



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERÍA

CÁLCULO DE ÍNDICES NODALES Y FUNCIONALES DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

MANUEL RICARDO SOTO RETAMAL

Tesis para optar al grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

Santiago de Chile, 1997



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERÍA
Departamento de Ingeniería Eléctrica

CÁLCULO DE ÍNDICES NODALES Y FUNCIONALES DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

MANUEL RICARDO SOTO RETAMAL

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

HUGH RUDNICK V.D.W.

LUIS CONTESSE B.

ENRIQUE LÓPEZ P.

SEBASTIÁN RÍOS M.

Para completar las exigencias del grado
de Magister en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, 1997

A mis padres, Manuel y Violeta,
quienes con su esfuerzo me dieron un
futuro.

AGRADECIMIENTOS

Quisiera agradecer muy sinceramente a mi profesor supervisor, Dr. Hugh Rudnick Van De Wyngard, por su invaluable aporte al desarrollo de esta tesis, a través de comentarios y discusiones. Es mi deseo también agradecerle por su constante apoyo y preocupación y muy fundamentalmente, por la central importancia que ha tenido en mi formación académica y profesional.

A los señores profesores integrantes de la Comisión, Dr. Enrique López Parra y Dr. Luis Contesse Becker, mi más sincero agradecimiento, tanto por su disposición a participar en ella como por sus comentarios al trabajo.

Finalmente, un reconocimiento a ENDESA, a través de su Unidad de Investigación y Desarrollo (UID), y a FONDECYT, por el importante apoyo que han prestado a esta actividad de investigación.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	II
AGRADECIMIENTOS	III
ÍNDICE DE TABLAS	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
RESUMEN	XIV
ABSTRACT	XV
I. INTRODUCCIÓN	1
1.1 CRITERIOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA	1
1.2 DESCOMPOSICIÓN FUNCIONAL	4
1.2.1 Nivel Jerárquico I: Sistema de Generación	5
1.2.2 Nivel Jerárquico II: Sistema de Generación-Transmisión.....	5
1.2.3 Nivel Jerárquico III: Sistema de Generación-Transmisión-Distribución	6
1.2.4 Otras posibilidades de Análisis	6
1.3 ADECUACIÓN Y SEGURIDAD EN CONFIABILIDAD	7
1.4 ESCALAS DE TIEMPO EN EL ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD	7
1.4.1 Planificación de Largo Plazo.....	8
1.4.2 Planificación de la Explotación	8
1.4.3 Explotación en Tiempo Real	8
1.5 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA METODOLOGÍA.....	9
1.6 CONTENIDO DEL TRABAJO.....	9
II. MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD	11
2.1 MODELACIÓN EN EL ESPACIO DE LOS ESTADOS.....	11
2.1.1 Algoritmo Conceptual	12
2.2 MODELACIÓN CRONOLÓGICA	16
2.2.1 Simulación de Monte Carlo Secuencial	17

2.3	COMPARACIÓN ENTRE LA MODELACIÓN EN EL ESPACIO DE LOS ESTADOS Y LA MODELACIÓN CRONOLÓGICA.....	25
2.4	METODOLOGÍAS HÍBRIDAS DE EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD.....	26
2.4.1	<i>Simulación de Monte Carlo Pseudo-Secuencial</i>	27
2.5	CONVERGENCIA DEL MÉTODO DE SIMULACIÓN DE MONTE CARLO.....	32
2.6	TÉCNICAS DE REDUCCIÓN DE VARIANZA	34
2.6.1	<i>Regresión Generalizada</i>	35
2.6.2	<i>Muestreo por Importancia de Estados</i>	36
2.6.3	<i>Variables Antitéticas</i>	39
III.	METODOLOGÍA PROPUESTA.....	41
3.1	SELECCIÓN DE ESTADOS.....	41
3.1.1	<i>Estado de los Equipos e Instalaciones</i>	42
3.1.2	<i>Carga a abastecer</i>	45
3.2	EVALUACIÓN DEL SISTEMA Y CÁLCULO DE LA FUNCIÓN DE PRUEBA F(x).....	47
3.2.1	<i>Evaluación del Estado x</i>	47
3.2.2	<i>Cálculo de la Función de Prueba F(x)</i>	56
3.3	CÁLCULO DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	58
3.4	CONDICIONES DE TÉRMINO.....	59
3.5	OTROS ASPECTOS GENERALES DE LA MODELACIÓN	60
3.5.1	<i>Modelación de los Generadores</i>	60
3.5.2	<i>Modelación de Líneas y Transformadores</i>	61
3.5.3	<i>Tratamiento de Pérdidas de Transformación y Transporte</i>	62
3.6	REPARTICIÓN FUNCIONAL DE ÍNDICES.....	66
3.6.1	<i>Cooperación entre Agentes</i>	69
3.6.2	<i>Aplicación a la Evaluación de la Confiabilidad en Sistemas Eléctricos</i>	71
3.7	IMPLEMENTACIÓN COMPUTACIONAL.....	72
3.7.1	<i>Descripción del Algoritmo</i>	73
3.8	VALIDACIÓN DEL MODELO.....	76
3.8.1	<i>Sistema de Prueba del IEEE: IEEE-RTS</i>	76
3.8.2	<i>Sistema de Prueba 1: Red Radial SP-1</i>	80
3.8.3	<i>Sistema de Prueba 2: Red Enmallada SP-2</i>	87
IV.	RESULTADOS	94

V. CONCLUSIONES Y DESARROLLOS FUTUROS.....	119
BIBLIOGRAFÍA	122
A N E X O S	125
ANEXO A: FLUJO EN CORRIENTE CONTINUA	126
A.1 REPRESENTACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y FLUJOS POR LAS LÍNEAS	126
A.2 SUPUESTOS DE LA MODELACIÓN EN CORRIENTE CONTINUA	127
A.3 RELACIONES DERIVADAS DE UN FLUJO EN CORRIENTE CONTINUA	128
ANEXO B: SISTEMAS DE PRUEBA.....	130
B.1 SISTEMA DE PRUEBA 1: RED RADIAL SP-1	130
<i>B.1.1 Demandas.....</i>	<i>131</i>
<i>B.1.2 Parque Generador.....</i>	<i>131</i>
<i>B.1.3 Sistema de Transmisión.....</i>	<i>132</i>
B.2 SISTEMA DE PRUEBA 2: RED ENMALLADA SP-2.....	133
<i>B.2.1 Demandas.....</i>	<i>133</i>
<i>B.2.2 Parque Generador.....</i>	<i>134</i>
<i>B.2.3 Sistema de Transmisión.....</i>	<i>134</i>
ANEXO C: SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL DE CHILE.....	135
C.1 SISTEMA DE INTERCONECTADO CENTRAL	135
<i>C.1.1 Demandas.....</i>	<i>136</i>
<i>C.1.2 Parque Generador.....</i>	<i>139</i>
<i>C.1.3 Sistema de Transmisión.....</i>	<i>145</i>
ANEXO D: ESTADÍSTICAS DE INTERRUPCIONES	147
D.1 UNIDADES DE GENERACIÓN.....	147
D.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	148
D.3 TRANSFORMADORES DE PODER	148
D.4 CÁLCULO DEL TIEMPO MEDIO DE DISPONIBILIDAD (MTTF).....	148
<i>D.4.1 Unidades de Generación.....</i>	<i>148</i>
<i>D.4.2 Líneas de Transmisión.....</i>	<i>149</i>
<i>D.4.3 Transformadores de Poder.....</i>	<i>149</i>

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
TABLA 3.1: RESUMEN DE RESULTADOS PARA EL IEEE-RTS.....	80
TABLA 3.2: RESUMEN DE RESULTADOS PARA EL SP-1 GLOBAL	84
TABLA 3.3: RESUMEN DE RESULTADOS PARA EL SP-1 TRANSMISIÓN.....	85
TABLA 3.4: RESUMEN DE RESULTADOS PARA EL SP-1 GENERACIÓN	85
TABLA 3.5: RESUMEN DE RESULTADOS PARA EL SP-2 GLOBAL	90
TABLA 3.6: RESUMEN DE RESULTADOS PARA EL SP-2 TRANSMISIÓN.....	91
TABLA 3.7: RESUMEN DE RESULTADOS PARA EL SP-2 GENERACIÓN	92
TABLA 4.1: RESUMEN DE RESULTADOS DEL ÍNDICE LOLP PARA EL SIC ...	104
TABLA 4.2: RESUMEN DE RESULTADOS DEL ÍNDICE EPNS PARA EL SIC	109
TABLA B.1: DISTRIBUCIÓN NODAL DE LA DEMANDA DEL SP-1	131
TABLA B.2: PARÁMETROS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN DEL SP-1 .	131
TABLA B.3: PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS DEL SP-1.....	132
TABLA B.4: DISTRIBUCIÓN NODAL DE LA DEMANDA DEL SP-2	133
TABLA B.5: PARÁMETROS DE LA UNIDAD DE GENERACIÓN DEL SP-2	134
TABLA B.6: PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS DEL SP-2.....	134
TABLA C.1: DISTRIBUCIÓN NODAL DE LA DEMANDA DEL SIC.....	138
TABLA C.2: PARÁMETROS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN TÉRMICA DEL SIC.....	139

TABLA C.3: PARÁMETROS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN HIDRÁULICA DEL SIC	141
TABLA C.4: PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS DEL SIC	145

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1.1: COSTO TOTAL DEL SISTEMA.....	2
FIGURA 1.2: NIVELES JERÁRQUICOS DE UN SISTEMA	5
FIGURA 2.1: GENERACIÓN DE ESTADOS CON MÉTODO DE MONTE CARLO SECUENCIAL	19
FIGURA 2.2: GENERACIÓN DE INSTANCIAS PARA LOS TIEMPOS ENTRE EVENTOS.....	20
FIGURA 2.3: RELACIÓN ENTRE EL NÚMERO DE MUESTREOS N Y EL ÍNDICE LOLP A ESTIMAR, EN FUNCIÓN DEL COEFICIENTE DE VARIACIÓN • PERMITIDO	34
FIGURA 3.1: MODELO DE UNIDADES DE GENERACIÓN	61
FIGURA 3.2: MODELO DE INSTALACIONES DE TRANSFORMACIÓN Y TRANSPORTE.....	62
FIGURA 3.3: LINEALIZACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE TRANSFORMACIÓN Y TRANSPORTE.....	63
FIGURA 3.4: PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y ASIGNACIÓN A LOS NODOS DEL SISTEMA	64
FIGURA 3.5: PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS A LA BARRA I-ÉSIMA	65
FIGURA 3.6: DIAGRAMA DE FLUJO DEL ALGORITMO.....	75
FIGURA 3.7: EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE LOLP EN EL IEEE-RTS.....	77
FIGURA 3.8: EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE LOLE EN EL IEEE-RTS.....	77

FIGURA 3.9: EVOLUCIÓN DEL COEFICIENTE DE VARIACIÓN DE LOS ÍNDICES LOLP Y LOLE EN EL IEEE-RTS	78
FIGURA 3.10: EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE EPNS EN EL IEEE-RTS	78
FIGURA 3.11: EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE EENS EN EL IEEE-RTS	79
FIGURA 3.12: EVOLUCIÓN DEL COEFICIENTE DE VARIACIÓN DE LOS ÍNDICES EPNS Y EENS EN EL IEEE-RTS.....	79
FIGURA 3.13: EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE LOLP_{GL} EN EL SP-1	81
FIGURA 3.14: EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE LOLE_{GL} EN EL SP-1	81
FIGURA 3.15: EVOLUCIÓN DEL COEFICIENTE DE VARIACIÓN DE LOS ÍNDICES LOLP_{GL} Y LOLE_{GL} EN EL SP-1	82
FIGURA 3.16: EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE EPNS_{GL} EN EL SP-1	82
FIGURA 3.17: EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE EENS_{GL} EN EL SP-1.....	83
FIGURA 3.18: EVOLUCIÓN DEL COEFICIENTE DE VARIACIÓN DE LOS ÍNDICES EPNS_{GL} Y EENS_{GL} EN EL SP-1	83
FIGURA 3.19: APORTES RELATIVOS DE LOS SECTORES GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN AL ÍNDICE LOLP_{GL} EN EL SP-1	86
FIGURA 3.20: APORTES RELATIVOS DE LOS SECTORES GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN AL ÍNDICE EPNS_{GL} EN EL SP-1.....	87
FIGURA 3.21: EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE LOLP_{GL} EN EL SP-2	87
FIGURA 3.22: EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE LOLE_{GL} EN EL SP-2	88
FIGURA 3.23: EVOLUCIÓN DEL COEFICIENTE DE VARIACIÓN DE LOS ÍNDICES LOLP_{GL} Y LOLE_{GL} EN EL SP-2	88
FIGURA 3.24: EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE EPNS_{GL} EN EL SP-2.....	89

FIGURA 3.25: EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE EENS_{GL} EN EL SP-2.....	89
FIGURA 3.26: EVOLUCIÓN DEL COEFICIENTE DE VARIACIÓN DE LOS ÍNDICES EPNS_{GL} Y EENS_{GL} EN EL SP-2	90
FIGURA 3.27: APORTES RELATIVOS DE LOS SECTORES GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN AL ÍNDICE LOLP_{GL} EN EL SP-2	93
FIGURA 3.28: APORTES RELATIVOS DE LOS SECTORES GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN AL ÍNDICE EPNS_{GL} EN EL SP-2.....	93
FIGURA 4.1: EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE LOLP_{GL} EN EL SIC.....	95
FIGURA 4.2: EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE LOLE_{GL} EN EL SIC	95
FIGURA 4.3: EVOLUCIÓN DEL COEFICIENTE DE VARIACIÓN DE LOS ÍNDICES LOLP_{GL} Y LOLE_{GL} EN EL SIC	96
FIGURA 4.4: EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE EPNS_{GL} EN EL SIC	96
FIGURA 4.5: EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE EENS_{GL} EN EL SIC	97
FIGURA 4.6: EVOLUCIÓN DEL COEFICIENTE DE VARIACIÓN DE LOS ÍNDICES EPNS_{GL} Y EENS_{GL} EN EL SIC.....	97
FIGURA 4.7: EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE LOLP_T EN EL SIC	98
FIGURA 4.8: EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE LOLE_T EN EL SIC	98
FIGURA 4.9: EVOLUCIÓN DEL COEFICIENTE DE VARIACIÓN DE LOS ÍNDICES LOLP_T Y LOLE_T EN EL SIC.....	99
FIGURA 4.10: EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE EPNS_T EN EL SIC.....	99
FIGURA 4.11: EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE EENS_T EN EL SIC.....	100
FIGURA 4.12: EVOLUCIÓN DEL COEFICIENTE DE VARIACIÓN DE LOS ÍNDICES EPNS_T Y EENS_T EN EL SIC	100

FIGURA 4.13: EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE $LOLP_G$ EN EL SIC	101
FIGURA 4.14: EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE $LOLE_G$ EN EL SIC.....	101
FIGURA 4.15: EVOLUCIÓN DEL COEFICIENTE DE VARIACIÓN DE LOS ÍNDICES $LOLP_G$ Y $LOLE_G$ EN EL SIC	102
FIGURA 4.16: EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE $EPNS_G$ EN EL SIC.....	102
FIGURA 4.17: EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE $EENS_G$ EN EL SIC	103
FIGURA 4.18: EVOLUCIÓN DEL COEFICIENTE DE VARIACIÓN DE LOS ÍNDICES $EPNS_G$ Y $EENS_G$ EN EL SIC	103
FIGURA 4.19: ÍNDICE $LOLP_{GL}$ EN EL SIC SEGÚN BARRA	105
FIGURA 4.20: ÍNDICE $LOLP_G$ EN EL SIC SEGÚN BARRA.....	106
FIGURA 4.21: ÍNDICE $LOLP_T$ EN EL SIC SEGÚN BARRA	107
FIGURA 4.22: ÍNDICE $LOLP_C$ EN EL SIC SEGÚN BARRA	108
FIGURA 4.23: ÍNDICE $EPNS_{GL}$ EN EL SIC SEGÚN BARRA	110
FIGURA 4.24: RELACIÓN ENTRE EL ÍNDICE $EPNS_{GL}$ Y LA DEMANDA MÁXIMA POR BARRA EN EL SIC	111
FIGURA 4.25: ÍNDICE $EPNS_G$ EN EL SIC SEGÚN BARRA	112
FIGURA 4.26: ÍNDICE $EPNS_T$ EN EL SIC SEGÚN BARRA.....	113
FIGURA 4.27: ÍNDICE $EPNS_C$ EN EL SIC SEGÚN BARRA.....	114
FIGURA 4.28: APORTES DE LOS SECTORES GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y COMPUESTO AL ÍNDICE $LOLP$.....	115
FIGURA 4.29: APORTES RELATIVOS DE LOS SECTORES GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN AL ÍNDICE $LOLP$.....	116

FIGURA 4.30: APORTES RELATIVOS DE LOS SECTORES GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN AL ÍNDICE EPNS	117
FIGURA A.1: CIRCUITO EQUIVALENTE • PARA UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	126
FIGURA B.1: DIAGRAMA UNILINEAL DEL SISTEMA DE PRUEBA 1	130
FIGURA B.2: DIAGRAMA UNILINEAL DEL SISTEMA DE PRUEBA 2	133
FIGURA C.1: DIAGRAMA UNILINEAL DEL SIC	136
FIGURA C.2: CURVA DE CARGA DEL SIC CORRESPONDIENTE A 1996.....	137

RESUMEN

En el presente trabajo se presenta una revisión de carácter general de diversas técnicas de evaluación de confiabilidad que han sido desarrolladas en el pasado, señalando sus características y supuestos fundamentales y discutiendo las bondades y debilidades que cada una de ellas posee.

La evolución que han experimentado los mercados eléctricos en distintos países luego de los procesos de privatización de los agentes, ha puesto dentro de los tópicos de interés de las empresas el desarrollo de herramientas y criterios que permitan entregar señales económicas adecuadas para la expansión eficiente de sus sistemas. Por otra parte, los clientes han adquirido conciencia acerca de la necesidad de negociar sus contratos de manera informada, pactando tarifas que reflejen, entre otras características, la real calidad de suministro que perciben. Este trabajo contribuye, para efectos de la evaluación del desempeño de los sistemas eléctricos compuestos y la planificación futura de éstos, con una herramienta computacional de cálculo de índices de confiabilidad, basada en un método de simulación de Monte Carlo no secuencial, que entrega información más abundante para la toma de decisiones, debido a que es factible obtener estimaciones espaciales y funcionales acerca del desempeño del sistema bajo análisis.

El algoritmo propuesto ha sido validado a través de tres sistemas de prueba y además ha sido utilizado para la evaluación de un sistema real, como es el Sistema Interconectado Central de Chile.

ABSTRACT

This paper presents a general review of several reliability evaluation techniques, which have been developed in the past, pointing out their fundamental characteristics and assumptions and discussing their strengths and weaknesses.

