, este método presenta amplias ventajas con respecto a los métodos secuenciales en el sentido de utilizar muchos menos recursos de tiempo de cómputo (CPU) y memoria.

No obstante las ventajas que este método presenta, una desventaja importante es que en su implementación el cálculo de índices relacionados con la frecuencia y la duración de las interrupciones no es factible [Bill93]. Esto se debe a que el cálculo de la frecuencia relacionada con un estado con pérdida de carga requiere el reconocimiento de todos los estados sin pérdida de carga a los que se puede llegar mediante una transición. Esta tarea no es posible de ser realizada directamente a partir del método de muestreo no secuencial, sino que implica la implementación de esquemas de enumeración de estados que requieren un esfuerzo computacional importante para sistemas eléctricos de potencia de dimensiones reales, perdiendo parte de las ventajas descritas anteriormente.

Una forma de lidiar con esta desventaja es calcular el índice definido como *Expected Number of Load Curtailments (ENLC)* en lugar de la frecuencia real de pérdida de carga ([Bill84] y [Bill93]). Este índice se define como la suma de ocurrencias de los estados con pérdida de carga y, por lo tanto, corresponde a una cota superior del índice de frecuencia real. El inconveniente principal del índice *ENLC* es que, en muchos casos, la cota que impone está muy alejada del valor del índice de frecuencia real.

### 2.3 Generación de Números Aleatorios

Como se ha presentado, el método de simulación de Monte Carlo requiere de la evaluación del funcionamiento del sistema a partir de muestras aleatorias de estados. Estas muestras se obtienen a partir de la generación de números aleatorios. Sin embargo, a través de métodos aritméticos no es posible generar números verdaderamente aleatorios. Por ello, los algoritmos de simulación de Monte Carlo los reemplazan mediante los denominados números pseudo-aleatorios.

Estos números cumplen, para efectos prácticos, con las mismas propiedades que los números aleatorios, es decir, en una secuencia de estos números cada uno de ellos debe tener la misma probabilidad de tomar cualquier valor dentro del rango definido. Además, los números generados deben ser independientes entre sí.

De entre los métodos aritméticos desarrollados, uno ampliamente utilizado es el denominado método congruencial lineal propuesto por Lehmer en 1949 [Plab05]. Este método consiste en generar una secuencia de números pseudo-aleatorios mediante el siguiente algoritmo:

$$\begin{aligned} z_k^* &= a \cdot z_{k-1}^* + c \pmod{m} \quad k = 1, 2, \dots \\ u_k^* &= \frac{z_k^*}{m} \\ z_0^* &= \text{semilla} \end{aligned} \tag{2.6}$$

Donde *mod* corresponde a la función “resto de la división entera”. Además, las variables del algoritmo se definen como:

$z_k^*$  : valor de la  $k$ -ésima instancia generada de la variable aleatoria  $z$ , la cual distribuye uniformemente entre cero y  $m$ .

$z_0^*$  : valor inicial de la variable aleatoria  $z$  o “semilla”.

$u_k^*$  : valor de la  $k$ -ésima instancia generada de la variable aleatoria  $u$ , la cual distribuye uniformemente entre cero y uno.

Asimismo,  $a$ ,  $c$  y  $m$  corresponden a parámetros a determinar para la implementación del algoritmo.

La secuencia así generada es enteramente predecible, de ahí la denominación de números pseudos-aleatorios. Sin embargo, la característica de predictibilidad es útil en análisis donde se evalúan distintas configuraciones del sistema, como es el caso de la planificación de la expansión de la transmisión.

Por otra parte, la secuencia también es periódica, por lo que se debe tener especial cuidado al escoger los valores de los parámetros, de forma que la cantidad de números contenidas en el período sea mayor que la cantidad de números requeridos para la simulación.

Un conjunto de parámetros adecuados para la evaluación de la confiabilidad de sistemas compuestos generación/transmisión es  $\{a = 314.159.269, c = 453.806.245, m = 2.147.483.648\}$  [Soto97].

## 2.4 Evaluación de los Estados Seleccionados

Independiente del método de simulación implementado, para el cálculo de la función de prueba es necesario que los estados del sistema sean evaluados para determinar si existe pérdida de carga y, en caso de que haya, cuál es su magnitud y en que punto de conexión de cargas se produce.

En la mayoría de los casos la evaluación de los estados supone que, para una cierta contingencia presente, el operador efectuará un despacho con restricciones de seguridad (es decir, factible) que evite o minimice la pérdida de carga sin violar las



restricciones de operación del sistema, tales como límites de voltaje en los puntos de conexión de cargas o límites de potencia en las instalaciones [Sing05].

En forma general, este problema de optimización es formulado como uno en donde se minimiza la función objetivo que representa la pérdida de carga sujeto a restricciones de flujo de potencia y de seguridad. Además, el problema puede representar otro tipo de restricciones, dependiendo de la realidad del sistema modelado. Tales restricciones pueden corresponder, por ejemplo, a contratos en firme o a políticas de asistencia en casos de emergencia.

Dependiendo de la aplicación del método escogido, el modelo de flujo de potencia puede tomar diferentes niveles de detalle en la representación del sistema [Pere92]. Esto, debido a que el problema de optimización debe ser resuelto para cada estado en que haya contingencia, requiriendo en general un número importante de estados evaluados para que el método de Monte Carlo converja con una precisión aceptable. Un modelo no lineal completo presenta desventajas en este contexto, por sus propios problemas de convergencia. Por ello, se ha buscado simplificar la modelación para la evaluación de los estados seleccionados. Tres ejemplos posibles de modelación, desde el más simple al más complejo, se enuncian en los párrafos siguientes.

#### a) Flujo Lineal de Red

Este tipo de modelación es equivalente a un problema de transporte, en donde solamente la primera ley de Kirchoff es representada, esto es, se considera que la suma del flujo de potencia activa entrando a, o saliendo de, cada nodo del sistema es igual a la inyección neta – es decir, generación menos carga – en ese nodo.

Cabe señalar que este tipo de modelación no entrega resultados con una precisión aceptable para la mayoría de los casos, con la posible excepción de la modelación de intercambios entre diferentes *pools*.

#### b) Flujo de Potencia DC

También denominado flujo de potencia lineal, añade a la representación del sistema la segunda ley de Kirchoff en forma aproximada, considerando el flujo de

potencia entre dos nodos dependiente de su diferencia angular y de la reactancia presente entre éstos.

Este tipo de modelación constituye, en general, un equilibrio aceptable entre los resultados que arroja y la complejidad en su solución. Además, es adecuado para representar sistemas en donde los niveles de voltaje en los nodos no constituyen un problema frecuente y/o para efectuar estudios de expansión a largo plazo, en donde no se analiza necesariamente la inclusión de aportes reactivos a la red.

El presente trabajo considera la implementación de la modelación mediante flujo de potencia DC, entregándose mayores detalles en el Capítulo III y en capítulos anexos.

### c) Flujo de Potencia AC

Corresponde a un problema de flujo de potencia completo, es decir, considera la relación no lineal entre los voltajes y la potencia reactiva, además de los ángulos y la potencia activa.

El principal problema con este tipo de modelación es su alta no linealidad y la gran cantidad de variables que resultan para un sistema de dimensiones reales.

Cabe mencionar que, en algunas implementaciones para la evaluación de la confiabilidad en sistemas compuestos generación/transmisión, se ha reemplazado la modelación por flujo de potencia mediante heurísticas tales como la aplicación de redes neuronales para la caracterización de los estados en simulación de Monte Carlo [Sing05].

## 2.5 Convergencia del Método de Monte Carlo

Como se ha presentado, el método de Monte Carlo considera el cálculo de una estimación de la esperanza de la función de prueba,  $E(F)$ , mediante el promedio de aquellas funciones calculadas para una cantidad determinada de períodos simulados,  $\hat{E}(F)$ . Esta estimación es necesaria ya que el valor de la esperanza de la función de prueba es desconocido, por ser éste el resultado de cálculos sobre variables aleatorias. Por esto, al tratarse de una estimación, ésta introduce un nivel de

incertidumbre que debe estar acotado para obtener los resultados requeridos con un nivel de certeza conocido.

En este sentido, es posible demostrar que el valor de  $E(F)$  se encuentra, con un 95 % de probabilidad, en el rango determinado por la Ecuación 2.7 [Pere92].

$$\hat{E}(F) - 1,96 \cdot \sigma(\hat{E}(F)) \leq E(F) \leq \hat{E}(F) + 1,96 \cdot \sigma(\hat{E}(F)) \quad (2.7)$$

En donde  $\sigma(\hat{E}(F))$  corresponde a la desviación estándar de  $\hat{E}(F)$ , determinada por la Ecuación 2.8.

$$\sigma(\hat{E}(F)) = \sqrt{\frac{\sigma^2(F)}{NM}} \quad (2.8)$$

En donde  $\sigma^2(F)$  corresponde a la varianza de la función de prueba y  $NM$ , al número de secuencias simuladas, en el caso de la simulación secuencial, o al número de estados sorteados, en el caso de la simulación no secuencial.

Asimismo, el valor de  $\sigma^2(F)$  también es desconocido, por lo que es necesario utilizar el estimador definido en la Ecuación 2.9.

$$\hat{\sigma}^2(F) = \frac{\sum_{j=1}^{NM} (F(X_j) - \hat{E}(F))^2}{(NM - 1)} \quad (2.9)$$

En donde  $F(X_j)$  corresponde al valor de la función de prueba para una serie de estados correspondiente al período  $j$ , en el caso de la simulación secuencial, o al valor de la función de prueba para un estado muestreado, en el caso de la simulación no secuencial.

Por otra parte, una medida de la incertidumbre asociada al estimador de la esperanza de la función de prueba es usualmente representada como una incertidumbre relativa, o coeficiente de variación representado por la Ecuación 2.10.

$$\beta = \frac{\sqrt{\sigma^2(E(\hat{F}))}}{E(\hat{F})} \quad (2.10)$$

Esta incertidumbre relativa corresponde, entonces, el cociente entre la desviación estándar del estimador de la esperanza de la función de prueba y el valor del estimador de la esperanza de la función de prueba.

Finalmente, el coeficiente de variación  $\beta$  puede redefinirse en función del número de simulaciones de la forma que muestra la Ecuación 2.11.

$$\beta = \frac{\sqrt{\frac{\sigma^2(F)}{NM}}}{E(\hat{F})} \quad (2.11)$$

## 2.6 Reducción de Varianza

De las ecuaciones 2.8 y 2.11 se desprende que la variación de la estimación de la esperanza de la función de prueba es proporcional a la variación de la función de prueba e inversamente proporcional al número de muestras.

Si se considera la Ecuación 2.11, se observa que la obtención de un coeficiente de variación determinado depende de tres variables, las que son: la varianza de la función de prueba, el número de muestras y la estimación de la esperanza de la función de prueba.

Lógicamente, para obtener un menor coeficiente de variación, al ser éste definido como un cociente, se necesita que el numerador sea relativamente pequeño o que el denominador sea relativamente grande. El inconveniente radica en que la variable del denominador es el estimador de la esperanza de la función de prueba, sobre el cual no se puede influir directamente.

Esto limita a dos las posibilidades de obtención de un coeficiente de variación reducido. La más directa de estas posibilidades corresponde a incrementar el número de muestras. Sin embargo, esto es, en general, muy costoso desde el punto de vista de los recursos computacionales involucrados. Al contrario, una característica

deseable en cualquier implementación de métodos de simulación de Monte Carlo es obtener resultados precisos con el menor número de muestras posibles.

Por otra parte, si en cualquier punto de la implementación del método de Monte Carlo es posible reemplazar el valor de una estimación por el valor real del parámetro estimado, esto se traduce en una reducción del error final de muestreo. La aseveración anterior tiene relación directa con la varianza de la estimación de la función de prueba, es decir, si la varianza del estimador es cero, entonces el parámetro es conocido y no es necesaria la simulación de Monte Carlo para estimarlo [Rios99].

Así, la reducción de varianza es una forma de hacer mejor uso de la información existente conocida. La forma que toma tal información determina el tipo de técnica de reducción de varianza que puede ser utilizada. Asimismo, mientras mayor sea cantidad de información existente conocida, más efectiva será la reducción de varianza.

Tres métodos de reducción de varianza ampliamente documentados y aplicados en evaluación de la confiabilidad en sistemas compuestos generación/transmisión mediante métodos de Monte Carlo son ([Soto97], [Rios99], [Sank95] y [Haug04]):

- Variables antitéticas,
- Variables de control, y
- Muestreo por importancia de estados.

### 2.6.1 Variables Antitéticas

De forma general, la técnica de variables antitéticas se basa en encontrar dos estimadores insesgados del parámetro desconocido, en este caso el valor de la función de prueba,  $F$ , que posean una fuerte correlación negativa.

Si  $F_1$  y  $F_2$  son dos valores de la función de prueba para dos muestras aleatorias, entonces un estimador insesgado de  $F$  está definido por  $G$ , correspondiente a la media aritmética entre  $F_1$  y  $F_2$ , como se muestra en la Ecuación 2.12.

$$G = \frac{F_1 + F_2}{2} \quad (2.12)$$

Además, la varianza del nuevo estimador está dada por la Ecuación 2.13.

$$\sigma^2(G) = \frac{1}{4}\sigma^2(F_1) + \frac{1}{4}\sigma^2(F_2) + \frac{1}{2}\text{Cov}(F_1, F_2) \quad (2.13)$$

De esta forma, si  $F_1$  y  $F_2$  son dos variables independientes e idénticamente distribuidas (IID), entonces se cumple que la varianza de  $G$  es la mitad de la varianza de  $F$ , como indica la Ecuación 2.14.

$$\sigma^2(G) = \frac{\sigma^2(F)}{2} \quad (2.14)$$

Hasta este punto, no se ha logrado una mayor reducción de varianza, ya que para el estimador  $G$ , si bien tiene una varianza igual a la mitad de la varianza de  $F$ , su cálculo implica considerar el doble de muestras. Sin embargo, es posible reducir el valor de la varianza de  $G$  si se logra una covarianza negativa entre los estimadores  $F_1$  y  $F_2$ , es decir, el término  $\text{cov}(F_1, F_2)$  en la Ecuación 2.13 debe ser menor que cero.

En particular, en el caso que  $F$  sea una función de números aleatorios uniformemente distribuidos entre cero y uno e IID, tal que  $F = f(U)$  donde  $U = (U_1, \dots, U_m)$  y los números  $U_i$  son IID, también uniformemente entre cero y uno, el algoritmo típico de Monte Carlo, suponiendo una muestra de tamaño  $2n$ , involucra los siguientes pasos:

- Generar los valores  $U_i$  y calcular  $F_i = f(U_i)$
- Calcular el valor del estimador  $G_{2n} = \bar{F}_{2n}$ , donde  $\bar{F}_{2n}$  es el promedio de los valores  $F_i$  (Ecuación 2.15).

$$\bar{F}_{2n} = \frac{1}{2n} \sum_{i=1}^{2n} F_i \quad (2.15)$$

- Calcular la varianza del estimador  $G_{2n}$ , definida por la Ecuación 2.16.

$$\sigma^2(G_{2n}) = \frac{1}{(2n-1)} \sum_{i=1}^{2n} (F_i - \bar{F}_{2n})^2 \quad (2.16)$$

Sin embargo, en el algoritmo anterior, es posible utilizar los valores de  $(I - U_i)$  para generar las muestras de  $F$ , debido a que si la variable aleatoria  $U_i$  distribuye uniformemente entre cero y uno, entonces la variable aleatoria  $(I - U_i)$  también lo hace. Esta propiedad puede usarse para definir otro estimador de  $F$ , como se explica en el párrafo siguientes.

De la misma forma que en el algoritmo anterior, se define  $F_i = f(U_i)$ , sin embargo, también se define  $\tilde{F}_i = f(I - U_i)$ . Cabe hacer notar que tanto  $E(F_i)$  como  $E(\tilde{F}_i)$  son estimadores insesgados de  $F$ . En particular, si se define el estimador  $G$  tal que cumpla con la Ecuación 2.17, entonces  $E(G)$  también es un estimador insesgado de  $F$ . A las variables  $U_i$  y  $(I - U_i)$  se les da el nombre de “variables antitéticas”.

$$G = \frac{F_i + \tilde{F}_i}{2} \quad (2.17)$$

## 2.6.2 Variables de Control

La idea fundamental detrás del método de variables de control, también denominado como “regresión generalizada”, es la de encontrar una función  $G$  que reemplace a la función de prueba,  $F$ , tal que su esperanza sea igual, pero que su varianza sea menor.

Para esto, se construye la función  $G$  utilizando, además de  $F$ , una variable aleatoria,  $Z$ , resultante de la misma simulación de Monte Carlo, pero cuyo valor esperado se supone conocido. La formulación de  $G$  se presenta en la Ecuación 2.18.

$$G = F + c \cdot (Z - E(Z)) \quad (2.18)$$

En donde  $c$  es una constante real cualquiera, que se debe determinar de forma de minimizar el valor de la varianza de  $G$ .

De la Ecuación 2.18 se deduce que  $E(G) = E(F)$ , ya que, por propiedades del valor esperado, se cumple que:

$$\begin{aligned} E(G) &= E(F) + E(c \cdot (Z - E(Z))) \\ \Rightarrow E(G) &= E(F) + E(c \cdot Z) - E(c \cdot Z) \\ \Rightarrow E(G) &= E(F) + E(c \cdot Z) - E(c \cdot Z) \end{aligned} \quad (2.19)$$

En cuanto a la varianza de  $G$ , ésta queda expresada por la Ecuación 2.20.

$$\sigma^2(G) = \sigma^2(F) + c^2 \cdot \sigma^2(Z) + 2 \cdot c \cdot \text{Cov}(F, Z) \quad (2.20)$$

De modo de minimizar la varianza de  $G$ , se puede escoger el valor de la constante  $c$  tal como indica la Ecuación 2.21.

$$c^* = -\frac{\text{Cov}(F, Z)}{\sigma^2(Z)} \quad (2.21)$$

Sustituyendo  $c$  en la Ecuación 2.20 por el valor de  $c^*$ , se tiene que la varianza de  $G$  queda definida como:

$$\sigma^2(G) = \sigma^2(F) - \frac{\text{Cov}(F, Z)^2}{\sigma^2(Z)} \quad (2.22)$$

De la Ecuación 2.22 se infiere que para que la varianza de  $G$  sea menor que la varianza de  $F$ , se necesita definir la variable aleatoria  $Z$  tal que la covarianza entre  $F$  y  $Z$  sea distinta de cero.

Cabe señalar que, en caso de que la varianza de  $Z$  o la covarianza entre  $F$  y  $Z$  sean valores desconocidos *a priori*, se pueden utilizar estimaciones de estos obtenidas a partir de un número  $p$  de corridas piloto de la simulación, como se presenta en las ecuaciones 2.23 y 2.24.

$$\hat{\sigma}^2(Z) = \frac{\sum_{j=1}^p (Z_j - E(Z))^2}{p-1} \quad (2.23)$$

$$\hat{\text{Cov}}(F, Z) = \frac{\sum_{j=1}^p (F_j - \bar{F}_p) \cdot (Z_j - E(Z))}{p-1} \quad (2.24)$$



### 2.6.3 Muestreo por Importancia de Estados

La idea que subyace a esta metodología es la de modificar la función de probabilidades de  $x$  y, por lo tanto, la de  $F(x)$ , con el objeto de mantener su valor esperado, pero disminuyendo su varianza.

En otras palabras, considerando la definición de valor esperado de la Ecuación 2.25, debe encontrarse una distribución de probabilidades  $P^*(x)$  y, por lo tanto, una nueva función de prueba  $F^*(x)$ .

$$E(F) = \sum_{x \in X} F(x) \cdot P(x) \quad (2.25)$$

La nueva función de prueba,  $F^*(x)$ , puede definirse en términos de la nueva función de probabilidades  $P^*(x)$ , como se muestra en la Ecuación 2.26.

$$F^*(x) = \frac{F(x) \cdot P(x)}{P^*(x)} \quad (2.26)$$

Evidentemente, así definida la nueva función de prueba, el valor esperado de ésta es igual al valor esperado de la función de prueba original, ya que se cumple:

$$\begin{aligned} E(F^*) &= \sum_{x \in X} F^*(x) \cdot P^*(x) \\ \Rightarrow E(F^*) &= \sum_{x \in X} \frac{F(x) \cdot P(x)}{P^*(x)} \cdot P^*(x) \\ \Rightarrow E(F^*) &= \sum_{x \in X} F(x) \cdot P(x) = E(F) \end{aligned} \quad (2.27)$$

A su vez, la varianza de la nueva función de prueba queda determinada por la Ecuación 2.28.

$$\sigma^2(F^*) = \sum_{x \in X} P^*(x) \cdot (F^*(x) - E(F^*))^2 \quad (2.28)$$

Considerando, además, que los valores esperados de ambas funciones de prueba son iguales, la Ecuación 2.28 puede reformularse como:

$$\sigma^2(F^*) = \sum_{x \in X} P^*(x) \cdot (F^*(x) - E(F))^2 \quad (2.29)$$

Por lo tanto, el problema queda acotado a definir la nueva función de prueba, lo que es equivalente a definir la nueva función de probabilidades. Esta función de probabilidades, para cumplir con las condiciones de valores esperados y varianza, debe cumplir con la Ecuación 2.30.

$$P^*(x) = \frac{F(x) \cdot P(x)}{E(F)} \quad (2.30)$$

De esta forma, según expresa la Ecuación 2.30, la nueva función de probabilidades considera la participación relativa de  $F(x)$  sobre  $E(F)$  y, por lo tanto, el muestreo favorece el sorteo de los estados más importantes.

### III METODOLOGÍAS ESTUDIADAS

El presente trabajo considera el estudio de dos tipos de métodos de Monte Carlo aplicados a la evaluación de la confiabilidad en sistemas eléctricos compuestos generación/transmisión. El primero de ellos corresponde a un método secuencial de tiempo mezclado, mientras que el segundo corresponde a un método no secuencial. En este Capítulo se exponen los fundamentos teóricos de ambos.

Como se presentó en el Capítulo II, la diferencia principal entre ambos métodos radica en que el método secuencial considera la cronología de los eventos que ocurren en el sistema, mientras que el método no secuencial se desliga de la componente temporal para la simulación.

No obstante, ambas metodologías presentan algunos elementos similares para su implementación, dado que utilizan el mismo modelo matemático para determinar la carga no abastecida ante eventuales contingencias, así como también representan de la misma forma los estados de disponibilidad de los elementos que componen el sistema y, además, calculan de manera equivalente las pérdidas de transmisión y transformación asociadas al flujo de potencia.

#### 3.1 Representación de la Disponibilidad de los Elementos del Sistema Eléctrico

Para todos los elementos que componen el sistema, es decir, unidades generadoras, líneas de transmisión y transformadores, se utiliza un modelo de dos estados para representar su disponibilidad, el que se muestra en la Figura 3.1. Este modelo equivale a un proceso de Markov de tiempo continuo de una componente reparable.

Las tasas que definen la permanencia de cada elemento en un estado determinado se derivan de la definición de la probabilidad de encontrar un elemento en un estado de salida forzada de operación. Esta probabilidad corresponde a la indisponibilidad de cada unidad, la que históricamente se conoce como tasa de salida forzada de operación (*Forced Outage Rate, FOR*). La *FOR* se define, para cada elemento del sistema, como se presenta en la Ecuación 3.1 [Bill83].

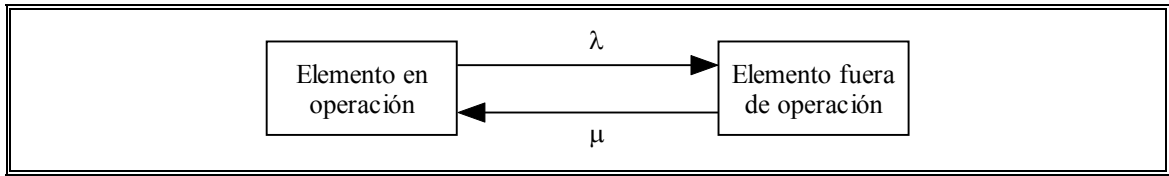


Figura 3.1: Estados de disponibilidad utilizados para la modelación

$$\begin{aligned}
 FOR &= \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} \\
 &= \frac{\sum(\text{tiempo fuera de operación})}{\sum(\text{tiempo fuera de operación}) + \sum(\text{tiempo en operación})}
 \end{aligned} \tag{3.1}$$

En donde:

$\lambda$  : tasa de falla esperada.

$\mu$  : tasa de reparación esperada.

$MTTF$  : tiempo medio para falla (*Mean Time to Failure*).

$MTTR$  : tiempo medio para reparación (*Mean Time to Repair*).

Estas variables están relacionadas entre sí a través de las siguientes definiciones:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \tag{3.2}$$

$$MTTR = \frac{1}{\mu} \tag{3.3}$$

Asimismo, la suma de ambos tiempos medios ( $MTTF$  y  $MTTR$ ) da como resultado el tiempo medio entre fallas (*Mean Time Between Failures, MTBF*), tal como se presenta en la Figura 3.2.

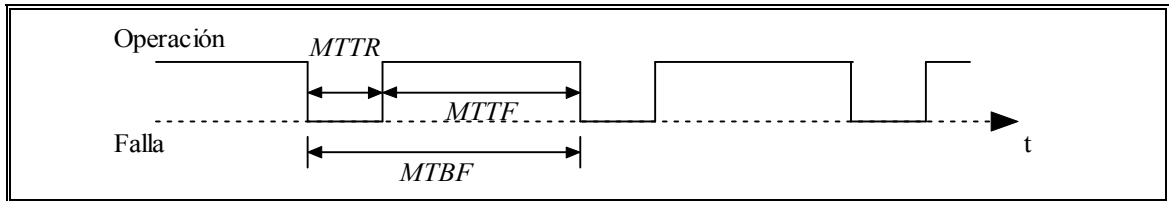


Figura 3.2: Diagrama temporal de disponibilidad utilizado para la modelación

En resumen, cada elemento que forma parte del sistema es modelado, en relación a su disponibilidad, como pudiéndose encontrar en uno de dos estados posibles: completamente disponible o completamente indisponible (en falla). Las probabilidades de encontrar a cada elemento en uno de los dos estados quedan definidas tanto por las tasas esperadas ( $\lambda$  y  $\mu$ ) como por los tiempos medios ( $MTTF$  y  $MTTR$ ).

Un supuesto fundamental en la modelación de la disponibilidad de los elementos del sistema, usado tanto en el método secuencial como en el no secuencial, es que las tasas de falla y reparación de los elementos permanecen constantes en el tiempo y corresponden a valores promedio observados en el sistema. Por lo tanto, los tiempos medios de falla y reparación se modelan mediante una distribución de probabilidades exponencial.

### 3.2 Selección de Estados

La forma en que los estados son seleccionados es la principal diferencia entre ambos métodos. Como ya se ha presentado, el algoritmo secuencial genera secuencias de estados sucesivos para el período de interés (por ejemplo, anuales), mientras que el algoritmo no secuencial selecciona estados individualmente, sin considerar la cronología en que se suceden. Esto, como se presenta más adelante, tiene implicancias sobre la forma en que se modela la demanda y la oferta del sistema, además de limitar el uso del método no secuencial en el cálculo de índices de frecuencia y duración de interrupciones.

### 3.2.1 Método Secuencial

El método secuencial genera las secuencias de estados que deben ser evaluados mediante lo que se conoce como muestreo de transición de estados del sistema ([Bill93] y [Vida96]).

Este método de muestreo se enfoca, como su nombre lo indica, en la transición entre los estados del sistema en su conjunto, en vez de hacerlo en los estados de cada componente por separado. Por ello, este método presenta ventajas relacionadas con la menor cantidad de cálculos requeridos y con la simplicidad en su implementación. Estas ventajas surgen a partir del aprovechamiento que el método hace del supuesto de que los tiempos de permanencia de cada elemento del sistema en un determinado estado distribuyen exponencialmente.

En forma general, el método considera que un sistema que contiene  $m$  elementos, cuyos tiempos de permanencia en cada estado (disponible o indisponible) distribuyen exponencialmente, puede experimentar una secuencia de transición de estados definida por el conjunto  $X = \{x^1, \dots, x^n\}$ , en donde  $X$  corresponde al espacio de estados del sistema y  $x^j$ , a un estado cualquiera posible. Además, en el estado presente del sistema, denotado por  $x^k$ , las tasas de transición de cada componente corresponden genéricamente a  $\lambda_i$ , con  $i = 1, \dots, m$  (según el modelo de la Figura 3.2,  $\lambda_i$  representa la tasa de falla esperada, si el elemento está en operación o, inversamente, la tasa de reparación esperada, si el elemento está en falla).