The evolution that the electrical markets have experimented in several countries after privatization processes, have led utilities to the development of computational tools and criteria, which provide suitable economic signals for the efficient expansion of their facilities. On the other hand, customers have become aware of the need to better handle their contracts, agreeing on tariffs that reflect, among other characteristics, the real quality of service they get. This paper contributes, in order to evaluate the performance of composite power systems and their future planning, with a reliability evaluation computational tool, based on a non-sequential Monte Carlo simulation method. It provides more useful information in order to make better decisions, as it provides both space and functional estimations of the performance of the studied system.

The proposed algorithm has been validated through three test systems and, furthermore, it has been used to evaluate a real system, the Central Interconnected System of Chile.

I. INTRODUCCIÓN

Uno de los más importantes objetivos de la planificación de sistemas eléctricos de potencia es determinar la secuencia de refuerzos y/o nuevas instalaciones necesaria para prestar el servicio de abastecimiento eléctrico de manera óptima, considerando tanto la inversión y las restricciones de operación del sistema, como los costos asociados a ellas. Sin embargo, puesto que el planificador debe tratar de diseñar un sistema de bajo costo de inversión que preste un buen suministro, entendido éste como un abastecimiento con una buena calidad de servicio, tanto en el ámbito técnico como en el comercial, surge aquí un conflicto. Fundamentalmente, un mejor servicio está condicionado por una mayor cantidad de inversiones lo que, como se decía anteriormente, conduce a una situación de intereses contrapuestos.

El presente trabajo tiene por objetivo entregar al planificador una herramienta de evaluación de confiabilidad que le permita tomar sus decisiones adecuadamente considerando, entre otros elementos, la incidencia que cada sector tiene sobre el desempeño del sistema, medido en términos de la capacidad de éste para abastecer la demanda conectada.

Se contribuye con un método que hace posible tal desagregación. La metodología hace factible conocer los índices de desempeño del sistema eléctrico como conjunto y desagregado por barra, los índices asociados a cada sector involucrado y los índices de desempeño compuestos, que corresponden a aquellos que no son explicados por cada uno de los sectores, sino que por la interacción de las partes.

1.1 Criterios de Expansión del Sistema

Dado que la calidad del suministro eléctrico es valorada por los clientes finales principalmente por su confiabilidad, y para zanjar el conflicto que se presenta en el balance de costos (entre costos de inversión, operación y falla) en la expansión de los sistemas, se han utilizado en el mundo dos enfoques de planificación que compatibilizan los costos asociados. El primero de ellos es la realización de una optimización restringida, asociada más bien a un criterio técnico, dependiendo por ejemplo del nivel de seguridad de servicio que se predetermine u otro criterio de

abastecimiento establecido a priori. La tarea del planificador consiste entonces en la determinación del sistema de generación-transmisión que entrega el mínimo costo total, manteniéndose dentro de los límites especificados. Desde un punto de vista matemático, esto equivale a realizar la búsqueda de un óptimo restringido, siendo el criterio de confiabilidad y los límites técnicos de operación las restricciones utilizadas, y la función objetivo compuesta por la suma de los costos de inversión (costo de capital y depreciación de las instalaciones) y los costos de operación (principalmente dado por los costos combustibles y las pérdidas, mantención y personal). En este caso, la función objetivo a optimizar es:

$$\text{Min } \{C_{Inversion} + \bar{C}_{Operacion}\} \quad (1.1)$$

sujeta a las restricciones técnicas y económicas pertinentes y, adicionalmente, un criterio de seguridad de servicio preestablecido (por ejemplo, $S \geq S^0$).

Esquemáticamente, la solución a este problema puede ser apreciada en la figura (1.1). En ella se presenta la curva del costo total, que equivale a la suma de los costos señalados anteriormente.

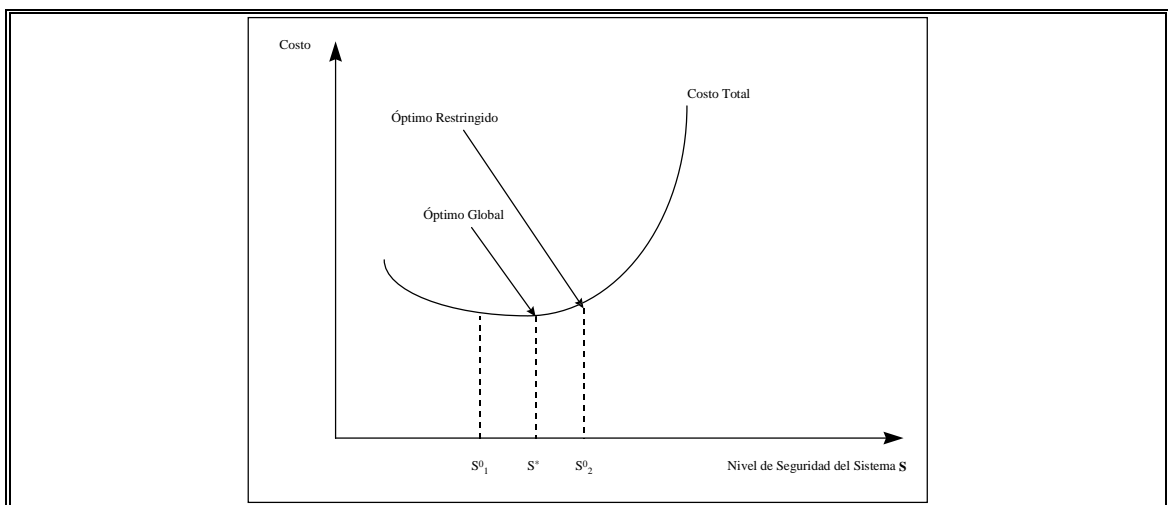


Figura 1.1: Costo Total del Sistema

A objeto de evitar la arbitrariedad inherente a la elección anticipada de un criterio de seguridad, como ocurre con la optimización técnica, una segunda posibilidad es la de efectuar una minimización de los costos de inversión, los costos esperados de operación y los costos esperados de falla (incurridos por concepto de energía no suministrada) de manera irrestricta, es decir, esperando que el modelo arroje el nivel de seguridad óptimo para el sistema, que permita dimensionar inversiones “razonables” sin causar un perjuicio “excesivo” a los clientes del sistema, perjuicio que es evaluado tratando de representar, en promedio, las consecuencias del no abastecimiento de la demanda. Este enfoque se relaciona más con un criterio de optimización económica. La función objetivo en este caso corresponde a:

$$\text{Min } \{ C_{\text{Inversion}} + \bar{C}_{\text{Operacion}} + \bar{C}_{\text{Falla}} \} \quad (1.2)$$

sujeta a las restricciones técnicas y económicas pertinentes, donde el nivel de seguridad del sistema no se establece de antemano, sino que es resultado del proceso de optimización.

Como ya se mencionó, desde el punto de vista matemático, este caso corresponde a una optimización libre (o no restringida) en cuanto a índices de confiabilidad. La ventaja obvia que aparece es que el método conduce por si mismo a un óptimo económico global, sin la necesidad de definir ex-ante valores para los niveles de confiabilidad del sistema. Su desventaja principal es la necesidad de manejar un costo de falla externo, que es muy difícil de estimar, sobretodo cuando se debe considerar interrupciones de servicio de carácter prolongado.

En el caso de una optimización global, la minimización de costos entrega un costo total mínimo, asociado a un nivel de seguridad del sistema S^* , que corresponde al nivel óptimo.

Por otra parte, al establecer un nivel de seguridad mínimo S^0 , pueden distinguirse dos situaciones respecto de su elección. La primera de ellas corresponde a la fijación de un nivel de seguridad S_1^0 inferior al óptimo S^* , restricción que no involucra inconveniente alguno, puesto que se obtiene la misma solución que al no restringir el problema a través de un criterio de seguridad. Sin embargo, al escoger un nivel S_2^0 superior al óptimo, el planificador obtendrá una solución de mayor costo

total que la anterior, por lo que el sistema, como conjunto, estará asumiendo costos mayores que los necesarios. Debido a que el planificador desconoce el óptimo con anterioridad a la resolución del problema, en ocasiones se puede cometer el error de forzar al sistema a tener un nivel de seguridad no adecuado, definido ex-ante, para su operación eficiente.

Gráficamente la situación es similar a la indicada en la figura (1.1). La diferencia radica en que, en este caso, el costo total debe incluir explícitamente el costo asociado al no suministro (costo de falla).

1.2 Descomposición Funcional

Dada la importancia que cobra entonces el análisis de la confiabilidad del sistema en la orientación de una adecuada planificación del mismo, se han desarrollado diferentes variantes de análisis, dependiendo del nivel de detalle que se requiera modelar y de los objetivos de aquel. Estas distintas alternativas son los análisis que, efectuando simplificaciones en la modelación y operación de un sistema real, consideran sólo ciertos niveles de este último, los llamados niveles jerárquicos de un sistema eléctrico, que no son otra cosa que combinaciones entre las partes funcionales (generación, transmisión y distribución) del mismo ([Bill88], [Alla89] y [Pere92]). Se puede mencionar de acuerdo a lo anterior tres niveles de estudio: el nivel jerárquico I (generación), el nivel II (generación-transmisión) y el nivel III (generación-transmisión-distribución). Tal desagregación se describe en la figura (1.2).

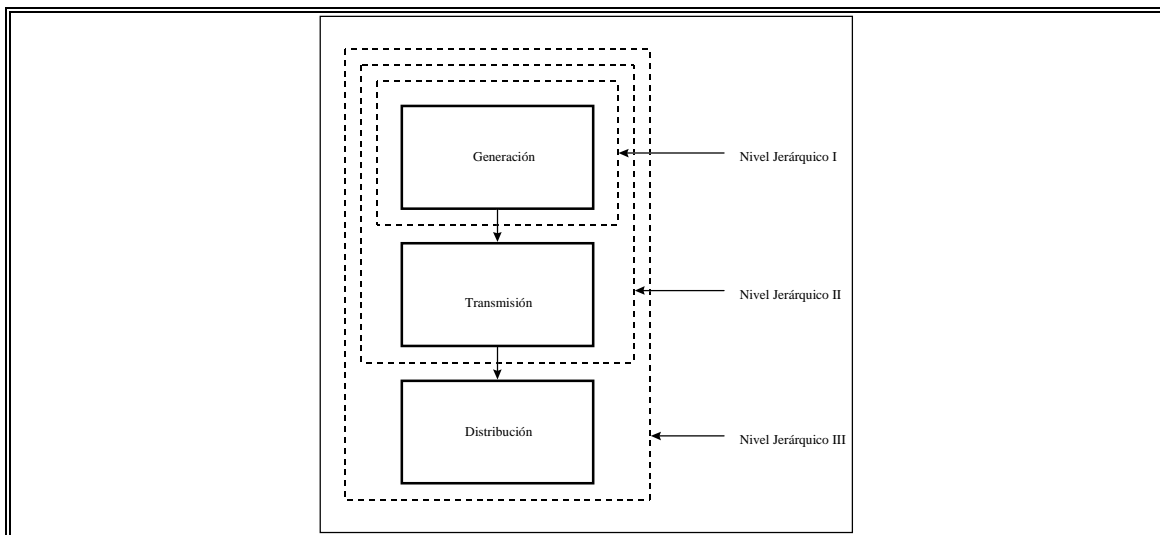


Figura 1.2: Niveles Jerárquicos de un Sistema

1.2.1 Nivel Jerárquico I: Sistema de Generación

En este caso, el supuesto fundamental es que sólo fallan las unidades del parque generador, que son aquellas instalaciones representadas más cercanamente a la realidad. Adicionalmente, se considera una red transmisión de capacidad ilimitada. En consecuencia, no existiendo indisponibilidad ni restricciones de transmisión en la red de transporte, el problema es equivalente a considerar un despacho de la generación disponible de carácter uninodal, es decir, concentrada en un nodo único, de la misma manera que la carga. Por lo anterior, el principal esfuerzo orientado a la resolución de este problema está concentrado en la modelación del sistema de generación, en cuanto a costos y disponibilidad principalmente, y en la adecuada previsión de la demanda futura.

1.2.2 Nivel Jerárquico II: Sistema de Generación-Transmisión

Este nivel de análisis corresponde a una extensión del método anterior. En esta situación, además de considerar el parque generador, se modela de manera más realista la red de transporte existente, asignándole tasas de falla y reparación y capacidades de transmisión de potencia. En tales condiciones la demanda puede ser

distribuida espacialmente entre los distintos nodos del sistema, no siendo necesario mantenerla agregada en un nodo único.

Debido al aumento en la complejidad y dimensionalidad del problema, se requieren herramientas de análisis más poderosas que las necesarias para efectuar el estudio en un nivel jerárquico I, tanto en hardware como en software.

1.2.3 Nivel Jerárquico III: Sistema de Generación-Transmisión-Distribución

El análisis conjunto de las tres zonas funcionales que constituyen un sistema eléctrico es un tanto dificultoso, fundamentalmente como consecuencia de la excesiva complejidad inherente al problema, dada la interrelación existente entre las diversas componentes del mismo. No obstante lo anterior, la característica de radialidad en la explotación que se encuentra en la mayoría de las redes ubicadas aguas abajo de la transmisión, es decir, en la distribución, posibilita la utilización de técnicas de análisis más eficientes, que desacoplan los sistemas de generación-transmisión y distribución ([Pere92]).

1.2.4 Otras posibilidades de Análisis

a) Análisis en Redes de Distribución

Como se decía anteriormente, a consecuencia de los criterios de operación imperantes en las redes de distribución (es decir, su radialidad) existe la posibilidad de realizar el análisis de manera independiente entre las distintas áreas de distribución. Este enfoque reduce apreciablemente el esfuerzo computacional, puesto que la dimensionalidad del problema es disminuida de manera importante. Basta con representar el sistema de generación-transmisión a grandes rasgos, y concentrar el detalle en las redes e instalaciones de menor tensión.

b) Análisis Localizado

En ocasiones es necesario realizar estudios sobre instalaciones específicas más que sobre el sistema completo. Por ello, en tales circunstancias es factible modelar detalladamente el sector de interés y de manera menos acabada el

resto del sistema. Estos estudios son típicos en la obtención de resultados acerca del comportamiento particular de áreas localizadas en los sistemas de potencia.

1.3 Adecuación y Seguridad en Confiabilidad

La confiabilidad, para efectos de análisis, puede ser dividida en dos aspectos fundamentales: adecuación y seguridad ([Bill88] y [Alla89]).

La adecuación o suficiencia del sistema está relacionada a condiciones estáticas del mismo, esto es, a la existencia de instalaciones suficientes para abastecer la demanda de los consumidores, tanto en la generación como en la transmisión de energía y potencia, respetando las restricciones de operación del sistema y sin considerar perturbaciones en él. Por lo anterior, la adecuación es una medida del comportamiento medio del sistema. Aunque existe cierta controversia al respecto, [Pere90] establece que dicha medida es aplicable sólo a las dos primeras escalas de tiempo señaladas en el subcapítulo siguiente, es decir, a la planificación de largo plazo y a la planificación de la explotación.

Por otra parte, la seguridad o robustez del sistema se refiere a la capacidad de éste para responder frente a eventuales perturbaciones registradas en el mismo, en unidades de generación y líneas de transmisión, es decir, atendiendo a condiciones dinámicas del sistema. La seguridad corresponde por tanto a una medida instantánea de la vulnerabilidad o invulnerabilidad del mismo frente a cambios repentinos y se aplica, según [Pere90], a la tercera escala de tiempo señalada en el subcapítulo siguiente, esto es, a la explotación en tiempo real.

1.4 Escalas de Tiempo en el Análisis de Confiabilidad

Los estudios de confiabilidad tienen ciertas variantes, que se relacionan estrechamente con el objetivo de los mismos y los horizontes de análisis considerados. Dichas diferencias aparecen en lo que se refiere a las variables que resultan relevantes en cada caso y que, por consiguiente, requieren de una modelación más fina.

En general, a través del tiempo se han considerado tres escalas de tiempo principales. Ellas están asociadas a tareas que se desarrollan en los sistemas

eléctricos de potencia: planificación de largo plazo, planificación de la explotación y explotación en tiempo real.

1.4.1 Planificación de Largo Plazo

El análisis efectuado en este caso es realizado considerando un horizonte típico de 5 a 25 años. Por tal razón existe una incertidumbre importante asociada a la demanda prevista y a los costos de inversión y operación correspondientes al sistema. El objetivo fundamental de estos estudios es establecer de manera gruesa el tipo, dimensión e instante de puesta en servicio de un cierto equipo o instalación y, adicionalmente, la obtención de valores esperados de índices de confiabilidad que orienten de alguna manera los refuerzos o nuevas instalaciones a objeto de considerar restricciones de seguridad de servicio impuestas al sistema.

1.4.2 Planificación de la Explotación

El horizonte de análisis en este caso se extiende desde horas hasta típicamente un año aunque, ocasionalmente, este límite puede ser ampliado hasta alrededor de 5 años. En esta situación, las instalaciones existentes se suponen conocidas y la decisión se reduce a la determinación de cuáles de esas instalaciones serán las que en definitiva serán utilizadas para abastecer la demanda de los consumidores, respetando por supuesto criterios técnicos (dados fundamentalmente por las restricciones de operación), económicos (minimización de los costos totales) y legales (criterios impuestos al servicio eléctrico a través de estándares mínimos de calidad de servicio) evaluados en términos de la condiciones de explotación previstas por el planificador.

1.4.3 Explotación en Tiempo Real

Corresponde a un análisis en tiempo real, evaluando la reacción de las instalaciones disponibles frente a cambios de demanda y capacidad de generación y topología de las redes del sistema. El objetivo es uno de minimizar el costo total, respetando por supuesto las restricciones técnicas de explotación de las instalaciones y teniendo presente las consideraciones relativas a la seguridad de servicio exigida al sistema compuesto.

1.5 Descripción General de la Metodología

El presente trabajo describe una metodología de análisis de la confiabilidad en sistemas compuestos de generación-transmisión, es decir, nivel jerárquico II, en donde se modela tanto la capacidad de generación como las capacidades de transmisión del sistema, considerando las distribuciones espaciales de las cargas conectadas.

En el contexto de los sistemas de nivel jerárquico II la inversión se circunscribe a las unidades de generación, las redes de transmisión y los equipos de transformación, tanto de subida como de bajada. Los aquí denominados costos de operación corresponden a los costos incurridos por concepto de pérdidas de transporte y transformación y al costo de operación y mantenimiento asociado al sistema (en muchas ocasiones estimado como un porcentaje de la inversión) y el costo de falla considera los costos derivados del no suministro de energía y potencia.

1.6 Contenido del Trabajo

En el capítulo II, Métodos de Evaluación de Confiabilidad, se efectúa una descripción general de los métodos de confiabilidad existentes, mostrando cómo, conceptualmente, están constituidas dichas metodologías y revisando los aspectos considerados más relevantes en la modelación. Asimismo se realiza una discusión acerca de las bondades y problemas que presenta cada uno de los métodos descritos.