Se supone, también, que el tiempo de permanencia del  $i$ -ésimo componente del sistema,  $T_i$ , en el estado actual,  $x^k$ , tiene asociada una distribución de densidad de probabilidades exponencial  $f_i(t)$ , definida en la Ecuación 3.4.

$$f_i(t) = \lambda_i \cdot \exp(-\lambda_i \cdot t) \quad (3.4)$$

De esta forma, las transiciones entre los estados del sistema dependen aleatoriamente del tiempo de permanencia de la componente cuyo estado cambia más tempranamente desde su estado actual a su siguiente estado. Es decir, el tiempo de permanencia del sistema,  $T$ , en el estado actual,  $x^k$ , es una variable aleatoria que puede ser expresada como lo indica la Ecuación 3.5.

$$T = \min_i [T_i] \quad (3.5)$$

Puede demostrarse que, como el tiempo de permanencia de cada componente,  $T_i$ , en un determinado estado tiene asociada una distribución exponencial de tasa  $\lambda_i$ , la variable aleatoria  $T$  también sigue una distribución exponencial cuyo parámetro es la suma de las tasas de cada componente. Es decir, la variable aleatoria  $T$  tiene asociada la función de densidad de probabilidades que presenta la Ecuación 3.6. [Bill93].

$$f(t) = \left( \sum_{i=1}^m \lambda_i \right) \cdot \exp \left( - \sum_{i=1}^m \lambda_i \cdot t \right) \quad (3.6)$$

Ahora bien, como la variable aleatoria  $T$  es continua, para proceder a muestrear aleatoriamente sus valores corresponde definir su función de distribución de probabilidades,  $F(t)$ , según la definición de la Ecuación 3.7.

$$F(t) = P(T \leq t) = \int_{-\infty}^t f(t) dt \quad (3.7)$$

Por lo tanto, la función de distribución de probabilidades asociada al tiempo de permanencia del sistema en un estado cualquiera, corresponde a aquella representada por la Ecuación 3.8.

$$F(t) = 1 - \exp \left( - \sum_{i=1}^m \lambda_i \cdot t \right) \quad (3.8)$$

Considerando lo anterior, el procedimiento para muestrear un valor de la variable aleatoria  $T$  consiste en generar un número aleatorio,  $U$ , que distribuye uniformemente entre cero y uno, para luego determinar el valor de  $T$  mediante la función inversa, como se presenta a continuación.

$$\begin{aligned}
F(T) &= 1 - \exp\left(-\sum_{i=1}^m \lambda_i \cdot T\right) = U, \quad U \sim U(0,1) \\
\Rightarrow \left(-\sum_{i=1}^m \lambda_i\right) \cdot T &= \ln(1-U) \\
\therefore T &= -\frac{\ln(1-U)}{\sum_{i=1}^m \lambda_i}
\end{aligned} \tag{3.9}$$

Por otra parte, habiendo muestreado el tiempo de permanencia del sistema en un estado cualquiera, es necesario determinar cuál es el elemento que causa la transición desde el estado presente hasta el siguiente. En este sentido, la probabilidad de que la transición del sistema desde el estado  $x^k$  al  $x^{k+1}$  se produzca en un instante determinado,  $t_0$ , debido al cambio de estado de su  $j$ -ésima componente, corresponde a una probabilidad condicional  $P_j$ . Puede demostrarse que el valor de tal probabilidad condicional está dado por la definición de la Ecuación 3.10 [Bill93].

$$P_j = P(T_j = t_0 / T = t_0) = \frac{\lambda_j}{\sum_{i=1}^m \lambda_i} \tag{3.10}$$

Considerando que la transición de cualquiera de sus componentes puede producir una transición de estados en el sistema en su conjunto, partiendo desde el estado  $x^k$ , un sistema compuesto por  $m$  componentes puede alcanzar cualquiera de entre  $m$  estados siguientes posibles. La probabilidad de que el sistema alcance uno de esos estados está dada por la Ecuación 3.10. Además, si se consideran las probabilidades asociadas a todos los elementos del sistema, debe cumplirse necesariamente lo planteado en la Ecuación 3.11.

$$\sum_{j=1}^m P_j = 1 \tag{3.11}$$

Así, el siguiente estado del sistema, cuyo instante de transición está definido por la variable  $T$ , puede ser determinado mediante el siguiente procedimiento de muestreo:



- Como se presenta en la Figura 3.3, considerando las ecuaciones 3.10 y 3.11, las probabilidades de los  $m$  posibles estados siguientes se ubican sucesivamente en el intervalo  $[0,1]$ ,
- Luego, un número uniformemente distribuido en el intervalo  $[0,1]$ ,  $U$ , es generado aleatoriamente,
- Finalmente, si  $U$  se ubica dentro del segmento correspondiente a  $P_j$ , entonces la transición de estado del elemento  $j$ -ésimo lleva al sistema al estado siguiente.

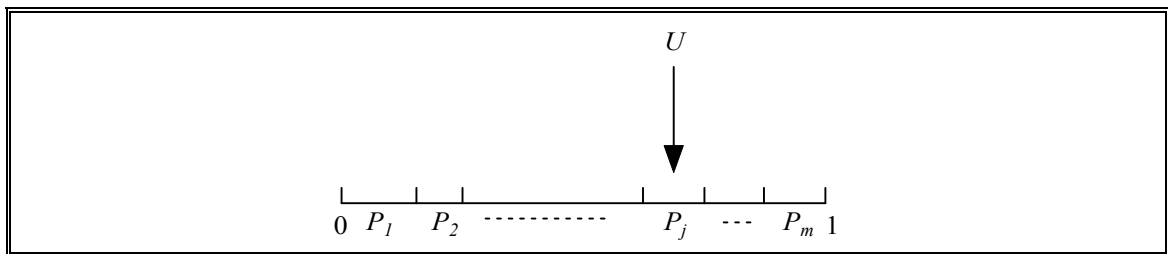


Figura 3.3: Determinación del elemento que genera una transición de estado en el sistema

Por lo tanto, mediante el método asociado a la Ecuación 3.9 y el procedimiento de muestreo que considera la probabilidad condicional  $P_j$ , puede obtenerse una secuencia de transición de estados del sistema generando la cantidad necesaria de números aleatorios uniformemente distribuidos entre cero y uno.

### 3.2.2 Método No Secuencial

En comparación con el método secuencial, el procedimiento para la selección de estados del método no secuencial es evidentemente más simple.

La selección de un estado en el método no secuencial se basa en generar tantos números aleatorios,  $U_i$ , como elementos compongan al sistema. Luego, estos números aleatorios son comparados con la tasa de salida forzada de operación de cada elemento ( $FOR_i$ , definida en la Sección 3.1), para determinar su estado. Este procedimiento se repite tantas veces como estados se requiera muestrear.

En particular, si el sistema se compone de  $m$  elementos, entonces para muestrear un estado del sistema se genera un conjunto de números aleatorios  $\{U_1, \dots, U_m\}$ , tal que  $U_i \sim U(0,1)$ , con  $i = 1, \dots, m$ . A partir del conjunto de números aleatorios generado, el estado del  $i$ -ésimo elemento,  $x_i$ , se obtiene según lo indica la Ecuación 3.12. En donde, si  $x_i = 1$ , entonces el elemento  $i$ -ésimo se encuentra en operación, en cambio, si  $x_i = 0$ , indica que el elemento  $i$ -ésimo está en falla.

$$x_i = \begin{cases} 1 & \text{si } U_i > FOR_i \\ 0 & \text{si } U_i \leq FOR_i \end{cases}, \quad i = 1, \dots, m. \quad (3.12)$$

El estado del sistema queda así definido por un vector de  $m$  componentes, correspondientes a los valores que toman las variables  $x_i$ .

Considerando esta metodología de selección de estados, queda en evidencia que no es posible calcular de forma directa los índices relacionados con la frecuencia y la duración de las interrupciones (por ejemplo: *EFLC*, *ADLC*, *FMIK* y *TTIK*, definidos en la Sección 1.5), puesto que el modelo no entrega información sobre transiciones entre estados con y sin desabastecimiento de carga. Para que esto sea posible, es necesario implementar esquemas de enumeración de estados, los que, para sistemas de dimensiones reales, eliminan gran parte de las ventajas del método no secuencial relacionadas con la rapidez y simpleza de los cálculos.

### 3.3 Modelación de la Oferta y de la Demanda

Las diferencias metodológicas para la selección de estados en ambos métodos, expuestas en la Sección anterior, implican que tanto la oferta disponible como la demanda presente en el horizonte de evaluación de la confiabilidad del sistema eléctrico deben, asimismo, ser modeladas de manera diferente.

#### 3.3.1 Método Secuencial

En el método secuencial es necesario representar la demanda a través de una curva cronológica, por ejemplo, una curva de carga horaria. Además, idealmente, esta curva debe estar disponible para cada nodo en donde existan cargas conectadas.

En su defecto, una aproximación posible es suponer que la carga total del sistema se conforma a través de contribuciones en proporción constante desde cada nodo.

Lo anterior implica que, para un año, es necesario contar con 8.760 datos de demanda para cada nodo.

Por otra parte, aspectos relacionados con la operación del sistema, tales como el predespacho de los generadores o los recursos de generación disponibles frente a determinados escenarios hidrológicos, hacen necesaria la representación de la oferta a través de curvas cronológicas, las que se consideran como dato de entrada para el modelo de evaluación de la confiabilidad. Esto significa que, para modelar la disponibilidad de generación, se necesita contar con 8.760 datos (un dato por cada hora del año) de capacidad por cada central del sistema. En este mismo sentido, el modelo secuencial requiere que los mantenimientos programados de líneas, transformadores y generadores tengan una representación cronológica, es decir, se debe indicar su instante de inicio y su instante de finalización.

La Figura 3.4 muestra un ejemplo de curva de demanda horaria del sistema y la Figura 3.5 presenta un ejemplo de curva de oferta para un generador cualquiera, de capacidad nominal igual a 500 MW. En éste, la operación del sistema impone que el generador disponga de la mitad de su capacidad nominal durante las primeras siete horas, por ejemplo, debido a escasez de agua. Mientras que entre la hora ocho y la hora doce, el generador dispone de toda su capacidad para aportar al sistema. Finalmente, en el ejemplo de la Figura 3.5, el generador entra en mantenimiento programado al inicio de la hora trece.

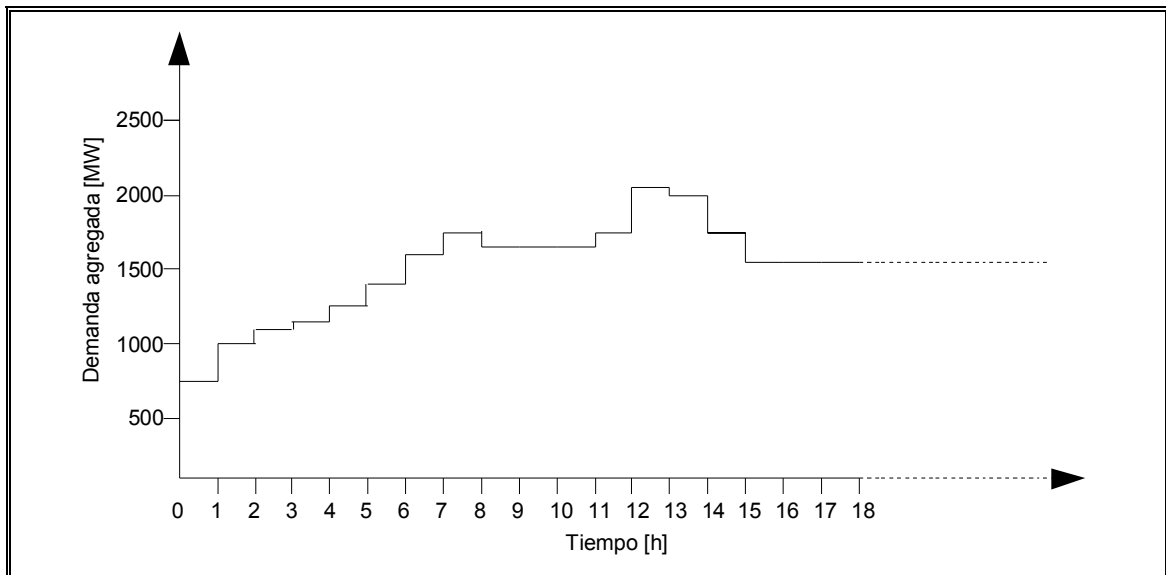


Figura 3.4: Ejemplo de curva de demanda horaria para el método secuencial

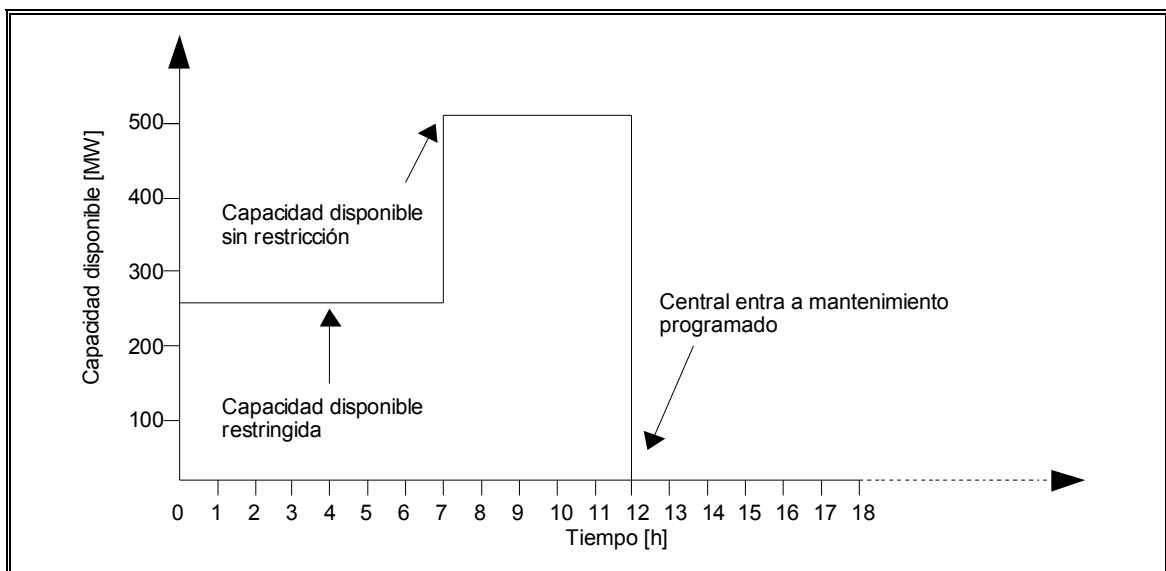


Figura 3.5: Ejemplo de curva de oferta de un generador de 500 MW para el método secuencial

### 3.3.2 Método No Secuencial

Debido a que el método no secuencial no considera los aspectos cronológicos en la modelación, sólo requiere aproximar la curva de demanda a través de una curva de duración, también, idealmente, para todos los nodos del sistema en donde exista carga conectada. Una simplificación aceptable para esta curva es suponer que está conformada por bloques de demanda discretos.

Con respecto a la modelación de la oferta, es necesario contar con el conjunto de recursos de generación disponibles para cada segmento de demanda definido en la curva de duración, con lo que pueden modelarse diferentes escenarios hidrológicos para la evaluación de la confiabilidad. Por otra parte, al igual que en el método secuencial, este método requiere de la información cronológica de los mantenimientos programados.

La Figura 3.6 muestra un ejemplo de representación de la oferta agregada y la demanda agregada para el método no secuencial. En este ejemplo, la demanda está aproximada por cuatro bloques, para los cuales existe un conjunto de capacidades de generación disponibles, denotados por  $G_i$  en cada bloque, con  $i = 1, \dots, 4$ . En el gráfico no están representados los mantenimientos programados, los cuales se especifican de la misma manera que para el método secuencial.

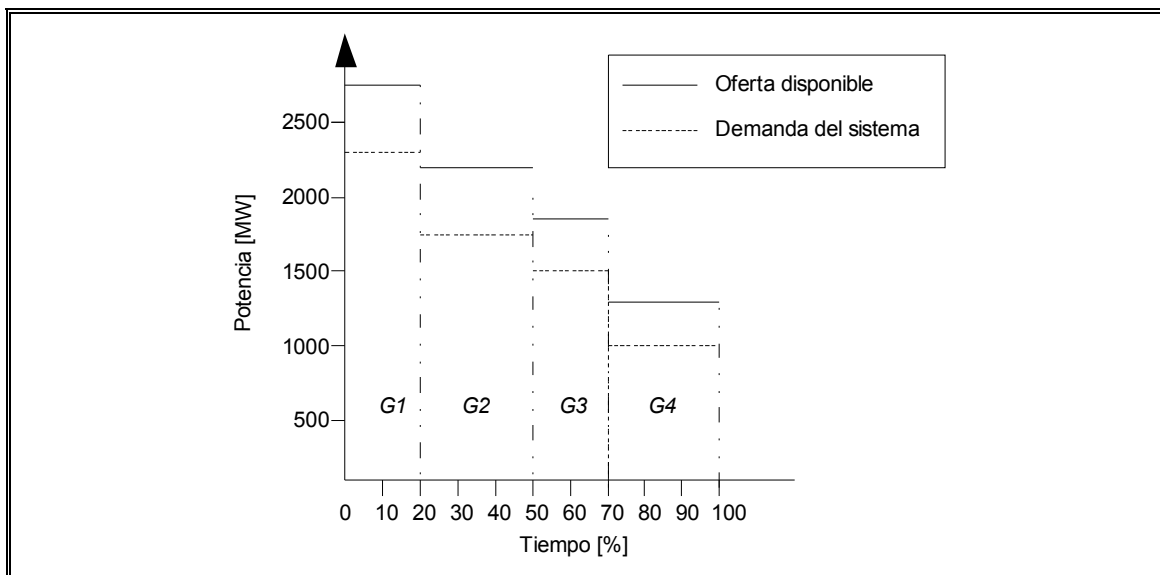


Figura 3.6: Ejemplo de curva de oferta y demanda para el método no secuencial

El método no secuencial procede muestreando aleatoriamente un nivel de demanda, para luego determinar el estado de los elementos mediante la metodología expuesta en la Sección 3.2.2 y, posteriormente, evaluar el comportamiento del sistema bajo estas condiciones.

### 3.4 Determinación de la Carga No Abastecida

Un modelo para la evaluación de la confiabilidad de sistemas eléctricos compuestos generación/transmisión requiere que, para cada estado en que se presente una contingencia – es decir, la salida forzada de operación de un elemento cualquiera (generador, línea de transmisión o transformador) – se determine si existe carga no abastecida en algún nodo de la red.

Para esto, se supone que, ante la presencia de una contingencia, el operador del sistema efectúa un redespacho de la generación con restricciones de seguridad, de modo de minimizar la carga no abastecida. Este redespacho incluye el alivio de instalaciones sobrecargadas y puede incluir otras reglas de operación bajo condiciones de alerta o de contingencia.

En particular, para este trabajo, se implementó un modelo que minimiza el costo de falla sujeto a un conjunto de restricciones de seguridad, basado en un flujo de potencia DC. El modelo de optimización lineal resultante se explica en mayor detalle a continuación.

### 3.4.1 Variables de Decisión y Función Objetivo

Si se supone que el sistema eléctrico contiene  $n$  nodos (o barras), el vector de variables de decisión del problema de optimización está conformado por los ángulos de las barras con respecto a la barra de referencia, la generación en cada barra y la carga no abastecida en cada barra (Ecuación 3.13).

$$v = [\theta_1 \ \theta_2 \ \dots \ \theta_n \ g_1 \ g_2 \ \dots \ g_n \ \phi_1 \ \phi_2 \ \dots \ \phi_n] \quad (3.13)$$

En donde:

$v$  : vector de variables de decisión.

$\theta_i$  : diferencia angular entre la barra  $i$ -ésima y la barra de referencia del sistema (barra  $n$ ). Por definición  $\theta_n = 0$ .

$g_i$  : inyección de potencia generada en la barra  $i$ -ésima.

$\phi_i$  : carga no abastecida en la barra  $i$ -ésima.

$n$  : número de barras del sistema.

A su vez, si se define el costo de falla de la barra  $i$ -ésima como  $C_i$ , entonces la función objetivo a minimizar queda representada por la Ecuación 3.14.

$$Función\ Objetivo = \sum_{i=1}^n C_i \cdot \phi_i \quad (3.14)$$

En la formulación de la función objetivo, el término correspondiente al costo de falla por barra es útil para dar un orden de prioridad al desprendimiento de cargas, en caso de que la contingencia implique desabastecimiento.

### 3.4.2 Restricción de Inyección de Potencia por Barra

El primer conjunto de restricciones del problema de minimización representa un equilibrio entre la potencia inyectada a, y requerida desde, cada nodo. En términos simples, considera que la suma de potencias inyectadas a la barra  $i$ -ésima debe ser igual a la suma de potencias requeridas desde la misma.

Esta restricción indica que, para cada nodo, la generación más las inyecciones de potencia a través de todas las líneas que llegan al nodo más la carga no abastecida, debe ser igual a la demanda en ese mismo nodo más las pérdidas de transmisión asignadas. La Ecuación 3.15 expresa la restricción de inyección de potencia por barra.

$$g_i + \sum_{\forall j \neq i} f_{ji} + \phi_i = d_i + p_i \quad i = 1, \dots, n. \quad (3.15)$$

Donde:

$g_i$  : inyección de potencia generada en la barra  $i$ -ésima.

$f_{ji}$  : flujo de potencia entre la barra  $j$ -ésima e  $i$ -ésima.

$\phi_i$  : carga no abastecida en la barra  $i$ -ésima.

$d_i$  : carga presente en la barra  $i$ -ésima.

$p_i$  : pérdidas de transmisión asignadas a la barra  $i$ -ésima.

$n$  : número de barras del sistema.

La formulación del problema considerando un flujo de potencia DC, permite expresar el término  $\sum_{\forall j \neq i} f_{ji}$  de la Ecuación 3.15 en función de los ángulos y las reactancias presentes entre las barras (Ecuación 3.16) [Soto97].



$$\begin{aligned}
\sum_{\forall j \neq i} f_{ji} &= \sum_{\forall j \neq i} \frac{\theta_j - \theta_i}{x_{ji}} = \sum_{\forall j \neq i} (-b_{ji} \cdot (\theta_j - \theta_i)) \\
\Rightarrow \sum_{\forall j \neq i} f_{ji} &= \sum_{\forall j \neq i} (-b_{ji} \cdot \theta_j) + \sum_{\forall j \neq i} (b_{ji} \cdot \theta_i) \\
\Rightarrow \sum_{\forall j \neq i} f_{ji} &= \sum_{\forall j \neq i} (-b_{ji} \cdot \theta_j) + \theta_i \cdot \sum_{\forall j \neq i} b_{ji} \\
\Rightarrow \sum_{\forall j \neq i} f_{ji} &= \sum_{\forall j \neq i} (-B_{ji} \cdot \theta_j) + \theta_i \cdot (-B_{ii}) \\
\therefore \sum_{\forall j \neq i} f_{ji} &= \sum_{\forall j} (-B_{ji} \cdot \theta_j) = \sum_{\forall j} (-B_{ij} \cdot \theta_j)
\end{aligned} \tag{3.16}$$

En donde:

$x_{ji}$  : reactancia presente entre las barras  $j$ -ésima e  $i$ -ésima.

$b_{ji}$  : susceptancia presente entre las barras  $j$ -ésima e  $i$ -ésima.

$B_{ij}$  : elemento de la matriz de susceptancias nodales asociado a las redes que conectan las barras  $i$ -ésima y  $j$ -ésima. En función de las susceptancias  $b_{ij}$ , el elemento  $B_{ij}$  puede expresarse como:

$$\begin{aligned}
B_{ij} &= b_{ij} \\
B_{ii} &= -\sum_{\forall j \neq i} B_{ij}
\end{aligned} \tag{3.17}$$

Por lo tanto, reemplazando en la Ecuación 3.15 el resultado de la Ecuación 3.16, la restricción de inyección de potencia por barra queda representada, finalmente, por la Ecuación 3.18.

$$g_i - \sum_{j=1}^n (B_{ij} \cdot \theta_j) + \phi_i = d_i + p_i \quad i = 1, \dots, n. \tag{3.18}$$

### 3.4.3 Restricción de Flujo de Potencia

El segundo conjunto de restricciones del problema de minimización corresponde al límite máximo de flujo de potencia a través de las instalaciones que conectan a las barras del sistema (líneas y transformadores). En términos generales, la restricción de flujo de potencia puede expresarse como lo indica la Ecuación 3.19.

$$|f_{ij}| \leq f_{ij}^{\max} \Leftrightarrow -f_{ij}^{\max} \leq f_{ij} \leq f_{ij}^{\max} \quad \forall ij \in L \quad (3.19)$$

En donde:

$f_{ij}$  : flujo de potencia a través de la instalación que conecta a las barras  $i$ -ésima y  $j$ -ésima.

$f_{ij}^{\max}$  : flujo de potencia máximo a través de la instalación que conecta a las barras  $i$ -ésima y  $j$ -ésima.

$L$  : conjunto de instalaciones (líneas y transformadores) disponibles en el sistema.

De manera similar al caso de la restricción de inyección de potencia por barra, la formulación de flujo de potencia DC permite expresar la Ecuación 3.19 en función de los ángulos ( $\theta_i$ ) y las reactancias ( $x_{ij}$ ) (Ecuación 3.20).

$$-x_{ij} \cdot f_{ij}^{\max} \leq \theta_i - \theta_j \leq x_{ij} \cdot f_{ij}^{\max} \quad \forall ij \in L \quad (3.20)$$

#### 3.4.4 Límites de Generación, Carga No Abastecida y Estabilidad

El restante conjunto de restricciones que incluye el problema de minimización se refiere a los límites de las variables de decisión.

En primer lugar, las variables que representan a la generación de potencia en cada barra están acotadas inferiormente por los límites técnicos de cada central y superiormente por sus respectivas capacidades. Este conjunto de restricciones está representado por la Ecuación 3.21.

$$g_i^{\min} \leq g_i \leq g_i^{\max} \quad i = 1, \dots, n. \quad (3.21)$$

Donde:

$g_i$  : inyección de potencia generada en la barra  $i$ -ésima.

$g_i^{\min}$  : mínima potencia generable en la barra  $i$ -ésima.

$g_i^{\max}$  : máxima potencia generable en la barra  $i$ -ésima.

$n$  : número de barras del sistema.

Implícitamente, la Ecuación 3.21 agrega en un solo término al conjunto de generadores que inyectan potencia a una misma barra.

En segundo lugar, para cada barra, la variable que representa a la carga no abastecida no puede ser negativa, como tampoco, mayor que la demanda presente en la barra. Estas cotas son expresadas en la Ecuación 3.22.

$$0 \leq \phi_i \leq d_i \quad i = 1, \dots, n. \quad (3.22)$$

Donde:

$\phi_i$  : carga no abastecida en la barra  $i$ -ésima.

$d_i$  : carga presente en la barra  $i$ -ésima.

$n$  : número de barras del sistema.

Finalmente, una restricción que puede incluirse en el modelo se refiere a la estabilidad requerida en el sistema. Esta restricción acota la diferencia angular entre las barras del sistema mediante límites impuestos como datos de entrada (Ecuación 3.23).

$$\theta_i^{\min} \leq \theta_i \leq \theta_i^{\max} \quad i = 1, \dots, n. \quad (3.23)$$

En donde:

$\theta_i$  : diferencia angular entre la barra  $i$ -ésima y la barra de referencia del sistema (barra  $n$ ).

$\theta_i^{\max}$  : máxima diferencia angular posible entre la barra  $i$ -ésima y la barra de referencia del sistema (barra  $n$ ).

$\theta_i^{\min}$  : mínima diferencia angular posible entre la barra  $i$ -ésima y la barra de referencia del sistema (barra  $n$ ).

### 3.4.5 Formulación del Problema de Programación Lineal

Considerando lo presentado en las secciones precedentes, el problema que debe resolverse para cada estado en que exista una contingencia consiste en minimizar el costo de falla del sistema sujeto a un conjunto de restricciones de equilibrio y seguridad. Así, el problema se formula como se presenta a continuación.

$$\begin{aligned}
 & \text{Min} \quad \sum_{i=1}^n C_i \cdot \phi_i \\
 & \text{s.a.} \\
 & g_i - \sum_{j=1}^n (B_{ij} \cdot \theta_j) + \phi_i = d_i + p_i \quad i = 1, \dots, n. \\
 & -x_{ij} \cdot f_{ij}^{\max} \leq \theta_i - \theta_j \leq x_{ij} \cdot f_{ij}^{\max} \quad \forall ij \in L \\
 & g_i^{\min} \leq g_i \leq g_i^{\max} \quad i = 1, \dots, n. \\
 & 0 \leq \phi_i \leq d_i \quad i = 1, \dots, n. \\
 & \theta_i^{\min} \leq \theta_i \leq \theta_i^{\max} \quad i = 1, \dots, n.
 \end{aligned} \tag{3.24}$$

Por lo tanto, la determinación de la carga no abastecida se efectúa resolviendo un problema de programación lineal con la estructura mostrada en la Ecuación 3.25. Este tipo de modelación es frecuentemente utilizada en problemas de ingeniería, por lo que las técnicas para su solución están ampliamente desarrolladas. En el presente trabajo, se utiliza el solver denominado *lp\_solve*, versión 5.5, el cual se distribuye bajo licencia *GNU LGPL* (código abierto). Este solver implementa el método Simplex para la resolución de problemas de programación lineal con variables reales.

$$\begin{aligned}
 & \text{Min} \quad c^T \cdot x \\
 & \text{s.a.} \\
 & A_1 \cdot x = b_1 \\
 & b_2^{\min} \leq A_2 \cdot x \leq b_2^{\max} \\
 & b_3^{\min} \leq x \leq b_3^{\max}
 \end{aligned} \tag{3.25}$$

En lo que respecta a la dimensión del problema, el número de variables es igual a  $3 \cdot n$ , siendo  $n$  el número de barras (nodos) del sistema. El número de

restricciones es variable, ya que la cantidad de restricciones de flujo de potencia (Ecuación 3.20) depende del número de líneas y transformadores (arcos) aleatoriamente disponibles en el estado evaluado. No obstante, el número de restricciones siempre es mayor que  $4 \cdot n$ , ya que ese es el número de restricciones en el caso de que se sortee un estado sin arcos disponibles, lo que es altamente improbable en un sistema real.