El capítulo III, Metodología Propuesta, contiene la descripción del método propuesto en cuanto a su estructura general, los aspectos modelados y los supuestos asociados a tal modelación, y un detalle acerca de la formulación matemática del problema. También se encuentra en este capítulo los resultados de la validación de la metodología, frente a tres distintos sistemas de prueba.

El capítulo IV, Resultados, presenta el resultado logrado al utilizar el algoritmo con un sistema real, como lo es el Sistema Interconectado Central (SIC) chileno.

El capítulo V, Conclusiones y Desarrollos Futuros, contiene las conclusiones del trabajo y desarrollos a realizar, los que, en el futuro, podrían

contribuir a una mejora en la modelación y, por lo tanto, en los resultados del problema.

II. MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD

2.1 Modelación en el Espacio de los Estados

En términos simples, evaluar el comportamiento de un sistema en términos de su confiabilidad equivale a calcular el valor esperado de una función de prueba F (función que sirve para “medir” el comportamiento del sistema), de la siguiente manera:

$$E(F) = \sum_{x \in X} F(x) \cdot P(x) \quad (2.1)$$

donde:

\mathbf{x} : vector que representa el estado de cada uno de los componentes del sistema, y por ende, de éste; dicho vector contiene la información necesaria acerca del estado en que se encuentran los generadores, los transformadores y las líneas de transmisión.

\mathbf{X} : espacio de los estados; constituye el conjunto de todos los estados posibles en que se puede encontrar el sistema.

$\mathbf{P}(\mathbf{x})$: probabilidad asociada al estado $x \in X$ del sistema.

$\mathbf{F}(\mathbf{x})$: función de prueba, relacionada al estado analizado del sistema bajo estudio.

$\mathbf{E}(\mathbf{F})$: valor esperado de la función de prueba sobre los estados del sistema analizados.

Conceptualmente, los algoritmos de evaluación de confiabilidad se componen de cuatro etapas bien definidas. Estas cuatro etapas son las necesarias para definir el estado particular del sistema estudiado y determinar su peso relativo frente a otros escenarios y, además, realizar la evaluación misma de la confiabilidad subyacente.

2.1.1 Algoritmo Conceptual

Las etapas que constituyen generalmente un algoritmo de evaluación de confiabilidad de sistemas eléctricos son las siguientes ([Pere92]):

- Selección del estado \mathbf{x} del sistema dentro del set de estados \mathbf{X} (espacio de los estados), es decir, en esta etapa se define el escenario a evaluar en términos de disponibilidad de equipos e instalaciones y la carga a abastecer.
- Cálculo de la función de prueba $\mathbf{F}(\mathbf{x})$ para el estado seleccionado. En esta etapa se efectúa la evaluación del comportamiento del sistema, revisando, bajo las condiciones dadas y las restricciones derivadas de ello, el abastecimiento o desprendimiento de la carga conectada.
- Cálculo de los índices de confiabilidad mediante el recálculo de la esperanza de la función de prueba, $\mathbf{E}(\mathbf{F}(\mathbf{x}))$, que se actualiza iteración a iteración.
- Verificación de las condiciones de término. En caso de no cumplirse éstas, continuar la evaluación.

A continuación se entrega una descripción más detallada de cada una de las mencionadas etapas de un algoritmo genérico.

a) Selección de los Estados del Sistema

En esta etapa del algoritmo es donde se encuentran las mayores diferencias entre las distintas alternativas existentes a la fecha. Dentro de los métodos utilizados para definir el estado del sistema, en el ámbito de la modelación en el espacio de los estados, se encuentran los siguientes:

i) Enumeración de Estados

En términos simples, el proceso de enumeración de estados equivale a determinar por extensión todos los estados en que se puede encontrar el sistema bajo estudio. El inconveniente que surge bajo este enfoque es, evidentemente, la dimensionalidad que adquiere el problema, puesto que la cantidad de estados factibles depende exponencialmente tanto del número de componentes presentes como de la cantidad de estados posibles para cada una de ellas.

Debido a ello, a lo largo del tiempo se han introducido mejoras a este enfoque que, básicamente, consisten en seleccionar tan sólo un subconjunto del set total de estados, mediante la eliminación de otros, en base a criterios tales como, por ejemplo, el análisis de tan sólo los estados más probables o de sólo aquellos estados sin superposición de fallas (es decir, aquellos en que se registran contingencias de menor orden).

ii) Simulación de Monte Carlo No Secuencial

Como alternativa al método de enumeración de estados se encuentra el método de simulación de Monte Carlo no secuencial, donde la diferencia radica en que no se realiza un análisis exhaustivo de todos los estados, sino que éste se efectúa sólo para aquellos que, en base a su distribución de probabilidades, resultan sorteados.

b) Cálculo de la Función de Prueba

En este caso, la función de prueba constituye un indicador de cómo está reaccionando el sistema de generación-transmisión frente a los requerimientos de demanda que imponen los consumidores, situados a nivel de transmisión. Es decir, la función de prueba permite verificar si el sistema responde de manera adecuada al encontrarse en un estado x .

La función de prueba a utilizar depende exclusivamente del índice de confiabilidad a estimar.

En el caso de estimar la probabilidad de pérdida de carga LOLP (Loss of Load Probability) se debe utilizar la siguiente función:

$$F(x) = \begin{cases} 1 & \text{si } x \text{ es un estado con falla} \\ 0 & \text{si } x \text{ es un estado sano} \end{cases} \quad (2.2)$$

Para el cálculo de la esperanza de potencia no suministrada EPNS (Expected Power Not Supplied) la función de prueba adecuada es:

$$F(x) = \begin{cases} \phi & \text{si } x \text{ es un estado con falla} \\ 0 & \text{si } x \text{ es un estado sano} \end{cases} \quad (2.3)$$

donde

ϕ : potencia no suministrada en el escenario asociado al estado del sistema sorteado x .

Al estimar la esperanza de pérdida de carga LOLE (Loss of Load Expectation) y la esperanza de energía no suministrada EENS (Expected Energy Not Supplied) basta con multiplicar los valores esperados de las funciones de prueba anteriores por el período T del estudio, típicamente, un año (8.760 horas). Es decir,

$$\begin{aligned} E(F_{LOLE}) &= T \cdot E(F_{LOLP}) \\ E(F_{EENS}) &= T \cdot E(F_{EPNS}) \end{aligned} \quad (2.4)$$

c) Cálculo de los Índices de Confiabilidad

Como se mencionara anteriormente, evaluar el comportamiento del sistema equivale a calcular el valor esperado de una función de prueba F . No obstante ello, debido a la diferencia existente en el proceso de selección de los estados, surgen dos alternativas de cálculo.

i) Enumeración de Estados

En este caso, la esperanza de la función de prueba se obtiene de acuerdo a la ecuación (2.1).

ii) Simulación de Monte Carlo No Secuencial

En el caso del método de simulación de Monte Carlo no secuencial, la ecuación (2.1) sufre una modificación, puesto que la probabilidad asociada a cada estado es ahora incorporada de manera directa, en el sorteo mismo del escenario a evaluar, a través de la distribución de probabilidades de los estados. Por lo tanto, el cálculo de los índices de confiabilidad se transforma en un proceso iterativo que calcula el valor de la siguiente expresión:

$$E(F) = \frac{1}{NM} \sum_{i=1}^{NM} F(x_i) \quad (2.5)$$

donde:

NM : número de muestreos de estados efectuados.

F(x_i) : valor de la función de prueba para el estado del sistema $x=x_i$.

E(F) : valor esperado de la función de prueba sobre los estados del sistema analizados.

d) Condiciones de Término

En general, es en esta etapa donde se evalúa la calidad del resultado obtenido y se resuelve si se debe continuar o no la simulación. Los criterios son aproximadamente los mismos, aunque surgen algunas pequeñas diferencias.

i) Enumeración de Estados

Si la evaluación es a través de la técnica de enumeración de estados, el proceso se detiene una vez que se ha efectuado el procesamiento de todos ellos. En caso de existir algún criterio de poda para el conjunto de estados a analizar, puede incorporarse una cierta tolerancia en cuanto al nivel de incerteza que envuelve y se permite a la esperanza de la función $F(x)$.

ii) Simulación de Monte Carlo No Secuencial

Si en la evaluación se utiliza la técnica no secuencial de Monte Carlo, el proceso se detiene una vez que se ha cumplido una de las siguientes dos condiciones:

- Evaluación del número máximo de muestreos permitido **NMM**, o
- Si cumpliéndose que $NM \leq NMM$, se alcanza un nivel de incerteza aceptable para la variable F . Este nivel de incerteza puede ser obtenido de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\beta = \frac{\sqrt{V(F)}}{E(F)} \quad (2.6)$$

donde:

β : coeficiente de variación de la variable F, que es una medida de la incerteza de su estimación.

NM : número de muestreos efectuados.

$V(F)$: varianza de la función de prueba.

$E(F)$: valor esperado de la función de prueba.

2.2 Modelación Cronológica

Los algoritmos de evaluación de confiabilidad utilizados en la modelación cronológica del problema de confiabilidad se componen de las mismas cuatro etapas necesarias para la definición del estado y la evaluación de la confiabilidad que los algoritmos utilizados con técnicas no cronológicas.

Debido a la dependencia de la variable tiempo que adquiere el problema en estas condiciones, la función de prueba utilizada debe guardar relación con él y la expresión a evaluar en este caso, difiere de la ecuación (2.1) en la forma como suman los índices (se reemplaza la suma en los estados por la integración en el tiempo) y la variable de acumulación (en este caso, la variable de integración es el tiempo, que reemplaza a la variable de suma que eran los estados). Con tales consideraciones, el comportamiento del sistema queda definido por el siguiente valor esperado:

$$E(F) = \frac{1}{T} \int_0^T F(t) \cdot dt \quad (2.7)$$

donde:

t : instante de tiempo analizado.

T : período de la simulación del estudio, típicamente un año u 8.760 horas.

F(t) : función de prueba, relacionada al estado analizado del sistema bajo estudio, en el instante t.

E(F) : valor esperado de la función de prueba sobre los estados del sistema analizados.

2.2.1 Simulación de Monte Carlo Secuencial

La técnica de simulación de Monte Carlo secuencial se basa en la generación de múltiples cadenas de período T, por ejemplo series anuales, que representan la evolución de la operación del sistema a lo largo del tiempo y que son evaluadas posteriormente a objeto de obtener patrones e índices de respuesta del sistema frente a los distintos requerimientos de sus clientes, considerando adicionalmente sus propias limitaciones e indisponibilidades (mínimos y máximos técnicos, fallas, mantenimientos programados, etc.).

Las etapas de las que se constituye un algoritmo de evaluación de confiabilidad de sistemas eléctricos basado en una simulación de Monte Carlo secuencial, son las siguientes:

- Generación de secuencias de comportamiento anual para el sistema, mediante la aplicación de modelos estocásticos de falla y reparación de componentes.
- Selección del estado x_{ij} del sistema, correspondiente al i-ésimo estado de la j-ésima cadena generada. En esta etapa se define el escenario a evaluar en términos de disponibilidad de equipos e instalaciones y la carga a abastecer. Los valores que pueden tomar los subíndices en este caso son $i=1, \dots, NE_j$, $j=1, \dots, NC$, donde NE_j es el número de estados existentes en la cadena j y NC el número de secuencias generadas.
- Cálculo de la función de prueba **F(t)** para el estado seleccionado. En esta etapa se efectúa la evaluación del comportamiento del sistema, revisando, bajo las condiciones dadas y las restricciones derivadas de ello, el abastecimiento o desprendimiento de la carga conectada.

- Cálculo de los índices de confiabilidad mediante el recálculo de la esperanza de la función de prueba, $E(F(t))$, que se actualiza iteración a iteración.
- Verificación de las condiciones de término. En caso de no cumplirse éstas, continuar la evaluación.

A continuación se entrega una descripción más detallada de cada una de las mencionadas etapas.

a) Generación y Selección de los Estados del Sistema

Para la generación de los estados a simular y evaluar surgen dos alternativas de aplicación del método secuencial. La primera de ellas es la generación de estados de manera síncrona y la segunda de generación de estados asíncrona. En cuanto a la selección de estados, en ambos casos se evalúan los estados generados de manera secuencial, es decir, ordenada en el tiempo.

i) Método de Generación Síncrona

El método de generación síncrona, conocido también como método de tiempo discreto, consiste en el sorteo en un instante t_i del estado de un sistema en el instante $t_{i+1} = t_i + \bullet t$, considerando su valor inicial (valor en $t = t_i$) y las probabilidades de cambio en el intervalo $\bullet t$ dado. Este método lleva la contabilidad de sucesos relevantes en el sistema en pasos de tiempo regulares ([Sing93]), sin dar mayor importancia a los cambios de estado ocurridos en el sistema en instantes intermedios. De acuerdo a lo esquematizado en la figura (2.1), este método evaluaría solamente el sistema en los instantes t_{i-1} , t_i , t_{i+1} y t_{i+2} , regularmente espaciados en el tiempo por un período $\bullet t$, no considerando para el cálculo de los índices los cambios intermedios del sistema.

ii) Método de Generación Asíncrona

El método de generación asíncrona, conocido también como método de suceso discreto ([Sing93]), lleva la contabilidad acerca de cuándo corresponde el siguiente cambio de estado en cada componente, y por lo tanto del sistema, desplazando el momento de análisis a ese instante, en general, con pasos de tiempo muy irregulares. Análogamente, si se considera la situación descrita en la figura

(2.1), el presente método realizaría la evaluación del sistema en los instantes $\tau_{i,2}$, $\tau_{i+1,1}$, $\tau_{i+2,2}$, $\tau_{i+2,3}$ y t_{i+2} , es decir, sólo en aquellos instantes en que se producen cambios en la configuración del sistema bajo estudio, no predeterminándose, como en el caso anterior, cuáles son esos instantes.

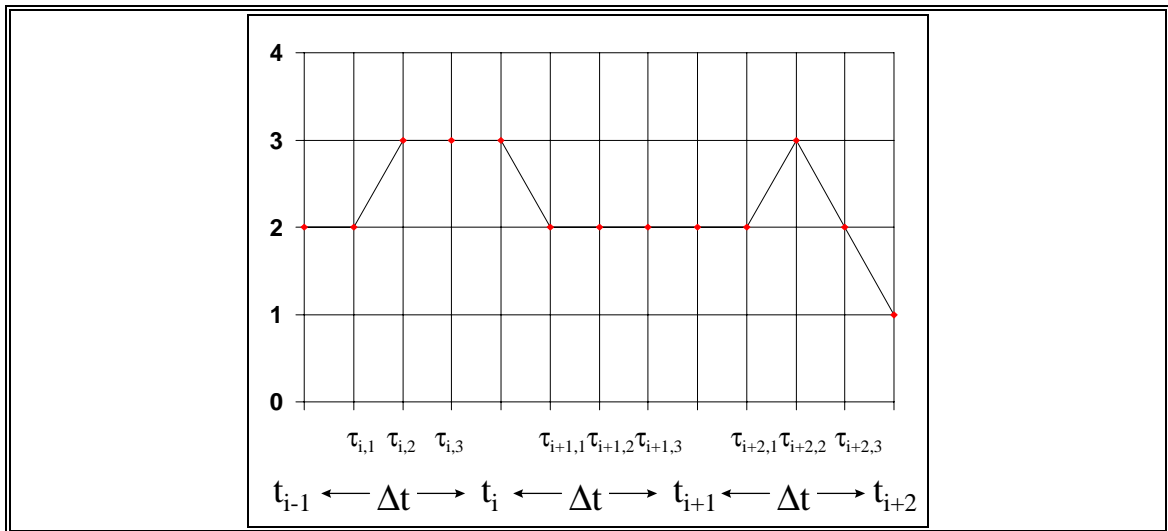


Figura 2.1: Generación de Estados con Método de Monte Carlo Secuencial

En términos generales, la simulación va desplazando su reloj de manera no uniforme desde el instante presente, por ejemplo t_i , hasta el próximo evento, que puede ser la falla de generadores o líneas operativas, la reparación de equipos indisponibles o sencillamente un cambio en la demanda que aprecia el sistema. El instante del próximo evento está determinado por el mínimo de los tiempos de cambio de estado de cada uno de los componentes del sistema, tiempos que deben ser estimados basándose en la distribución de probabilidades asignada tanto al proceso de falla de un componente como al de reparación del mismo.

Para definir el momento, a contar del instante presente, en que un determinado equipo fallará (si éste se encuentra operando) o será reparado (si éste se encuentra indisponible), debe utilizarse la correspondiente distribución de probabilidades de falla o reparación, según corresponda. Sin embargo, generalmente,

la información disponible en cuanto a falla y reparación de equipos está determinada sólo por valores promedio y no como una distribución de probabilidades. Así, el supuesto usual es utilizar una función de distribución de probabilidades exponencial en conjunto con el Tiempo Medio de Disponibilidad MTTF (Mean Time To Failure) en sorteo de fallas y, en el caso de reparación de componentes, junto al Tiempo Medio de Indisponibilidad MTTR (Mean Time To Repair).

Bajo las anteriores consideraciones se efectúa la generación de instancias para la variable aleatoria asociada a la distribución de probabilidades, es decir, se realiza un sorteo para escoger aleatoriamente un número x^* entre 0 y 1, con una distribución uniforme en ese intervalo ($x^* \sim U[0,1]$). Ese número puede ser asignado al valor de la función distribución de probabilidades, lo que permite estimar de manera inequívoca el instante t^* en que la función alcanzará tal valor, y que corresponde al momento en que se producirá un cambio de estado en la componente analizada. El método, descrito en [Gazm93], se conoce como el método de la transformada inversa. Gráficamente, la situación se puede apreciar en la figura (2.2).