### 3.5 Cálculo de Índices de Confiabilidad

Tanto el método secuencial como el no secuencial considera el cálculo de los índices de confiabilidad a través de la estimación de la esperanza de una función de prueba. Esta estimación corresponde a la media aritmética de la función de prueba evaluada para todos los estados sorteados aleatoriamente (Ecuación 3.26).

$$\hat{E}(F) = \frac{1}{NM} \sum_{j=1}^{NM} F(x^j) \quad (3.26)$$

En donde:

$\hat{E}(F)$  : estimación de la esperanza de la función de prueba.

$NM$  : número de muestras (secuencias anuales de estados en el caso del método secuencial, o estados seleccionados en el caso del método no secuencial).

$F(x^j)$  : valor de la función de prueba evaluada para la muestra  $x^j$ .

La función de prueba toma diferentes formulaciones dependiendo tanto del índice que se requiera calcular como del método utilizado para la evaluación de la confiabilidad. Los índices considerados para el presente trabajo, como se presentó en la Sección 1.5, corresponden a: esperanza de pérdida de carga (*LOLE*, [h/año]), probabilidad de pérdida de carga (*LOLP*, [%]), demanda no abastecida esperada (*EDNS*, [MW]), energía no abastecida esperada (*EENS*, [MWh/año]), frecuencia esperada de las interrupciones (*EFLC*, [veces/año]), promedio de duración de las interrupciones (*ADLC*, [h/interrupción]), frecuencia media de interrupción por kVA (*FMIK*, [veces/año]) y tiempo total de interrupción por kVA (*TTIK*, [h/año]). A excepción de los índices *FMIK* y *TTIK* – los cuales sólo tienen sentido al referirse a

cada barra del sistema – el resto puede definirse, además, para el sistema en su conjunto, como índices totales. La formulación de la función de prueba para cada uno de ellos se presenta en las siguientes secciones.

### 3.5.1 Método Secuencial

Considerando la definición de las variables  $D_k$ ,  $\phi_k$ ,  $NK$ ,  $NF$  y  $kVA_{inst}$ , tanto para cada barra como para todo el sistema (según si el índice calculado es nodal o total), la Tabla 3 1 presenta la formulación de la función de prueba para los índices considerados. En el caso de los índices  $FMIK$  y  $TTIK$ , es necesario multiplicar la magnitud de la carga no abastecida ( $\phi_k$ ) por el factor de potencia ( $FP$ ), debido a que el valor de la carga no abastecida resultante de la modelación por flujo de potencia DC está expresado en MW, mientras que el denominador de la función de prueba lo está en kVA. Un supuesto razonable consiste en asignar un valor de 0,85 al factor de potencia, en caso de que tal factor no esté disponible como dato de entrada para el modelo.

$D_k$  : duración del  $k$ -ésimo estado con presencia de carga no abastecida.

$\phi_k$  : magnitud de la carga no abastecida en el  $k$ -ésimo estado con presencia de carga no abastecida.

$NK$  : número de estados con presencia de carga no abastecida.

$NF$  : número de veces que ocurre una transición desde un estado con presencia de carga no abastecida a un estado con abastecimiento total de la carga.

$kVA_{inst}$  : potencia instalada en cada barra, expresada en kVA.

Tabla 3 1: Funciones de prueba para el método secuencial

Índice de Confiabilidad	Función de Prueba
LOLE	$F_{LOLE} = \sum_{k=1}^{NK} D_k$
LOLP	$F_{LOLP} = \frac{\sum_{k=1}^{NK} D_k}{\text{horas / año}} = \frac{F_{LOLE}}{\text{horas / año}}$
EENS	$F_{EENS} = \sum_{k=1}^{NK} \phi_k \cdot D_k$
EDNS	$F_{EDNS} = \frac{\sum_{k=1}^{NK} \phi_k \cdot D_k}{\text{horas / año}} = \frac{F_{EENS}}{\text{horas / año}}$
EFLC	$F_{EFLC} = NF$
ADLC	$F_{ADLC} = \frac{LOLE}{EFLC}$
FMIK	$F_{FMIK} = FP \cdot \frac{\sum_{k=1}^{NK} \phi_k}{kVA_{inst}}$
TTIK	$F_{TTIK} = FP \cdot \frac{\sum_{k=1}^{NK} \phi_k \cdot D_k}{kVA_{inst}}$

### 3.5.2 Método No Secuencial

Para el caso del método no secuencial, no es posible calcular directamente los índices relacionados con la frecuencia y duración de las interrupciones (*EFLC*, *ADLC*, *FMIK* y *TTIK*), ya que, sin la implementación de un esquema de enumeración de estados, no se puede determinar las transiciones entre estados sin y con desabastecimiento de cargas.

Por otra parte, las funciones de prueba se definen desde un punto de vista de casos favorables sobre casos totales, a diferencia del método secuencial, en donde están definidas desde el punto de vista de la duración de los estados con presencia de carga no abastecida.

La función de prueba para la probabilidad de pérdida de carga (*LOLP*) está definida por la Ecuación 3.27, mientras que la función de prueba para la demanda no abastecida esperada (*EDNS*) se define según la Ecuación 3.28. Ambas funciones pueden definirse tanto para cada barra como para el sistema total, según se requiera.

$$F_{LOLP}(x) = \begin{cases} 1 & \text{si el estado } x \text{ presenta desabastecimiento} \\ 0 & \text{si no} \end{cases} \quad (3.27)$$

$$F_{EDNS}(x) = \phi \quad (3.28)$$

Los índices de confiabilidad *LOLP* y *EDNS* pueden calcularse directamente a partir de las ecuaciones 3.26, 3.27 y 3.28. Sin embargo, la no secuencialidad del método implica que, a diferencia de los índices mencionados anteriormente, los índices *LOLE* y *EENS* sólo pueden calcularse indirectamente considerando el período de estudio (por ejemplo, un año), según las ecuaciones 3.29 y 3.30.

$$LOLE = LOLP \cdot T \quad (3.29)$$

$$EENS = EDNS \cdot T \quad (3.30)$$

En donde *T* representa la duración del período de estudio (por ejemplo, 8.760 horas para un año).

### 3.6 Condiciones de Término

Según lo presentado en la Sección 2.5, independientemente del método de Monte Carlo utilizado, el coeficiente de variación de la estimación de la esperanza de la función de prueba se define según la Ecuación 3.31, para todos los índices calculados, tanto nodales como totales.



$$\beta = \frac{\sqrt{\sigma^2(E(\hat{F}))}}{E(\hat{F})} \quad (3.31)$$

En donde:

$\beta$  : coeficiente de variación de la estimación de la esperanza de la función de prueba.

$\sigma^2(E(\hat{F}))$  : varianza de la estimación de la esperanza de la función de prueba (Ecuación 2.8).

$E(\hat{F})$  : estimación de la esperanza de la función de prueba, correspondiente a la media aritmética de los valores obtenidos para la función de prueba a partir del conjunto de estados sorteados (o secuencias de estados, en el caso del método secuencial).

A medida que el número de estados sorteados se incrementa, el valor del coeficiente de variación  $\beta$  tiende a cero, ya que la estimación de la esperanza de la función de prueba se acerca cada vez más a su valor real, es decir, la varianza de la estimación disminuye. Idealmente, al haber sorteado y evaluado todos los estados o secuencias de estados posibles, el valor de la estimación y del estimando serán iguales, es decir, la varianza de la estimación es cero.

Sin embargo, el propósito del método de Monte Carlo es, precisamente, evitar la evaluación de todos los estados posibles, reemplazándola por la evaluación de aquellos más probables de ocurrir. Por lo tanto, se espera que la varianza de la estimación de la esperanza de la función de prueba sea mayor que cero. Lo anterior implica que la simulación disponga de un criterio de parada asociado a que el coeficiente de variación  $\beta$  alcance un valor establecido *a priori*. Un valor para el coeficiente de variación  $\beta$  que supone una precisión aceptable en la estimación es de un 5 %.

Por otra parte, según la experiencia existente en la aplicación de métodos de Monte Carlo a la evaluación de la confiabilidad en sistemas eléctricos compuestos

generación/transmisión, es sabido que los índices totales convergen más rápidamente que los nodales, lo que debe ser considerado para no entregar como resultado índices nodales con un coeficiente de variación muy elevado. Este aspecto se evita fijando la condición de término tal que todos los índices estimados (nodales o totales) presenten un coeficiente de variación menor o igual que 5 %. Si bien esta condición de término implica un mayor número de simulaciones, a la vez, asegura resultados más precisos.

### **3.7 Representación de las Pérdidas de Transmisión y Transformación**

En cualquier método de cálculo de flujo de potencia se debe incluir las pérdidas que ocurren, fundamentalmente, debido a la circulación de corriente eléctrica a través de los cables de líneas de transmisión y transformadores. El principal inconveniente para la implementación de un método iterativo que incluya modelación de flujo de potencia, como es el de Monte Carlo aplicado a la evaluación de la confiabilidad de sistemas eléctricos, es que la representación matemática exacta de las pérdidas es no lineal.

Por ello, para evitar incluir no linealidades en la modelación, es posible implementar un método iterativo para el cálculo de las pérdidas de transmisión y transformación [Rudn02], de tal forma de agregar su valor calculado a la demanda original e iterar hasta conseguir una diferencia entre iteraciones consecutivas menor o igual que un cierto valor preestablecido.

El método iterativo procede calculando las pérdidas asociadas a un tramo de transmisión o transformación, representadas por la variable  $p_{ij}$ , para luego asignar un 50 % de éstas a cada barra conectada a los extremos del tramo (Figura 3.7). En caso de que exista más de una barra conectada a través de una línea o un transformador a la barra  $i$ -ésima, entonces las pérdidas son asignadas como se presenta en la Figura 3.8.

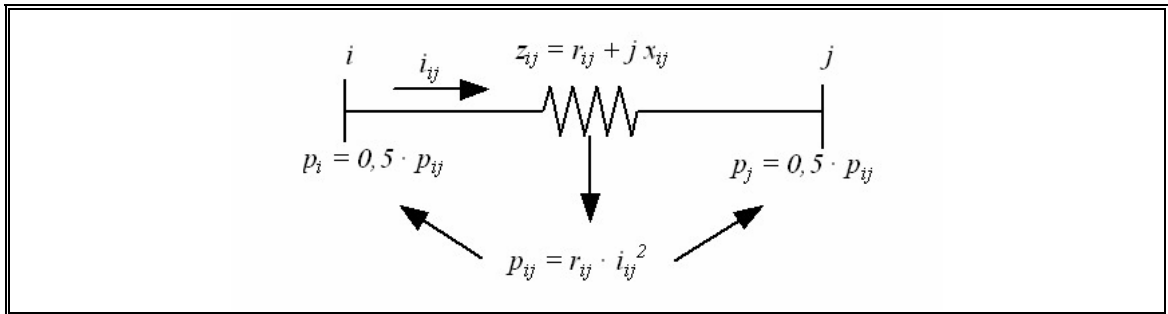


Figura 3.7: Asignación de pérdidas de transmisión y transformación

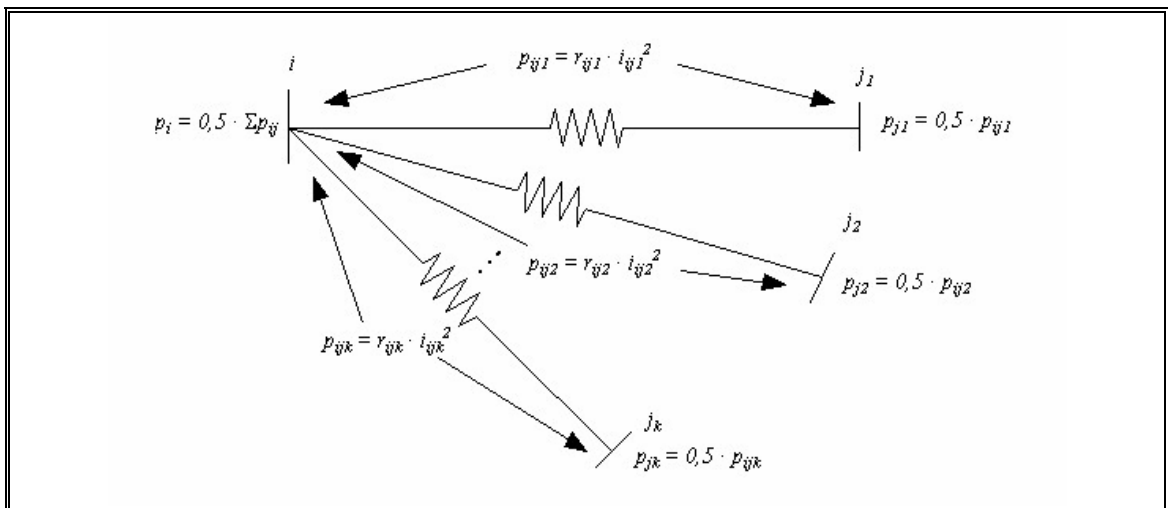


Figura 3.8: Asignación de pérdidas de transmisión y transformación para una barra conectada a través de varios tramos

El lado derecho del conjunto de restricciones de inyección de potencia por barra representado por la Ecuación 3.18 contiene a la variable  $p_i$ , la cual se refiere a las pérdidas de transmisión y transformación asignadas a la barra  $i$ -ésima del sistema. La Ecuación 3.32 expresa la variable  $p_i$  en función de la corriente que circula a través del tramo y de su resistencia.

$$p_i = \frac{1}{2} \sum_{\forall j \in n_i} r_{ij} \cdot i_{ij}^2 \quad (3.32)$$

En donde:

$p_i$  : pérdidas de transporte y transformación asignadas a la barra  $i$ -ésima.

$r_{ij}$  : resistencia correspondiente a las instalaciones que conectan a las barras  $i$ -ésima y  $j$ -ésima.

$i_{ij}$  : corriente que circula desde la barra  $i$ -ésima hacia la barra  $j$ -ésima.

$n_i$  : conjunto de barras que se conectan directamente, mediante alguna instalación, a la barra  $i$ -ésima.

Considerando la modelación a través de flujo de potencia DC, la Ecuación 3.32 puede reescribirse en función de la potencia que circula a través del tramo para el cual se calculan las pérdidas, puesto que ésta es igual a la corriente cuando ambas se expresan en por unidad (Ecuación 3.33).

$$p_i = \frac{1}{2} \sum_{\forall j \in n_i} r_{ij} \cdot f_{ij}^2 \quad (3.33)$$

En donde:

$f_{ij}$  : flujo de potencia que circula desde la barra  $i$ -ésima hacia la barra  $j$ -ésima.

Finalmente, utilizando la equivalencia entre el flujo de potencia y el cociente entre la diferencia angular de las barras  $i$ -ésima y  $j$ -ésima y la reactancia entre éstas, la Ecuación 3.33 puede reescribirse en términos de las variables de decisión del problema de programación lineal (los ángulos) y datos de entrada del modelo (resistencias y reactancias), como se presenta en la Ecuación 3.34.

$$p_i = \frac{1}{2} \sum_{\forall j \in n_i} \left( r_{ij} \cdot \left( \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} \right)^2 \right) = \frac{1}{2} \sum_{\forall j \in n_i} \left( \frac{r_{ij}}{x_{ij}^2} \cdot (\theta_i - \theta_j)^2 \right) \quad (3.34)$$

En donde:

$x_{ij}$  : reactancia correspondiente a la instalación que conecta las barras  $i$ -ésima y  $j$ -ésima del sistema.

$\theta_i, \theta_j$  : diferencia angular de las barras  $i$ -ésima y  $j$ -ésima del sistema con respecto a la barra de referencia.

Así, la Ecuación 3.34 es utilizada para calcular las pérdidas de transmisión y transformación, de forma iterativa, para cada estado de disponibilidad de los elementos del sistema para el que se requiera determinar si existe carga no abastecida.

### 3.8 Planteamiento Resumido de los Algoritmos

Considerando la teoría desarrollada en las secciones anteriores, a continuación se plantean en forma resumida los pasos principales para la implementación de los métodos secuencial y no secuencial.

#### 3.8.1 Método Secuencial

- a) El proceso de simulación comienza con el estado normal de funcionamiento del sistema, en el que todas las unidades de generación, líneas y transformadores están en operación.
- b) Si se designa por  $\lambda_i$  la tasa a la que el elemento  $i$ -ésimo del sistema cambia desde el estado presente al estado siguiente (tasa de falla o de reparación, según corresponda al elemento  $i$ -ésimo), el valor de la muestra  $T_k$ , que representa la duración del estado presente del sistema, se determina como:

$$T_k = -\frac{\ln(1-U)}{\sum_{i=1}^m \lambda_i}$$

Donde  $m$  es el número de elementos fuera de mantenimiento programado correspondiente al estado presente sistema, designado por el subíndice  $k$ , y  $U$  es un número aleatorio uniformemente distribuido entre cero y uno. Además, se determina el elemento  $i$ -ésimo que cambia de estado mediante el muestreo de la función discreta de probabilidades, presentado en la Sección 3.2.1.

- c) Si el elemento  $i$ -ésimo entra a mantenimiento programado antes del instante  $T_k$ , entonces el reloj de la generación de secuencias de estados se avanza hasta ese instante, se etiqueta el elemento  $i$ -ésimo como en mantenimiento programado y se repite el paso b) para determinar una nueva duración de estado aleatoria, hasta completar una secuencia anual de estados. En caso contrario, se avanza el reloj de la generación de secuencias de estados hasta  $T_k$ , se cambia el estado del elemento muestreado y se repite el paso b) hasta completar una secuencia anual de estados.
- d) Considerando una secuencia anual de estados, generada a través de ejecuciones sucesivas de los pasos b) y c), se determina la carga no abastecida para los estados en que exista alguna contingencia mediante el problema de programación lineal de la Sección 3.4.5.
- e) A partir de la simulación de la secuencia anual de estados, se calcula la función de prueba  $F(X^j)$ , en donde  $X^j$  es la secuencia de estados en el año  $j$ .
- f) Se estiman los valores esperados de los índices de confiabilidad como:

$$\hat{E}(F) = \frac{\sum_{j=1}^{NM} F(X^j)}{NM}$$

Donde  $NM$  es el número de años simulados.

- g) Si el coeficiente de variación,  $\beta$ , para todos los índices de confiabilidad es mayor que el valor preestablecido, se repiten los pasos a) a f), hasta que se logre la convergencia.

### 3.8.2 Método No Secuencial

- a) Basado en la programación de los mantenimientos, se divide el estudio en intervalos en donde uno o más componentes entran o salen de un mantenimiento programado sólo al inicio o al final del intervalo. Es decir, las fallas que ocurren durante un intervalo corresponden sólo a salidas forzadas de operación. Basado en la duración relativa de los intervalos de mantenimiento, se construye una función de probabilidad discreta sobre todos los intervalos.

- b) Para cada intervalo de mantenimiento, se construye la función de probabilidad discreta para todos los niveles de carga posibles.
- c) Para cada componente del sistema se construye la función de probabilidad discreta sobre su capacidad disponible.
- d) Se inicializa un índice de muestreo  $i = 1$ .
- e) Para el índice de muestreo  $i$ , se determina un estado del sistema  $x^i$  como sigue:
- i) Se genera un número aleatorio para determinar un intervalo de mantenimiento.
  - ii) Se genera un número aleatorio para determinar el nivel de carga dentro del intervalo de mantenimiento determinado en el punto e) i).
  - iii) Para cada componente que no se encuentra en mantenimiento durante el presente intervalo, se genera un número aleatorio para determinar su capacidad disponible (Sección 3.2.2).
- f) Se determina si el sistema presenta desabastecimiento de carga en el estado  $x^i$ , mediante un despacho de la generación con restricciones de seguridad (Sección 3.4.5), y se evalúa la función de prueba asociada al índice requerido.
- g) Se estimar el índice de confiabilidad requerido como:

$$\hat{E}(F) = \frac{\sum_{i=1}^{NM} F(x^i)}{NM}$$

Donde  $NM$  es el número de estados sorteados.

- h) Si el coeficiente de variación,  $\beta$ , para todos los índices de confiabilidad es mayor que el valor preestablecido, se repiten los pasos a) a g), hasta que se logre la convergencia.

#### IV VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL

Considerando las características propias de las metodologías presentadas en el Capítulo III, para el logro de los objetivos planteados en la presente Memoria de Título se opta por la implementación computacional de la metodología de Monte Carlo secuencial con muestreo de transición de estados del sistema.

Si bien esta metodología requiere un mayor esfuerzo de cómputo, además de ser más lenta en converger a resultados precisos y más compleja de implementar en comparación con el método no secuencial, posee la importante ventaja de permitir el cálculo directo de índices de confiabilidad relacionados con la frecuencia y duración de las interrupciones. Por otra parte, como ya se ha presentado, esta metodología permite modelar de mejor forma los aspectos temporales propios de los sistemas eléctricos.

Ambas ventajas mencionadas en el párrafo anterior son particularmente relevantes en el caso de los sistemas eléctricos chilenos y, en mayor medida, en el Sistema Interconectado Central (SIC). Esto, debido a la importante presencia de generación hidroeléctrica en el parque de centrales del SIC, la que constituye aproximadamente un 57 % de la capacidad instalada, a julio de 2005. Esta característica se traduce en que a través de la modelación de aspectos temporales, como por ejemplo la disponibilidad de agua en los embalses, el sistema esté mejor representado en modelos para la evaluación de la confiabilidad. Asimismo, en referencia a los índices relacionados con la frecuencia y duración de las interrupciones, y como se presentara en la Sección 1.5, la Comisión Nacional de Energía ha dispuesto que la evaluación de la calidad de servicio del sistema de transmisión se efectuará sobre la base de la frecuencia, magnitud y duración de las interrupciones, a través de los índices *FMIK* y *TTIK*, definidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio [Cne05].

En este Capítulo se presenta una descripción del algoritmo implementado y de la estructura general de la herramienta computacional desarrollada. Además, a modo de validación, se incluye los resultados de la aplicación de la herramienta



desarrollada a dos sistemas de prueba documentados en la literatura: el “*Roy Billinton Test System (RBTS)*” y el “*IEEE Reliability Test System (IEEE-RTS)*”.

#### 4.1 Estructura General de la Herramienta Computacional

El diagrama de flujo de la herramienta computacional, diseñada sobre la base de la metodología de Monte Carlo secuencial con muestreo de transición de estados del sistema, tiene la estructura general que se muestra en la Figura 4.1.

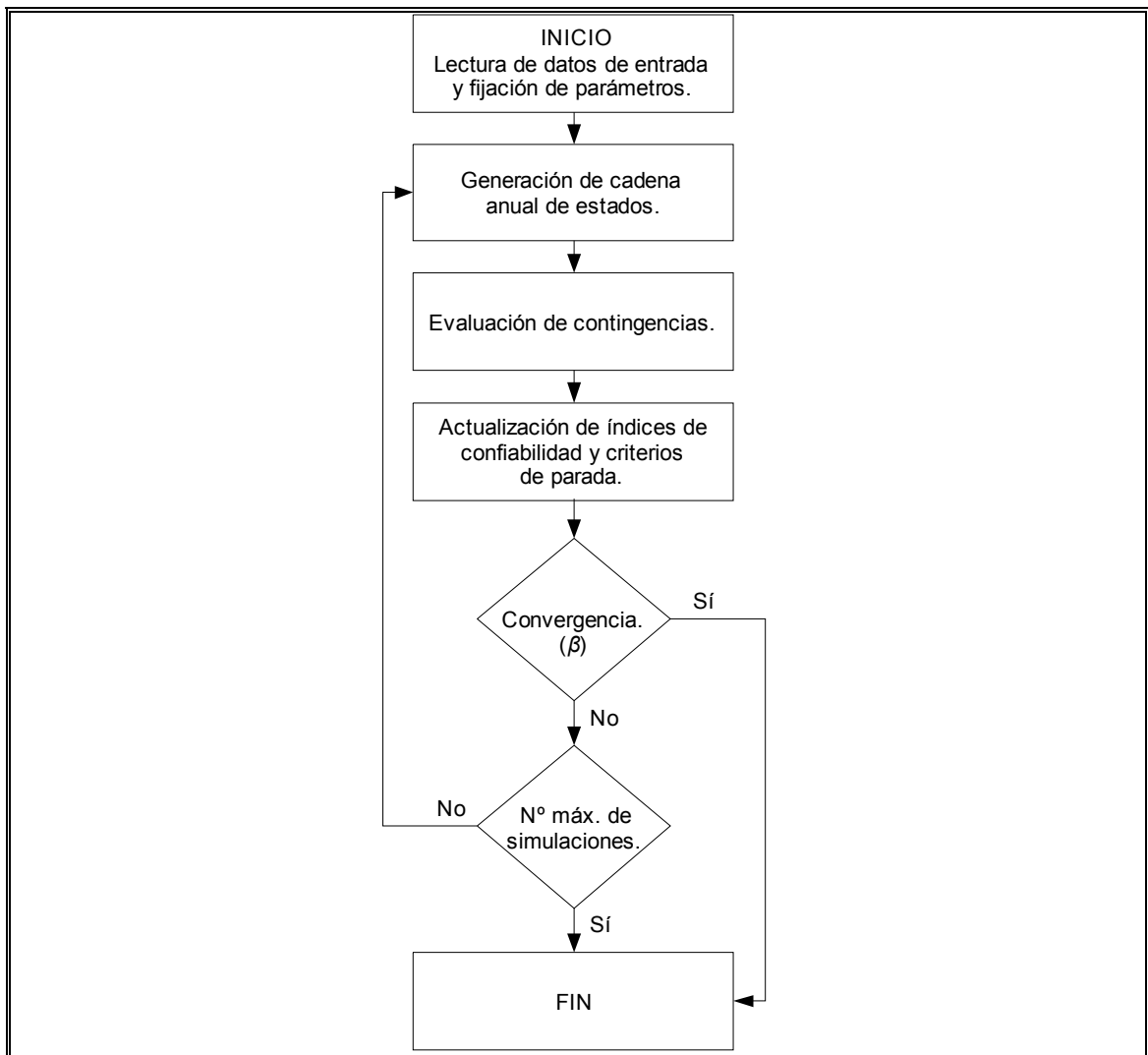


Figura 4.1: Estructura general del algoritmo implementado

El algoritmo así implementado se ejecuta paso a paso siguiendo las etapas descritas en el Capítulo III de la presente Memoria de Título. En primer lugar, se inicializa la herramienta leyendo los datos de entrada (explicados con más detalle en capítulo anexo) y fijando los parámetros relacionados tanto con las características particulares del sistema a ser evaluado como con los criterios de convergencia. Luego, en una etapa posterior, a través del uso de variables antitéticas para la reducción de varianza, se genera dos secuencias anuales de estados mediante un muestreo de transición de estados del sistema, tal como se explica en la Sección 3.2.1. En seguida, los estados que presentan contingencias son evaluados a través del redespacho con restricciones de seguridad desarrollado en la Sección 3.4, de forma de determinar la carga no abastecida. Posteriormente, utilizando la información obtenida en la etapa anterior, se actualizan las estimaciones de los índices de confiabilidad y se chequean los criterios de parada. Finalmente, si estos criterios no se han cumplido, el ciclo se repite una vez más, hasta lograr la convergencia de los índices o hasta haber alcanzado el número máximo de simulaciones, establecido *a priori* con el objetivo de limitar el tiempo real utilizado en las simulaciones para el presente trabajo.

El algoritmo descrito se implementa mediante cinco rutinas programadas utilizando el lenguaje de modelación matemática *Matlab*®, versión 7. Este lenguaje de alto nivel permite modelar con facilidad y flexibilidad problemas técnicos que involucran una gran cantidad de operaciones matemáticas y lógicas, como lo es la evaluación de la confiabilidad a través del método de Monte Carlo. Por otra parte, la versión utilizada contiene una serie de optimizaciones que permiten que el código se ejecute, bajo ciertas condiciones, tan rápido como si estuviera programado en un lenguaje de menor nivel (como por ejemplo, C++).

A su vez, el problema de programación lineal definido para determinar la carga no abastecida se soluciona utilizando el *solver lp\_solve*, versión 5.5. Este *solver*, de código abierto y distribuido bajo licencia *LGPL*, implementa el método *Simplex* para la resolución de problemas de programación lineal y ofrece una interfaz para *Matlab*® bajo la forma de una librería dinámica de *Microsoft Windows*® (\*.dll).

Las rutinas programadas en *Matlab*® y su comunicación con *lp\_solve* y con los bloques de datos de entrada y salida se muestran en la Figura 4.2.

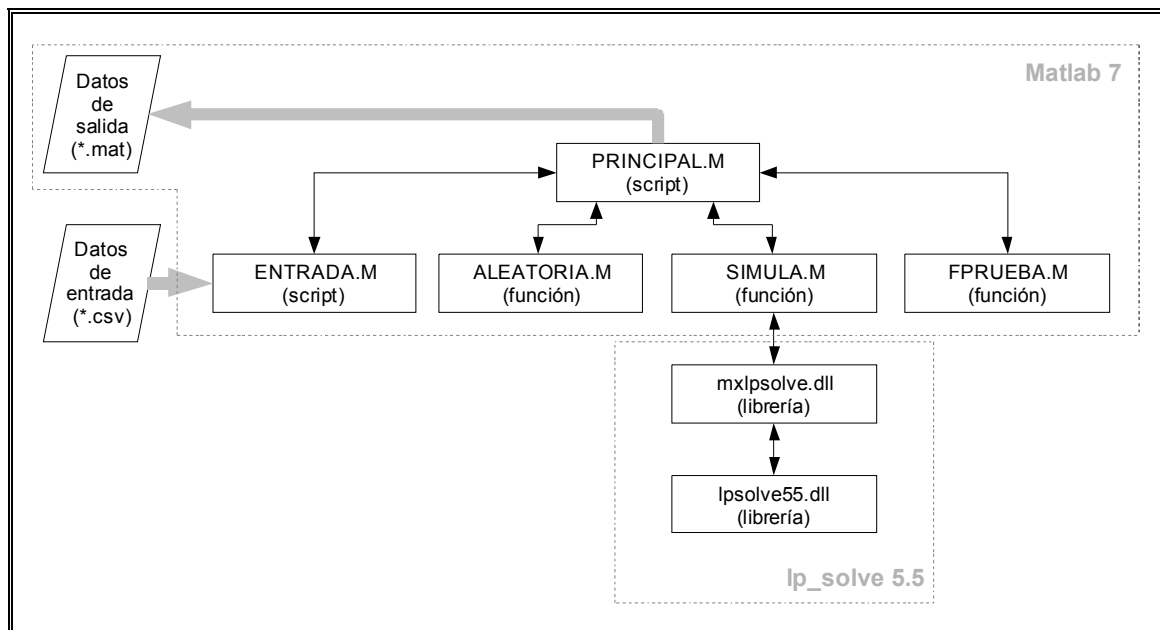


Figura 4.2: Estructura de la programación de las rutinas de la herramienta computacional

La rutina *PRINCIPAL.M* es la encargada de organizar todo el flujo de datos entre las demás rutinas, además de verificar los criterios de parada y de generar los datos de salida.

La rutina *ENTRADA.M* lee los datos de entrada para la simulación (explicados en detalle en anexo) en forma de archivo de texto de valores separados por comas (\*.csv) y los entrega a la rutina *PRINCIPAL.M*.

La rutina *ALEATORIA.M* genera las secuencias anuales de estados mediante muestreo de transición de estados del sistema y se las entrega a la rutina *PRINCIPAL.M*.

La rutina *SIMULA.M* evalúa los estados que presentan contingencias, resolviendo el problema de programación lineal, utilizando el *solver* y entregando los resultados a la rutina *PRINCIPAL.M*. Luego, la rutina *FPRUEBA.M* calcula los índices de confiabilidad para las cadenas de estados generadas y entrega los resultados

a la rutina *PRINCIPAL.M* para que ésta actualice las estimaciones y criterios de parada y entregue los resultados en caso de cumplir con estos últimos.

## 4.2 Aplicación al RBTS

El “*Roy Billinton Test System (RBTS)*” es un sistema compuesto generación/transmisión desarrollado en la Universidad de Saskatchewan, Canadá, para propósitos académicos y de investigación, siendo lo suficientemente pequeño como para permitir la ejecución de pruebas para estudios de evaluación de la confiabilidad en tiempos razonablemente cortos. El diagrama unilineal del RBTS se muestra en la Figura 4.3.

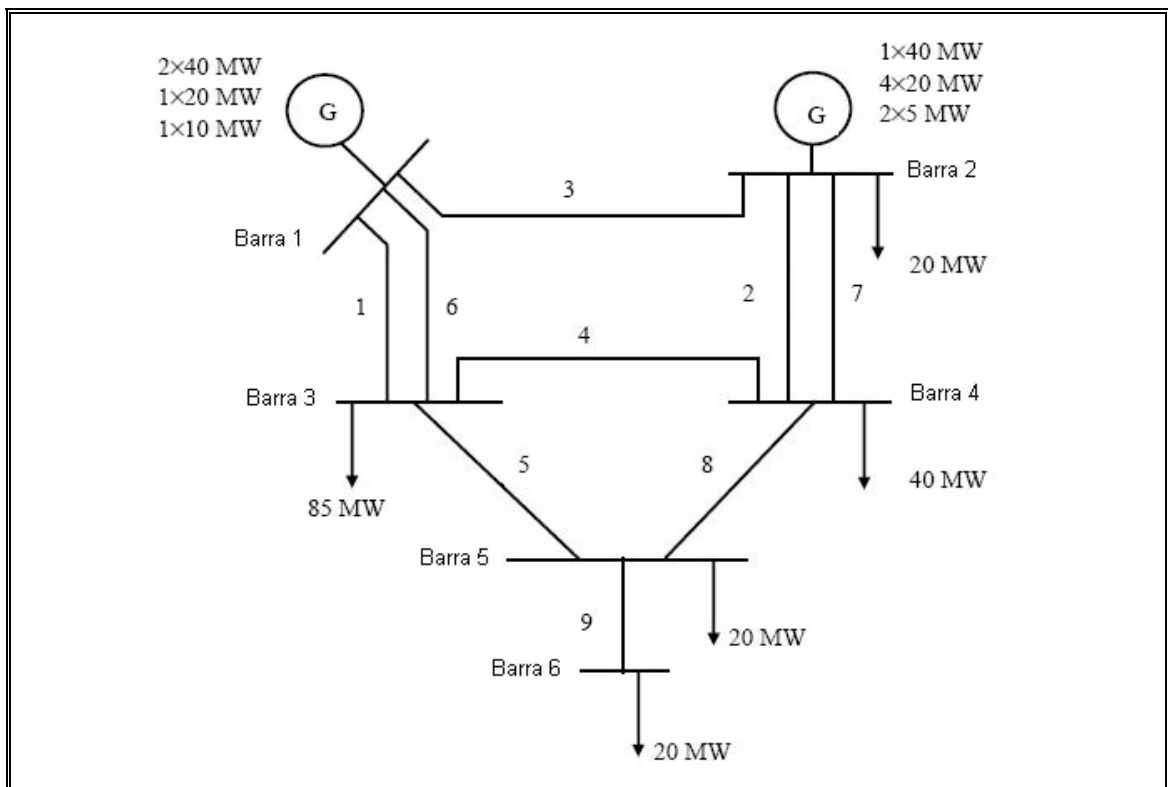


Figura 4.3: Diagrama unilineal del RBTS

El sistema está conformado por seis barras, cinco de las cuales poseen cargas conectadas, siendo la demanda agregada máxima anual de 185 MW. Por otra parte, once unidades generadoras están conectadas a dos barras, con una capacidad instalada de 240 MW. Además, el sistema consta de nueve líneas de transmisión y el nivel de voltaje es de 230 kV. Todos los datos de demanda horaria, de características eléctricas y de fallas aleatorias del sistema se presentan en capítulo anexo.

Para la aplicación de la herramienta computacional al RBTS se considera que la proporción de la carga en cada barra con respecto a la demanda total del sistema se mantiene constante en los niveles indicados en el diagrama unilineal. Asimismo, se supone que la oferta se mantiene constante a lo largo del año, es decir, cuando se encuentran en operación, las unidades generadoras pueden ser despachadas sin restricciones a su máxima capacidad.

Como parte de los datos de entrada para la simulación, en la Tabla 4.1 se presenta el costo de falla por barra considerado para establecer el orden de prioridad en el abastecimiento de cargas en caso de que el sistema no pueda abastecer a la totalidad de estas. Este orden de prioridad resultante se muestra en la

Tabla 4.2.

Tabla 4.1: Costo de falla por barra para el RBTS

Barra N°	Costo de Falla (US\$/kWh)
2	7,41
3	2,69
4	6,78
5	4,82
6	3,63

Tabla 4.2: Orden de prioridad de abastecimiento de cargas para el RBTS

Orden de Prioridad	Barra N°
1	2
2	4
3	5
4	6
5	3

Considerando las mencionadas características del sistema RBTS, el modelo para la evaluación de la confiabilidad desarrollado para el presente trabajo se aplicó bajo dos condiciones de estabilidad (Ecuación 3.23), de forma de observar cómo se comporta el modelo con respecto a la variación de las cotas de los ángulos en las barras del sistema. La primera condición restringe la diferencia angular entre cada barra y la barra de referencia a menos de 30°, mientras que la segunda, lo hace a menos de 15°.

Por otra parte, con el objeto de estudiar la convergencia de los índices de confiabilidad, cada escenario de restricción de estabilidad fue simulado para 2.000 iteraciones, es decir, para 4.000 años con aplicación de variables antitéticas. Finalmente, los resultados de ambos escenarios son comparados con aquellos presentados en la referencia [Li03].

#### 4.2.1 Índices Globales para el RBTS

La Tabla 4.3 presenta los índices de confiabilidad globales estimados para el RBTS bajo las condiciones expuestas anteriormente.

Como puede observarse, el cambio en las condiciones de estabilidad no afecta significativamente a las estimaciones de los índices de confiabilidad globales, ya que, para valores del coeficiente de variación bajos (no mayores que 4,4 %), las diferencias entre los resultados obtenidos para ambos escenarios no superan el 0,5 %.

Por otra parte, en comparación con la referencia, las estimaciones obtenidas mediante el modelo implementado son entre un 4 % y un 10 % superiores.

Tabla 4.3: Índices de confiabilidad globales anuales para el RBTS

Índice global anual	Modelo				Referencia [Li03]
	Estabilidad 30°		Estabilidad 15°		
	Índice	Beta	Índice	Beta	Índice
LOLE (h/año)	13,4139	3,40%	13,4354	3,40%	12,09
LOLP	0,0015	3,40%	0,0015	3,40%	0,00138
EENS (MWh/año)	164,1709	3,84%	164,7628	3,83%	152,3497
EDNS (MW)	0,0188	3,84%	0,0189	3,83%	0,017
EFLC (veces/año)	1,3613	1,96%	1,3658	1,95%	1,27965
ADLC (h/int.)	9,8537	-	9,8370	-	9,45

Cabe señalar que, por la forma de calcular el índice *ADLC*, a éste no se le asocia un coeficiente de variación, sino que el algoritmo considera los coeficientes de los índices *LOLE* y *EFLC*, a partir de los cuales se calcula el promedio de duración de las interrupciones.

Por otra parte, la diferencia no despreciable entre los resultados obtenidos y aquellos presentados en la referencia puede deberse principalmente a tres factores.

En primer lugar, se desconoce el coeficiente de variación asociado a las estimaciones de la referencia, por lo que el intervalo dentro del cual se halla la estimación con un nivel de confianza determinado es también desconocido. Por ejemplo, según la Ecuación 2.7, la estimación del índice *EFLC* resultante del modelo desarrollado para el presente trabajo se encuentra con un 95 % de probabilidad entre 1,309 y 1,414 veces/año.

En segundo lugar, el modelo de despacho ante contingencias utilizado en la referencia es diferente al utilizado en el modelo desarrollado para el presente trabajo, pudiendo ser más o menos realista.

Finalmente, el método de Monte Carlo utilizado en la referencia corresponde a uno no secuencial, lo que implica una diferencia fundamental con respecto al modelo secuencial desarrollado para el presente trabajo.

#### 4.2.2 Índices por Barra para el RBTS

La Tabla 4.4 presenta las estimaciones de los índices de confiabilidad para cada barra del sistema RBTS. Entre éstos se incluye, además, los índices *FMIK* y *TTIK*. Seguidamente, la

Tabla 4.5 muestra los valores de los coeficientes de variación asociados a tales estimaciones. Ambas tablas corresponden a la condición de estabilidad de 30°.

Tabla 4.4: Índices de confiabilidad por barra anuales para el RBTS

Barra\Índice	LOLE (h/año)	LOLP	EENS (MWh/año)	EDNS (MW)	EFLC (veces/año)	ADLC (h/int.)	FMIK (veces/año)	TTIK (h/año)
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1,7156	0,000196	15,337	0,001756	0,707	2,4266	0,1607	0,15337
4	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0,0175	0,000002	0,216	0,000025	0,007	2,4974	0,0109	0,0091965
6	11,6980	0,001339	148,610	0,017012	1,9107	4,1784	6,8333	6,3161000



Tabla 4.5: Coeficientes de variación de los índices de confiabilidad por barra anuales para el RBTS

Barra\Beta	LOLE	LOLP	EENS	EDNS	EFLC	ADLC	FMIK	TTIK
1	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-
3	5.6%	5.6%	7.9%	7.9%	4.3%	-	7.8%	7.9%
4	-	-	-	-	-	-	-	-
5	40.9%	40.9%	40.2%	40.2%	37.7%	-	39.3%	40.2%
6	3.8%	3.8%	4.1%	4.1%	2.1%	-	3.9%	4.1%

A partir de los resultados presentados, se observa claramente (Figura 4.4 y Figura 4.5) que la barra número 6 es la que incrementa en mayor medida el riesgo de desabastecimiento de carga del sistema. Esto está en concordancia con el hecho de que la mencionada barra está conectada al sistema a través de una sola línea, no posee generación asociada y figura penúltima en el orden de prioridad de abastecimiento de cargas. El índice *FMIK* asociado a la barra 6 indica que se espera que anualmente esta barra deje de abastecer un equivalente a cerca de 7 veces su capacidad, mientras que el índice *TTIK* indica que se espera que la misma barra interrumpa el suministro durante un tiempo equivalente a más de 6 horas para el total de su capacidad.

En este mismo sentido, la barra número 3 también presenta un riesgo no despreciable de desabastecimiento, fundamentalmente debido a que el costo de falla asociado a la barra es el menor, además de tener conectada la demanda más grande del sistema. Sin embargo, al estar conectada a las barras con generación asociada a través de más de una línea de transmisión, el riesgo de desabastecimiento se ve disminuido.

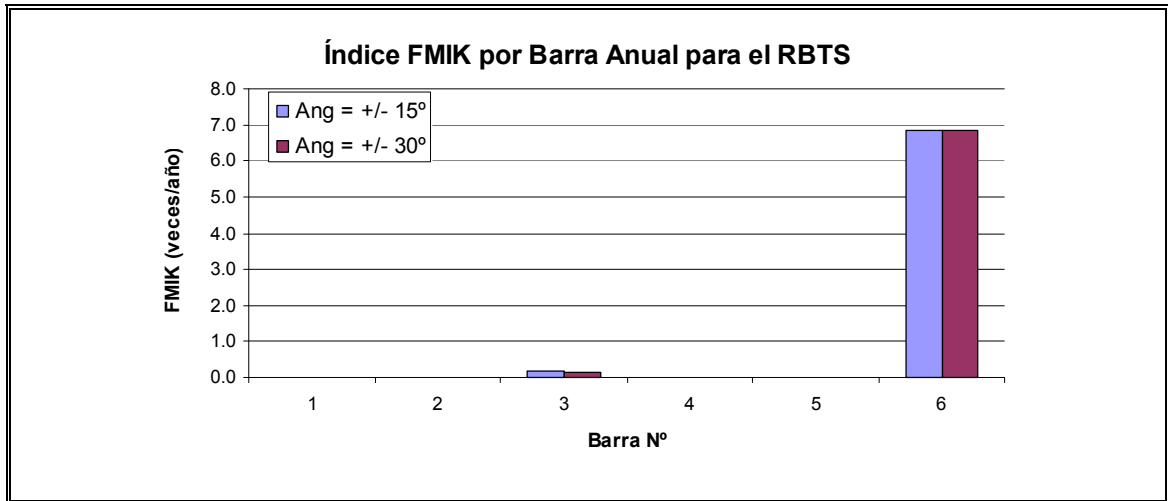


Figura 4.4: Índice FMIK por barra anual para el RBTS

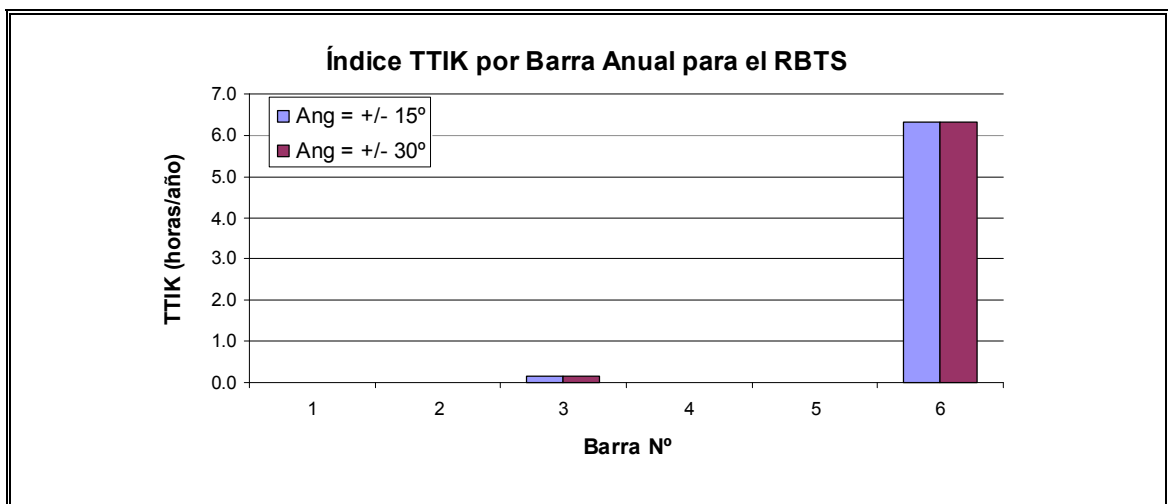


Figura 4.5: Índice TTIK por barra anual para el RBTS

En relación a los coeficientes de variación, tanto la barra 6 como la barra 3 alcanzan elevados niveles de certeza en las estimaciones. En cambio, la barra número 5 presenta coeficientes de variación en torno al 40 %, los cuales son inapropiados para formular conclusiones precisas. Sin embargo, la convergencia de la

totalidad de los índices por barra de un sistema mediante el método de Monte Carlo implica una cantidad de simulaciones generalmente impracticables.

Una comparación con los resultados de la referencia para algunos de los índices por barra asociados al RBTS se muestra en la Tabla 4.6. Es posible confirmar, a partir de tal comparación, que las barras con mayor riesgo de desabastecimiento corresponden, en orden de importancia, a las número 6 y 3.

Por otra parte, considerando que la variabilidad de las estimaciones por barra es mucho mayor en comparación con la observada para los índices globales, la diferencia entre los resultados comparados es aceptable. A excepción del índice *EFLC*, para el cual la diferencia entre los índices calculados y aquellos presentados en la referencia es muy amplia.

Tabla 4.6: Comparación de las estimaciones de índices de confiabilidad por barra anuales para el RBTS

Índice	LOLP			EENS (MWh/año)			EFLC (veces/año)		
	Barra	Modelo	Referencia	Diferencia	Modelo	Referencia	Diferencia	Modelo	Referencia
1	0	0	-	0	0	-	0	0	-
2	0	0	-	0	0	-	0	0	-
3	0.00020	0.00018	-9.1%	15.337	17.564	12.7%	0.707	0.10162	-595.7%
4	0	0	-	0	0.038	-	0	0.00109	-
5	0.0000	0	-	0.216	0.296	26.9%	0.007	0.00554	-26.4%
6	0.0013	0.0012	-11.6%	148.61	134.452	-10.5%	1.9107	1.18265	-61.6%

### 4.2.3 Convergencia y Distribución de los Índices de Confiabilidad para el RTBS

Un aspecto relevante en toda simulación de Monte Carlo es el considerar el número de iteraciones necesarias para obtener un resultado aceptablemente preciso. En este sentido la Figura 4.6 presenta la evolución del índice *LOLE* global a medida

que se incrementa el número de iteraciones. Asimismo, la Figura 4.7 muestra la evolución del coeficiente de variación de la estimación del mismo índice.

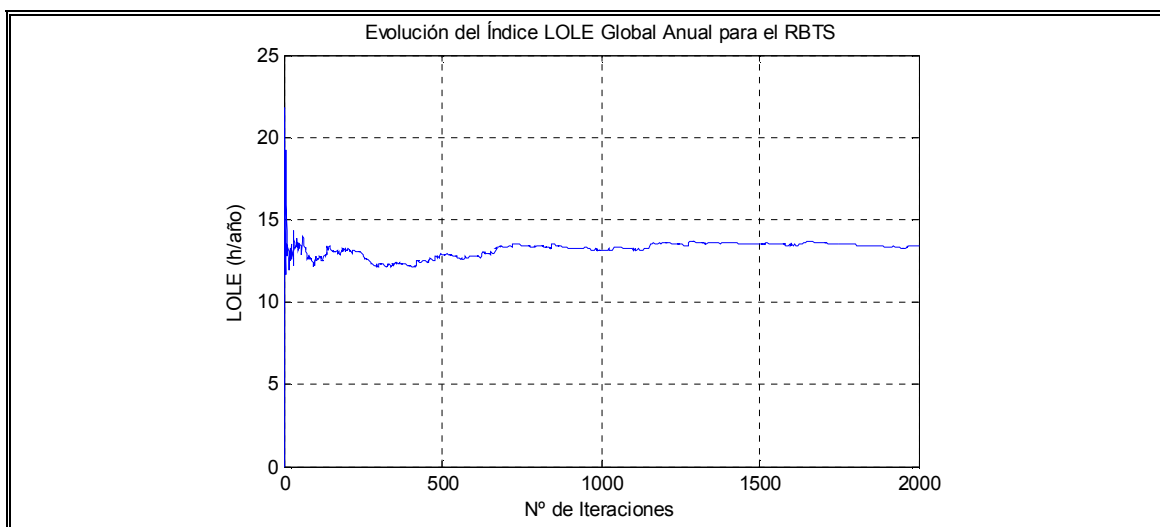


Figura 4.6: Evolución del índice LOLE global anual para el RBTS

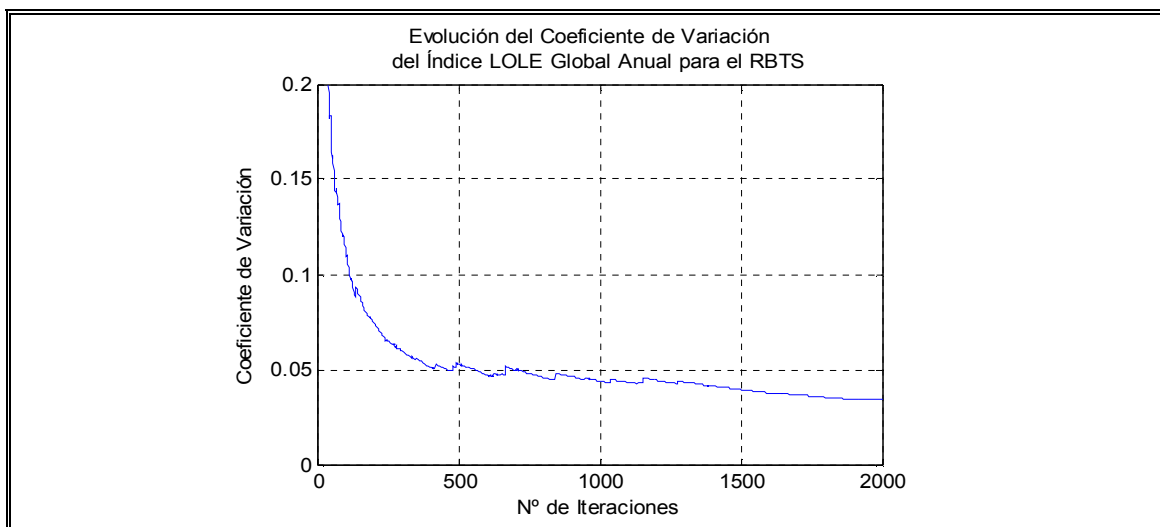


Figura 4.7: Evolución del coeficiente de variación del índice LOLE global anual para el RBTS

Puede observarse, a partir de las figuras anteriores, que la estimación del índice *LOLE* global alcanza valores aceptablemente precisos, es decir, con un coeficiente de variación de aproximadamente 6 %, en 350 iteraciones. Esto es equivalente a 700 años de simulación utilizando variables antitéticas.

Por otra parte, una ventaja del método no secuencial implementado en el presente trabajo consiste en la posibilidad de observar cómo distribuyen las estimaciones de los índices, de modo de conocer, entre otras cosas, su dispersión con respecto al promedio. En este sentido, la Figura 4.8 presenta la distribución de la estimación del índice *LOLE* global para el RBTS. En ésta se observa que sólo unas pocas muestras presentan valores lejanos al promedio, es decir, que la dispersión de las estimaciones es relativamente baja.

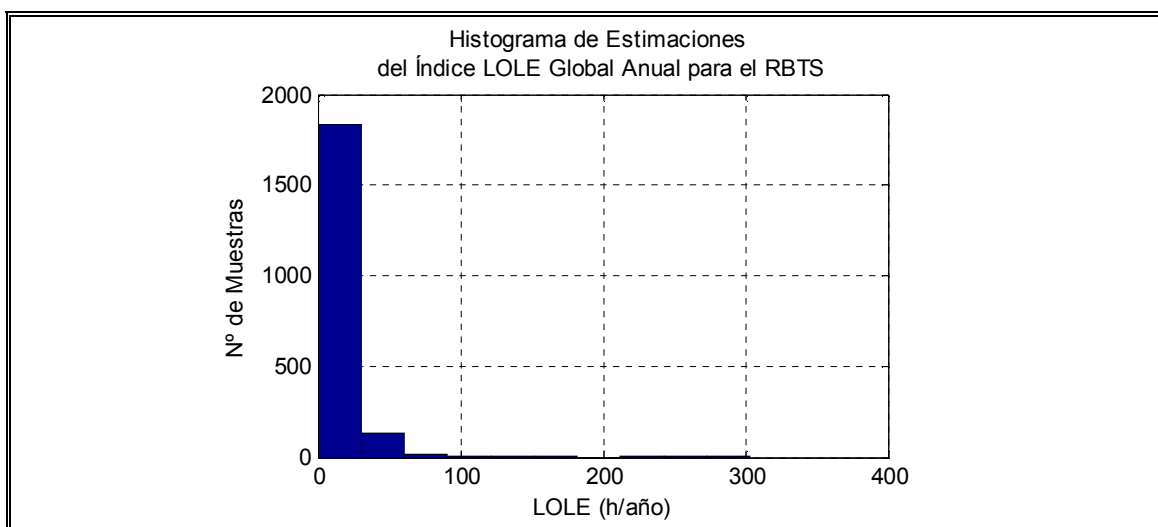


Figura 4.8: Histograma de estimaciones del índice LOLE global anual para el RBTS

### 4.3 Aplicación al IEEE-RTS

El “*IEEE Reliability Test System (IEEE-RTS)*” es un sistema desarrollado por el Subcomité de Aplicaciones de Métodos Probabilísticos del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, con el objeto de proveer un sistema

de prueba común para el desarrollo de diferentes técnicas de evaluación de la confiabilidad y para la comparación de resultados de la aplicación de las mismas.

En comparación con el RBTS, el IEEE-RTS es un sistema de mayor magnitud, siendo sus principales características (diagrama unilineal en Figura 4.9):

- Posee 32 unidades generadoras, ubicadas en 10 barras, con rangos de capacidad entre 12 y 400 MW.
- El sistema de transmisión consta de 24 barras, las que incluyen 10 barras de generación, 10 barras de demanda y 4 barras de interconexión.
- Las barras están conectadas por 33 líneas de transmisión y 5 autotransformadores, a niveles de tensión de 138 kV y 230 kV.
- La capacidad instalada de generación es 3.405 MW, siendo la demanda máxima 2.850 MW.
- El modelo de curva de carga en por unidad utilizado en las pruebas es el mismo que el del RBTS (en anexo).

Al igual que en el caso del RBTS, el resto de la información del IEEE-RTS relacionada con las características eléctricas y con las estadísticas de falla de sus elementos se incluye como anexo del presente trabajo.

En lo referente a la conformación de la carga, la literatura relativa al IEEE-RTS no indica cómo ésta se distribuye cronológicamente entre las barras de demanda, por lo que se supone, para la realización de las pruebas, que la proporción de la carga en cada barra con respecto a la carga total del sistema se mantiene constante. Además, de forma equivalente al RBTS, el mismo supuesto es considerado para el despacho de las unidades generadoras.

Por otra parte, la Tabla 4.7 presenta el costo de falla por barra considerado para establecer el orden de prioridad en el abastecimiento de cargas ante contingencias (Tabla 4.8).