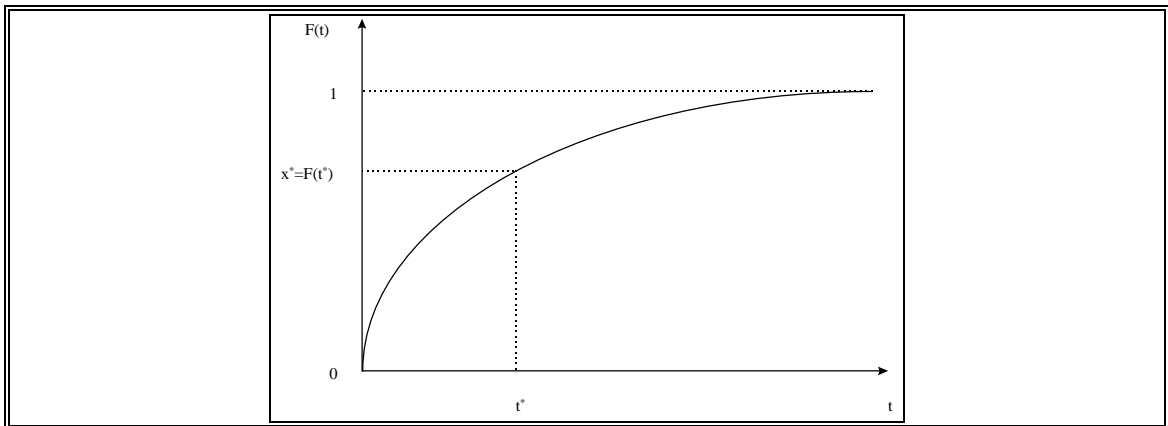


Figura 2.2: Generación de Instancias para los Tiempos entre Eventos

Una vez generada la instancia x_i^* para cada una de las componentes i del sistema, y calculado el tiempo asociado t_i^* , se procede a determinar el mínimo de esos tiempos, que corresponderá al instante en que se produce el cambio en las

condiciones del sistema (cambio de estado). Así, si el instante presente es t , el reloj de la simulación se adelanta hasta $t+\Delta t^*$, donde Δt^* corresponde al mínimo mencionado entre los tiempos de disponibilidad e indisponibilidad, tal como se muestra en la ecuación (2.8).

$$\Delta t^* = \min\{t_{f1}^*, \dots, t_{fnco}^*, t_{r1}^*, \dots, t_{rncno}^*\} \quad (2.8)$$

donde:

Δt^* : tiempo mínimo entre estados, correspondiente al mínimo entre los tiempos de disponibilidad de las componentes operativas y de indisponibilidad de las componentes no operativas.

t_{fj}^* : tiempo de disponibilidad, a partir desde el instante presente t , de la j -ésima componente operativa, con $j=1, \dots, nco$.

t_{rj}^* : tiempo de indisponibilidad, a partir desde el instante presente t , de la j -ésima componente no operativa, con $j=1, \dots, ncno$.

nco : número de componentes operativas del sistema.

ncno : número de componentes no operativas del sistema.

El desconocimiento existente acerca de las distribuciones de probabilidades de los tiempos de disponibilidad e indisponibilidad de componentes ha llevado a los especialistas a utilizar funciones de distribución aproximadas, comúnmente la exponencial. Las funciones densidad $f(t)$ y distribución de probabilidades $F(t)$ de una distribución exponencial de parámetro λ ([Sing89]) se detallan en la ecuación (2.9).

$$\begin{aligned} f(t) &= \lambda \cdot e^{-\lambda \cdot t} \\ F(t) &= \Pr\{\tau \leq t\} = 1 - e^{-\lambda \cdot t} \quad \lambda > 0, t \geq 0 \end{aligned} \quad (2.9)$$

En general, para una variable aleatoria τ que corresponde a la duración de la vida de una cierta componente de un sistema, la tasa de falla $fr(t)$ (failure rate) se define como el cociente entre su función densidad y la diferencia entre 1 y su distribución, es decir, de acuerdo a la ecuación (2.10).

$$fr(t) = \frac{f(t)}{1 - F(t)} \quad (2.10)$$

La función tasa de falla permite la identificación de distribuciones de probabilidades que razonablemente explican el proceso de vida de una cierta componente.

En el caso de la distribución exponencial, la tasa de falla toma el valor constante •. Esto indica que, independiente del instante evaluado, la tasa de falla de la componente es la misma. Esto se relaciona evidentemente con la “pérdida de memoria” que posee la distribución exponencial y que implica que las evaluaciones pueden prescindir de la información relativa al comportamiento pasado de las instalaciones y equipos.

Algunos autores han utilizado otro tipo de funciones, especialmente para los tiempos de indisponibilidad, los que, siendo un poco más rigurosos en el análisis, no quedan bien representados por la función exponencial. Una alternativa es utilizar la distribución de Weibull ([Bill97], [Gazm93] y [Mell95]), cuya función densidad y tasa de falla son las siguientes:

$$\begin{aligned} f(t) &= \frac{\rho}{\alpha^\rho} \cdot t^{(\rho-1)} \cdot e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\rho} \\ fr(t) &= \frac{\rho}{\alpha^\rho} \cdot t^{(\rho-1)} \end{aligned} \quad \alpha, \rho > 0, t \geq 0 \quad (2.11)$$

b) Cálculo de la Función de Prueba

Al igual que en el caso de los métodos no cronológicos de evaluación de confiabilidad, la función de prueba constituye un indicador de cómo reacciona el sistema de generación-transmisión frente a los requerimientos de demanda. La función de prueba permite verificar si el sistema responde de manera adecuada al encontrarse en un instante t, en un estado determinado y en una de las secuencias generadas.

c) Cálculo de los Índices de Confiabilidad

Para evaluar el comportamiento del sistema se debe proceder a efectuar el cálculo del valor esperado de las distintas funciones de prueba F .

Una vez generadas las cadenas de comportamiento del sistema se puede discretizar el problema. Así, la ecuación (2.7) se transforma en la ecuación (2.12). En ella se considera la acumulación tanto en el tiempo como en las cadenas generadas a partir de la simulación realizada.

$$E(F) = \frac{1}{NC} \sum_{j=1}^{NC} \left(\frac{1}{T} \sum_{i=1}^{NE_j} F(x_{ij}) \right) \quad (2.12)$$

donde:

NC : número de cadenas generadas.

NE_j : número de estados en la j-ésima cadena de estados.

T : período del estudio.

F(x_{ij}) : valor de la función de prueba para el i-ésimo estado del sistema en la secuencia j-ésima.

E(F) : valor esperado de la función de prueba.

Como es obvio, la función de prueba a utilizar depende de manera directa del índice de confiabilidad que se desee estimar.

En el caso de estimar la esperanza de pérdida de carga LOLE (Loss of Load Expectation) se debe utilizar la siguiente función:

$$F(x_{ij}) = \begin{cases} D_{ij} & \text{si } x_{ij} \text{ es un estado con falla} \\ 0 & \text{si } x_{ij} \text{ es un estado sano} \end{cases} \quad (2.13)$$

donde:

D_{ij} : duración de la interrupción asociada al sistema en el estado i de la secuencia j .

Para el cálculo de la esperanza de energía no suministrada EENS (Expected Energy Not Supplied) la función de prueba adecuada es:

$$F(x_{ij}) = \begin{cases} \phi_{ij} \cdot D_{ij} & \text{si } x_{ij} \text{ es un estado con falla} \\ 0 & \text{si } x_{ij} \text{ es un estado sano} \end{cases} \quad (2.14)$$

donde:

ϕ_{ij} : profundidad, en potencia, de la interrupción asociada al sistema en el estado i de la secuencia j .

Para estimar la probabilidad de pérdida de carga LOLP (Loss of Load Probability) y la esperanza de potencia no suministrada EPNS (Expected Power Not Supplied) basta con dividir las esperanzas de las funciones de prueba anteriores por el período T del estudio, típicamente, un año (8.760 horas). Es decir,

$$\begin{aligned} E(F_{LOLP}) &= \frac{1}{T} \cdot E(F_{LOLE}) \\ E(F_{EPNS}) &= \frac{1}{T} \cdot E(F_{EENS}) \end{aligned} \quad (2.15)$$

d) Condiciones de Término

Esta etapa corresponde a aquella donde se evalúa la calidad del resultado obtenido y se resuelve si se debe continuar o no la simulación. Los criterios no difieren de los empleados en la simulación no cronológica, midiéndose la calidad de la solución por índices tales como la varianza y el coeficiente de variación.

Al igual que en el caso de la simulación de Monte Carlo no secuencial, el proceso se detiene una vez que se ha cumplido una de las siguientes dos condiciones:

- Evaluación del número máximo de secuencias (o cadenas) permitido NCM, o

- Si cumpliéndose que $NC \leq NCM$, se alcanza un nivel de incerteza aceptable para la variable F. Este nivel de incerteza puede ser obtenido de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\beta = \frac{\sqrt{\frac{V(F)}{N}}}{E(F)} \quad (2.16)$$

donde:

β : coeficiente de variación de la variable F, que es una medida de la incerteza de su estimación.

$N = \sum_{j=1}^{NC} NE_j$: número de muestreos efectuados.

$V(F)$: varianza de la función de prueba.

$E(F)$: valor esperado de la función de prueba.

2.3 Comparación entre la Modelación en el Espacio de los Estados y la Modelación Cronológica

Tanto la enumeración de estados como la simulación no secuencial se basan en la modelación en el espacio de los estados, utilizando condiciones “instantáneas” del sistema para efectuar su evaluación. De esta forma, los aspectos cronológicos relacionados con la operación, como las condiciones de embalsamiento de las aguas y la duración y frecuencia de las interrupciones, son ignorados en los cálculos. Esto ocurre debido a que se requiere conocer la evolución del sistema en el tiempo, a objeto de identificar secuencias temporales de falla en el mismo. Considerando el tiempo directamente dentro de la modelación es posible incorporar también factores externos que influyen sobre el desempeño del sistema en lo que se refiere a su respuesta frente a los requerimientos del consumo, factores tales como, por ejemplo, las políticas de mantenimiento programado de centrales de generación y de líneas de transmisión existentes en el sistema.

En cuanto a los requerimientos computacionales, es evidente que el método de simulación secuencial demanda una mayor cantidad de recursos y esfuerzo computacional que los métodos no cronológicos, tanto por la mayor cantidad de información a manejar como por su más lenta convergencia.

2.4 Metodologías Híbridas de Evaluación de la Confiabilidad

Como se puede deducir de la descripción realizada de los métodos de evaluación basados en el muestreo de estados y aquellos que analizan el problema de manera cronológica, ambos presentan ventajas y desventajas en su aplicación práctica.

Por una parte, el modelo por muestreo de estados es incapaz de efectuar un cálculo considerando la trayectoria temporal del sistema, es decir, de reflejar en algún grado los criterios de explotación de las instalaciones y las condiciones reales de éstas al momento del análisis, condiciones que se derivan directamente de las decisiones tomadas en el pasado. Por ello, desde esta perspectiva no se pueden considerar de manera adecuada variables tales como el agua acumulada en los embalses, las respectivas cuotas de energía que pueden despachar las unidades de generación y la frecuencia y duración de las interrupciones ocurridas en el sistema.

Por otra parte, los modelos cronológicos, si bien permiten realizar despachos de una manera más cercana a la realidad (considerando por ejemplo el estado de los embalses del sistema y restricciones energéticas) y a la vez proveen información acerca de la frecuencia de las interrupciones y sus respectivas duraciones, tienen el inconveniente de requerir un esfuerzo computacional apreciable, tanto por la cantidad de secuencias a generar para lograr resultados de convergencia satisfactoria como por la enorme cantidad de evaluaciones de estados que es necesario realizar. Considerando que la mayoría de los estados corresponden a estados sanos, es decir no contribuyen a los índices de confiabilidad evaluados, surge la posibilidad de aplicar algoritmos de carácter mixto, que combinan las bondades de uno y otro método y que han constituido una solución a algunos de los inconvenientes que se encuentran con los métodos tradicionales.

Un ejemplo de estos algoritmos híbridos (o mixtos) se encuentra en el algoritmo llamado Simulación de Monte Carlo Pseudo-Secuencial, que se describe en mayor detalle en la siguiente sección y en las referencias [Mell94], [Mell95] y [Mell97].

2.4.1 Simulación de Monte Carlo Pseudo-Secuencial

Este algoritmo persigue, manteniendo como características principales la flexibilidad y precisión del método de Monte Carlo en su versión secuencial, reducir el esfuerzo computacional en las evaluaciones del sistema de generación-transmisión. Su motivación está basada en la observación del gran trabajo computacional que significa la evaluación de todos los estados contenidos en las secuencias generadas, hecho que hace despreciable la cantidad de recursos destinados a la construcción de estas últimas.

Lo anterior, junto a la contribución nula que tiene la mayoría de los estados a los índices de desempeño de confiabilidad, indica la necesidad, en pos de la mejora del método en términos de tiempo computacional requerido, de no efectuar el análisis de flujo de potencia para todas las condiciones contenidas en las cadenas de estados.

Como consecuencia de lo anterior, se ha propuesto un algoritmo que realiza la generación de cadenas de estados de manera secuencial, pero que analiza sólo los estados resultantes de un sorteo, esto es, de manera no cronológica. La información de las secuencias es utilizada en aquellos casos en que el estado sorteado, una vez analizado, presenta desabastecimiento en algún punto del sistema. En tal situación se efectúa una simulación temporal combinada hacia adelante (forward) y hacia atrás (backward), a objeto de obtener la duración y la frecuencia de dichas interrupciones.

A nivel conceptual, este método consta de las siguientes ocho etapas ([Mell94], [Mell95] y [Mell97]).

a) Generación de las Secuencias de Estados del Sistema

La construcción de las secuencias de los estados a evaluar se realiza mediante una modalidad de sorteo basada en tiempos entre eventos, es decir, de manera asíncrona. Cada uno de los estados queda definido fundamentalmente por la condición de disponibilidad o indisponibilidad de los equipos e instalaciones y por la demanda total del sistema en cada instante. En esta etapa queda completamente determinado el conjunto que contiene todos los estados generados cronológicamente que serán evaluados posteriormente. Debe tenerse presente que la cantidad de cadenas generadas debe ser coherente con la cantidad necesaria para obtener índices representativos, no sesgados y que respeten las tolerancias especificadas ex-ante para cada uno de ellos.

b) Sorteo de la Secuencia a Evaluar

En este punto se debe realizar un sorteo de la secuencia a evaluar, suponiendo que ellas distribuyen de manera uniforme. Se debe entonces escoger una instancia de la variable aleatoria auxiliar ju , distribuida uniformemente en el intervalo $[0,1]$ ($ju \sim U(0,1)$). De esta forma, la cadena j a analizar es finalmente:

$$j = \begin{cases} \text{int}(ju \cdot NC) & \text{si } \text{int}(ju \cdot NC) \geq 1 \\ NC & \text{si } \text{int}(ju \cdot NC) = 0 \end{cases} \quad (2.17)$$

donde:

int : corresponde a la función “parte entera”.

Alternativamente, es factible utilizar la función:

$$j = \begin{cases} \text{round}(ju \cdot NC) & \text{si } \text{round}(ju \cdot NC) \geq 1 \\ NC & \text{si } \text{round}(ju \cdot NC) = 0 \end{cases} \quad (2.18)$$

donde:

round : corresponde a la función “redondeo”.

c) Sorteo del Instante a Evaluar

Posteriormente se efectúa un sorteo del instante a evaluar dentro de la cadena j -ésima seleccionada anteriormente, suponiendo que el tiempo es una variable aleatoria distribuida uniformemente entre 0 y T , donde T es el período de análisis. Se debe entonces escoger una instancia de la variable aleatoria $tu \sim U(0,1)$, lo que implica que el instante t a analizar es finalmente:

$$t = tu * T \quad (2.19)$$

d) Evaluación del Sistema

Como en el caso de los métodos basados en el muestreo de estados y de aquellos que siguen una simulación cronológica de evaluación de confiabilidad, la función de prueba constituye un indicador directo del comportamiento del sistema frente a cambios en la situación del mismo.

El estado a evaluar es aquel relacionado al instante t en la cadena j , esto es, $x_j(t)$. Si en tales condiciones el sistema no presenta desabastecimiento, entonces se retorna a la etapa de sorteo de una secuencia a evaluar (etapa (b)). En caso contrario, se debe proceder a efectuar el análisis de la subsecuencia fallada, de acuerdo a lo indicado en la etapa (e).

e) Análisis de la Subsecuencia Fallada

Una vez detectado un estado fallado, se debe identificar la subsecuencia de estados fallados a la que pertenece. Para ello se realiza un análisis temporal combinado en dos subetapas.

- Análisis Hacia Atrás (Backward)

En primer término se efectúa un análisis hacia atrás (simulación backward) partiendo desde el estado $x_j(t)$ sorteado, análisis que se detiene al momento de encontrar una transición a un estado completamente sano. La duración de la subsecuencia backward obtenida es D_B .

- Análisis Hacia Adelante (Forward)

En segundo término se realiza un análisis análogo hacia adelante (simulación forward), comenzando desde el estado $x_j(t)$, hasta enfrentar una transición a un estado sano. La duración de la subsecuencia forward calculada corresponde a D_F .

f) Cálculo de la Duración de las Interrupciones

La duración total de la subsecuencia fallada se obtiene mediante la agregación de las duraciones de las interrupciones determinadas en las simulaciones backward y forward. Es decir, el tiempo total de interrupción, D_T , viene dado por la ecuación (2.20).

$$D_T = D_B + D_F \quad (2.20)$$

donde:

D_T : duración total de la interrupción asociada a la subsecuencia de falla que contiene al estado $x_j(t)$ sorteado.

D_B : duración de la interrupción en la subsecuencia anterior al estado $x_j(t)$ (subsecuencia backward).

D_F : duración de la interrupción en la subsecuencia posterior al estado $x_j(t)$ (subsecuencia forward).

g) Cálculo de la Función de Prueba e Índices de Confiabilidad

Las funciones de prueba a utilizar son las mismas que las utilizadas por los otros métodos. Surge, no obstante ello, una modificación para el cálculo de las duraciones de las interrupciones determinadas. La función de prueba en aquellos casos es:

$$F(x(t)) = \begin{cases} D_T & \text{si } x_j(t) \text{ es un estado con falla} \\ 0 & \text{si } x_j(t) \text{ es un estado sano} \end{cases} \quad (2.21)$$

donde:

D_T : duración total de la interrupción asociada a la subsecuencia de falla que contiene al estado $x_j(t)$ sorteado.

En el caso del método de simulación de Monte Carlo pseudo-secuencial, se puede utilizar una expresión similar a la ecuación (2.5), una vez identificada y evaluada la secuencia, dado el carácter no secuencial de muestreo de estados subyacente al método descrito. La expresión adecuada en este caso se puede apreciar en la ecuación (2.22).

$$E(F) = \frac{1}{NM} \sum_{x(t) \in S} F(x(t)) \quad (2.22)$$

donde:

NM : número de muestreos de estados efectuados.

S : set que contiene las diferentes subsecuencias de falla analizadas.

F(x(t)) : valor de la función de prueba para el estado del sistema en el instante t.

E(F) : valor esperado de la función de prueba sobre los estados del sistema analizados.

h) Condiciones de Término

Una vez evaluado el resultado de la iteración se debe decidir si continuar o no la simulación. Los criterios no difieren de los empleados en la simulación no cronológica y cronológica, basándose en índices tales como la varianza y el coeficiente de variación.

El proceso de simulación se detiene una vez que se ha cumplido una de las siguientes dos condiciones:

- Evaluación del número máximo de estados permitido NM , o
- Si cumpliéndose que $N \leq NM$, se alcanza un nivel de incerteza aceptable para la variable F . Este nivel de incerteza puede ser obtenido de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\beta = \frac{\sqrt{\frac{V(F)}{N}}}{E(F)} \quad (2.23)$$

donde:

β : coeficiente de variación de la variable F , que es una medida de la incerteza de su estimación.

N : número de estados muestreados.

$V(F)$: varianza de la función de prueba.