Tabla 4.7: Costo de falla por barra para el IEEE-RTS

Barra N°	Costo de Falla (US\$/kWh)	Barra N°	Costo de Falla (US\$/kWh)	Barra N°	Costo de Falla (US\$/kWh)
1	6,2	9	2,3	17	0
2	4,89	10	4,14	18	3,75
3	5,3	11	0	19	2,29
4	5,62	12	0	20	3,64
5	6,11	13	5,39	21	0
6	5,5	14	3,41	22	0
7	5,41	15	3,01	23	0
8	5,4	16	3,54	24	0

Tabla 4.8: Orden de prioridad de abastecimiento de cargas para el IEEE-RTS

Orden de Prioridad	Barra N°	Orden de Prioridad	Barra N°	Orden de Prioridad	Barra N°
1	1	9	2	17	19
2	5	10	10	-	11
3	4	11	18	-	12
4	6	12	20	-	17
5	7	13	16	-	21
6	8	14	14	-	22
7	13	15	15	-	23
8	3	16	9	-	24

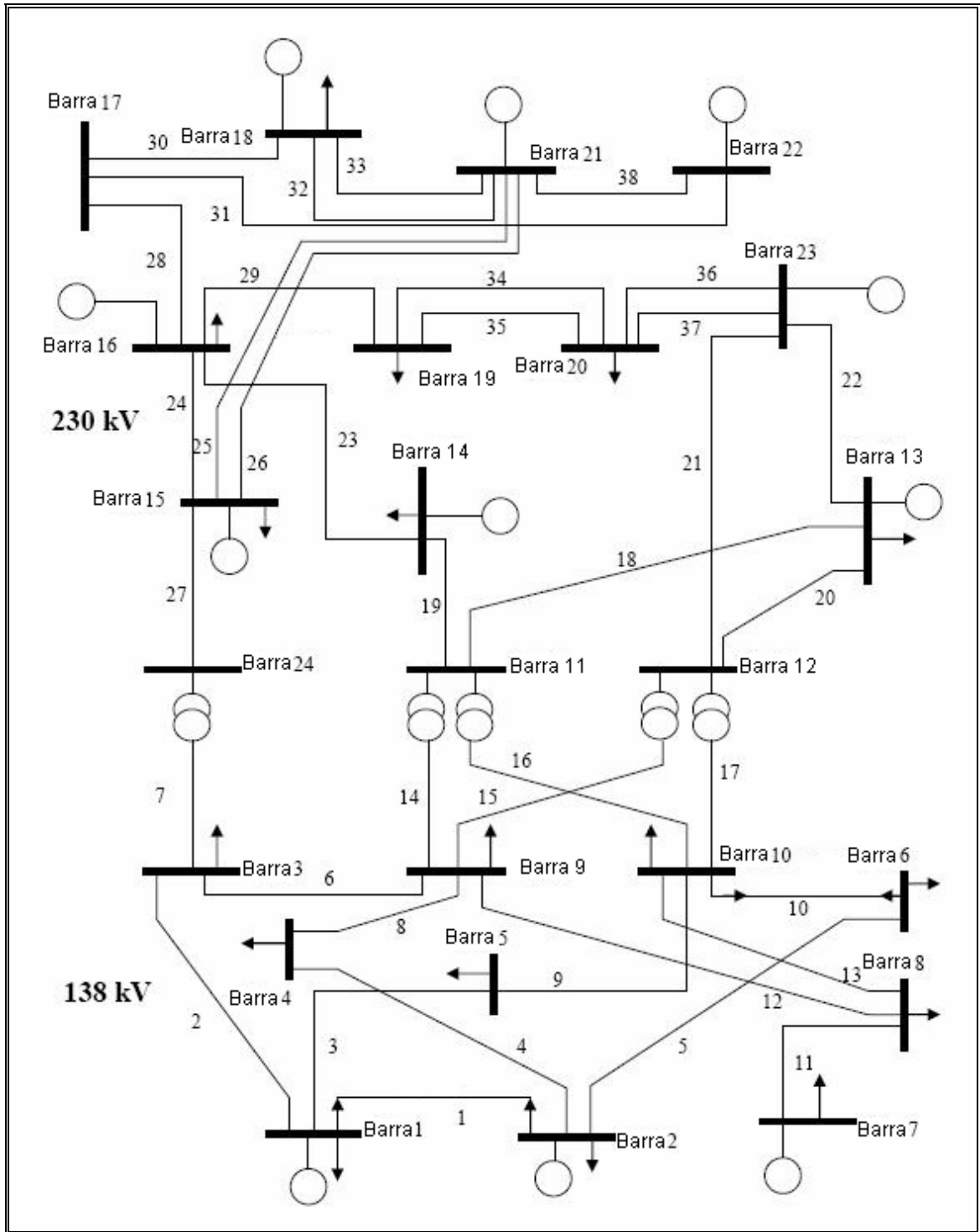


Figura 4.9: Diagrama unilineal del IEEE-RTS



Análogamente a las pruebas aplicadas al RBTS, para el caso del IEEE-RTS se aplicó el modelo para la evaluación de la confiabilidad desarrollado para el presente trabajo bajo dos condiciones de restricción de estabilidad del sistema (Ecuación 3.23), con el objeto de observar la variación de los resultados según la variación de las cotas de los ángulos en las barras del sistema. De esta forma, la primera condición restringe la diferencia angular entre cada barra y la barra de referencia a un máximo en valor absoluto de  $30^\circ$ , mientras que la segunda disminuye esa cota a un máximo de  $15^\circ$  en el ángulo de cada barra.

Con respecto al número de iteraciones, considerando que el IEEE-RTS es un sistema de mayor complejidad que el RBTS y que, por lo tanto, su análisis requiere de una mayor cantidad de cálculos, para las pruebas se estableció un máximo de 500 iteraciones, es decir, se generó 1.000 secuencias anuales de estados aleatoriamente con uso de variables antitéticas.

Por último, con el objeto de observar la variabilidad en los resultados de la aplicación de diferentes modelos documentados en la literatura, los resultados de la aplicación del modelo desarrollado para el presente trabajo se comparan con las referencias [Bill97], [Li03] y [Bill93].

#### **4.3.1 Índices Globales para el IEEE-RTS**

La Tabla 4.9 presenta los índices de confiabilidad globales estimados para el IEEE-RTS considerando las condiciones ya explicadas en los párrafos precedentes.

Puede observarse que, a diferencia de lo que sucede con las pruebas aplicadas al RBTS, las estimaciones de los índices de confiabilidad globales para el IEEE-RTS presentan una variación significativa frente al cambio en las cotas de los ángulos en las barras. Todos los índices resultan ser de mayor magnitud en el caso que fija la cota en  $15^\circ$ , a excepción del índice *ADLC*, que resulta ser menor en aproximadamente un 7 %. En general, las diferencias entre las pruebas realizadas bajo las dos condiciones fluctúan entre 50 % y 150 %.

Tabla 4.9: Índices de confiabilidad globales anuales para el IEEE-RTS

Índice global anual	Modelo				Referencias		
	Estabilidad 30°		Estabilidad 15°		[Bill97]	[Li03]	[Bill93]
	Índice	Beta	Índice	Beta	Índice	Índice	Índice
LOLE (h/año)	7,1257	7,24%	16,3073	4,08%	31,8252	17,58	10,3699
LOLP	0,0008	7,24%	0,0019	4,08%	0,00364	0,002	0,00119
EENS (MWh/año)	915,941	9,90%	1348,3	7,14%	4092,66	2414	1281,7948
EDNS (MW)	0,1048	9,90%	0,1543	7,14%	0,46848	0,276	0,14673
EFLC (veces/año)	1,521	5,95%	3,761	3,28%	-	1,52	0,39417
ADLC (h/int.)	4,68488	-	4,33589	-	-	11,56	26,30801

Asimismo, puede observarse a partir de la comparación con los resultados presentados en las referencias, que existen diferencias significativas con respecto a las estimaciones obtenidas. Se infiere que los resultados del modelo desarrollado para el presente trabajo se acercan más a aquellos presentados en la referencia [Bill93], con la excepción de los índices *EFLC* y *ADLC*. Esto tiene relación con el hecho de que el modelo desarrollado para la presente Memoria de Título se basa fundamentalmente en aquel presentado en dicha referencia.

Además de considerarse los mismos argumentos que en el caso de las pruebas al RBTS para justificar las diferencias en las estimaciones de los distintos modelos, debe recalcar que el IEEE-RTS es un sistema evidentemente más complejo que el RBTS, por lo que la estimación de los índices de confiabilidad se hace más imprecisa.

#### 4.3.2 Índices por Barra para el IEEE-RTS

La Tabla 4.10 presenta las estimaciones de los índices de confiabilidad para cada barra del IEEE-RTS en condición de estabilidad de 15°. Además, la Tabla

4.11 muestra las estimaciones de los mismos índices en condición de estabilidad de 30°.

Tabla 4.10: Índices de confiabilidad por barra anuales para el IEEE-RTS bajo condición de estabilidad de 15°

Barra/Índice	LOLE (h/año)	LOLP	EENS (MWh/año)	EDNS (MW)	EFLC (veces/año)	ADLC (h/int.)	FMIK (veces/año)	TTIK (h/año)
1	0,00300	3,43E-07	0,0164	1,8749E-06	0,002	1,5000	0,0001	0,000129
2	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0,00433	4,95E-07	0,0365	4,1759E-06	0,006	0,7214	0,0002	0,000172
4	0,02743	3,14E-06	0,2204	2,5223E-05	0,014	1,9594	0,0030	0,002531
5	0,02319	2,65E-06	0,3661	4,1903E-05	0,014	1,6561	0,0060	0,004383
6	1,3555	0,000155	23,3650	0,0027	0,694	1,9532	0,1540	0,146030
7	2,5195	0,000288	33,6060	0,0038	0,98	2,5709	0,2361	0,228520
8	5,6655	0,000649	140,3600	0,0161	2,542	2,2288	0,7245	0,697700
9	6,0368	0,000691	457,5500	0,0524	2,868	2,1049	2,2945	2,2224
10	0,05730	6,56E-06	1,3854	0,0002	0,04	1,4325	0,007	0,00604
11	0	0	0	0	0	0	0,000	0,000
12	0	0	0	0	0	0	0,000	0,000
13	0	0	0	0	0	0	0,000	0,000
14	0,01574	1,80E-06	0,2751	3,1484E-05	0,01	1,5744	0,001	0,00121
15	0,55103	6,31E-05	40,1740	0,0046	0,244	2,2583	0,112	0,10772
16	0	0	0	0	0	0	0,000	0,000
17	0	0	0	0	0	0	0,000	0,000
18	0,00133	1,52E-07	0,0279	3,1929E-06	0,002	0,6643	0,000	0,0001
19	6,6892	0,000766	640,8100	0,0734	2,504	2,6714	3,0988	3,0093



17	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0,0013286	1,52E-07	0,027893	3,1929E-06	0,002	0,6643	0,0001282	0,0000712
19	7,0842	0,00081092	686,5	0,078583	2,714	2,61024318	3,3163	3,2239
20	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0

De forma similar a las estimaciones de los índices de confiabilidad globales, los resultados por barra obtenidos en las pruebas bajo ambas condiciones de estabilidad presentan diferencias significativas. Esto puede observarse mejor en la Figura 4.10, la cual presenta la comparación de los índices *FMIK* para ambas condiciones, y en la Figura 4.11, la cual compara los índices *TTIK* por barra.

Se observa a partir de las figuras que, en orden de importancia, la barra 19 y la barra 9 presentan un mayor riesgo de desabastecimiento de carga en el sistema. Sin embargo, la diferencia relativa entre los índices asociados a ambas barras es menor bajo la condición de estabilidad de 15°. Esto se debe a que la magnitud de los índices de la barra 19 bajo la condición de estabilidad de 30° se incrementa en comparación con aquellos obtenidos bajo la condición de 15°. De forma inversa, la magnitud de los índices de la barra 9 disminuye.

Adicionalmente, se observa que bajo la condición de estabilidad de 15° las barras 6, 7 y 8 representan un riesgo relativamente significativo de desabastecimiento de cargas que no aparece en el caso de la condición de 30°. Finalmente, bajo ambas condiciones de estabilidad, la barra 15 presenta un nivel de riesgo similar.

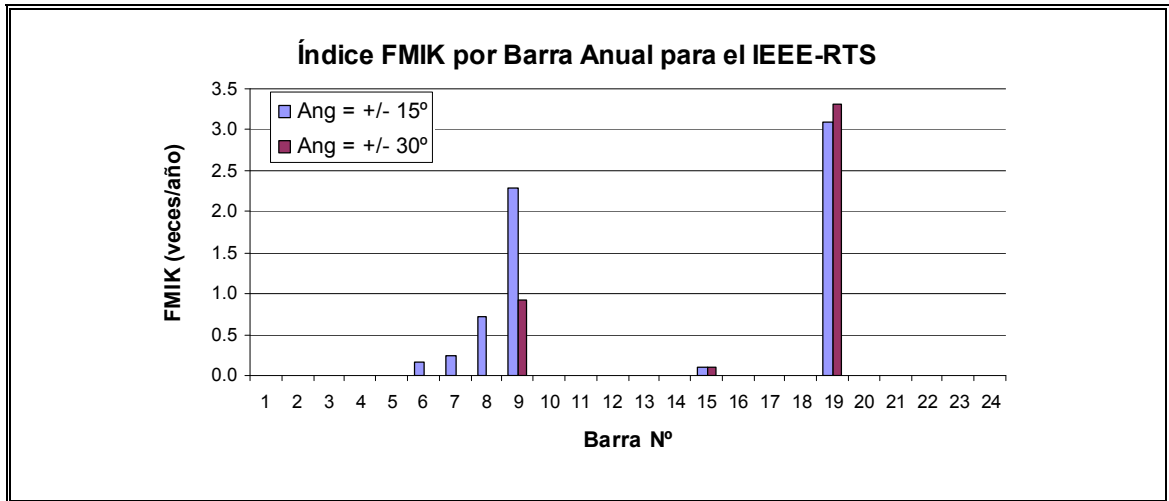


Figura 4.10: Índice FMIK por barra anual para el IEEE-RTS

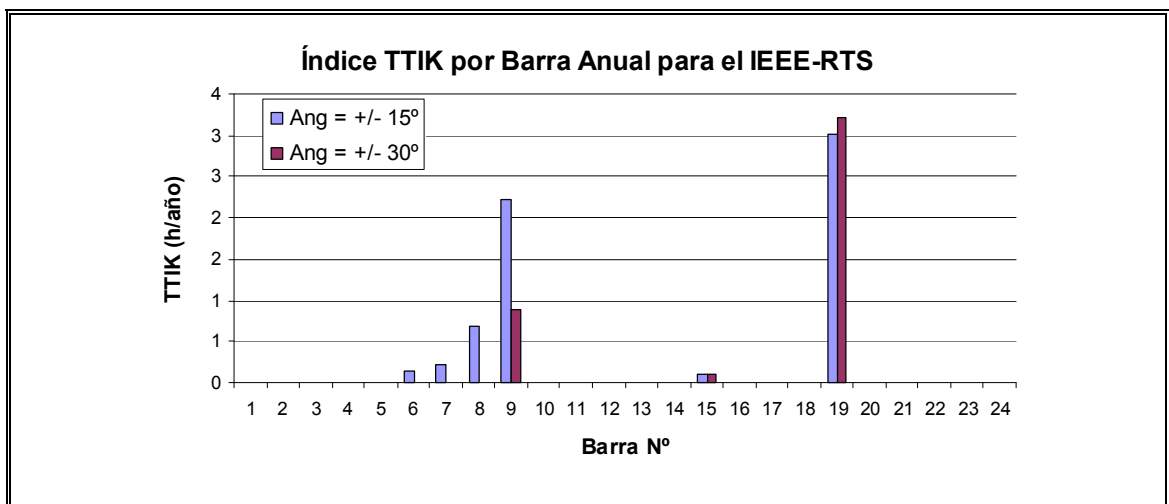


Figura 4.11: Índice TTIK por barra anual para el IEEE-RTS

Sin bien, según se observa en las figuras, la diferencia en los índices que se produce bajo las dos condiciones de estabilidad no es significativa en el caso de la barra 19, sí lo es, por el contrario, en las barras 8 y 9. En la primera de ellas, no se aprecia riesgo de desabastecimiento para la condición de 30°, sin embargo, bajo la condición de 15° se espera que exista una interrupción equivalente al total de la

capacidad de la barra durante más de 50 horas al año. En este mismo sentido, si bien la barra 9 presenta un índice *TTIK* cercano a 100 horas/año para la condición de 30°, éste se incrementa a más de 200 horas/año bajo la condición de 15°. Asimismo, un incremento de una proporción similar se observa en el índice *FMIK* para la misma barra.

### 4.3.3 Convergencia y Distribución de los Índices de Confiabilidad para el IEEE-RTS

Equivalentemente a los resultados presentados en la Sección 4.2.3 para el RBTS, la Figura 4.12 muestra la evolución del índice *LOLE* global versus el número de iteraciones realizadas.

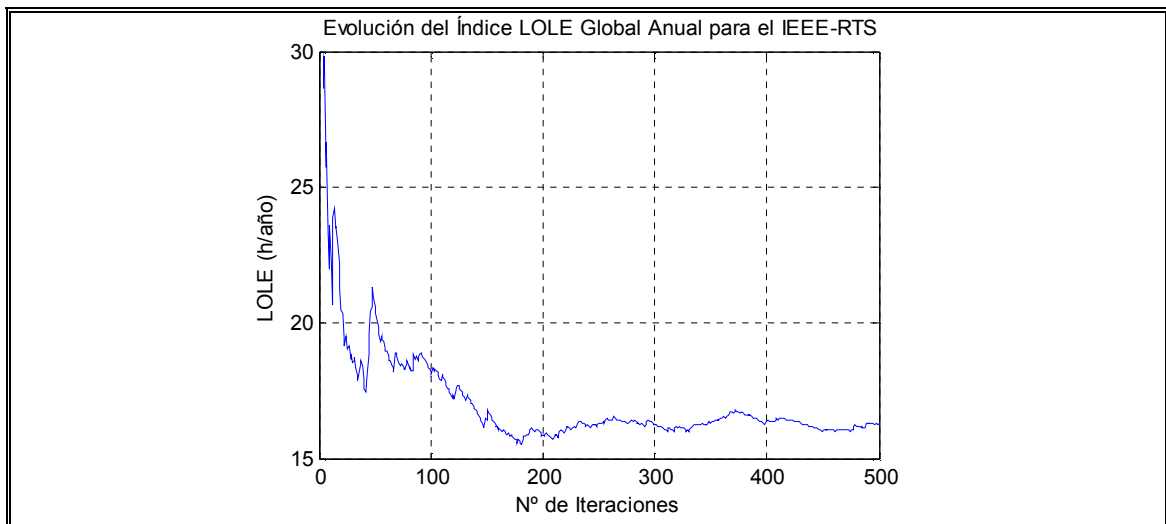


Figura 4.12: Evolución del índice *LOLE* global anual para el IEEE-RTS

Se observa que la estimación del índice *LOLE* global se estabiliza en alrededor de 200 iteraciones, lo que equivale a 400 años simulados mediante el uso de variables antitéticas.

Lo anterior se confirma al observar la evolución del coeficiente de variación asociado a la estimación del índice *LOLE* global para el IEEE-RTS (Figura

4.13). Esta indica que en alrededor de 200 iteraciones se alcanzan resultados aceptablemente precisos.

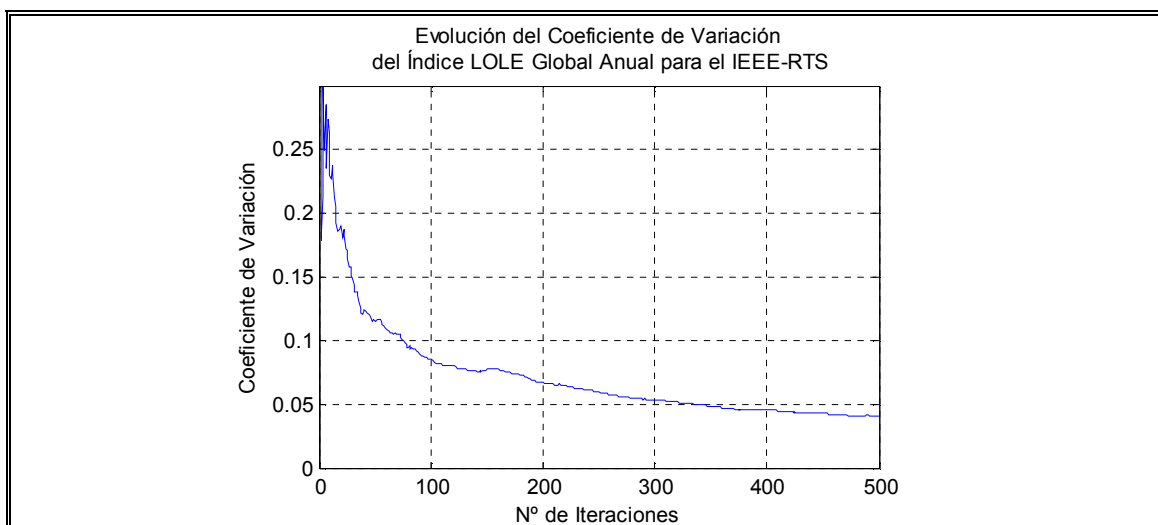


Figura 4.13: Evolución del coeficiente de variación del índice LOLE global anual para el IEEE-RTS

No obstante lo anterior, debe hacerse notar que generalmente la estimación del índice *LOLE* global converge más rápidamente en comparación con las estimaciones de los índices asociados a la carga no abastecida, como por ejemplo el índice *EENS*. Asimismo, como se ha expuesto anteriormente, los índices globales convergen considerablemente más rápido que los índices por barra, los cuales tienen asociada una variabilidad mucho mayor. Por lo tanto, queda a juicio de la persona encargada del estudio determinar un criterio particular de precisión tal que satisfaga los requerimientos para la comparación de diferentes escenarios de expansión de la transmisión.

Finalmente, la Figura 4.14 presenta cómo distribuye la estimación del índice *LOLE* global para el IEEE-RTS. Puede observarse que, en comparación con los resultados presentados para el RBTS, las muestras de este índice están más dispersas en el rango 0 – 60 h/año.



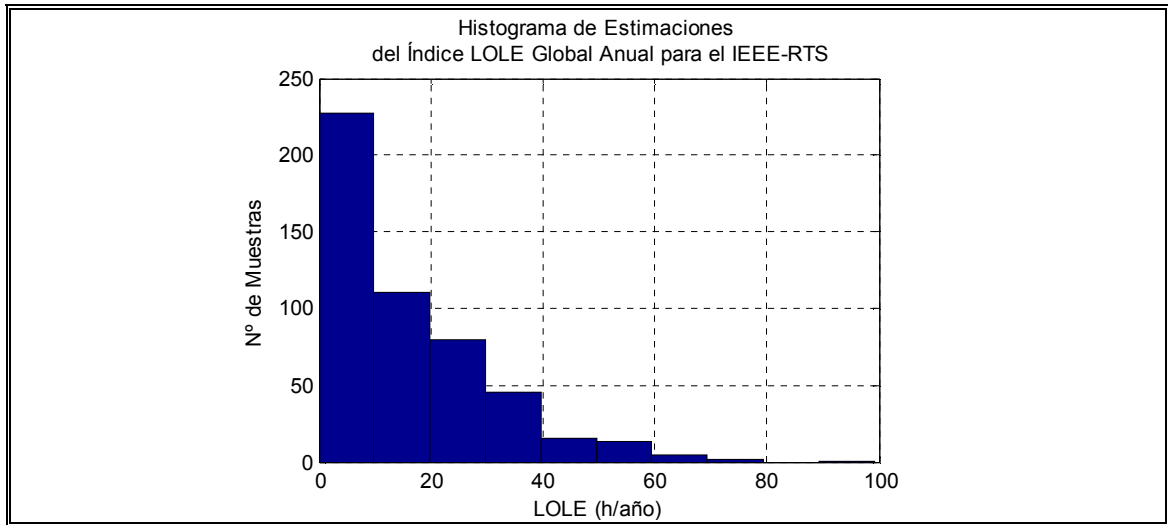


Figura 4.14: Histograma de estimaciones del índice LOLE global anual para el IEEE-RTS

## V APLICACIÓN AL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

El Sistema Interconectado Central (SIC) se extiende, de norte a sur de Chile, entre Taltal y la Isla de Chiloé, abasteciendo de energía eléctrica a más del 90 % de la población del país. Este sistema cuenta, a julio de 2005, con una capacidad instalada de generación de 8.225,4 MW, de la cual un 57,08 % corresponde a centrales hidroeléctricas y el resto, a centrales térmicas.

La Figura 5.1 muestra la composición del parque generador del SIC por tipo de tecnología. La importante presencia de centrales hidroeléctricas hacen que los aspectos temporales jueguen un papel fundamental tanto en la operación como en la planificación del sistema.

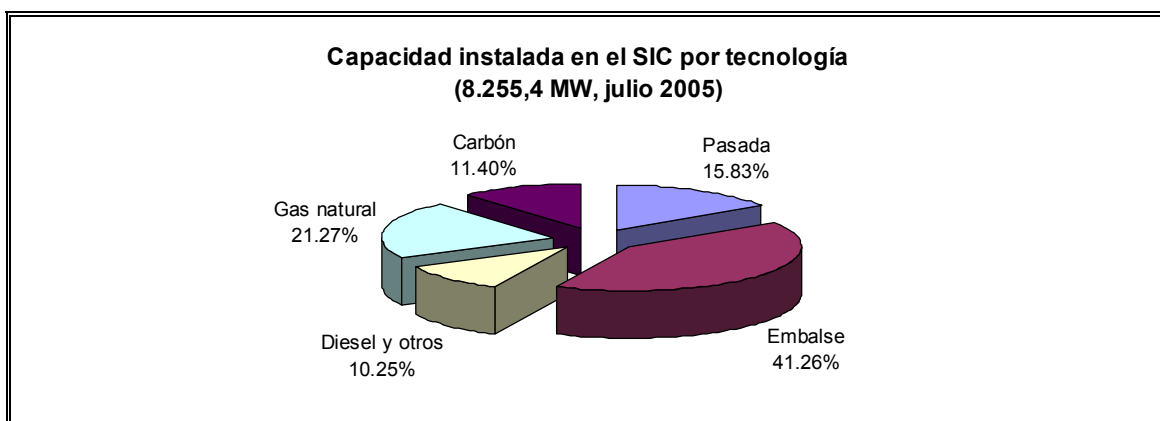


Figura 5.1: Capacidad instalada en el SIC por tecnología (CNE, julio 2005)

La capacidad de generación térmica del SIC se concentra en la zona central, cerca de los principales centros de consumo, mientras que la capacidad de generación hidroeléctrica se encuentra preferentemente en la zona centro-sur, en donde se ubican los principales recursos hídricos explotados hasta la fecha.

En términos de demanda, las ventas reales en el SIC durante 2004 fueron de 34.602 GWh, con una demanda máxima anual de 5.430,8 MW en abril del mismo año [Cdec04]. Un porcentaje importante de la demanda del SIC se ubica en la zona

central del país, lo que implica que los flujos de potencia se dirigen principalmente hacia esa zona tanto desde el norte como desde el sur. Este aspecto cobra relevancia en el momento de planificar la expansión del sistema de transmisión.

En términos de capacidad de transmisión, el SIC cuenta, a diciembre de 2004, con aproximadamente 8.745 km de líneas de transmisión con tensiones de 66, 110, 154, 220 y 500 kV. La Figura 5.2 muestra la proporción que representa cada nivel de tensión en términos de kilómetros instalados. El sistema de transmisión del SIC es principalmente radial y se encuentra mayormente reforzado en la zona central, cerca de los centros de consumo, con líneas de 500 kV.

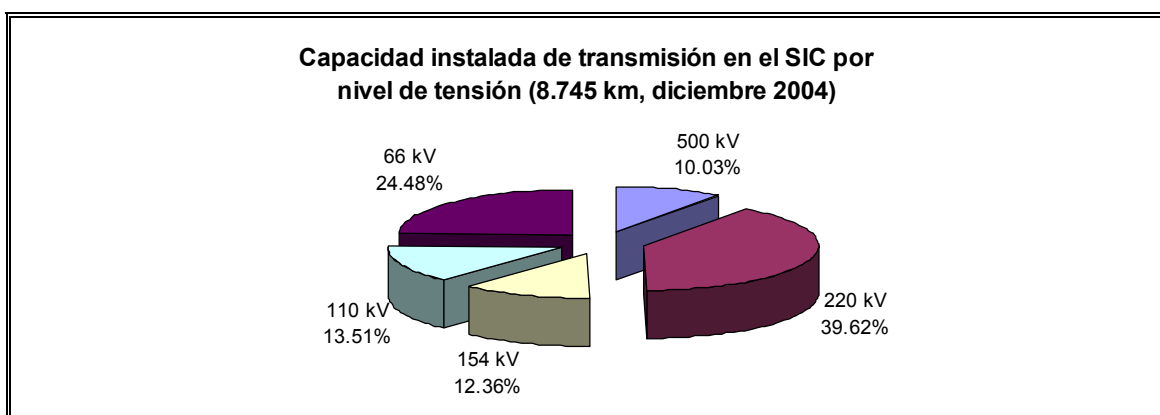


Figura 5.2: Capacidad instalada de transmisión en el SIC por nivel de tensión (CNE, diciembre 2004)

### 5.1 Modelo Simplificado del SIC

Para la aplicación de la herramienta computacional a la evaluación de la confiabilidad del SIC se ha escogido la representación de éste mediante un modelo simplificado de 11 barras, similar al que se presenta en la referencia [Serr04], el que se muestra en la Figura 5.3.