$E(F)$: valor esperado de la función de prueba.

2.5 Convergencia del Método de Simulación de Monte Carlo

Coherentemente con lo expresado en las ecuaciones (2.16) y (2.23), el coeficiente de variación asociado a un estimador queda expresado como el cociente entre la desviación estándar del valor esperado de la variable a estimar y la esperanza de la misma ([Mell94], [Pere89]).

$$\beta = \frac{S(E(F))}{E(F)} \quad (2.24)$$

donde:

β : coeficiente de variación de la variable F , que es una medida de la incerteza de su estimación.

$S(E(F))$: desviación estándar de la esperanza de la función de prueba.

$E(F)$: valor esperado de la función de prueba.

La ecuación anterior puede ser reescrita de la siguiente manera, tal como se indica en la ecuación (2.25).

$$\beta = \frac{\sqrt{V(F)}}{E(F)} \quad (2.25)$$

donde:

N : número de estados muestreados.

V(F) : varianza de la función de prueba.

Así, el número de estados a muestrear N viene dado por la ecuación (2.26), que se obtiene mediante un reordenamiento de la ecuación (2.25):

$$N = \frac{V(F)}{(\beta \cdot E(F))^2} \quad (2.26)$$

En general, la varianza asociada a la variable aleatoria F se puede estimar como:

$$V(F) = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N (F_i - \bar{F})^2 \quad (2.27)$$

ecuación que, desarrollada, se puede expresar equivalentemente como:

$$V(F) = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N F_i^2 - \bar{F}^2 \quad (2.28)$$

donde:

$$\bar{F} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N F_i \quad : \quad \text{valor esperado de la variable aleatoria F.}$$

En el caso particular de la estimación del índice de probabilidad de pérdida de carga LOLP, la varianza de la variable aleatoria F puede ser obtenida de

acuerdo a la ecuación (2.29), dada la equivalencia entre la suma de las instancias de la variable F y la suma de los cuadrados de dichas instancias F_i .

$$V(F) = \bar{F} \cdot (1 - \bar{F}) \quad (2.29)$$

En consecuencia, bajo la consideración anterior, siendo F la variable que mide la probabilidad de pérdida de carga en el sistema, el número mínimo de estados muestreados necesario corresponde a:

$$N = \frac{(1 - \bar{F})}{\beta^2 \cdot \bar{F}} \quad (2.30)$$

A continuación, en la figura (2.3), se muestra una gráfica, paramétrica en el coeficiente de variación (β), entre el número requerido de estados muestreados y el valor esperado de la función F (N vs. LOLP).

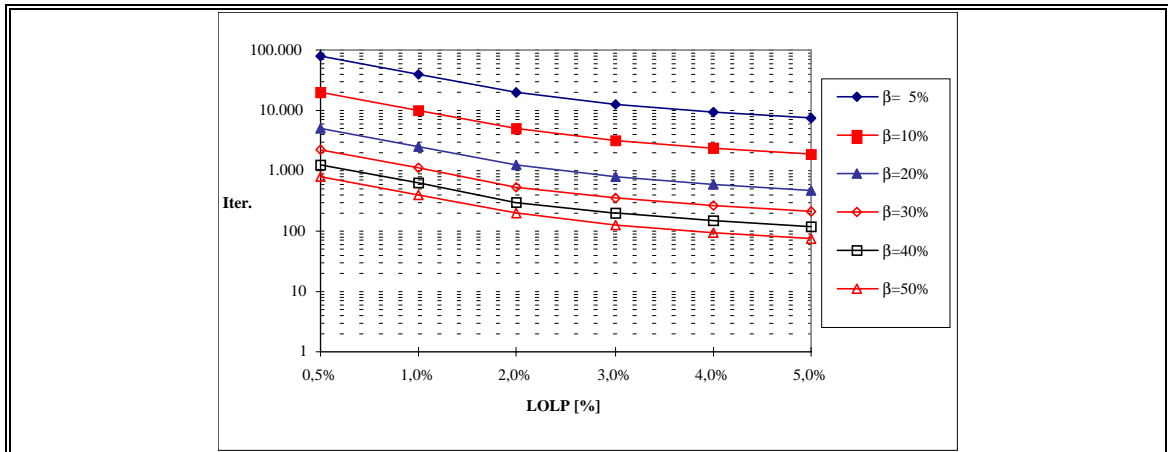


Figura 2.3: Relación entre el Número de Muestreos N y el Índice LOLP a estimar, en función del Coeficiente de Variación β permitido

2.6 Técnicas de Reducción de Varianza

El principal obstáculo que se encuentra en la resolución de un problema de confiabilidad es, excluyendo la recolección de los datos necesarios para definirlo,

la gran cantidad de recursos computacionales requeridos. En orden a solucionar este inconveniente, es evidente que si se desea reducir el esfuerzo computacional empleado en la resolución del problema se debe disminuir la cantidad de estados muestreados y analizados.

En el subcapítulo anterior, a través de la ecuación (2.26), se estableció la relación existente entre el valor del coeficiente de variación asociado a un índice, el número de muestreos realizados, el valor esperado y la varianza de dicho índice. A partir de dicha relación se puede apreciar que para reducir el número de sorteos se puede optar por dos soluciones. La primera de ellas es obviamente aumentar la tolerancia permitida para el coeficiente de variación asociado a los distintos índices de confiabilidad estimados. Sin embargo, dicha solución no parece muy atractiva, puesto que la disminución del esfuerzo computacional va en desmedro de la calidad de la solución, al permitir incertezas relativas mayores. La segunda alternativa factible de utilizar es reducir la varianza del estimador, manteniendo la precisión original establecida para él. Para conseguir dicho objetivo se han desarrollado diferentes técnicas, llamadas técnicas de reducción de varianza ([Gazm93], [Pere89] y [Pere92]), de las cuales se revisan a continuación tres de las más populares: regresión generalizada, importancia del muestreo y variables antitéticas.

2.6.1 Regresión Generalizada

El objetivo de esta técnica es reducir la varianza mediante el reemplazo de la función de prueba F por otra función G , la que debe cumplir con dos condiciones. Por una parte, el valor esperado de G debe ser igual a la esperanza de la función original F y, por otra, la varianza debe ser inferior, tal como se señala en la ecuación (2.31).

$$\begin{aligned} E(G) &= E(F) \\ V(G) &< V(F) \end{aligned} \tag{2.31}$$

Para tales efectos, además de la función F (que es conocida), se utiliza una variable aleatoria K y en función de ambas es posible definir la nueva variable aleatoria G , de acuerdo a la ecuación siguiente:

$$G = F - K + E(K) \quad (2.32)$$

cumpléndose la primera de las condiciones, es decir, la igualdad de las esperanzas. Ello queda demostrado en la ecuación (2.33), que se encuentra a continuación.

$$E(G) = E(F) - E(K) + E(E(K)) = E(F) - E(K) + E(K) = E(F) \quad (2.33)$$

En cuanto a la varianza de las variables aleatorias, la relación existente entre ellas queda de manifiesto en la ecuación (2.34). La varianza de la variable G, en función de las variables F y K, corresponde a:

$$V(G) = V(F) + V(K) - 2 \cdot C(F, K) \quad (2.34)$$

donde:

C(F,K) : covarianza entre las variables aleatorias F y K.

Analizando las componentes de la ecuación anterior, es evidente que para reducir la varianza asociada a la variable aleatoria G se debe escoger una variable K, tal que su covarianza con la función original F, es decir C(F,K), sea lo suficientemente grande (y positiva), de manera de llevar a la varianza de G, V(G), a un valor lo más cercanamente posible a cero. Como consecuencia de lo anterior, la variable aleatoria K escogida no puede ser cualquiera, sino que debe corresponder a una que presente una fuerte correlación positiva con la variable F.

En tales condiciones, la varianza de G puede ser inferior a la de F ($V(G) < V(F)$) y, revisando la ecuación (2.26), dada la relación lineal existente entre la varianza de la función de prueba y el número de muestreos requeridos (manteniendo la incerteza \bullet), se concluye que la reducción del número de estados analizados es proporcional a la reducción lograda en la varianza de la función de prueba.

2.6.2 Muestreo por Importancia de Estados

En este caso, el concepto básico descansa en la alteración de la distribución de probabilidades de la variable aleatoria x (y con ello de F(x)), manteniendo su valor esperado pero reduciendo la varianza.

Considerando la ecuación básica de los análisis de confiabilidad se puede apreciar que el muestreo de los estados se efectúa a partir de la distribución de probabilidades de los estados del sistema, $P(x)$, según se muestra en la ecuación (2.35).

$$E(F) = \sum_{x \in X} F(x) \cdot P(x) \quad (2.35)$$

El objetivo de esta técnica es encontrar otra distribución de probabilidades $\hat{P}(x)$, de forma tal que se reduzca la varianza de una nueva función de prueba $\hat{F}(x)$.

Considérese una cierta distribución de probabilidades $\hat{P}(x)$ por determinar. Así, la nueva función de prueba $\hat{F}(x)$ queda definida en la ecuación (2.36), manteniendo de esta manera la equivalencia expresada en la ecuación (2.35).

$$\hat{F}(x) = \frac{F(x) \cdot P(x)}{\hat{P}(x)} \quad (2.36)$$

El valor esperado de la nueva función de prueba se obtiene de acuerdo a la ecuación (2.37):

$$E(\hat{F}) = \sum_{x \in X} \hat{F}(x) \cdot \hat{P}(x) \quad (2.37)$$

En efecto, es claro que el valor esperado de la función de prueba original y el correspondiente a la nueva función son iguales, debido a que los productos incluidos en las sumas son equivalentes, como consecuencia de la forma en que se ha definido $\hat{F}(x)$. Así,

$$E(\hat{F}) = E(F) \quad (2.38)$$

con lo que se cumple la primera de las condiciones impuestas a $\hat{F}(x)$, es decir, la mantención del valor esperado respecto de la función de prueba F .

Por otra parte, la varianza de la función $F(x)$ viene dada por la ecuación (2.39):

$$V(\hat{F}) = \sum_{x \in X} \left\{ \left(F(x) - E(\hat{F}) \right)^2 \cdot P(x) \right\} \quad (2.39)$$

ecuación que, si se considera la igualdad de las esperanzas, se transforma en:

$$V(\hat{F}) = \sum_{x \in X} \left\{ \left(F(x) - E(F) \right)^2 \cdot P(x) \right\} \quad (2.40)$$

El problema se reduce entonces a determinar cuál es la nueva función de prueba \hat{F} más adecuada, es decir, aquella que posee la varianza mínima y un valor esperado predeterminado. Definir esta función $F(x)$ equivale a definir la nueva distribución de probabilidades $P(x)$ a partir de la cual se realiza el muestreo de estados. A objeto de minimizar la varianza $V(\hat{F})$, se debe escoger una función $F(x)$ tal que:

$$F(x) = E(F) \quad (2.41)$$

o equivalentemente, utilizando adicionalmente la relación expresada en la ecuación (2.36), una distribución de probabilidades en que se verifique que:

$$P(x) = \frac{F(x) \cdot P(x)}{E(F)} \quad (2.42)$$

La expresión anterior indica claramente que la probabilidad $P(x)$ asociada a cada estado debe ser proporcional a la participación relativa de $F(x)$ sobre $E(F)$, es decir, el muestreo se efectúa a partir de una distribución de probabilidades distorsionada (o alterada) que favorece el sorteo de los estados más importantes o relevantes.

2.6.3 Variables Antitéticas

El fundamento de esta técnica se encuentra en la elección semi-aleatoria de los estados a evaluar, mediante la introducción de una correlación negativa entre muestreos sucesivos de la función de prueba F , en lugar de una elección completamente aleatoria de los mencionados estados.

El muestreo de dos estados sucesivos hace intuitiva la necesidad de agrupar estados en pares y definir una nueva variable aleatoria G , por ejemplo, de la manera indicada en la ecuación (2.43).

$$G^i = \frac{F(x_1^i) + F(x_2^i)}{2} \quad (2.43)$$

donde:

x_1^i : (2· i-1)-ésimo muestreo de x .

x_2^i : (2· i)-ésimo muestreo de x .

G^i : i -ésimo cálculo de la función G , que equivale a un promedio de valores sucesivos de la función de prueba.

En virtud de la definición anterior es posible obtener el valor esperado de la función de prueba en términos de los valores de la nueva función de prueba construida. Dicha relación se aprecia en la ecuación (2.44).

$$E(F) = \frac{2}{N} \cdot \sum_{i=1}^{\frac{N}{2}} G^i \quad (2.44)$$

donde:

N : número de muestreos efectuados sobre la variable aleatoria x .

Por otra parte, la varianza de la variable G , $V(G)$, queda definida por la expresión siguiente:

$$V(G) = 2 \cdot V(F) + C(F(x_1), F(x_2)) \quad (2.45)$$

donde:

$C(F(x_1), F(x_2))$: covarianza entre los valores de las función de prueba evaluada en dos muestreos sucesivos de la variable x .

Si la selección de las muestras del estado del sistema es efectuada en forma completamente aleatoria, la covarianza $C(F(x_1), F(x_2))$ será nula, por ser ambos valores “independientes” entre si.

Por lo anterior, para reducir efectivamente el valor de la varianza de la función de prueba, se debe escoger una forma de muestreo de estados que signifique una covarianza negativa entre los valores de la función de prueba así calculados. La idea de la técnica de variables antitéticas es, entonces, sortear pares de valores de la variable aleatoria x , digamos $\{x_1, x_2\}$, que arrojen covarianzas negativas y por lo tanto una reducción en la varianza de la función de prueba. Así, sorteando de manera aleatoria una instancia x_{u_1} de una variable $x_u \sim U(0,1)$, se puede obtener directamente una instancia “opuesta” $x_{u_2} = 1 - x_{u_1}$, que esté correlacionada negativamente con la primera. Por ejemplo, con la idea de efectuar una aplicación práctica de esta técnica, se podría definir la variable aleatoria $x_u \sim U(0,1)$ como la demanda del sistema en términos porcentuales sobre el peak anual considerado. En tales condiciones, el muestreo se realiza apareando estados de niveles de carga altos con escenarios asociados a niveles de carga bajos.

III. METODOLOGÍA PROPUESTA

En el presente trabajo se propone una metodología para la evaluación de la confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia, basada en un método de simulación del tipo Monte Carlo No Secuencial. Los detalles del algoritmo planteado se exponen en este capítulo.

Se incluyen dentro de la modelación aspectos tales como, entre otros, la disponibilidad de las unidades de generación, de las líneas de transmisión y de los transformadores de subida y bajada de tensión, los respectivos procesos de falla y reparación asociados y la determinación de la demanda que enfrenta el sistema en el horizonte de simulación.

Como se mencionara en la sección 2.1.1, las etapas que constituyen un algoritmo de evaluación de confiabilidad de sistemas eléctricos son las señaladas a continuación. La implementación escogida en el modelo desarrollado se indica en cada caso.

En resumen, en cuanto a la selección del estado, el modelo se basa en un método de simulación no secuencial para el sorteo de estados de equipos e instalaciones, los que son supuestos de comportamiento binario. La carga total a abastecer se define de manera horaria, pero para facilitar el procesamiento de la información se supone que la distribución espacial es constante, es decir, que las cargas son conformantes. El análisis de los estados se realiza mediante un flujo en corriente continua (DC), situación que disminuye fuertemente el esfuerzo computacional involucrado.

3.1 Selección de Estados

En la etapa de selección del estado x del sistema, dentro del espacio de estados X , se define el escenario a evaluar. Corresponde aquí determinar el estado de los equipos e instalaciones y la carga a abastecer, lo que permite posteriormente evaluar el desempeño del sistema.

Los algoritmos basados en el método de simulación de Monte Carlo No Secuencial no realizan un análisis exhaustivo de todos los estados, sino que se efectúa sólo un muestreo para aquellos que, en base a su distribución de probabilidades, se sortean.

3.1.1 Estado de los Equipos e Instalaciones

Debido a que el proceso de simulación utilizado está basado en un algoritmo Monte Carlo No Secuencial, el estado de los equipos se define de manera independiente de la historia del sistema. Para determinar la condición en que se encuentra cada unidad en particular, se efectúa la generación de una instancia \mathbf{u}^* correspondiente a una variable aleatoria \mathbf{u} , uniformemente distribuida entre 0 y 1 ($\mathbf{u} \sim U(0,1)$). En la práctica, la instancia \mathbf{u}_k^* (correspondiente al k-ésimo valor de \mathbf{u} calculado) es generada a partir de la instancia \mathbf{z}_k^* , que a su vez se obtiene utilizando un generador de números pseudo-aleatorios congruencial lineal, a partir de \mathbf{z}_{k-1}^* , donde \mathbf{z} es una variable aleatoria uniformemente distribuida entre 0 y m ($\mathbf{z} \sim U(0,m)$).

Se utiliza un método congruencial lineal debido a que éstos son los métodos aritméticos que han resultado ser más eficientes en la generación de secuencias de números aleatorios ([Gazm93]). El algoritmo de generación se detalla en la ecuación (3.1).

$$\begin{aligned} z_k^* &= \text{mod}(a \cdot z_{k-1}^* + c, m) & k = 1, 2, \dots \\ u_k^* &= \frac{z_k^*}{m} \\ z_0^* &= \text{semilla} \end{aligned} \tag{3.1}$$

donde:

mod : corresponde a la función “resto de la división entera”,

\mathbf{z}_k^* : valor de la k-ésima instancia generada de la variable aleatoria $\mathbf{z} \sim U(0,m)$.

\mathbf{z}_0^* : valor inicial de la variable aleatoria $\mathbf{z} \sim U(0,m)$ (semilla de la secuencia pseudo-aleatoria).

u_k^* : valor de la k-ésima instancia generada de la variable aleatoria $u \sim U(0,1)$.

a, c, m : parámetros de la secuencia de generación de números pseudo-aleatorios.

Es claro que los valores que puede tomar la variable z_k^* así definida corresponden a los enteros que se incluyen en el intervalo cerrado entre 0 y $m-1$ ($[0, m-1]$). Por consiguiente, la variable u_k^* sólo puede tomar los valores $0, 1/m, 2/m, \dots, (m-1)/m$, lo que requiere que el número m sea lo suficientemente grande como para realizar un adecuado barrido del intervalo.

Adicionalmente, para que el algoritmo genere una cadena de período completo, se deben cumplir las tres siguientes condiciones:

- los números m y c deben ser primos relativos,
- cualquier número primo q divisor de m debe ser divisor de $(a-1)$, y
- si 4 es divisor de m , entonces 4 debe ser divisor de $(a-1)$.

Considerando el cumplimiento de las condiciones anteriores, tres números que las satisfacen son los siguientes:

$$a=314.159.269, c=453.806.245 \text{ y } m=2.147.483.648 \text{ ([Gazm93])}.$$

Para cada una de las componentes del sistema debe proporcionarse tanto el valor medio del tiempo entre fallas como el valor medio del tiempo de reparación requerido para despejar estas últimas. En base a dichos valores se estima un tasa de salida de servicio forzada (TSFO), que corresponde a la probabilidad de indisponibilidad de dicha componente en el largo plazo, tal como se expresa en la siguiente ecuación (3.2).

$$\begin{aligned} TSFO_{g,i} &= \frac{MTTR_{g,i}}{MTTF_{g,i} + MTTR_{g,i}} & i = 1, \dots, ng \\ TSFO_{l,i} &= \frac{MTTR_{l,i}}{MTTF_{l,i} + MTTR_{l,i}} & i = 1, \dots, nl \\ TSFO_{t,i} &= \frac{MTTR_{t,i}}{MTTF_{t,i} + MTTR_{t,i}} & i = 1, \dots, nt \end{aligned} \quad (3.2)$$

donde:

$\mathbf{TSFO}_{g,i}$: tasa de salida forzada correspondiente a la i -ésima componente de generación del sistema.

$\mathbf{MTTF}_{g,i}$: tiempo medio de disponibilidad asociado a la i -ésima componente de generación.

$\mathbf{MTTR}_{g,i}$: tiempo medio de indisponibilidad asociado a la i -ésima componente de generación.

$\mathbf{TSFO}_{l,i}$: tasa de salida forzada correspondiente a la i -ésima componente de transmisión del sistema.

$\mathbf{MTTF}_{l,i}$: tiempo medio de disponibilidad asociado a la i -ésima componente de transmisión.

$\mathbf{MTTR}_{l,i}$: tiempo medio de indisponibilidad asociado a la i -ésima componente de transmisión.

$\mathbf{TSFO}_{t,i}$: tasa de salida forzada correspondiente a la i -ésima componente de transformación del sistema.

$\mathbf{MTTF}_{t,i}$: tiempo medio de disponibilidad asociado a la i -ésima componente de transformación.

$\mathbf{MTTR}_{t,i}$: tiempo medio de indisponibilidad asociado a la i -ésima componente de transformación.

\mathbf{ng} : número de generadores del sistema.

\mathbf{nl} : número de líneas del sistema.

\mathbf{nt} : número de transformadores del sistema.

Considerando tales valores, el estado de una componente, ya sea una unidad de generación, una línea de transmisión o un transformador de poder, queda determinado en conformidad a la ecuación (3.3).

$$\begin{aligned}
 x_{g,i} &= \begin{cases} 1 & \text{si } u^* > TSFO_{g,i} \\ 0 & \text{si } u^* \leq TSFO_{g,i} \end{cases} & i = 1, \dots, ng \\
 x_{l,i} &= \begin{cases} 1 & \text{si } u^* > TSFO_{l,i} \\ 0 & \text{si } u^* \leq TSFO_{l,i} \end{cases} & i = 1, \dots, nl \\
 x_{t,i} &= \begin{cases} 1 & \text{si } u^* > TSFO_{t,i} \\ 0 & \text{si } u^* \leq TSFO_{t,i} \end{cases} & i = 1, \dots, nt
 \end{aligned} \tag{3.3}$$

donde:

$\mathbf{x}_{g,i}$: estado de la i-ésima componente de generación del sistema.

$\mathbf{x}_{l,i}$: estado de la i-ésima componente de transmisión del sistema.

$\mathbf{x}_{t,i}$: estado de la i-ésima componente de transformación del sistema.

u^* : valor de la instancia generada para la variable aleatoria $u \sim U(0,1)$.

3.1.2 Carga a abastecer

La demanda a la que se ve enfrentado el sistema se puede definir en términos de su valor total y el intervalo en el que se encuentra presente dicha demanda de potencia. Se debe proporcionar adicionalmente un conjunto de valores de distribución porcentual de la demanda total del sistema sobre cada uno de los nodos de carga considerados, porcentaje que se considera constante a lo largo del tiempo, es decir, las cargas nodales se asumen distribuidas de manera conformante. El supuesto se basa en tres motivos: la distribución conformante de cargas significa un menor esfuerzo en términos del procesamiento de la información de demandas, dicha distribución no significa gran distorsión respecto de la distribución real y, por último, existe una importante restricción para la recolección e ingreso de la información relativa a las cargas reales, distribuidas tanto espacial como temporalmente.

Por otra parte, no existe inconveniente para definir la demanda de manera horaria a lo largo de todo el horizonte de análisis, pero manteniendo sí la conformancia de la misma a nivel espacial.

El procedimiento de definición de la demanda del sistema consiste en, básicamente, la generación de una instancia de la misma variable aleatoria $\mathbf{z} \sim U(0, m)$ utilizada para la definición del estado de los equipos e instalaciones del sistema. Una vez definida dicha instancia de \mathbf{z} , se obtiene el valor de la variable aleatoria $\mathbf{u} \sim U(0, 1)$ y, por consiguiente, el instante \mathbf{t}^* de análisis ($\mathbf{t} \sim U(0, 8.760)$), de acuerdo a las expresiones indicadas en la ecuación (3.4).

$$\begin{aligned} z_k^* &= \text{mod}(a \cdot z_{k-1}^* + c, m) & k = 1, 2, \dots \\ u_k^* &= \frac{z_k^*}{m} \\ t_k^* &= u_k^* \cdot 8.760 \end{aligned} \quad (3.4)$$

$$a = 314.159.269, \quad c = 453.806.245, \quad m = 2.147.483.648$$

Definido el tiempo \mathbf{t}^* de análisis se determina cuál es la carga $\mathbf{d}_{\text{sist}}(\mathbf{t}^*)$ que debe abastecer el sistema de generación-transmisión y, posteriormente, la distribución nodal de la demanda, de acuerdo a lo señalado en la ecuación (3.5).

$$d_i(\mathbf{t}^*) = pd_i \cdot d_{\text{sist}}(\mathbf{t}^*) \quad i = 1, \dots, n \quad (3.5)$$

donde:

$\mathbf{d}_{\text{sist}}(\mathbf{t}^*)$: demanda total del sistema en el instante \mathbf{t}^* .

pd_i : porcentaje de la demanda total del sistema que se encuentra conectada al i -ésimo nodo.

$\mathbf{d}_i(\mathbf{t}^*)$: demanda conectada al i -ésimo nodo en el instante \mathbf{t}^* bajo análisis.

n : número de nodos del sistema.

3.2 Evaluación del Sistema y Cálculo de la Función de Prueba $F(\mathbf{x})$

En esta etapa se efectúa la evaluación del comportamiento del sistema en el estado \mathbf{x} revisando, bajo las condiciones dadas y las restricciones derivadas de ello, el abastecimiento o desprendimiento de la carga conectada.

La función de prueba constituye un indicador estático acerca del funcionamiento del sistema de generación-transmisión frente a los requerimientos de demanda que imponen los consumidores, situados a nivel de transmisión. La función de prueba permite verificar si el sistema responde de manera adecuada al encontrarse en el estado \mathbf{x} seleccionado.

3.2.1 Evaluación del Estado \mathbf{x}

Para determinar cómo se comporta el sistema, bajo una cierta condición de disponibilidad de equipos e instalaciones y un cierto nivel de demanda, el modelo propuesto calcula un despacho óptimo para el sistema en términos de minimizar la falla existente en él para las condiciones definidas.

El despacho económico efectuado se basa en un flujo en corriente continua (flujo DC) que, como se mencionara anteriormente, optimiza el nivel de falla del sistema total (en Anexo A se puede encontrar una explicación más detallada acerca del flujo DC). Las variables de estado escogidas para modelar el problema son las potencias generadas por barra, las potencias falladas en cada nodo y los ángulos de cada una de las barras respecto de la barra de referencia. Numerando la barra de referencia como la n -ésima, el ángulo de dicho nodo se constituye en el ángulo de referencia para el sistema, es decir, $\theta_n = 0$. El vector de estado resultante tiene por tanto la siguiente estructura:

$$\mathbf{x}^T = [\theta_1 \ \theta_2 \ \dots \ \theta_{n-1} \ g_1 \ g_2 \ \dots \ g_n \ \phi_1 \ \phi_2 \ \dots \ \phi_n] \quad (3.6)$$

donde:

\mathbf{x} : vector de estado del sistema.

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

g_i : generación total asociada al nodo i.

ϕ_i : falla asociada al nodo i.

La función objetivo a considerar en el planteamiento del problema corresponde a la siguiente expresión:

$$\phi_T = \sum_{i=1}^n \phi_i \quad (3.7)$$

donde:

ϕ_T : falla total registrada en el sistema.

ϕ_i : falla registrada en el i-ésimo nodo del sistema.

En cuanto a las restricciones del problema, existen cinco tipos de restricciones genéricas. En primer término se encuentran las restricciones de operación de las unidades de generación. Es necesario que las inyecciones de potencia al sistema que realizan estas unidades estén dentro de la banda técnica de operación correspondiente. Por lo tanto, la restricción asociada al i-ésimo generador instalado en el sistema se puede expresar de la siguiente forma:

$$gg_i^{\min} \leq gg_i \leq gg_i^{\max} \quad i = 1, \dots, ng \quad (3.8)$$

donde:

gg_i : inyección de potencia al sistema correspondiente al i-ésimo generador.

gg_i^{\max} : máxima inyección de potencia que el i-ésimo generador puede efectuar.

gg_i^{\min} : mínima inyección de potencia que el i-ésimo generador puede efectuar.

ng : número de generadores disponibles en el sistema.

No obstante lo anterior, estas restricciones de operación que se derivan de las condiciones particulares de cada unidad no se representan en la formulación del problema de manera independiente, sino que se incorporan en forma agregada por nudo. Bajo tal consideración se define la variable de estado \mathbf{g} , que representa la generación disponible total conectada a un determinado nodo, relación que queda explicada por la ecuación (3.9).

$$g_i^{min} \leq g_i \leq g_i^{max} \quad i = 1, \dots, n \quad (3.9)$$

donde:

\mathbf{g}_i : inyección de potencia al sistema correspondiente al i -ésimo nodo, resultado del aporte de todos los generadores disponibles conectados al nodo.

$$g_i^{max} = \sum_{j=1}^{ng_i} gg_{j,i}^{max} : \text{máxima inyección de potencia que pueden efectuar los}$$

generadores disponibles conectados al i -ésimo nodo.

$$g_i^{min} = \sum_{j=1}^{ng_i} gg_{j,i}^{min} : \text{mínima inyección de potencia que pueden efectuar los}$$

generadores disponibles conectados al i -ésimo nodo.

ng_i : número de generadores disponibles conectados a la barra i .

En segundo término se encuentran las restricciones asociadas a los desabastecimientos por nodo en el sistema. La falla en cada una de las barras debe mantenerse dentro de un cierto rango, definido por la no negatividad de la variable como mínimo y la demanda total presente en el nodo en cuestión como máximo, en cada instante del horizonte de análisis.

$$0 \leq \phi_i \leq d_i \quad i = 1, \dots, n \quad (3.10)$$

donde:

- ϕ_i : falla registrada en el i-ésimo nodo del sistema.
- d_i : demanda conectada al i-ésimo nodo.
- n : número de nodos existentes en el sistema.

La tercera restricción que se impone al sistema en el proceso de optimización del despacho es la relacionada con las capacidades de transmisión asociadas a las líneas de transporte. El flujo transmitido no puede ser superior a la capacidad técnica máxima de cada línea en particular en ninguno de los sentidos posibles de flujo. La ecuación (3.11) resume las expresiones que representan las restricciones de transmisión que se deben considerar en la modelación.

$$\|f_{ij}\| \leq f_{ij}^{max} \Leftrightarrow -f_{ij}^{max} \leq f_{ij} \leq f_{ij}^{max} \quad \forall ij \in L \quad (3.11)$$

donde:

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

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

L : set de líneas disponibles en el sistema.

Tomando en consideración la modelación de corriente continua utilizada para realizar el flujo de potencia, el flujo por una línea existente entre los nodos i y j puede ser expresado, en función de las variables de estado definidas, como:

$$f_{ij} = \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} \quad (3.12)$$

donde:

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

θ_i, θ_j : ángulos de desfase de las barras i-ésima y j-ésima respecto de la barra de referencia.

x_{ij} : reactancia asociada al tramo que conecta las barras i y j.

Así, la ecuación (3.11) puede ser reescrita finalmente como:

$$-x_{ij} \cdot f_{ij}^{max} \leq \theta_i - \theta_j \leq x_{ij} \cdot f_{ij}^{max} \quad \forall ij \in L \quad (3.13)$$

En cuarto lugar se puede mencionar la restricción que refleja el equilibrio existente en cada nodo entre oferta y demanda de potencia y energía. En cada barra i del sistema la oferta de potencia está constituida por la generación local g_i , las transferencias de potencia provenientes desde el resto del sistema a la barra i ($\sum_{\forall j \neq i} f_{ji}$) y la falla local presente en el mismo nodo (ϕ_i). La demanda, por otra parte, se compone de la carga original (d_i) conectada en la barra más la mitad de las pérdidas correspondientes a los flujos circulantes por las líneas conectadas a la misma barra i-ésima.

$$g_i + \phi_i + \sum_{\forall j \neq i} f_{ji} = d_i + p_i \quad i = 1, \dots, n \quad (3.14)$$

donde:

g_i : inyección de potencia al sistema correspondiente al i-ésimo nodo, resultado del aporte de todos los generados disponibles conectados al nodo.

ϕ_i : falla registrada en el i-ésimo nodo del sistema.

f_{ji} : flujo de potencia a través de la línea que conecta las barras j-ésima e i-ésima del sistema.

d_i : demanda conectada al i-ésimo nodo.

p_i : pérdidas asignadas a la barra i-ésima en el proceso de convergencia de los flujos.

El flujo neto inyectado en la barra i -ésima desde el resto del sistema a través de las redes de transmisión, se puede expresar también de acuerdo a la equivalencia siguiente.

$$\begin{aligned}
\sum_{\forall j \neq i} f_{ji} &= \sum_{\forall j \neq i} \frac{\theta_j - \theta_i}{x_{ji}} = \sum_{\forall j \neq i} (-b_{ji} \cdot (\theta_j - \theta_i)) \\
&\Rightarrow \sum_{\forall j \neq i} f_{ji} = \sum_{\forall j \neq i} (-b_{ji} \cdot \theta_j) + \sum_{\forall j \neq i} (b_{ji} \cdot \theta_i) \\
&\Rightarrow \sum_{\forall j \neq i} f_{ji} = \sum_{\forall j \neq i} (-b_{ji} \cdot \theta_j) + \theta_i \cdot \sum_{\forall j \neq i} b_{ji} \\
&\Rightarrow \sum_{\forall j \neq i} f_{ji} = \sum_{\forall j \neq i} (-B_{ji} \cdot \theta_j) + \theta_i \cdot (-B_{ii}) \\
\therefore \sum_{\forall j \neq i} f_{ji} &= \sum_{\forall j} (-B_{ji} \cdot \theta_j) = \sum_{\forall j} (-B_{ij} \cdot \theta_j)
\end{aligned} \tag{3.15}$$

donde:

\mathbf{b}_{ij} : susceptancia correspondiente a la(s) línea(s) entre las barras i -ésima y j -ésima.

\mathbf{B}_{ij} : elemento de la matriz de susceptancias nodales asociado a las redes que conectan los nodos i -ésimo y j -ésimo del sistema, y que en función de las susceptancias \mathbf{b}_{ij} se puede expresar como:

$$\begin{aligned}
B_{ij} &= b_{ij} \\
B_{ii} &= -\sum_{\forall j \neq i} B_{ij}
\end{aligned} \tag{3.16}$$

Por último, el quinto tipo de restricción que se puede incorporar en el planteamiento del problema es la limitación de los desfases angulares entre cada una de las barras. Dicha restricción está asociada a la operación estable (desde el punto de vista dinámico) del sistema. El ángulo de cada barra debe ser acotado entre un desfase mínimo y uno máximo, de acuerdo a la ecuación (3.17).

$$\theta_i^{\min} \leq \theta_i \leq \theta_i^{\max} \tag{3.17}$$

donde:

θ_i : ángulo de desfase entre la barra i -ésima y la barra de referencia.

θ_i^{\min} : ángulo de desfase mínimo entre la barra i -ésima y la barra de referencia.

θ_i^{\max} : ángulo de desfase máximo entre la barra i -ésima y la barra de referencia.