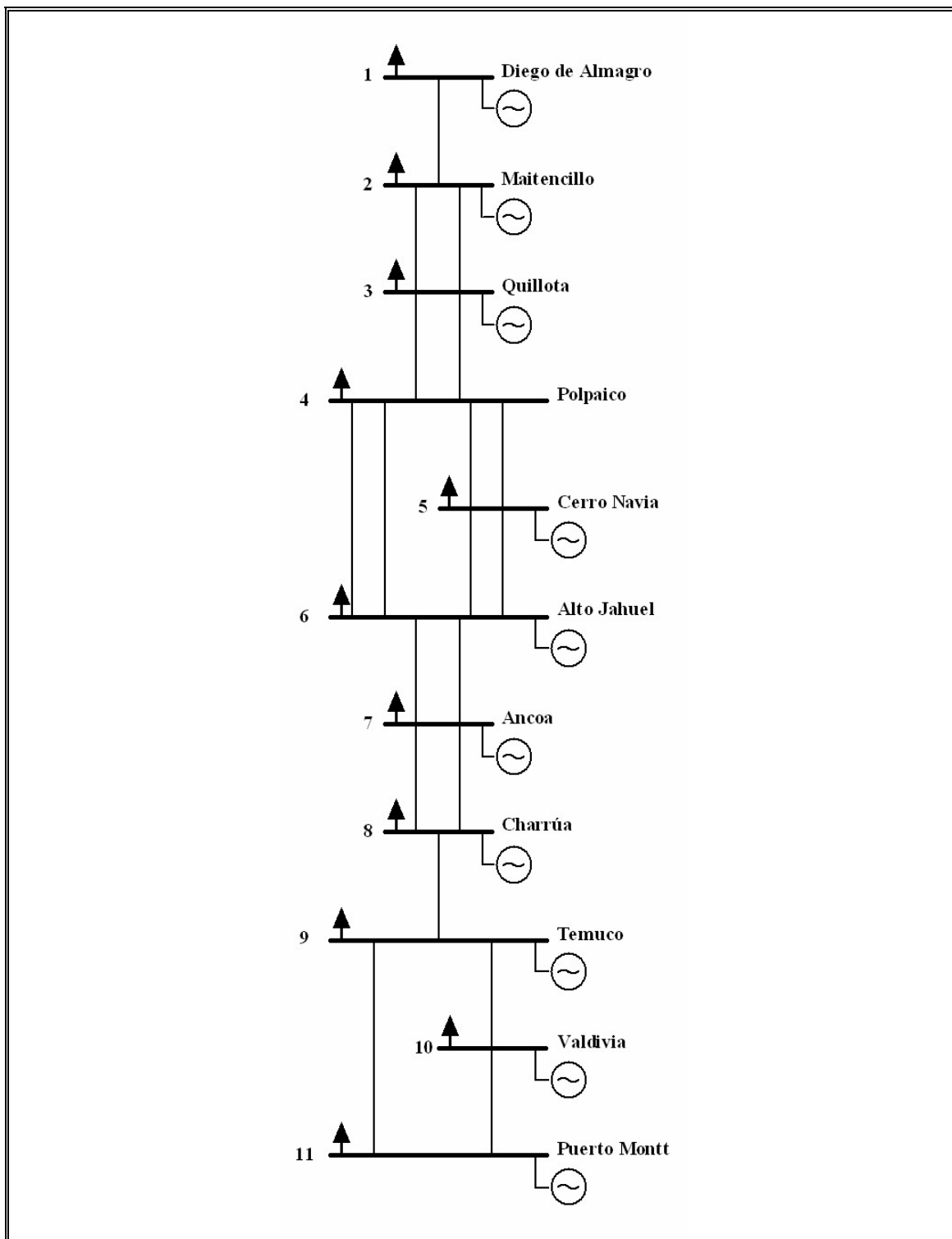


Figura 5.3: Modelo simplificado del SIC

### **5.1.1 Representación del Sistema de Transmisión**

El sistema de transmisión está representado por 19 líneas, cuyos parámetros eléctricos y estadísticos de falla se incluyen como anexo del presente trabajo. Cabe señalar que la disponibilidad de las líneas de transmisión fue modelada de acuerdo a los datos de indisponibilidad forzada promedio entre 1998 y 2003, facilitados por la empresa HQI Transelec.

En cuanto a la modelación de las barras, se supone que la capacidad máxima instalada en kVA es equivalente a la máxima demanda observada durante el período de estudio. La definición de la capacidad máxima instalada es necesaria para el cálculo de los índices *FMIK* y *TTIK*.

### **5.1.2 Representación de la Capacidad de Generación**

El modelo simplificado del SIC cuenta con 125 unidades generadoras, las que corresponden a 63 centrales termo e hidroeléctricas, cuyos parámetros tanto eléctricos como estadísticos de falla se incluyen como anexo del presente trabajo.

La capacidad de generación disponible durante el período de estudio corresponde a una modificación del despacho real del SIC para el año 2004, facilitado por la empresa HQI Transelec. Estas modificaciones son tales que:

- Considerando que el despacho real se refiere a las centrales y no a las unidades que las componen, se supone que la potencia despachada se distribuye en partes iguales entre las unidades componentes de cada central.
- Las unidades pequeñas que usan diesel o gas como combustible se consideran como disponibles con su capacidad máxima durante todo el año ante la ocurrencia de contingencias, debido a que, en general, cuentan con tiempos de partida poco restrictivos.
- El resto de las centrales térmicas se considera como disponible a máxima capacidad solamente durante el tiempo en que fueron despachadas en 2004. Además, se reproduce una entrada gradual en operación, para representar las restricciones de tiempo de partida.
- Se considera que las centrales hidráulicas de embalse grande (Antuco, Colbún, Pangué, Pehuenche, Ralco, Rapel y El Toro) disponen de su máxima capacidad

durante todo el año para inyectar más potencia al sistema cuando éste enfrenta contingencias, a excepción de los períodos en que se encuentran en mantenimiento programado.

- Finalmente, se considera que la capacidad de generación disponible del resto de las unidades hidroeléctricas (de pasada y de embalse pequeño) es igual a aquella efectivamente despachada durante 2004. Con esto se representa las restricciones de energía generable como resultado de las condiciones hidrológicas.

Las mencionadas modificaciones al despacho real de la generación son necesarias debido a que éste ya incluye los efectos de las fallas y de las medidas correctivas ocurridas durante 2004, por lo que, al considerarlo sin modificaciones, se estaría subestimando la capacidad de generación disponible ante las fallas aleatorias generadas por el algoritmo para la evaluación de la confiabilidad.

### **5.1.3 Representación de la Demanda**

En relación a la demanda, la curva de carga horaria para cada barra corresponde a aquella registrada en 2004 y facilitada por la empresa HQI Transelec. Las demandas de las 11 barras del modelo simplificado fueron agrupadas según la cercanía geográfica del resto de las barras no consideradas en éste. En la Figura 5.4 se muestra la curva de demanda horaria agregada del sistema, resultante de la suma de las curvas de demanda horaria por barra.

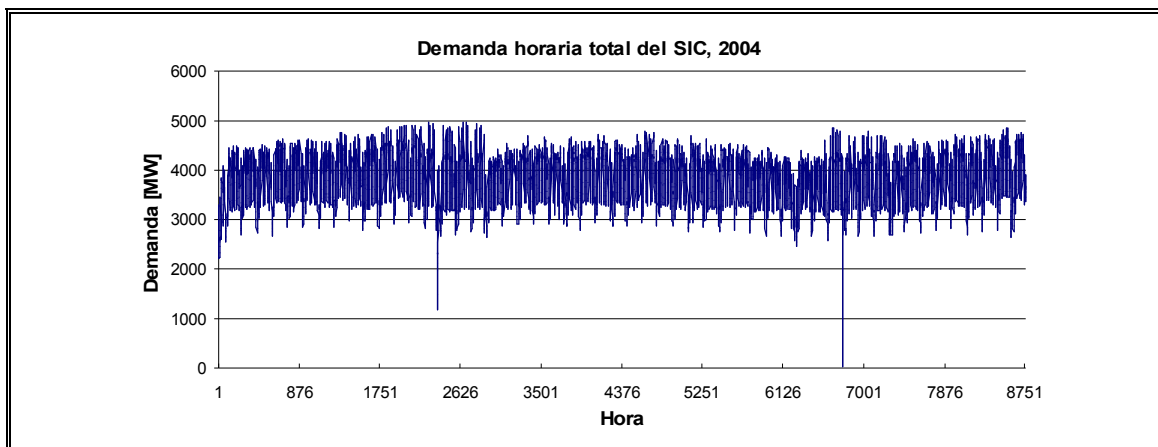


Figura 5.4: Curva de demanda horaria agregada del SIC en 2004

En promedio, las barras con mayor demanda corresponden a aquellas ubicadas en los alrededores de la Región Metropolitana, a excepción del nudo Charrúa, el cual representa un 17,4 % de la demanda total y está ubicado en la VIII Región. La Figura 5.5 muestra el aporte promedio de cada barra al promedio de la demanda total del sistema.

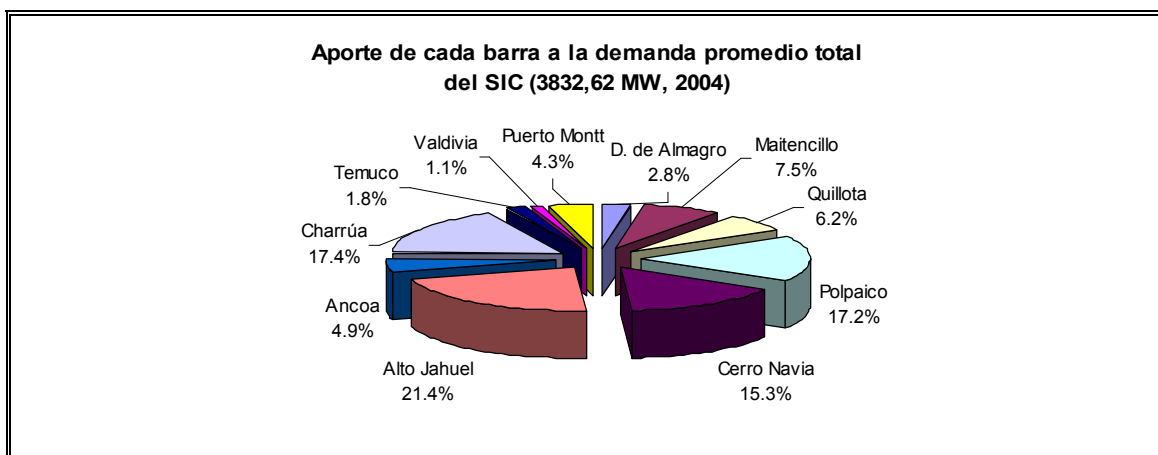


Figura 5.5: Aporte promedio de cada barra al promedio de la demanda total del SIC en 2004

Finalmente, si bien la herramienta computacional desarrollada permite considerar diferentes costos de falla para cada barra del sistema, la aplicación al modelo simplificado del SIC se realizó utilizando el mismo costo para todas. Esto sólo es de importancia en el algoritmo para señalar un orden de prioridad en las cargas que pueden ser desabastecidas en caso de contingencias. Así, en este caso, todas las cargas poseen la misma prioridad de desabastecimiento en caso de enfrentar una contingencia.

## 5.2 Evaluación de la Confiabilidad del Modelo Simplificado del SIC

Considerando los aspectos de modelación de la Sección 5.1, la evaluación de la confiabilidad del modelo simplificado del SIC se lleva a cabo a través de 110 iteraciones (220 cadenas anuales aleatorias de estados sucesivos del sistema con variables antitéticas) y fijando la máxima diferencia angular entre las barras del sistema y la barra de referencia en  $\pm 45^\circ$ . Esta diferencia angular está adaptada a sistemas radiales, como lo es el SIC, los cuales pueden operar sin problemas de estabilidad con diferencias angulares mayores que los sistemas enmallados.

Por otra parte, con el objeto de observar lo que sucede en términos de confiabilidad al reforzar el sistema de transmisión, se ha considerado, además del caso base, la evaluación de un caso en el que se ha agregado una nueva línea entre las barras Charrúa y Temuco. Esta línea es paralela a la ya existente y, para este caso, se considera que posee idénticas características eléctricas y de falla.

La Tabla 5.1 muestra los resultados globales de la evaluación de la confiabilidad para ambos casos considerados.

Tabla 5.1: Índices de confiabilidad anuales globales para el SIC

Índice	Caso base	Con expansión	Diferencia
LOLE (h/año)	5.1344	2.8631	-44.24%
LOLP	0.0006	0.0003	-50.00%
EENS (MWh/año)	295.7701	185.6933	-37.22%



EDNS (MW)	0.0338	0.0212	-37.28%
EFLC (veces/año)	2.2909	1.1545	-49.60%
ADLC (h/int.)	2.2412	2.4799	10.65%

Los índices de confiabilidad globales muestran que el modelo simplificado del SIC es un sistema que posee altos niveles de confiabilidad, con niveles relativamente bajos tanto de demanda desabastecida como de probabilidad de pérdida de carga. Se observa, además, que la expansión del sistema de transmisión que representa la incorporación de una nueva línea Charrúa-Temuco modifica favorablemente los índices de confiabilidad globales, a excepción del índice *ADLC*, el cual se ve incrementado en el caso con expansión.

La Tabla 5.2 muestra los resultados por barra para el caso base.

Tabla 5.2: Índices de confiabilidad anuales por barra para el SIC (caso base)

Barra\Índice	LOLE (h/año)	LOLP	EENS (MWh/año)	EDNS (MW)	EFLC (veces/año)	ADLC (h/int.)	FMIK (veces/año)	TTIK (h/año)
D. de Almagro	1.7363	0.0001982	57.9551	0.0066	0.8773	1.9791	0.4773	0.4013
Maitencillo	0.0066	0.0000008	0.1135	0.0000	0.0091	0.7253	0.0004	0.0003
Quillota	0.1872	0.0000214	14.0215	0.0016	0.2182	0.8579	0.0334	0.0301
Polpaico	0.0000	0.0000000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Cerro Navia	1.2087	0.0001380	117.1930	0.0134	0.8091	1.4939	0.1297	0.1238
Alto Jahuel	0.0045	0.0000005	0.1125	0.0000	0.0091	0.4945	0.0001	0.0001
Ancoa	0.0000	0.0000000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Charrúa	0.0000	0.0000000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Temuco	1.9524	0.0002229	73.2050	0.0084	1.7455	1.1185	0.7657	0.5612
Valdivia	0.5131	0.0000586	20.4489	0.0023	0.6273	0.8179	0.2629	0.1815
Pto. Montt	0.5003	0.0000571	12.6191	0.0014	0.6727	0.7437	0.0659	0.0455



Valdivia	0.0000	0.0000000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Pto. Montt	0.0805	0.0000092	1.0729	0.0001	0.1727	0.4661	0.0058	0.0039

Los anteriores resultados permiten concluir que la incorporación de una nueva línea entre las barras Charrúa y Temuco implica un aumento en los niveles de confiabilidad para las barras del extremo sur del sistema. Tanto es así que los índices asociados a las barras Temuco y Valdivia pasan a ser despreciables comparados con los del caso base. La situación en el centro y en el extremo norte del sistema se mantiene relativamente similar al caso base. Las diferencias entre ambos casos se pueden atribuir tanto a los redespachos bajo contingencias, los cuales consideran en el caso con expansión una mayor capacidad de transmisión hacia el extremo sur, como a la incertidumbre asociada a las estimaciones de los índices de confiabilidad.

La Figura 5.6 y siguientes presentan la comparación de los índices anuales por barra para ambos casos evaluados.

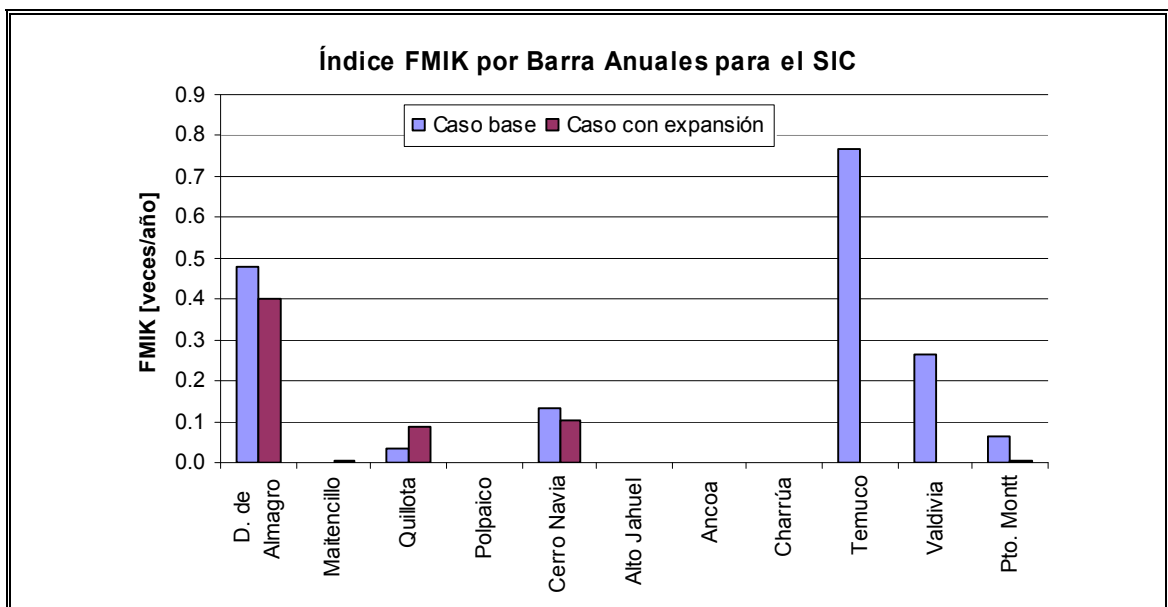


Figura 5.6: Índices FMIK anuales por barra para el SIC

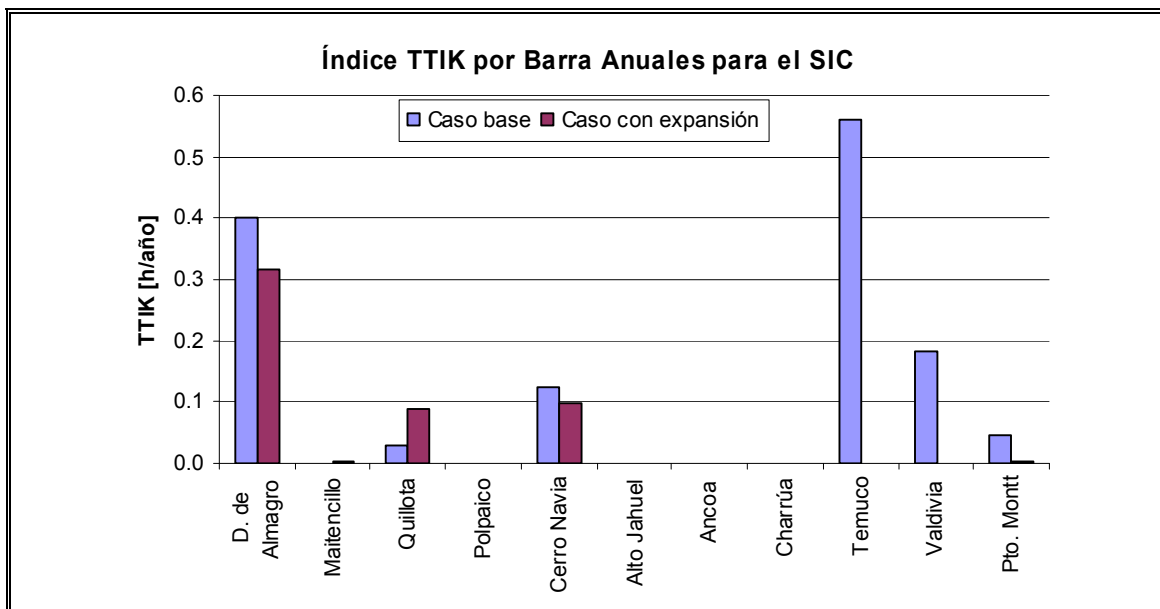


Figura 5.7: Índices TTIK anuales por barra para el SIC

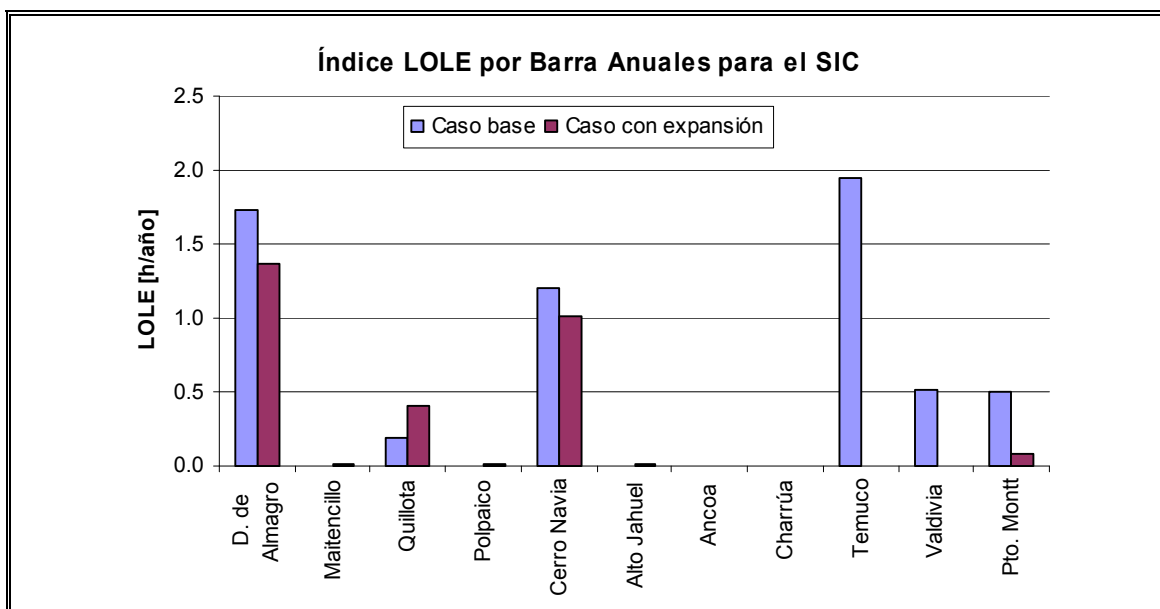


Figura 5.8: Índices LOLE anuales por barra para el SIC

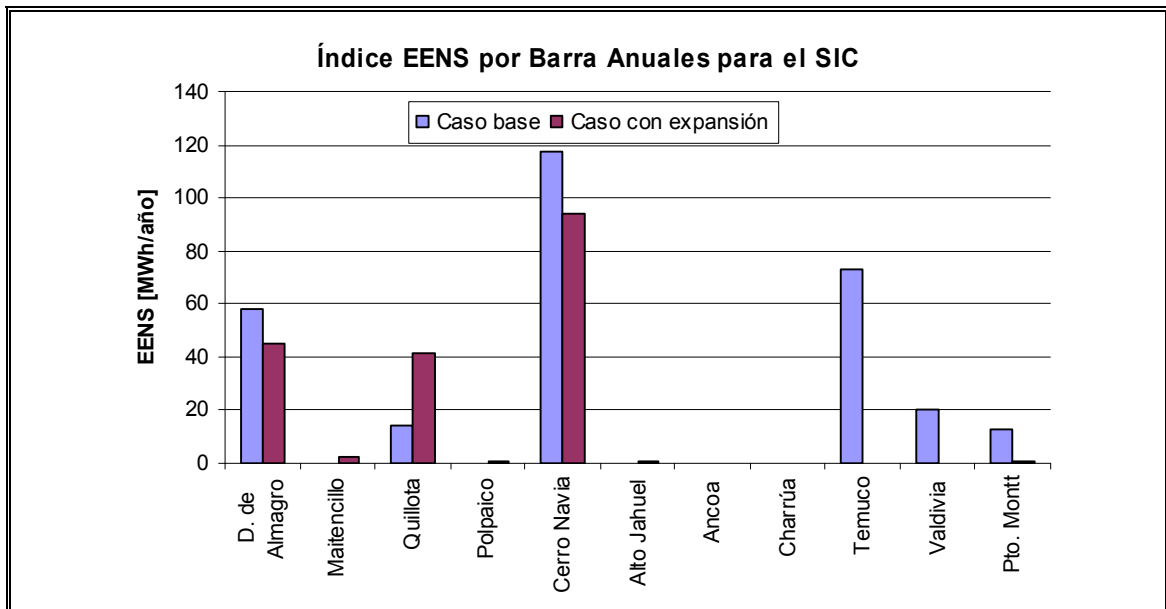


Figura 5.9: Índices EENS anuales por barra para el SIC

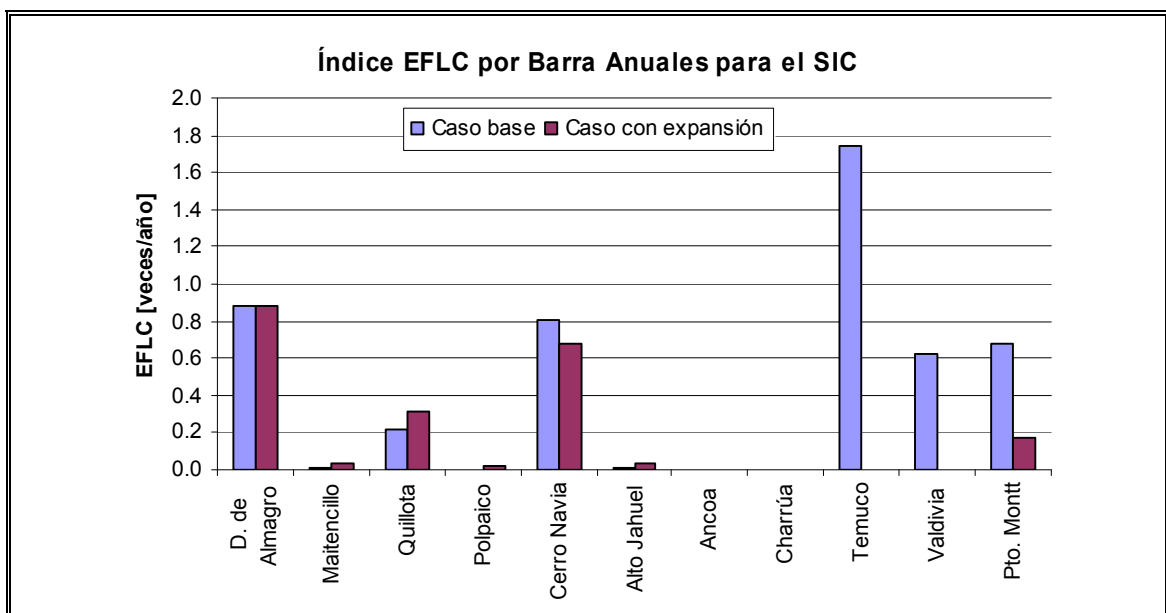


Figura 5.10: Índices EFLC anuales por barra para el SIC

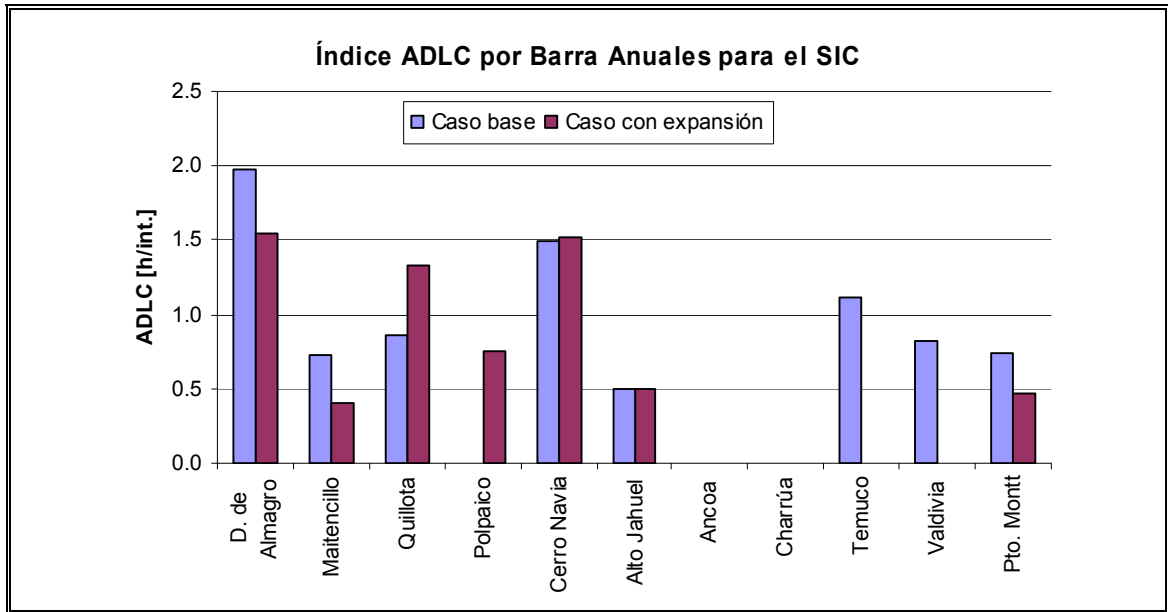


Figura 5.11: Índices ADLC anuales por barra para el SIC

En este mismo sentido, la Figura 5.12 presenta la comparación de los histogramas de estimaciones del índice *FMIK* para la barra Temuco en ambos casos evaluados.