Finalmente, considerando las ecuaciones anteriores se puede reformular el problema de manera completa y conjunta. El despacho económico a realizar queda determinado al resolver, dentro de un ciclo iterativo destinado a converger las pérdidas de transmisión, el siguiente problema de programación lineal. En él se minimiza la falla global del sistema, sujeto a las restricciones de balance de potencia nodal, capacidades máximas de transmisión por tramo, límites técnicos de las unidades de generación, límites de desabastecimiento y límites de operación en cuanto a desfases entre las distintas barras del sistema. La optimización se detiene cuando la diferencia entre las pérdidas calculadas en dos iteraciones sucesivas es inferior a una tolerancia preestablecida o bien cuando se ha alcanzado el número máximo de iteraciones permitido. La ecuación (3.18) presenta el planteamiento de una iteración del problema en detalle.

$$\begin{aligned}
 & \text{Min } \sum_{i=1}^n \phi_i \\
 & \text{s.a.:} \\
 & g_i + \phi_i - \sum_{j=1}^n B_{ij} \cdot \theta_j = d_i + p_i \quad i = 1, \dots, n \\
 & -x_{ij} \cdot f_{ij}^{\max} \leq \theta_i - \theta_j \leq x_{ij} \cdot f_{ij}^{\max} \quad \forall ij \in L \\
 & g_i^{\min} \leq g_i \leq g_i^{\max} \quad i = 1, \dots, n \\
 & 0 \leq \phi_i \leq d_i \quad i = 1, \dots, n \\
 & \theta_i^{\min} \leq \theta_i \leq \theta_i^{\max} \quad i = 1, \dots, n
 \end{aligned} \tag{3.18}$$

Matricialmente, el mismo problema puede ser reescrito de la siguiente manera, de acuerdo a la expresión (3.19).

$$\begin{aligned} & \text{Min } c^T x \\ & \text{s.a.:} \end{aligned} \tag{3.19}$$

$$\begin{aligned} & A_1 x = b_1 \\ & b_2^{\min} \leq A_2 x \leq b_2^{\max} \\ & x^{\min} \leq x \leq x^{\max} \end{aligned}$$

donde, siendo \mathbf{n} el número de barras del sistema y \mathbf{m} el número de líneas disponibles, se tiene que:

$$A_1 = \begin{cases} A_{1_{i,j}} = B_{ij} & \text{si } \begin{cases} i = 1, \dots, n \\ j = 1, \dots, n-1 \end{cases} \\ A_{1_{i,(n-1)+i}} = 1 & \text{si } i = 1, \dots, n \\ A_{1_{i,(n-1)+j}} = 0 & \text{si } \begin{cases} i = 1, \dots, n \\ j = 1, \dots, n \\ i \neq j \end{cases} \\ A_{1_{i,(2n-1)+i}} = 1 & \text{si } i = 1, \dots, n \\ A_{1_{i,(2n-1)+j}} = 0 & \text{si } \begin{cases} i = 1, \dots, n \\ j = 1, \dots, n \\ i \neq j \end{cases} \end{cases}$$

$$A_2 = \begin{cases} \begin{cases} A_{2_{k,i}} = 1 \\ A_{2_{k,j}} = -1 \end{cases} & \text{si } \begin{cases} k = 1, \dots, m \\ i = 1, \dots, n-1 \\ j = 1, \dots, n-1 \end{cases} \\ & \text{linea } k \text{ conecta barras } i \text{ y } j \\ \\ \begin{cases} A_{2_{k,i}} = 0 \\ A_{2_{k,j}} = 0 \end{cases} & \text{si } \begin{cases} k = 1, \dots, m \\ i = 1, \dots, n-1 \\ j = 1, \dots, n-1 \end{cases} \\ & \text{linea } k \text{ no conecta barras } i \text{ y } j \\ \\ \begin{cases} A_{2_{m+k,i}} = -1 \\ A_{2_{m+k,j}} = 1 \end{cases} & \text{si } \begin{cases} k = 1, \dots, m \\ i = 1, \dots, n-1 \\ j = 1, \dots, n-1 \end{cases} \\ & \text{linea } k \text{ conecta barras } i \text{ y } j \\ \\ \begin{cases} A_{2_{m+k,i}} = 0 \\ A_{2_{m+k,j}} = 0 \end{cases} & \text{si } \begin{cases} k = 1, \dots, m \\ i = 1, \dots, n-1 \\ j = 1, \dots, n-1 \end{cases} \\ & \text{linea } k \text{ no conecta barras } i \text{ y } j \\ \\ \begin{cases} A_{2_{k,(n-1)+i}} = 0 \\ A_{2_{m+k,(n-1)+i}} = 0 \end{cases} & \text{si } \begin{cases} k = 1, \dots, m \\ i = 1, \dots, 2 \cdot n \end{cases} \end{cases}$$

$$\boxed{b_{1_i}} = d_i + p_i \quad i = 1, \dots, n$$

$$b_2^{\min} = \begin{cases} b_{2_k}^{\min} = -x_{ij} \cdot f_{ij}^{\max} & \text{si } \begin{cases} k = 1, \dots, m \\ \text{linea } k \text{ conecta barras } i \text{ y } j \end{cases} \\ b_{2_{m+k}}^{\min} = -x_{ij} \cdot f_{ij}^{\max} & \text{si } \begin{cases} k = 1, \dots, m \\ \text{linea } k \text{ conecta barras } i \text{ y } j \end{cases} \end{cases}$$

$$b_2^{\max} = \begin{cases} b_{2_k}^{\max} = x_{ij} \cdot f_{ij}^{\max} & \text{si } \begin{cases} k = 1, \dots, m \\ \text{linea } k \text{ conecta barras } i \text{ y } j \end{cases} \\ b_{2_{m+k}}^{\max} = x_{ij} \cdot f_{ij}^{\max} & \text{si } \begin{cases} k = 1, \dots, m \\ \text{linea } k \text{ conecta barras } i \text{ y } j \end{cases} \end{cases}$$

$$\boxed{x_i} = \begin{cases} \theta_i & \text{si } i = 1, \dots, n-1 \\ g_{i-(n-1)} & \text{si } i = n, \dots, 2 \cdot n-1 \\ \phi_{i-(2 \cdot n-1)} & \text{si } i = 2 \cdot n, \dots, 3 \cdot n-1 \end{cases}$$

$$\boxed{x_i^{min}} = \begin{cases} \theta_i^{min} & si \quad i = 1, \dots, n-1 \\ g_{i-(n-1)}^{min} & si \quad i = n, \dots, 2 \cdot n - 1 \\ \phi_{i-(2 \cdot n-1)}^{min} & si \quad i = 2 \cdot n, \dots, 3 \cdot n - 1 \end{cases}$$

$$\boxed{x_i^{max}} = \begin{cases} \theta_i^{max} & si \quad i = 1, \dots, n-1 \\ g_{i-(n-1)}^{max} & si \quad i = n, \dots, 2 \cdot n - 1 \\ \phi_{i-(2 \cdot n-1)}^{max} & si \quad i = 2 \cdot n, \dots, 3 \cdot n - 1 \end{cases}$$

$$\boxed{c_i} = \begin{cases} 0 & si \quad i = 1, \dots, n-1 \\ 0 & si \quad i = n, \dots, 2 \cdot n - 1 \\ 1 & si \quad i = 2 \cdot n, \dots, 3 \cdot n - 1 \end{cases}$$

3.2.2 Cálculo de la Función de Prueba F(x)

Como se mencionara en la descripción general de los algoritmos de evaluación de confiabilidad de sistemas eléctricos realizada previamente, las funciones de prueba utilizadas dependen directa y exclusivamente de los índices de confiabilidad que se desee estimar.

La probabilidad de pérdida de carga, LOLP (Loss of Load Probability), refleja la probabilidad asociada al evento de desabastecimiento de energía en el sistema. Existe la posibilidad de calcular el índice respecto tanto del sistema total como de cada barra en particular.

La función de prueba a utilizar es conceptualmente la misma, radicando la diferencia sólo en las variables de interés en cada caso. Mientras en el caso del análisis global interesa saber sólo si existe o no pérdida de carga en algún punto del sistema, en el análisis por barra la información relevante es en cuál(es) barra(s) se produce el desabastecimiento. Por consiguiente, se definen dos funciones de prueba: la primera ($F_{LOLP, \text{sis}, k}(\phi_T)$) asociada al sistema global, dependiente de la falla total (que equivale a la suma de las fallas por barra) y la segunda ($F_{LOLP, i, k}(\phi_i)$) asociada a cada barra i de la red. Ambas funciones se describen en (3.20), en particular para la k -ésima configuración sorteada para el sistema (k -ésima condición).

$$\begin{aligned}
 F_{LOLP,sist,k}(\phi_T) &= \begin{cases} 1 & \text{si } \phi_{T,k} > 0 \\ 0 & \text{si } \phi_{T,k} = 0 \end{cases} \\
 F_{LOLP,i,k}(\phi_i) &= \begin{cases} 1 & \text{si } \phi_{i,k} > 0 \\ 0 & \text{si } \phi_{i,k} = 0 \end{cases} \quad i = 1, \dots, n
 \end{aligned} \tag{3.20}$$

La potencia no suministrada esperada, EPNS (Expected Power Not Supplied), representa el valor medio, en el largo plazo, de la carga no abastecida por el sistema de generación-transmisión. Cabe también en este caso hacer la distinción entre la función correspondiente al sistema global y la correspondiente a cada barra del mismo.

La función asociada al sistema global, $F_{EPNS,sist,k}(\phi_T)$, considera el valor de falla a nivel del sistema como todo (en el k-ésimo escenario sorteado) y la asociada a cada barra de la red, $F_{EPNS,i,k}(\phi_i)$, utiliza el valor de la falla en el nodo bajo análisis. Las funciones son descritas a continuación, en la ecuación (3.21).

$$\begin{aligned}
 F_{EPNS,sist,k}(\phi_T) &= \phi_{T,k} \\
 F_{EPNS,i,k}(\phi_i) &= \phi_{i,k} \quad i = 1, \dots, n
 \end{aligned} \tag{3.21}$$

Como consecuencia de la no secuencialidad existente en el sorteo y en la evaluación de los estados del sistema, no es posible determinar de manera precisa la porción del tiempo en que existirá desabastecimiento ni, por lo tanto, la energía no suministrada al sistema durante el período en que se desconecta carga. En consideración de ello, al estimar la esperanza de pérdida de carga LOLE (Loss of Load Expectation) y el valor esperado de la energía no suministrada EENS (Expected Energy Not Supplied) se utilizan las funciones de prueba correspondientes a variables relacionadas, dentro de un cierto período específico. Es decir, la estimación del tiempo de interrupción del suministro se obtiene en base a la aplicación de la probabilidad de pérdida de carga al período de análisis T. Similarmente, el cálculo de la energía no suministrada se basa en la potencia media no servida, valor que se utiliza para determinar la energía fallada.

3.3 Cálculo de los Índices de Confiabilidad

El cálculo de los índices de confiabilidad es un proceso que, previa correcta definición de las funciones de prueba, se reduce sólo a la determinación del valor esperado de tales funciones. Debido a que el algoritmo de evaluación de confiabilidad se basa en un modelo no secuencial y, por consiguiente, el sorteo efectuado no considera la evolución temporal del sistema, el valor esperado de cada una de las funciones de prueba corresponde a su respectivo promedio aritmético considerando todos los muestreos efectuados. De esta manera, la probabilidad asociada a cada estado es incorporada directamente en el sorteo del escenario a evaluar, a través de la distribución de probabilidades de los estados. Los índices de confiabilidad se estiman, por lo tanto, de acuerdo a la ecuación (3.22).

$$E(F) = \frac{1}{NM} \sum_{i=1}^{NM} F(x_i) \quad (3.22)$$

donde:

NM : número de muestreos de estados efectuados.

F(x_i) : valor de la función de prueba para el estado del sistema $x=x_i$.

E(F) : valor esperado de la función de prueba sobre los estados del sistema analizados.

La expresión anterior corresponde a una definición genérica para el método de cálculo de tales índices. Las ecuaciones (3.23) y (3.24) muestran, en particular, la forma de determinar el valor de los índices de confiabilidad requeridos. La primera de ellas indica cómo se efectúa el cálculo para obtener el desempeño del sistema completo; la segunda por otra parte, se refiere al desempeño local del sistema, es decir, por barra de conexión.

Entonces, para el sistema global, se tiene en definitiva que:

$$\begin{aligned}
LOLP_{sist} &= \sum_{k=1}^{NM} \frac{F_{LOLP,sist,k}(\phi_T)}{NM} \\
EPNS_{sist} &= \sum_{k=1}^{NM} \frac{F_{EPNS,sist,k}(\phi_T)}{NM} \\
LOLE_{sist} &= LOLP_{sist} \cdot T \\
EENS_{sist} &= EPNS_{sist} \cdot T
\end{aligned} \tag{3.23}$$

Por otra parte, en el análisis específico por barra, los índices de desempeño se obtienen de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
LOLP_i &= \sum_{k=1}^{NM} \frac{F_{LOLP,i,k}(\phi_i)}{NM} & i = 1, \dots, n \\
EPNS_i &= \sum_{k=1}^{NM} \frac{F_{EPNS,i,k}(\phi_i)}{NM} & i = 1, \dots, n \\
LOLE_i &= LOLP_i \cdot T & i = 1, \dots, n \\
EENS_i &= EPNS_i \cdot T & i = 1, \dots, n
\end{aligned} \tag{3.24}$$

3.4 Condiciones de Término

En esta etapa del algoritmo se evalúa la calidad del resultado obtenido y se resuelve si se debe continuar o no la simulación. En este caso, el proceso de simulación se detiene una vez que se ha cumplido una de las siguientes dos condiciones:

- Evaluación del número máximo de muestreos permitido **NMM**, es decir, $NM = NMM$, o bien,
- Si cumpliéndose que $NM \leq NMM$, se alcanza un nivel de incerteza aceptable para la variable aleatoria que corresponde a la función de prueba F . El nivel de incerteza, representado por el coeficiente de variación β , puede ser obtenido de la siguiente manera:

$$\beta = \frac{\sqrt{V(F)}}{E(F)} \tag{3.25}$$

El algoritmo presentado considera, en particular, ambos tipos de condiciones de finalización. Por una parte, no aceptar el análisis de un número de muestreos superior al número máximo de muestreos permitido corresponde a una restricción de carácter único, válida para todo el sistema. Por otra parte, la incerteza máxima permitida es una condición que debe ser aplicada al sistema total y a cada barra en particular, considerando además todos los índices de confiabilidad calculados. En atención a que tales índices no se comportan de manera uniforme, el proceso de convergencia difiere entre ellos, por lo que en este algoritmo se ha dejado la opción de incluir diferentes niveles de incerteza asociados a cada índice. El término por convergencia total de los índices se verifica sólo si todos los índices señalados en (3.26) cumplen simultáneamente las condiciones allí especificadas.

$$\begin{aligned}
 \beta_{LOLP,sist} &\leq \beta_{LOLP,sist}^{max} \\
 \beta_{LOLP,i} &\leq \beta_{LOLP,i}^{max} & i = 1, \dots, n \\
 \beta_{EPNS,sist} &\leq \beta_{EPNS,sist}^{max} \\
 \beta_{EPNS,i} &\leq \beta_{EPNS,i}^{max} & i = 1, \dots, n
 \end{aligned} \tag{3.26}$$

A objeto de describir de manera general los aspectos de modelación inherentes al modelo, se presenta en las secciones siguientes una revisión general de cada uno de dichos aspectos.

3.5 Otros Aspectos Generales de la Modelación

3.5.1 Modelación de los Generadores

Las unidades de generación se han modelado utilizando una representación de dos estados: disponible e indisponible. Dichas unidades se encuentran, por lo tanto, completamente disponibles o bien en condición de absoluta indisponibilidad. Trabajos previos en confiabilidad han empleado tanto la presente como otras alternativas de modelación (por ejemplo, [Alla86], [Bill96] y [Bill88]), entre ellas la del tipo multi-estado, modelación que hace factible contemplar la posibilidad de contar con unidades de reserva en frío, reserva en caliente y de disponibilidad solamente parcial. En la figura (3.1) se indica gráficamente el modelo utilizado para definir el comportamiento de la unidades generadoras, en lo que a

disponibilidad se refiere, modelo que, como se mencionara con anterioridad, corresponde a uno de dos estados.

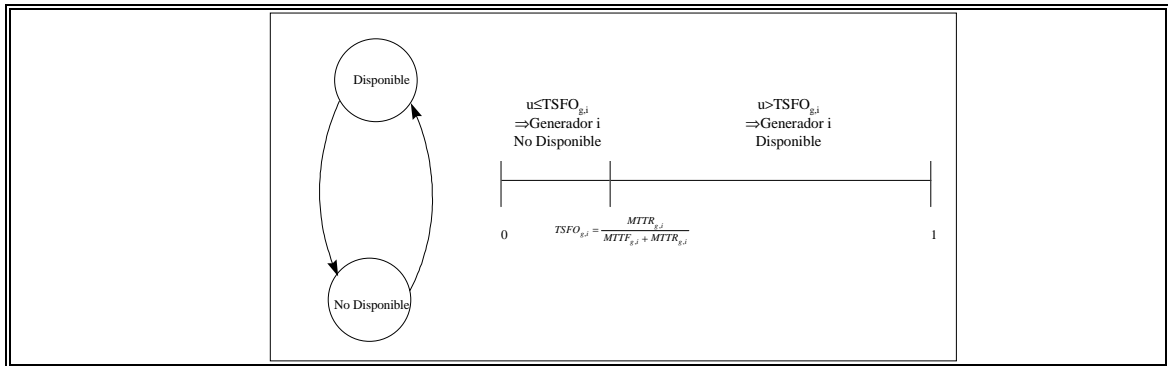


Figura 3.1: Modelo de Unidades de Generación

Además de ingresar los tiempos medios de disponibilidad e indisponibilidad de cada unidad i perteneciente al sistema ($MTTF_{g,i}$ y $MTTR_{g,i}$), parámetros que permiten calcular la tasa de salida forzada asociada ($TSFO_{g,i}$) de acuerdo a la ecuación (3.2), se debe entregar al modelo información adicional. Dicha información dice relación con los límites técnicos de la potencia que puede inyectar cada generador a la red.

El programa ofrece la posibilidad de ingresar valores trimestrales para los límites de generación, lo que hace factible el reconocimiento de las diferentes disponibilidades de agua que tienen tanto las centrales hidráulicas de embalse como aquellas de pasada. Adicionalmente, se puede incorporar también un período de indisponibilidad de cada planta por concepto de mantenimiento programado, período que queda definido por sus instantes de inicio y fin.

3.5.2 Modelación de Líneas y Transformadores

Las instalaciones de transformación y transporte han sido modeladas también utilizando una representación de dos estados (disponible e indisponible), al igual que las unidades generadoras. Los transformadores y los distintos circuitos de

transmisión quedan modelados de acuerdo a la figura (3.2), donde se muestra gráficamente el comportamiento de las instalaciones, en lo que respecta a disponibilidad.

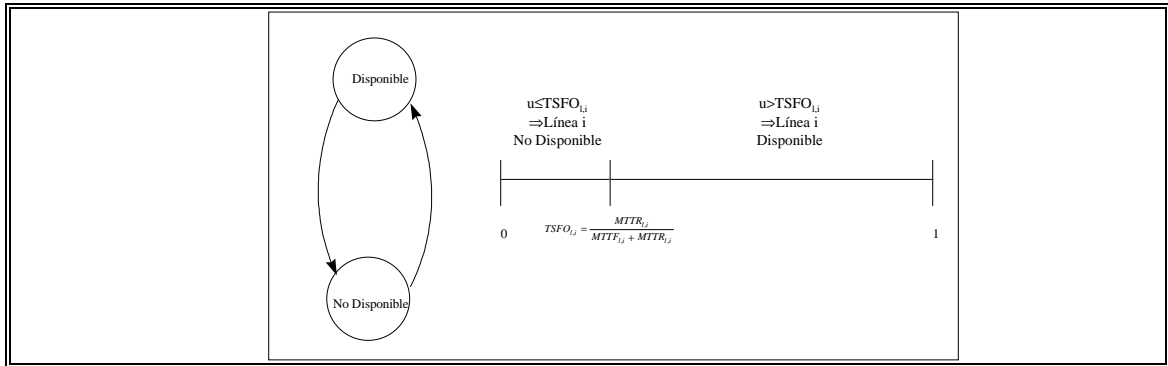


Figura 3.2: Modelo de Instalaciones de Transformación y Transporte

En este caso, se ingresan los tiempos medios de disponibilidad e indisponibilidad de cada unidad i perteneciente al sistema ($MTTF_{t,i}$ y $MTTR_{t,i}$ o $MTTF_{l,i}$ y $MTTR_{l,i}$, según se trate de transformadores o líneas de transmisión), parámetros que permiten calcular la tasa de salida forzada asociada ($TSFO_{t,i}$ o $TSFO_{l,i}$) de acuerdo a la ecuación (3.2).

Adicionalmente, se entrega al programa información acerca de las restricciones de transformación de las unidades transformadoras y de transmisión de las líneas de transporte. De la misma manera, se ingresa la resistencia y la reactancia de las instalaciones, no siendo necesarias las susceptancias y las medidas de compensación reactiva utilizadas, como consecuencia de la modelación escogida para el problema.

3.5.3 Tratamiento de Pérdidas de Transformación y Transporte

Típicamente, cuando no se desea incluir expresiones cuadráticas en el planteamiento de un problema sino que se prefiere incorporar sólo funciones lineales,

aparecen dos opciones para el tratamiento de las pérdidas de transformación y transporte.