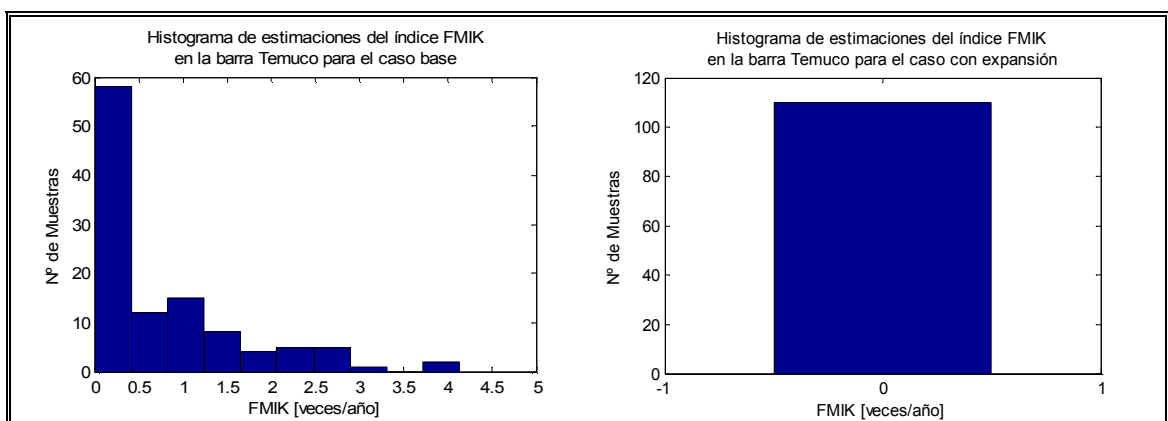


Figura 5.12: Comparación de histogramas de estimaciones del índice *FMIK* para la barra Temuco

En la figura anterior se observa claramente que las estimaciones del índice *FMIK* para la barra Temuco distribuyen entre 0 y 4 para el caso base, mientras que se concentran en 0 en el caso que considera la nueva línea Charrúa-Temuco.

## VI CONCLUSIONES

La confiabilidad de los sistemas eléctricos ha sido un tema en constante estudio desde hace décadas. Sin embargo, la necesidad de contar con mayores niveles de confiabilidad en el suministro de energía eléctrica se ha visto incrementada significativamente en los últimos años. Esto se ve reforzado por el hecho de que los marcos regulatorios del sector eléctrico en diferentes países han incorporado el concepto de confiabilidad hasta el punto de imponer multas a las compañías si es que no cumplen con indicadores de calidad y seguridad de servicio predeterminados. En Chile, el concepto de confiabilidad ha sido explícitamente incluido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, publicada en Marzo de 2005 por la Comisión Nacional de Energía. Si bien en dicha publicación no se establecen sanciones, sí se expresa que la confiabilidad de los sistemas de transmisión será evaluada a través de los índices de frecuencia media de interrupción por kVA (*FMIK*) y de tiempo total de interrupción por kVA (*TTIK*).

La evaluación de la confiabilidad de los sistemas eléctricos implica el cálculo de un conjunto de índices cuyos valores dependerán de una serie de factores que no pueden conocerse con certeza, sino que deben modelarse como variables aleatorias. Es decir, la evaluación de la confiabilidad es inherentemente un proceso probabilístico.

Este proceso, aplicado a la planificación de la expansión del sistema de transmisión, es un complemento a las técnicas determinísticas tradicionales, tales como el criterio  $N - 1$ , permitiendo determinar la alternativa de expansión que optimiza el sistema desde el punto de vista de su capacidad para abastecer la demanda prevista de la manera más económica posible.

En la actualidad existen una serie de técnicas posibles de aplicar para la evaluación de la confiabilidad de sistemas eléctricos, entre las que destacan las técnicas analíticas, los métodos de simulación de Monte Carlo y las técnicas de búsqueda inteligente.

Los métodos de simulación de Monte Carlo consisten, en general, en imitar a través de métodos computacionales el funcionamiento de los sistemas



considerando sus aspectos aleatorios, tales como la disponibilidad de los elementos de generación o transmisión. Si bien los métodos de Monte Carlo sólo permiten calcular estimaciones de los índices de confiabilidad y, además, son extensivos en el uso de recursos computacionales, sí permiten modelar de manera más flexible las características del sistema y la solución de los modelos es, en general, más simple que utilizando técnicas analíticas.

A su vez, los métodos de simulación de Monte Carlo se pueden clasificar, en términos de la cronología de los eventos que consideran, en métodos secuenciales y métodos no secuenciales. La principal diferencia entre ellos radica en que los métodos secuenciales simulan la operación de los sistemas en el orden cronológico en que suceden los eventos aleatorios, mientras que los métodos no secuenciales no se preocupan de los factores temporales. Esto implica que los métodos secuenciales, si bien son más complejos de implementar, se adaptan mejor a sistemas en donde la temporalidad es relevante. Tal es el caso de los sistemas hidrotérmicos, como, por ejemplo, el Sistema Interconectado Central de Chile, en los que la temporalidad se ve reflejada fundamentalmente en el uso que se le pueda dar a los recursos hídricos disponibles para la generación de potencia en las diferentes estaciones del año.

Uno de los aspectos más sensibles en la evaluación de la confiabilidad mediante el método de Monte Carlo es la determinación de la demanda no abastecida ante la ocurrencia de una contingencia en el sistema. Esta tarea implica el redespacho de la generación disponible considerando restricciones de seguridad, por lo que se hace necesaria la resolución de un problema de flujo de potencia. El método de Monte Carlo, al ser un método iterativo, requiere que este problema sea resuelto miles o millones de veces, por lo que, en general, debe buscarse simplificaciones que permitan minimizar el tiempo que demora su resolución, para que la evaluación de la confiabilidad pueda ser llevada a cabo en un tiempo razonable. Una simplificación ampliamente utilizada es la formulación del problema en base a un flujo de potencia DC, de tal forma de linealizar las relaciones entre las variables, permitiendo que su resolución sea considerablemente más simple.

Por otra parte, existen diversas técnicas que reducen la varianza de los resultados de las iteraciones del método de Monte Carlo, de forma de necesitar un

menor número de ellas para alcanzar una precisión aceptable en los resultados. La técnica de variables antitéticas fue aplicada con éxito en el presente trabajo.

La herramienta desarrollada fue aplicada, a modo de validación, a dos sistemas ampliamente estudiados en la literatura, los que corresponden al *Roy Billinton Test System (RBTS)* y al *IEEE Reliability Test System (IEEE-RTS)*. El primero de estos sistemas es de características mucho más simples que el segundo. Los resultados de la aplicación al RBTS fueron muy similares a los que aparecen en las referencias estudiadas. Sin embargo, los resultados de la aplicación al IEEE-RTS presentaron mayores diferencias. No obstante, estas diferencias se observan también entre las diversas referencias consultadas. Esto es consecuencia de los diferentes métodos y condiciones de aplicación considerados tanto en las publicaciones como en el presente trabajo.

Por otra parte, la herramienta desarrollada se aplicó a un modelo simplificado del Sistema Interconectado Central de Chile, considerando un caso base con los datos reales de la operación del año 2004 y un caso en que se incluyó una línea de transmisión adicional. Los efectos de la incorporación de esta nueva línea de transmisión fueron razonables en términos de los niveles de confiabilidad del sistema. Es decir, la confiabilidad global del sistema mejoró con la expansión de la transmisión y, a su vez, los índices de confiabilidad en las barras reforzadas mediante dicha expansión también presentaron mejoras.

Como posibles aspectos a mejorar o desarrollos futuros asociados a este trabajo se pueden plantear cuatro ideas principales, las que se desarrollan en los párrafos siguientes.

En primer lugar, la disponibilidad tanto de las unidades generadoras como de las instalaciones de transmisión se modeló suponiendo una distribución exponencial. Este supuesto es ventajoso en el sentido que presenta una serie de simplificaciones en la modelación, adaptándose de manera relativamente adecuada a lo que sucede en la realidad. Sin embargo, publicaciones más recientes desarrollan la posibilidad de utilizar otras distribuciones de probabilidad, las que pueden adaptarse de mejor manera al comportamiento de los elementos de un sistema eléctrico.

En segundo lugar, tanto las unidades generadoras como las instalaciones de transmisión fueron modeladas tal que pudieran presentar sólo dos estados de operación, estos son: completamente disponible o totalmente no disponible. Se plantea que resultados más precisos pueden alcanzarse con el uso de estados intermedios para la modelación de la disponibilidad de los elementos del sistema. No obstante, este tipo de modelación es, en principio, más compleja y más costosa en términos computacionales que la utilizada en el presente trabajo. Queda a criterio de los investigadores determinar si es conveniente implementar el tipo de modelación planteada.

En tercer lugar, se plantea que buenos resultados en la evaluación de la confiabilidad son posibles de alcanzar cuando se dispone de buena información sobre el comportamiento pasado del sistema. Es decir, se debe disponer de la mejor información sobre fallas y tiempos de reparación de los elementos del sistema para poder representarlo de la manera más adecuada. Esta información no siempre se encuentra disponible, debiendo ser reemplazada por números extraídos de otros sistemas que no necesariamente representan fielmente lo que sucede en el sistema a ser evaluado.

Finalmente, en relación a la herramienta desarrollada es necesario mejorar, en base al criterio de los planificadores que utilicen la herramienta de evaluación de la confiabilidad, la condición para determinar el número de iteraciones necesarias para entregar resultados razonablemente precisos en el menor tiempo posible. Para esto, se debe tener en cuenta que los índices individuales para cada barra convergen mucho más lentamente que los índices globales del sistema. Además, mientras más confiable y/o más complejo sea el sistema, el número de iteraciones para alcanzar una precisión aceptable se incrementará necesariamente.

**BIBLIOGRAFIA**

- [Bill83] BILLINTON, R. y ALLAN, R. (1983) **Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques**. Plenum Press, New York, U.S.A.
- [Bill84] BILLINTON, R. y ALLAN, R. (1984) **Reliability Evaluation of Power Systems**. Plenum Press, New York, U.S.A..
- [Bill88] BILLINTON, R. y ALLAN, R. (1988) **Reliability Assessment of Large Electric Power Systems**. Kluwer Academic Publishers, Massachusetts, U.S.A..
- [Bill93] BILLINTON, R. y LI, W. (1993) **A System State Transition Sampling Method for Composite System Reliability Evaluation**. **IEEE Transactions on Power Systems**. Vol. 8, N° 3, Ago., pp. 761-767.
- [Bill97] BILLINTON, R. y JONNAVITHULA, A. (1997) **Application of Sequential Monte Carlo Simulation to Evaluation of Distributions of Composite System Indices**. **IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib..** Vol. 144, N°2, March. United Kingdom.
- [Cdec04] CDEC-SIC (2004) **Estadísticas de Operación 1995-2004**. Santiago, Chile.
- [Cdec05] Dirección de Peajes del CDEC-SIC (2005) **Cálculo de los Peajes Básicos y Adicionales, Proyección de Ingresos Tarifarios, Capacidad y Uso Adicional en el SIC (Período 2005)**. Febrero. Santiago, Chile.
- [Cne05] Comisión Nacional de Energía (2005) **Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio**. Santiago, Chile.
- [Cusa89] Office of Technology Assessment, Congress of the United States (1989) **Electric Power Wheeling and Dealing: Technological Considerations for Increasing Competition**. Washington, DC, US Government Printing Office.

- [Haug04] HAUGH, M. (2004) **Variance Reduction Methods I**. IEOR E4703 Monte Carlo Simulation, Columbia University, New York, U.S.A..
- [Ieee72] BILLINTON, R. (1972) **Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation**. **IEEE Transactions**. Vol. PAS-91, N° 2, Mar.-Apr., pp. 644-660.
- [Ieee78] IEEE Sub-Committee Report (1978) **Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1971-1977**. **IEEE Transactions**. Vol. PAS-97, N° 6, Nov.-Dec., pp. 2235-2242.
- [Ieee84] IEEE Power System Engineering Committee, Task Force Subcommittee on Application of Probability Methods (1984) **Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1977-1982**. **IEEE Transactions**. Vol. PAS-103, N° 2, Feb., pp. 275-282.
- [Ieee88] ALLAN, R., BILLINTON, R., SHAHIDEHPOUR, S. M., SINGH, C. (1988) **Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1982-1987**. **IEEE Transactions on Power Systems**. Vol. 3, N° 4, Nov., pp. 1555- 1564.
- [Ieee94] ALLAN, R.N., BILLINTON, R., BREIPOHL, A.M., GRIGG, C.H. (1994) **Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1987-1991**. **IEEE Transactions on Power Systems**. Vol. 9, No. 1, Feb., pp. 41-49.
- [Ieee99] ALLAN, R.N., BILLINTON, R., BREIPOHL, A.M., GRIGG, C.H. (1999) **Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1992-1996**. **IEEE Transactions on Power Systems**. Vol. 14, N° 1, Feb., pp. 51-57.
- [Ieee01] BILLINTON, R., FOTUHI-FIRUZABAD, M., BERTLING, L. (2001) **Bibliography on the Application of Probability Methods in Power**

**System Reliability Evaluation 1996-1999. IEEE Transactions on Power Systems.** Vol. 16, N° 4, Nov., pp. 595-602.

- [Larr01] LARRAÍN, R. (2001) **Cálculo de un Índice de Indisponibilidad de Transmisión para el Sistema Interconectado Central Basado en el Método Predictivo Probabilístico Analítico. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil de Industrias con Diploma en Ingeniería Eléctrica.** Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Chile.
- [Li03] LI, Y. (2003) **Bulk System Reliability Evaluation in a Deregulated Power Industry. M. Sc. Thesis.** University of Saskatchewan, Canada.
- [Li05] LI, W. (2005) Application of Reliability Evaluation in Transmission Planning. **IEEE Tutorial Course Electric Delivery System Reliability Evaluation.** IEEE Power Engineering Society General Meeting 2005, San Francisco, U.S.A..
- [Nerc05] North American Electric Reliability Council (2005) **Compliance Enforcement Program.** <http://www.nerc.com/~comply/definitions.html>. U.S.A..
- [Nudo05] Comisión Nacional de Energía (2005) **Fijación de Precios de Nudo. Octubre de 2005. Sistema Interconectado Central (SIC). Informe Técnico Definitivo.** Santiago, Chile.
- [Oren04] OREN, S. (2004) **Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets.** University of California at Berkeley. Prepared under contract from the Electric Power Research Institute. U.S.A..
- [Pere92] PEREIRA, M. y BALU, N. (1992) **Composite Generation / Transmission Reliability Evaluation. Proceedings of the IEEE.** Vol. 80, N° 4, April, pp. 470-491.
- [Plab05] PLAB (2005) **Theory and Practice of Random Number Generation.** <http://random.mat.sbg.ac.at>. University of Salzburg, Austria.

- [Rios99] RIOS, M., BELL, K., KIRSCHEN, D. y ALLAN, R. (1999) **Computation of the Value of Security**. Manchester Centre for Electrical Energy, Department of Electrical Engineering and Electronics, UMIST. Final Project Report, Volume I, October 1.
- [Rudn02] RUDNICK, H. (2002) **Modelación de Transmisión en Operación Económica. Apuntes del Curso de Operación Económica de Sistemas Eléctricos**. Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Chile.
- [Sank95] SANKARAKRISHNAN, A. y BILLINTON, R. (1995) **Sequential Monte Carlo Simulation for Composite Power System Reliability Analysis with Time Varying Loads**. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 10, N° 3, August.
- [Serr04] SERRANO, R. (2004) **Planificación de la Expansión de la Transmisión desde la Perspectiva Privada Utilizando Teoría de Juegos Cooperativos. Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería**. Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Chile.
- [Sing05] SINGH, C. Y MITRA, J. (2005) Monte Carlo Simulation and Intelligent Search Methods. **IEEE Tutorial Course Electric Delivery System Reliability Evaluation**. IEEE Power Engineering Society General Meeting 2005, San Francisco, U.S.A..
- [Soto97] SOTO, M. (1997) **Cálculo de Índices Nodales y Funcionales Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia. Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería**. Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Chile.
- [Tron04] Dirección de Peajes del CDEC-SIC (2004) **Antecedentes de Tramos Sistema Troncal SIC. Anexo 2 – Estudio de Transmisión Troncal**. Santiago, Chile.
- [Vida96] VIDAL, V. (1996) **Evaluación de los Índices Nodales de Confiabilidad y los Costos Asociados en los Sistemas de Generación y Transmisión**.

**Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería.**  
Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Chile.

[Wood96] WOOD, A. y WOLLENBERG, B. (1996) **Power Generation, Operation, and Control.** Second Edition. John Wiley & Sons, Inc. U.S.A.



**ANEXOS**

## ANEXO A : FLUJO DE POTENCIA DC

El problema de flujo de potencia es en esencia la resolución de una red de transmisión determinada, en donde las inyecciones o retiros de potencia representan las condiciones de borde. Además, la consideración de potencias tanto activas como reactivas implica que la formulación del problema contiene productos entre tensiones y corrientes [Wood96]. Así, en términos matemáticos, la resolución de un problema de flujo de potencia involucra el manejo y solución de un sistema de ecuaciones no lineales, generalmente muy complejo y de dimensiones considerables para el caso de sistemas reales. La solución de este sistema de ecuaciones requiere de la aplicación de métodos iterativos como lo son, por ejemplo, Gauss-Seidel o Newton-Raphson, sobre una gran cantidad de variables.

Lo anterior implica que, en general, resolver un problema de flujo de potencia involucra un importante esfuerzo de cómputo y, por lo tanto, de tiempo. Inclusive, es posible que la solución del problema formulado no converja mediante métodos iterativos.

Como se presentara en el Capítulo II, la determinación de la carga no abastecida para una determinada contingencia implica la formulación y resolución de un problema de flujo de potencia. Sin embargo, debido a que el método de Monte Carlo para la evaluación de confiabilidad es en sí mismo iterativo, formular y resolver un problema de flujo de potencia mediante alguno de los métodos mencionados se vuelve impracticable. Es por esto que, generalmente, se opta por utilizar una simplificación denominada flujo de potencia DC o de corriente continua. Si bien esta simplificación se fundamenta en una serie de supuestos que pueden ser más o menos apegados a la realidad, su planteamiento se realiza sobre la base de un sistema de ecuaciones lineales, cuya resolución es notablemente más simple.

### A.1 Representación de Líneas de Transmisión y Transformadores

En cualquier problema de flujo de potencia, ya sea con o sin simplificaciones, generalmente se utiliza un modelo equivalente  $\pi$  para las líneas de transmisión (Figura A.1), mientras que los transformadores son representados por un transformador ideal conectado en serie con una impedancia.

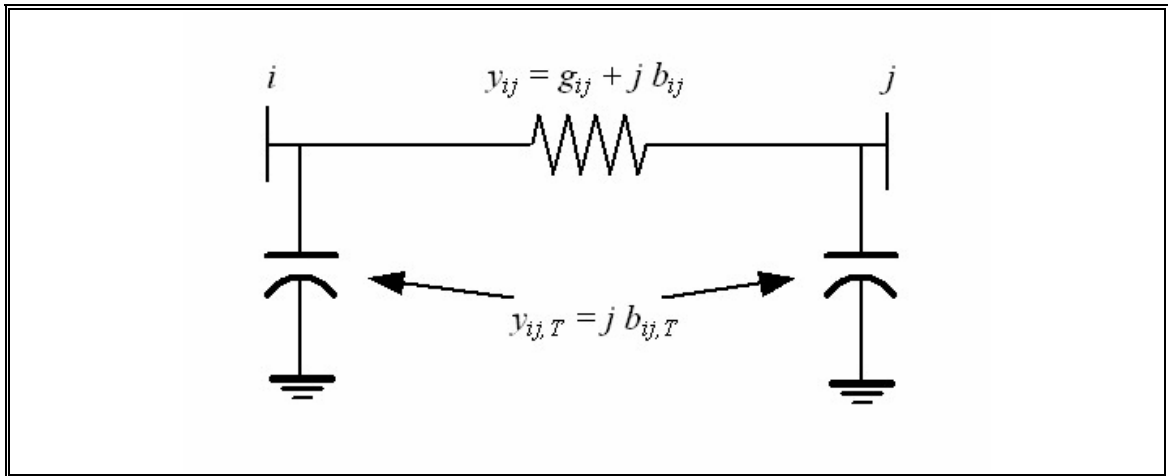


Figura A.1: Modelo equivalente  $\pi$  para líneas de transmisión

En donde  $y_{ij}$  representa la admitancia (el inverso de la impedancia) presente entre las barras que conectan los extremos de la línea y que se compone de una conductancia,  $g_{ij}$ , y de una susceptancia,  $b_{ij}$ .

Además, el modelo considera en cada extremo de la línea una susceptancia conectada en paralelo a tierra, representada por  $b_{ij,T}$ .

## A.2 Cálculo del Flujo de Potencia

Si se considera el modelo equivalente  $\pi$  para líneas de transmisión, la potencia aparente o compleja,  $S_{ij}$ , que va desde la barra  $i$ -ésima hasta la barra  $j$ -ésima se calcula como el producto entre el fasor del voltaje en la barra  $i$ -ésima,  $V_i$ , y el conjugado del fasor de la corriente que circula entre ambas barras,  $I_{ij}$  (Ecuación A.1).

$$S_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij} = V_i \cdot I_{ij}^* = V_i \cdot \left( (V_i - V_j) \cdot y_{ij} + V_i \cdot y_{ij,T} \right)^* \quad (\text{A.1})$$

En donde  $P_{ij}$  representa la potencia activa y  $Q_{ij}$ , la reactiva.

En términos de los parámetros eléctricos del modelo y de los ángulos de las barras, la Ecuación A.1 puede reescribirse como:

$$S_{ij} = \left[ g_{ij} \cdot |V_i|^2 - g_{ij} \cdot |V_i| \cdot |V_j| \cdot \cos(\theta_i - \theta_j) - b_{ij} \cdot |V_i| \cdot |V_j| \cdot \text{sen}(\theta_i - \theta_j) \right] - j \cdot \left[ (b_{ij} + b_{ij,T}) \cdot |V_i|^2 - b_{ij} \cdot |V_i| \cdot |V_j| \cdot \cos(\theta_i - \theta_j) + g_{ij} \cdot |V_i| \cdot |V_j| \cdot \text{sen}(\theta_i - \theta_j) \right] \quad (\text{A.2})$$

Por lo tanto, la potencia activa que fluye desde la barra  $i$ -ésima hacia la barra  $j$ -ésima queda definida por la parte real de la potencia aparente:

$$P_{ij} = \left[ g_{ij} \cdot |V_i|^2 - g_{ij} \cdot |V_i| \cdot |V_j| \cdot \cos(\theta_i - \theta_j) - b_{ij} \cdot |V_i| \cdot |V_j| \cdot \text{sen}(\theta_i - \theta_j) \right] \quad (\text{A.3})$$

### A.3 Simplificaciones del Flujo de Potencia DC y sus Relaciones Derivadas

Para simplificar el problema, el flujo de potencia DC considera fundamentalmente tres supuestos tales que:

- a) Las magnitudes de las tensiones en las barras se aproximan a uno si son expresadas en el sistema por unidad, es decir:

$$|V_i| = |V_j| \approx 1 \text{ p.u.} \quad (\text{A.4})$$

- b) La magnitud de la resistencia entre las líneas es despreciable con respecto a la reactancia, por lo tanto:

$$x_{ij} \gg r_{ij} \Rightarrow \begin{cases} g_{ij} = \frac{r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \approx 0 \\ b_{ij} = -\frac{x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \approx -\frac{1}{x_{ij}} \end{cases} \quad (\text{A.5})$$

- c) Finalmente, la diferencia entre los ángulos de dos barras conectadas es pequeña y, por lo tanto, las funciones trigonométricas presentes en la definición de la potencia activa se simplifican como:

$$\begin{aligned} \cos(\theta_i - \theta_j) &\approx 1 \\ \text{sen}(\theta_i - \theta_j) &\approx (\theta_i - \theta_j) \end{aligned} \quad (\text{A.6})$$

Considerando estos tres supuestos, la expresión para la potencia activa que circula desde la barra  $i$ -ésima hacia la barra  $j$ -ésima se puede reescribir como:

$$P_{ij} = -b_{ij} \cdot (\theta_i - \theta_j) \Rightarrow P_{ij} = \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} \quad (\text{A.6})$$

Por lo tanto, la potencia activa neta inyectada a la barra  $i$ -ésima se puede calcular como:

$$P_i = \sum_{k=1}^n P_{ik} = \sum_{k=1}^n \frac{\theta_i - \theta_k}{x_{ij}} \quad (\text{A.7})$$

En donde el subíndice  $k$  considera sólo aquellas barras conectadas directamente con la barra  $i$ -ésima.

Ahora bien, si el subíndice  $q$  representa a la barra de referencia del sistema, se puede plantear para todas las barras utilizando la matriz de susceptancias del sistema que:

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ \vdots \\ P_{q-1} \\ P_{q+1} \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{1,1} & \cdots & B_{1,q-1} & B_{1,q+1} & \cdots & B_{1,n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{q-1,1} & \cdots & B_{q-1,q-1} & B_{q-1,q+1} & \cdots & B_{q-1,n} \\ B_{q+1,1} & \cdots & B_{q+1,q-1} & B_{q+1,q+1} & \cdots & B_{q+1,n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{n,1} & \cdots & B_{n,q-1} & B_{n,q+1} & \cdots & B_{n,n} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_{q-1} \\ \theta_{q+1} \\ \vdots \\ \theta_n \end{bmatrix} \quad (\text{A.8})$$

Finalmente, los elementos de la matriz de susceptancias del sistema se calculan utilizando las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned} B_{ij} &= 0 & \text{si } i = q \text{ o } j = q \\ B_{ij} &= -\frac{1}{x_{ij}} & \text{si } i \neq q \text{ y } j \neq q \\ B_{ij} &= \sum_j \frac{1}{x_{ij}} & \text{si } i \neq q \end{aligned} \quad (\text{A.9})$$

## ANEXO B : CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA

En este anexo se incluyen los parámetros eléctricos y las estadísticas de falla de los elementos que componen los sistemas utilizados para la validación de la herramienta de evaluación de la confiabilidad. Tales sistemas corresponden al “*Roy Billinton Test System (RBTS)*” y al “*IEEE Reliability Test System (IEEE-RTS)*”, cuyas topologías y características principales fueron presentadas en el Capítulo IV de esta Memoria. Además, se incluye el modelo de curva de carga horaria, el cual, normalizado con respecto a la demanda máxima anual, es equivalente para ambos sistemas.

### B.1 RBTS

La Tabla B.1 presenta los datos relacionados con la carga conectada a cada barra del sistema.

Tabla B.1: Barras del sistema RBTS

Barra N°	Carga (pu)
1	0,00
2	0,20
3	0,85
4	0,40
5	0,20
6	0,20

La Tabla B.2 presenta los parámetros eléctricos y estadísticos de las líneas de transmisión del sistema RBTS.

Tabla B.2: Tramos de transmisión del sistema RBTS

Línea N°	Inicio	Fin	R (pu)	X (pu)	B/2 (pu)	Capacidad (pu)	Tasa de falla (veces/año)	Reparación (h)
1, 6	1	3	0,0342	0,18	0,0106	0,85	1,5	10
2, 7	2	4	0,1140	0,60	0,0352	0,71	5,0	10
3	1	2	0,0912	0,48	0,0282	0,71	4,0	10
4	3	4	0,0228	0,12	0,0071	0,71	1,0	10
5	3	5	0,0228	0,12	0,0071	0,71	1,0	10
8	4	5	0,0228	0,12	0,0071	0,71	1,0	10

9	5	6	0,0228	0,12	0,0071	0,71	1,0	10
---	---	---	--------	------	--------	------	-----	----

Finalmente, la Tabla B.3 presenta los parámetros eléctricos y estadísticos de las unidades generadoras del sistema RBTS.

Tabla B.3: Unidades generadoras del sistema RBTS

Unidad N°	Barra N°	Capacidad (pu)	Tasa de falla (veces/año)	Reparación (h)
1	1	0,40	6,0	45
2	1	0,40	6,0	45
3	1	0,10	4,0	45
4	1	0,20	5,0	45
5	2	0,05	2,0	45
6	2	0,05	2,0	45
7	2	0,40	3,0	60
8	2	0,20	2,4	55
9	2	0,20	2,4	55
10	2	0,20	2,4	55
11	2	0,20	2,4	55

## B.2 IEEE-RTS

La Tabla B.4 presenta la carga conectada a cada barra del IEEE-RTS y el respectivo nivel de tensión.

Tabla B.4: Barras del sistema IEEE-RTS

Barra N°	Nivel tensión (kV)	Carga (pu)
1	138	1,08
2	138	0,97
3	138	1,80
4	138	0,74
5	138	0,71
6	138	1,36
7	138	1,25
8	138	1,71
9	138	1,75
10	138	1,95
11	230	0
12	230	0
13	230	2,65

14	230	1,94
15	230	3,17
16	230	1,00
17	230	0
18	230	3,33
19	230	1,81
20	230	1,28
21	230	0
22	230	0
23	230	0
24	230	0

La Tabla B.5 presenta los parámetros eléctricos y estadísticos de los tramos de transmisión y transformación del sistema IEEE-RTS.

Tabla B.5: Tramos de transmisión y transformación del sistema IEEE-RTS

Línea N°	Inicio	Fin	Circuito	R (pu)	X (pu)	B/2 (pu)	Capacidad (pu)	Tasa de falla (veces/año)	Reparación (h)
1	1	2	1	0,026	0,0139	0,2306	1,93	0,24	16
2	1	3	1	0,0546	0,2112	0,0286	2,08	0,51	10
3	1	5	1	0,0218	0,0845	0,0115	2,08	0,33	10
4	2	4	1	0,0328	0,1267	0,0172	2,08	0,39	10
5	2	6	1	0,0497	0,192	0,026	2,08	0,39	10
6	3	9	1	0,0308	0,119	0,0161	2,08	0,48	10
7	3	24	1	0,0023	0,0839	0	5,10	0,02	768
8	4	9	1	0,0268	0,1037	0,0141	2,08	0,36	10
9	5	10	1	0,0228	0,0883	0,012	2,08	0,34	10
10	6	10	1	0,0139	0,0605	1,2295	1,93	0,33	35
11	7	8	1	0,0159	0,0614	0,0166	2,08	0,30	10
12	8	9	1	0,0427	0,1651	0,0224	2,08	0,44	10
13	8	10	1	0,0427	0,1651	0,0224	2,08	0,44	10
14	9	11	1	0,0023	0,0839	0	6,00	0,02	768
15	9	12	1	0,0023	0,0839	0	6,00	0,02	768
16	10	11	1	0,0023	0,0839	0	6,00	0,02	768
17	10	12	1	0,0023	0,0839	0	6,00	0,02	768
18	11	13	1	0,0061	0,0476	0,05	6,00	0,02	768
19	11	14	1	0,0054	0,0418	0,044	6,00	0,39	11
20	12	13	1	0,0061	0,0476	0,05	6,00	0,40	11
21	12	23	1	0,0124	0,0966	0,1015	6,00	0,52	11
22	13	23	1	0,0111	0,0865	0,0909	6,00	0,49	11
23	14	16	1	0,005	0,0389	0,0409	6,00	0,38	11
24	15	16	1	0,0022	0,0173	0,0364	6,00	0,33	11
25	15	21	1	0,0063	0,049	0,0515	6,00	0,41	11



26	15	21	2	0,0063	0,049	0,0515	6,00	0,41	11
27	15	24	1	0,0067	0,0519	0,0546	6,00	0,41	11
28	16	17	1	0,0033	0,0259	0,0273	6,00	0,35	11
29	16	19	1	0,003	0,0231	0,0243	6,00	0,34	11
30	17	18	1	0,0018	0,0144	0,0152	6,00	0,32	11
31	17	22	1	0,0135	0,1053	0,1106	6,00	0,54	11
32	18	21	1	0,0033	0,0259	0,0273	6,00	0,35	11
33	18	21	2	0,0033	0,0259	0,0273	6,00	0,35	11
34	19	20	1	0,0051	0,0396	0,0417	6,00	0,38	11
35	19	20	2	0,0051	0,0396	0,0417	6,00	0,38	11
36	20	23	1	0,0028	0,0216	0,0228	6,00	0,34	11
37	20	23	2	0,0028	0,0216	0,0228	6,00	0,34	11
38	21	22	1	0,0087	0,0678	0,0712	6,00	0,45	11

Finalmente, la Tabla B.6 presenta los parámetros eléctricos y estadísticos de las unidades generadoras del sistema IEEE-RTS.

Tabla B.6: Unidades generadoras del sistema IEEE-RTS

Unidad N°	Barra N°	Capacidad (pu)	Tasa de falla (veces/año)	Reparación (h)
1	22	0,50	4,42	20
2	22	0,50	4,42	20
3	22	0,50	4,42	20
4	22	0,50	4,42	20
5	22	0,50	4,42	20
6	22	0,50	4,42	20
7	15	0,12	2,98	60
8	15	0,12	2,98	60
9	15	0,12	2,98	60
10	15	0,12	2,98	60
11	15	0,12	2,98	60
12	15	1,55	9,13	40
13	7	1,00	7,3	50
14	7	1,00	7,3	50
15	7	1,00	7,3	50
16	13	1,97	9,22	50
17	13	1,97	9,22	50
18	13	1,97	9,22	50
19	1	0,20	19,47	50
20	1	0,20	19,47	50
21	1	0,76	4,47	40
22	1	0,76	4,47	40
23	2	0,20	9,13	50

24	2	0,20	9,13	50
25	2	0,76	4,47	40
26	2	0,76	4,47	40
27	23	1,55	9,13	40
28	23	1,55	9,13	40
29	23	3,50	7,62	100
30	18	4,00	7,96	150
31	21	4,00	7,96	150
32	16	1,55	9,13	40

### B.3 Curva de Carga

El modelo de curva de carga horaria utilizada para las pruebas de validación de la herramienta de evaluación de la confiabilidad es equivalente para ambos sistemas de prueba expresada como porcentaje de la demanda máxima anual. Este modelo está diseñado de forma de reflejar las estacionalidades semanales, diarias y horarias típicas de las curvas de carga de los sistemas reales. Los valores de la curva fueron tomados de la referencia [Li03], por lo que la estacionalidad modelada corresponde a aquella observada en los países del hemisferio norte.

La Tabla B.7: Curva de carga semanal para los sistemas de prueba presenta los valores de la demanda máxima semanal como porcentaje de la demanda máxima anual.

Tabla B.7: Curva de carga semanal para los sistemas de prueba

Semana	Dda. Máx.	Semana	Dda. Máx.	Semana	Dda. Máx.	Semana	Dda. Máx.
1	86,2	14	75,0	27	75,5	40	72,4
2	90,0	15	72,1	28	81,6	41	74,3
3	87,8	16	80,0	29	80,1	42	74,4
4	83,4	17	75,4	30	88,0	43	80,0
5	88,0	18	83,7	31	72,2	44	88,1
6	84,1	19	87,0	32	77,6	45	88,5
7	83,2	20	88,0	33	80,0	46	90,9
8	80,6	21	85,6	34	72,9	47	94,0
9	74,0	22	81,1	35	72,6	48	89,0
10	73,7	23	90,0	36	70,5	49	94,2
11	71,5	24	88,7	37	78,0	50	97,0
12	72,7	25	89,6	38	69,5	51	100,0
13	70,4	26	86,1	39	72,4	52	95,2

En este mismo sentido, la Tabla B.8 presenta la demanda máxima diaria como porcentaje de la demanda máxima semanal.

Tabla B.8: Curva de carga diaria para los sistemas de prueba

Día	Dda. Máx.
lunes	93,0
martes	100,0
miércoles	98,0
jueves	96,0
viernes	94,0
sábado	77,0
domingo	75,0

Finalmente, la Tabla B.9 muestra los valores de demanda máxima horaria como porcentaje de la demanda máxima diaria.

Tabla B.9: Curva de demanda horaria para los sistemas de prueba

Hora	Invierno		Verano		Primavera/Otoño	
	(1 – 8 & 44 – 52)		(18 – 30)		(9 – 17 & 31 – 43)	
	Días hábiles	Fin de semana	Días hábiles	Fin de semana	Días hábiles	Fin de semana
00 – 01	67	78	64	74	63	75
01 – 02	63	72	60	70	62	73
02 – 03	60	68	58	66	60	69
03 – 04	59	66	56	65	58	66
04 – 05	59	64	56	64	59	65
05 – 06	60	65	58	62	65	65
06 – 07	74	66	64	62	72	68
07 – 08	86	70	76	66	85	74
08 – 09	95	80	87	81	95	83
09 – 10	96	88	95	86	99	89
10 – 11	96	90	99	91	100	92
11 – 12	95	91	100	93	99	94
12 – 13	95	90	99	93	93	91
13 – 14	95	88	100	92	92	90
14 – 15	93	87	100	91	90	90
15 – 16	94	87	97	91	88	86
16 – 17	99	91	96	92	90	85
17 – 18	100	100	96	94	92	88
18 – 19	100	99	93	95	96	92
19 – 20	96	97	92	95	98	100

20 – 21	91	94	92	100	96	97
21 – 22	83	92	93	93	90	95
22 – 23	73	87	87	88	80	90
23 – 24	63	81	72	80	70	85

## ANEXO C: CARACTERÍSTICAS DEL MODELO SIMPLIFICADO DEL SIC

Las características del sistema de transmisión considerado en el modelo simplificado del SIC se presentan en la Tabla C.1. Las tasas promedio de falla y los tiempos promedio de reparación corresponden a los registrados entre los años 1998 y 2003 por la empresa HQI Transelec. El resto de los datos fueron tomados de la referencia [Tron04].

Tabla C.1: Sistema de transmisión del modelo simplificado del SIC

Desde	Hasta	Circuito	Tensión (kV)	Capacidad (pu)	Longitud (km)	X (pu)	R (pu)	Tasa falla (veces/año)	Reparación (h)
D. de Almagro	Maitencillo	1	220	1,973	280,32	0,2264	0,0515	0,73	1,814
Maitencillo	Quillota	1	220	1,973	454,93	0,4408	0,0838	0,73	1,814
Maitencillo	Quillota	2	220	1,973	454,93	0,4408	0,0838	0,73	1,814
Quillota	Polpaico	1	220	10,991	49,72	0,0398	0,0075	0,73	1,814
Quillota	Polpaico	2	220	10,991	49,72	0,0398	0,0075	0,73	1,814
Polpaico	Alto Jahuel	1	220	5,32	62,21	0,0894	0,0111	0,73	1,814
Polpaico	Alto Jahuel	2	220	5,32	62,21	0,0894	0,0111	0,73	1,814
Polpaico	Cerro Navia	1	220	3,101	29,99	0,0244	0,0057	0,73	1,814
Polpaico	Cerro Navia	2	220	3,101	29,99	0,0244	0,0057	0,73	1,814
Cerro Navia	Alto Jahuel	1	220	2,6	39,2	0,0318	0,0075	0,73	1,814
Cerro Navia	Alto Jahuel	2	220	2,6	39,2	0,0318	0,0075	0,73	1,814
Alto Jahuel	Ancoa	1	500	15,444	241,24	0,0684	0,0049	0,50	1,768
Alto Jahuel	Ancoa	2	500	18,03	257,4	0,0684	0,0049	0,50	1,768
Ancoa	Charrúa	1	220	17,658	182,94	0,1444	0,0037	0,73	1,814
Ancoa	Charrúa	2	220	17,853	196,25	0,1444	0,0036	0,73	1,814
Charrúa	Temuco	1	220	2,634	195,64	0,1528	0,0279	0,73	1,814
Temuco	Puerto Montt	1	220	1,45	359,1	0,2853	0,0683	0,73	1,814
Temuco	Valdivia	1	220	1,928	151,53	0,1179	0,0288	0,73	1,814
Valdivia	Puerto Montt	1	220	1,928	215,01	0,1715	0,0409	0,73	1,814

Las características de las centrales generadoras consideradas en el modelo simplificado del SIC se muestran en la Tabla C.2. Los datos eléctricos fueron tomados de las referencias [Cdec04], [Cdec05], [Serr04] y adaptados según el despacho real del año 2004, facilitado por la empresa HQI Transelec. Por otra parte, los tiempos promedio de reparación fueron tomados de la referencia [Soto97], mientras que las tasas promedio de falla fueron calculadas considerando tales tiempos promedio y las tasas de salida forzada de operación que aparecen en la referencia [Nudo05], a través de la Ecuación C.1.

$$\begin{aligned}
 FOR &= \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} \\
 &= \frac{\sum(\text{tiempo fuera de operación})}{\sum(\text{tiempo fuera de operación}) + \sum(\text{tiempo en operación})}
 \end{aligned}
 \tag{C.1}$$

En donde:

*FOR* : tasa de salida forzada de operación (*Forced Outage Rate*).

$\lambda$  : tasa de falla esperada.

$\mu$  : tasa de reparación esperada.

*MTTF* : tiempo medio para falla (*Mean Time to Failure*).

*MTTR* : tiempo medio para reparación (*Mean Time to Repair*).

Tabla C.2: Centrales generadoras del modelo simplificado del SIC

Nombre	Barra de inyección	Nº de unidades	Capacidad (MW)	Tipo	Tasa de falla por unidad (veces/año)	Reparación (h)
Abanico	Charrúa	6	136	Pasada	9,7236	19,16076
Aconcagua	Quillota	2	86,9	Pasada	6,0444	12,68392
Alfalfal	Alto Jahuel	2	177,4	Pasada	7,6212	24,39024
TG Diego de Almagro	D. de Almagro	1	37	Gas-diesel	10,512	46,92633
Sauce Andes	Quillota	4	1,104	Pasada	9,7236	19,16076
Antihue	Valdivia	2	101,8	Diesel	10,512	46,92633
Antuco	Charrúa	2	312	Embalse	7,6212	24,39024
Arauco	Charrúa	1	33,7	Vapor-licor negro	10,512	46,92633
Bocamina	Charrúa	1	128	Vapor-carbón	16,4688	37,29952
Canutillar	Puerto Montt	2	170	Embalse	7,6212	24,39024
Capullo	Valdivia	1	12	Pasada	9,7236	19,16076
Celco	Charrúa	2	21,6	Vapor-licor negro	10,512	46,92633
Chacabuquito	Quillota	4	27,5	Pasada	9,7236	19,16076
Cipreses	Alto Jahuel	3	101,4	Embalse	6,0444	12,68392
Colbún	Alto Jahuel	2	474	Embalse	13,14	35,00175
Constitución	Charrúa	1	8,7	Vapor-des. forest.	10,512	46,92633
Curillinque	Alto Jahuel	1	89	Embalse	7,6212	24,39024
Florida	Alto Jahuel	5	28	Pasada	9,7236	19,16076
Guacolda 1	Maitencillo	1	153	Vapor-carbón	21,2868	34,2818
Guacolda 2	Maitencillo	1	153	Vapor-carbón	21,2868	34,2818
Horcones TG	Charrúa	1	26	Gas	10,512	46,92633

TG Huasco	Maitencillo	3	64,23	Gas-IFO 180	10,512	46,92633
TV Huasco	Maitencillo	2	16	Vapor-carbón	10,512	46,92633
San Ignacio	Charrúa	1	37	Pasada	6,0444	12,68392
San Isidro	Quillota	1	376	Ciclo combinado	21,2868	34,2818
Isla	Alto Jahuel	2	69	Pasada	6,0444	12,68392
Itata	Charrúa	2	13	Biomasa	10,512	46,92633
Loma Alta	Ancoa	1	42	Pasada	6,0444	12,68392
Licantén	Charrúa	1	8,3	Vapor-licor negro	10,512	46,92633
Laguna Verde	Quillota	2	54,7	Vapor-carbón	10,512	46,92633
Laguna Verde TG	Quillota	1	19	Gas-diesel	10,512	46,92633
Machicura	Alto Jahuel	2	97	Embalse	6,0444	12,68392
Maitenes	Alto Jahuel	5	30,8	Pasada	9,7236	19,16076
Mampil	Charrúa	2	49	Pasada	9,7236	19,16076
Los Molles	Maitencillo	2	18	Pasada	9,7236	19,16076
Los Morros	Alto Jahuel	1	19	Pasada	9,7236	19,16076
Nehuenco II	Quillota	1	396	Gas	21,2868	34,2818
Nehuenco 9B	Quillota	1	109	Gas	16,4688	37,29952
Nehuenco	Quillota	1	374	Ciclo combinado	21,2868	34,2818
Nueva Renca	Cerro Navia	1	379	Ciclo combinado	21,2868	34,2818
Pangue	Charrúa	2	472	Embalse	13,14	35,00175
Pahuenche	Ancoa	2	633	Embalse	13,14	35,00175
Petropower	Charrúa	1	75	Derivado del petróleo	10,512	46,92633
Pehuchén	Charrúa	2	77,6	Pasada	6,0444	12,68392
Pilmaiquén	Valdivia	5	40	Pasada	9,7236	19,16076
Pullinque	Temuco	3	49	Pasada	9,7236	19,16076
Puntilla	Alto Jahuel	1	14,7	Pasada	9,7236	19,16076
Queltehues	Alto Jahuel	3	49	Pasada	9,7236	19,16076
Los Quilos	Quillota	3	39,3	Pasada	9,7236	19,16076
Ralco	Charrúa	2	640	Embalse	13,14	35,00175
Rapel	Cerro Navia	5	380	Embalse	7,6212	24,39024
Renca	Cerro Navia	2	100	Vapor-diesel	10,512	46,92633
Rucúe	Charrúa	2	180	Pasada	7,6212	24,39024
Sauzal	Alto Jahuel	3	79	Pasada	9,7236	19,16076
S. Fco. Mostazal	Alto Jahuel	1	25	Petróleo Diesel grado B	10,512	46,92633
Sauzalito	Alto Jahuel	1	12	Pasada	9,7236	19,16076
Taltal 1	D. de Almagro	1	120	Gas	16,4688	37,29952
Taltal 2	D. de Almagro	1	123	Gas	16,4688	37,29952
El Toro	Charrúa	4	443	Embalse	7,6212	24,39024
Valdivia	Valdivia	1	70	Vapor-licor negro	10,512	46,92633
Ventanas 1	Quillota	1	169	Vapor-carbón	21,2868	34,2818
Ventanas 2	Quillota	1	225	Vapor-carbón	21,2868	34,2818
Volcán	Alto Jahuel	1	14	Pasada	9,7236	19,16076

## ANEXO D: FORMATO DE ARCHIVOS DE DATOS DE ENTRADA

La herramienta computacional programada utiliza 5 archivos de entrada con formato de valores separados por comas. Estos archivos son:

- `barras.csv`: el cual indica la identificación, tensión en kV, capacidad en pu, ángulos límite en radianes y costo de falla en US\$/MWh de cada barra del sistema.
- `tramos.csv`: el cual identifica las líneas y tramos de transmisión y transformación del sistema, además de incluir sus parámetros eléctricos en pu y de disponibilidad.
- `unidades.csv`: el cual contiene la información sobre la identificación de cada unidad generadora del sistema, la barra a la que inyecta potencia, su mínimo técnico de generación en pu, los mantenimientos programados y los parámetros de disponibilidad.
- `demanda.csv`: el cual contiene en cada columna la demanda horaria en cada barra en pu.
- `generacion.csv`: el cual contiene en cada columna la generación disponible en cada unidad generadora en pu.

Las siguientes figuras muestran las once primeras filas de cada archivo de entrada para el caso del IEEE-RTS. La primera fila corresponde al encabezado y las diez restantes, a las diez primeras filas de datos. Cabe señalar que los valores decimales se deben expresar con punto y no con coma.

		kV	p.u.	rad	rad	US\$/MWh
Nombre	Nº Barra	Nivel tensión	Cap. Inst.	Angulo min	Angulo max	Costo falla
barra01	1	138	1.08	-0.524	0.524	6.2
barra02	2	138	0.97	-0.524	0.524	4.89
barra03	3	138	1.8	-0.524	0.524	5.3
barra04	4	138	0.74	-0.524	0.524	5.62
barra05	5	138	0.71	-0.524	0.524	6.11
barra06	6	138	1.36	-0.524	0.524	5.5
barra07	7	138	1.25	-0.524	0.524	5.41
barra08	8	138	1.71	-0.524	0.524	5.4
barra09	9	138	1.75	-0.524	0.524	2.3
barra10	10	138	1.95	-0.524	0.524	4.14

Figura D.1: Formato del archivo `barras.csv`



							p.u.	p.u.	p.u.	p.u.
Nombre	Nº Tramo	Nº Línea	Barra inicio	Barra fin	Circuito	Resistencia r	Reactancia x	Susceptancia b/2	Capacidad	
linea01	1	1	1	2	1	0.026	0.0139	0.2306	1.93	
linea02	2	2	1	3	1	0.0546	0.2112	0.0286	2.08	
linea03	3	3	1	5	1	0.0218	0.0845	0.0115	2.08	
linea04	4	4	2	4	1	0.0328	0.1267	0.0172	2.08	
linea05	5	5	2	6	1	0.0497	0.192	0.026	2.08	
linea06	6	6	3	9	1	0.0308	0.119	0.0161	2.08	
linea07	7	7	3	24	1	0.0023	0.0839	0	5.1	
linea08	8	8	4	9	1	0.0268	0.1037	0.0141	2.08	
linea09	9	9	5	10	1	0.0228	0.0883	0.012	2.08	
linea10	10	10	6	10	1	0.0139	0.0605	1.2295	1.93	

veces/año	horas	hora	hora	hora	hora
Tasa Falla	Reparación Promedio	Inicio Mantenimiento 1	Fin Mantenimiento 1	Inicio Mantenimiento 2	Fin Mantenimiento 2
0.24	16	0	0	0	0
0.51	10	0	0	0	0
0.33	10	0	0	0	0
0.39	10	0	0	0	0
0.39	10	0	0	0	0
0.48	10	0	0	0	0
0.02	768	0	0	0	0
0.36	10	0	0	0	0
0.34	10	0	0	0	0
0.33	35	0	0	0	0

Figura D.2: Formato del archivo tramos.csv

				p.u.	veces/año
Nombre	Nº Unidad	Barra de inyección	Generacion mínima	Tasa falla	
unidad01	1	22	0	4.42	
unidad02	2	22	0	4.42	
unidad03	3	22	0	4.42	
unidad04	4	22	0	4.42	
unidad05	5	22	0	4.42	
unidad06	6	22	0	4.42	
unidad07	7	15	0	2.98	
unidad08	8	15	0	2.98	
unidad09	9	15	0	2.98	
unidad10	10	15	0	2.98	

horas	hora	hora	hora	hora
Reparación promedio	Inicio mantenimiento 1	Fin mantenimiento 1	Inicio mantenimiento 2	Fin mantenimiento 2
20	0	0	0	0
20	0	0	0	0
20	0	0	0	0
20	0	0	0	0
20	0	0	0	0
20	0	0	0	0
60	0	0	0	0
60	0	0	0	0
60	0	0	0	0
60	0	0	0	0

Figura D.3: Formato del archivo unidades.csv

barra01	barra02	barra03	barra04	barra05	barra06	barra07	barra08	barra09	barra10
0.58008	0.521	0.9668	0.39746	0.38135	0.73047	0.67139	0.91846	0.93995	1.0474
0.54545	0.48989	0.90908	0.37373	0.35858	0.68686	0.63131	0.86363	0.88383	0.98484
0.51948	0.46657	0.86579	0.35594	0.34151	0.65415	0.60125	0.8225	0.84174	0.93794
0.51082	0.45879	0.85136	0.35	0.33582	0.64325	0.59122	0.80879	0.82771	0.92231
0.51082	0.45879	0.85136	0.35	0.33582	0.64325	0.59122	0.80879	0.82771	0.92231
0.51948	0.46657	0.86579	0.35594	0.34151	0.65415	0.60125	0.8225	0.84174	0.93794
0.64069	0.57543	1.0678	0.43899	0.42119	0.80679	0.74154	1.0144	1.0381	1.1568
0.74458	0.66874	1.241	0.51018	0.48949	0.93762	0.86178	1.1789	1.2065	1.3444
0.8225	0.73873	1.3708	0.56357	0.54072	1.0357	0.95197	1.3023	1.3328	1.4851
0.83116	0.74651	1.3853	0.5695	0.54641	1.0466	0.96199	1.316	1.3468	1.5007

barra11	barra12	barra13	barra14	barra15	barra16	barra17	barra18	barra19	barra20
0	0	1.4233	1.042	1.7026	0.53711	0	1.7886	0.97217	0.6875
0	0	1.3384	0.97979	1.601	0.50505	0	1.6818	0.91413	0.64646
0	0	1.2746	0.93313	1.5248	0.481	0	1.6017	0.8706	0.61567
0	0	1.2534	0.91758	1.4993	0.47298	0	1.575	0.85609	0.60541
0	0	1.2534	0.91758	1.4993	0.47298	0	1.575	0.85609	0.60541
0	0	1.2746	0.93313	1.5248	0.481	0	1.6017	0.8706	0.61567
0	0	1.5721	1.1509	1.8805	0.59323	0	1.9755	1.0737	0.75933
0	0	1.827	1.3375	2.1855	0.68943	0	2.2958	1.2479	0.88247
0	0	2.0182	1.4775	2.4142	0.76158	0	2.5361	1.3785	0.97482
0	0	2.0394	1.493	2.4396	0.76959	0	2.5627	1.393	0.98508

Figura D.4: Formato del archivo demanda.csv

unidad01	unidad02	unidad03	unidad04	unidad05	unidad06	unidad07	unidad08	unidad09	unidad10
0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.12	0.12	0.12	0.12
0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.12	0.12	0.12	0.12
0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.12	0.12	0.12	0.12
0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.12	0.12	0.12	0.12
0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.12	0.12	0.12	0.12
0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.12	0.12	0.12	0.12
0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.12	0.12	0.12	0.12
0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.12	0.12	0.12	0.12
0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.12	0.12	0.12	0.12
0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.12	0.12	0.12	0.12

unidad11	unidad12	unidad13	unidad14	unidad15	unidad16	unidad17	unidad18	unidad19	unidad20
0.12	1.55	1	1	1	1.97	1.97	1.97	0.2	0.2
0.12	1.55	1	1	1	1.97	1.97	1.97	0.2	0.2
0.12	1.55	1	1	1	1.97	1.97	1.97	0.2	0.2
0.12	1.55	1	1	1	1.97	1.97	1.97	0.2	0.2
0.12	1.55	1	1	1	1.97	1.97	1.97	0.2	0.2
0.12	1.55	1	1	1	1.97	1.97	1.97	0.2	0.2
0.12	1.55	1	1	1	1.97	1.97	1.97	0.2	0.2
0.12	1.55	1	1	1	1.97	1.97	1.97	0.2	0.2
0.12	1.55	1	1	1	1.97	1.97	1.97	0.2	0.2
0.12	1.55	1	1	1	1.97	1.97	1.97	0.2	0.2

Figura D.5: Formato del archivo generacion.csv

Cabe señalar que estos archivos deben estar ubicados en el mismo directorio que las rutinas programadas y que el archivo mxlpsolve.dll, el cual

corresponde a la interfaz entre *Matlab*® y el solver `lpsolve55.dll`, que debe ubicarse en `C:\Windows`. Además, el nombre de los archivos de valores separados por comas se debe respetar incluidas las minúsculas, tal como se presenta en este anexo.

## ANEXO E: TIEMPO UTILIZADO EN LAS EVALUACIONES DE LA CONFIABILIDAD DE LOS DIVERSOS SISTEMAS

La tabla siguiente presenta el tiempo empleado por cada corrida para entregar los resultados de la evaluación de la confiabilidad de los sistemas considerados en el presente trabajo.

Cabe señalar que el computador utilizado para tales corridas corresponde a una CPU Intel Pentium IV de 2.4 GHz, memoria RAM de 256 MB (8 MB compartida para video) y sistema operativo Windows XP Profesional Service Pack 2. Además, para todas las corridas se tuvo especial cuidado en deshabilitar cualquier proceso automático que pudiera estar corriendo en paralelo, tales como antivirus o actualizaciones automáticas de software, de modo de no interferir con los cálculos.

Tabla E.1: Tiempos utilizados en la evaluación de la confiabilidad

Sistema	Nº iteraciones	Tiempo real [s]	Tiempo real [h]	Min/Iteración
RBTS 30°	2000	45373,610	12,604	0,378
RBTS 15°	2000	45615,031	12,671	0,380
IEEE RTS 30°	500	148059,547	41,128	4,935
IEEE RTS 15°	500	171553,531	47,654	5,718
SIC base	110	35274,656	9,799	5,345
SIC c/expansión	110	35686,953	9,913	5,407

Puede observarse que la evaluación de la confiabilidad a través del método de Monte Carlo secuencial es altamente intensiva en recursos computacionales.

A primera vista pareciera que los tiempos son excesivamente largos. Sin embargo, un sencillo cálculo puede ilustrar la razonabilidad de éstos. Por ejemplo, durante la aplicación de la herramienta programada al IEEE-RTS, se pudo observar que el sistema pasa durante aproximadamente la mitad del año bajo contingencias. Esto significa que el redespacho de la generación y la verificación de la carga no abastecida, es decir, la resolución del problema de programación lineal, debe efectuarse en promedio 4.380 veces al año. Sin embargo, ya que las pérdidas asociadas a la transmisión son calculadas de forma iterativa, puede suponerse que, en

promedio, este problema deba resolverse en  $3 \cdot 4.380 = 13.140$  veces durante un año para alcanzar la precisión requerida en el cálculo de las pérdidas. Por otra parte, para el IEEE-RTS se efectuaron 500 iteraciones, las que corresponden a 1000 años aleatoriamente generados. Por lo tanto, en total, el problema de programación lineal debe resolverse en 13.140.000 ocasiones. Esto implica que, si el tiempo total empleado en la evaluación de la confiabilidad es de aproximadamente 150.000 segundos, entonces la herramienta debió resolver cada vez el problema de programación lineal en menos de 11 milésimas de segundo, lo que es razonable para las dimensiones del sistema. Este cálculo simple no considera, además, el tiempo que debe ocuparse en generar las cadenas sucesivas de estados y en evaluar las funciones de prueba, ya que estos son los pasos que menos esfuerzo computacional requieren.

De lo anterior se desprende que para disminuir los tiempos de cómputo es necesario encontrar formas de escoger más inteligentemente los estados a ser evaluados, de modo de no invertir tiempo en evaluar estados pocos significativos para la confiabilidad del sistema.