Las alternativas que surgen son la linealización de las pérdidas en torno al punto de operación del sistema o bien un cálculo iterativo agregando, iteración a iteración, las pérdidas a la demanda original considerada. El proceso se detiene una vez que las pérdidas obtenidas en dos iteraciones sucesivas difieren en un valor inferior a la tolerancia definida para ello.

La primera de las alternativas corresponde a aproximar las pérdidas de la red, que son una función cuadrática, a una función lineal que depende del punto de operación del sistema. La figura (3.3) muestra gráficamente la situación.

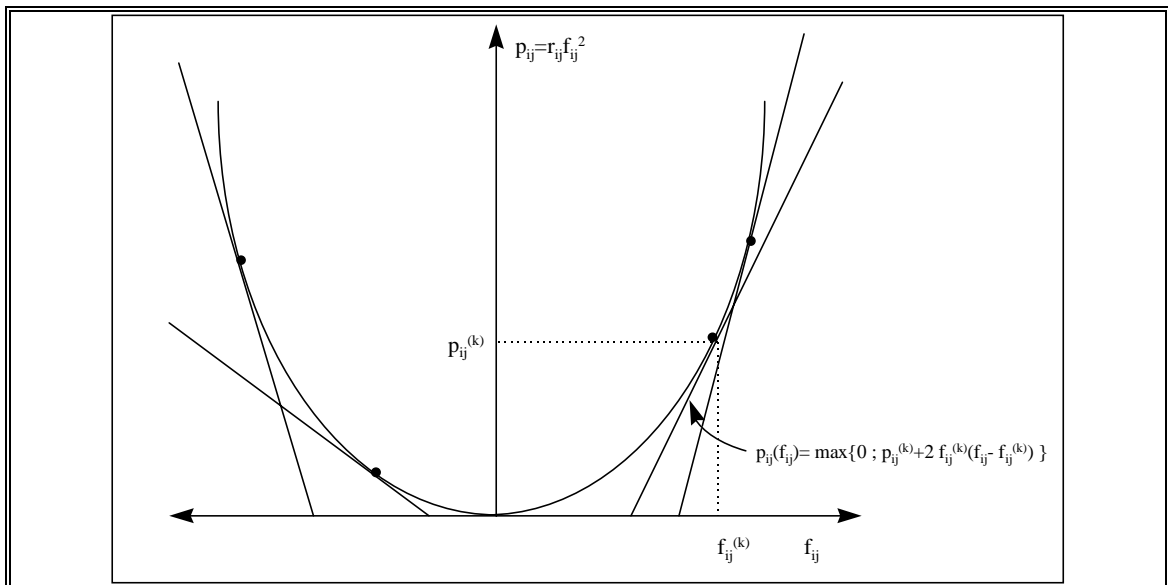


Figura 3.3: Linealización de las Pérdidas de Transformación y Transporte

En ella, la parábola que describen las pérdidas en función del flujo, se transforma en una recta no negativa que, como se puede apreciar en la figura, corresponde a una buena aproximación en la vecindad del punto de operación.

En el presente trabajo se ha escogido la utilización del esquema iterativo, con recálculo de pérdidas hasta lograr la convergencia de las mismas. Una vez determinadas éstas para cada uno de los tramos del sistema de transmisión, las pérdidas son asignadas en partes iguales a cada una de las barras que son conectadas por cada uno de esos tramos. Así, un tramo que se extiende entre las barras i -ésima y j -ésima del sistema, tiene asociadas unas pérdidas de potencia equivalentes a p_{ij} , pérdidas que son, para efectos de determinación de resultados, agregadas en un 50% a la demanda original de la barra i y en un 50% a la demanda original del nodo j -ésimo. La figura (3.4) describe la situación señalada anteriormente.

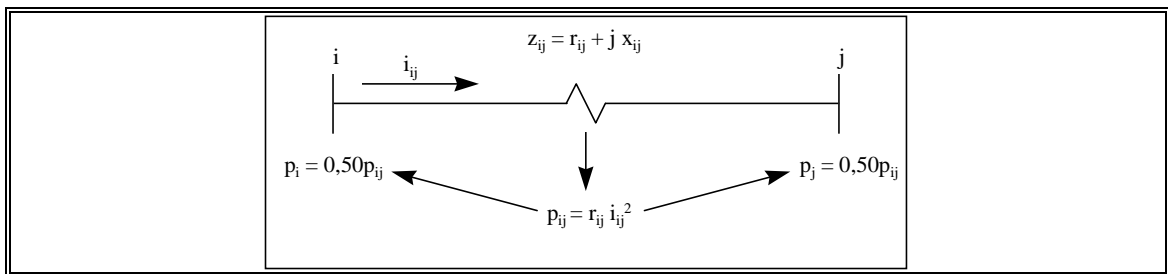


Figura 3.4: Pérdidas en el Sistema de Transmisión y Asignación a los Nodos del Sistema

Si se analiza en particular el caso del i -ésimo nodo del sistema, las pérdidas por concepto de transformación y transporte asignables a dicha barra (p_i) pueden ser obtenidas como la mitad de las pérdidas totales registradas en todas las instalaciones de transformación o transporte que se conectan a ella. La ecuación (3.27) indica tal equivalencia, la que además se encuentra graficada en la figura (3.5).

$$p_i = \frac{1}{2} \cdot \sum_{\forall j \in n_i} r_{ij} \cdot i_{ij}^2 \quad (3.27)$$

donde:

p_i : pérdidas de transformación y transporte asignables al nodo i .

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

i_{ij} : flujo de corriente que circula desde el nodo i-ésimo al nodo j-ésimo.

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

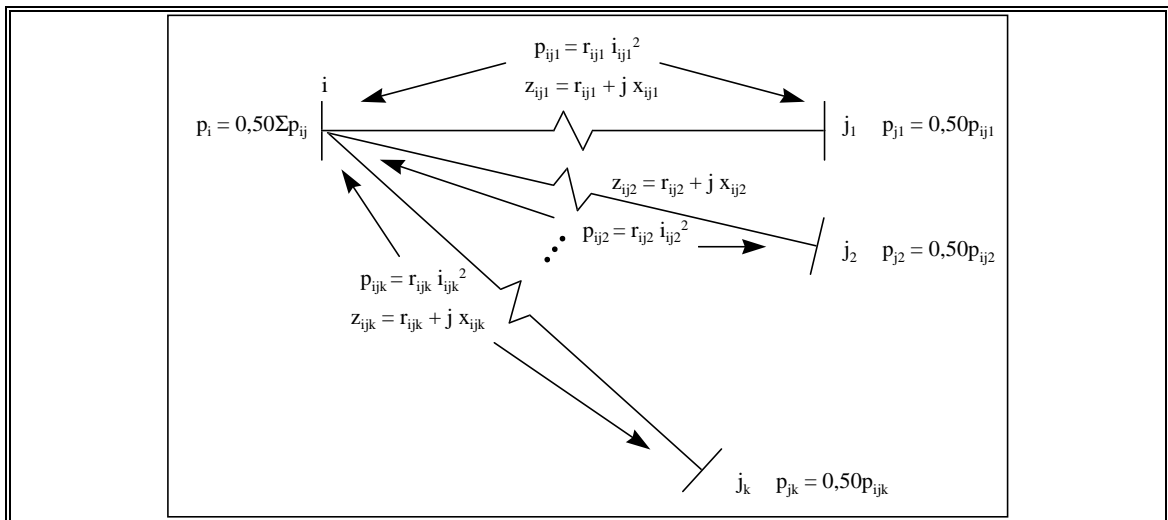


Figura 3.5: Pérdidas en el Sistema de Transmisión Asociadas a la Barra i-ésima

Considerando que el flujo de potencia en el sistema se resuelve mediante un esquema basado en un flujo DC, se supone que el perfil de tensiones se encuentra en el valor 100% en todas las barras y, por consiguiente, la corriente y el flujo circulantes por un tramo son iguales entre si en por unidad. Debido a ello, la ecuación (3.27) puede ser reescrita como sigue:

$$p_i = \frac{1}{2} \cdot \sum_{\forall j \in n_i} r_{ij} \cdot f_{ij}^2 \quad (3.28)$$

donde:

f_{ij} : flujo de potencia que circula desde el nodo i-ésimo al nodo j-ésimo.

Reemplazando en esta última ecuación la ecuación (3.12), las pérdidas de transformación y transporte pueden ser expresadas en función de las variables de estado. Así, la ecuación (3.29) indica la estructura final de la fórmula que permite efectuar el cálculo de pérdidas en el sistema.

$$p_i = \frac{1}{2} \cdot \sum_{\forall j \in n_j} \left(\frac{r_{ij}}{x_{ij}^2} \cdot (\theta_i - \theta_j)^2 \right) \quad (3.29)$$

donde:

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

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

θ_i : ángulo de desfase entre la barra i-ésima y la barra de referencia.

3.6 Repartición Funcional de Índices

Los algoritmos de confiabilidad existentes entregan, típicamente, resultados globales para el comportamiento del sistema, es decir, considerando a este último como un todo. A través del presente trabajo se implementó una metodología que permite cuantificar el real aporte que realiza cada zona funcional (generación y transmisión) a los índices de desempeño globales del sistema, de manera diferente a la propuesta en [Mell95], [Pere89] y [Pere92].

Cuando se evalúa la confiabilidad de un sistema eléctrico, los estados que se vuelven relevantes de analizar son aquellos estados en los que se registra desabastecimiento de carga en algún punto del sistema. Al momento de efectuar el análisis de los resultados y buscar soluciones, el planificador se encuentra normalmente sin información acerca de la incidencia que tienen los distintos tipos de instalaciones en el comportamiento observado en el sistema, dado que en los

sistemas eléctricos reales, en los escenarios con desabastecimiento de carga, pueden existir varias componentes (tanto transformadores y líneas como generadores) simultáneamente indisponibles, ya sea por un mantenimiento programado o por una salida forzada, por lo que no es siempre posible apreciar de manera directa cuál es la incidencia que tiene cada sector en el desempeño global. Tal situación motiva la búsqueda de una desagregación para los índices globales, de manera de explicar separadamente las fallas ocurridas en el período analizado.

Resulta por lo anterior necesario aislar los aportes que realizan las distintas zonas funcionales al índice global, es decir, se debe separar el efecto que tiene tanto la generación como la transmisión sobre las pérdidas de carga ocurridas en el sistema. La pregunta que surge entonces es cómo determinar separadamente dichas contribuciones, cuando en el análisis se observa claramente que existe responsabilidad compartida de ambos sectores en el desabastecimiento de carga que se produce en algunos escenarios.

La solución propuesta para despejar tal incógnita es la evaluación del sistema bajo tres escenarios diferentes, todos asociados a un mismo nivel de carga total y que corresponde al nivel de demanda asociado al instante sorteado.

En efecto, un primer escenario corresponde a la evaluación básica realizada, que consiste en considerar que los equipos e instalaciones se encuentran en el estado que resulta del sorteo (sorteo que se efectúa en realidad a través de la generación de números aleatorios). Asimismo, una vez determinado el instante de análisis es posible conocer directamente la carga total que debe abastecer el sistema. Esto permite determinar cómo se desempeñaría éste al encontrarse bajo tales condiciones de demanda y disponibilidad de instalaciones. A partir de tal evaluación es posible obtener el desempeño real del sistema, representado por el índice F_{GL} .

Con el objetivo de determinar la contribución que tiene el sector generación a los índices de desempeño F_{GL} correspondientes al sistema, en un segundo escenario, se debe realizar el análisis de confiabilidad considerando que el parque generador se encuentra en su estado de operación real (es decir, que las unidades se encuentran en el mismo estado que el definido en la evaluación básica) y que el sistema de transformación y transporte corresponde a uno ideal. Ello, en

términos prácticos, significa suponer que la red de transmisión corresponde a instalaciones que tienen capacidad de transmisión infinita y disponibilidad total, es decir, líneas que no tienen restricciones de transmisión durante el 100% del período, mientras que los generadores siguen un comportamiento que se ajusta a la realidad. Bajo tales condiciones, cualquier efecto que pueda tener el sector transmisión en el desempeño del sistema, en cuanto a confiabilidad se refiere, queda anulado, por lo que los índices resultantes reflejan ciertamente la contribución exclusiva que efectúa el parque generador al no abastecimiento de la demanda, representado mediante los índices F_G . Cabe señalar que el análisis realizado en este caso es equivalente a un análisis de nivel jerárquico I (HLI, sector generación), considerando adicionalmente la realización de un despacho que permita determinar la distribución espacial de la falla.

Por otra parte, para cuantificar la contribución que tiene el sector transmisión en los índices de desempeño globales, el tercer escenario a evaluar es el análisis de confiabilidad que se efectúa considerando un parque generador ideal y un sistema de transformación y transporte como el real (es decir, en las condiciones que resultan sorteadas originalmente). Lo anterior, en la práctica, significa suponer que la red de transmisión corresponde de manera exacta al sistema real de transporte, mientras que los generadores son fuentes de energía ideales, que se encuentran operando el 100% del tiempo. Atendiendo tales consideraciones, cualquier incidencia que pueda tener el sector generación en el desempeño del sistema, en cuanto a confiabilidad se refiere, queda anulado, por lo que, al igual que en el caso anterior, los índices resultantes F_T reflejan la contribución exclusiva que efectúa la zona funcional no modificada, en este caso, la transmisión.

Una vez calculados los índices asociados a cada zona funcional de manera independiente, corresponde determinar sus reales contribuciones a los índices globales del sistema, considerando que F_G y F_T son las estimaciones iniciales para los aportes de los sectores funcionales de generación y transmisión, respectivamente, al índice F_{GL} asociado al sistema. La contribución no explicada por las zonas funcionales que componen el sistema corresponde al aporte que el sistema compuesto efectúa al desempeño global.

La metodología que se propone para asignar las contribuciones finales de cada sector a los índices globales es una asignación, de acuerdo a un criterio que se expondrá posteriormente (en la sección 3.6.2), de la mínima falla funcional entre las dos zonas bajo estudio.

3.6.1 Cooperación entre Agentes

Para entender el concepto que se encuentra tras la proposición anterior, se utilizará una analogía con un juego cooperativo entre dos agentes partícipes de un negocio. Estos agentes obtienen una cierta utilidad U_1^* y U_2^* al actuar de manera individual, esto es, separadamente. Existe, sin embargo, la posibilidad de participar en el negocio de manera conjunta, con lo que se podría obtener una utilidad total U^* , superior a la suma de las utilidades individuales, tal como se muestra en la expresión (3.30).

$$U_1^* + U_2^* < U^* \quad (3.30)$$

La problemática en este caso se reduce a cómo efectuar una repartición justa de las utilidades sobrenormales de la sociedad, de manera de dejar satisfechos a ambos participantes del negocio. La complicación surge puesto que no existe una respuesta única para tal interrogante, debido a que la justicia subyacente a una solución propuesta debe ser evaluada por cada uno de los agentes, análisis que responde más bien a características subjetivas, ya que depende de los propios y personales criterios y expectativas de cada uno de los entes involucrados.

Si se analiza el problema de manera un poco más objetiva, si es que puede realizarse tal análisis, la solución correcta corresponde a cualquier solución que signifique que cada uno de los participantes no disminuya su utilidad. Es decir, asignando una proporción \mathbf{p} de la utilidad sobrenormal al agente 1 y un factor $(\mathbf{1-p})$ al agente 2, la solución para tal factor de repartición \mathbf{p} debe estar en el intervalo cerrado entre 0 y 1 ($[0,1]$). De esta forma, los casos extremos que pueden ocurrir son que uno u otro agente consiga la totalidad del excedente logrado en el juego cooperativo. La ecuación (3.31) indica la utilidad final que logra cada agente participando de la sociedad.

$$\begin{aligned}\bar{U}_1 &= U_1^* + p \cdot (U^* - (U_1^* + U_2^*)) \\ \bar{U}_2 &= U_2^* + (1-p) \cdot (U^* - (U_1^* + U_2^*))\end{aligned} \quad p \in [0,1] \quad (3.31)$$

En términos teóricos, un agente debiera estar dispuesto a participar en la sociedad si aumenta, o al menos mantiene, su utilidad original. En términos prácticos, sin embargo, la decisión no resulta tan simple e inmediata, puesto que existen diversas otras variables, subjetivas por cierto, que no es posible dimensionar y modelar. Un agente no estará dispuesto a cooperar por un premio poco atractivo (no significativo), lo que conduce a un acotamiento más riguroso del intervalo al que puede pertenecer en realidad el factor de asignación p que los agentes estarán dispuestos a aceptar.

Intuitivamente, dos valores para p aparecen como razonables. El agente que obtiene las mayores utilidades en la situación pre-cooperativa, por ejemplo el agente 1 ($U_1^* > U_2^*$), puede proponer una repartición de las utilidades sobrenormales en la misma proporción que la existente en la situación inicial (juego no cooperativo), es decir,

$$p = \frac{U_1^*}{U_1^* + U_2^*} \quad (3.32)$$

con lo que:

$$\begin{aligned}\bar{U}_1 &= U_1^* + \frac{U_1^*}{U_1^* + U_2^*} \cdot (U^* - (U_1^* + U_2^*)) \\ \bar{U}_2 &= U_2^* + \frac{U_2^*}{U_1^* + U_2^*} \cdot (U^* - (U_1^* + U_2^*))\end{aligned} \quad (3.33)$$

No obstante ello, el agente 2, que obtiene las menores utilidades, puede solicitar una asignación igualitaria de las utilidades extraordinarias, es decir, considerando un valor de repartición de acuerdo a la expresión (3.34).

$$p = 0,5 \quad (3.34)$$

De esta forma, las utilidades post-cooperación logradas por ambos participantes son las siguientes:

$$\begin{aligned}\bar{U}_1 &= U_1^* + 0,5 \cdot (U^* - (U_1^* + U_2^*)) \\ \bar{U}_2 &= U_2^* + 0,5 \cdot (U^* - (U_1^* + U_2^*))\end{aligned}\tag{3.35}$$

Una tercera posibilidad utilizable en la repartición de utilidades sobrenormales entre los participantes del negocio, corresponde a la asignación de la utilidades sobrenormales en la forma que resulta de promediar las asignaciones obtenidas luego de aplicar los dos criterios enunciados anteriormente en esta sección, es decir, el valor medio entre los valores indicados en las expresiones (3.32) y (3.34) respectivamente.

3.6.2 Aplicación a la Evaluación de la Confiabilidad en Sistemas Eléctricos

Si se efectúa una analogía entre la situación correspondiente al juego cooperativo descrito en la sección anterior y la relación existente entre los sectores de generación y transmisión, se puede apreciar que los agentes en este último caso corresponden precisamente a los generadores y al ente transmisor, quienes participan de un juego que los obliga a concertarse, es decir, a cooperar, para aumentar las ganancias individuales que ellos perciben (o disminuir sus pérdidas).

Debido a que en este caso la repartición de recursos extraordinarios no corresponde a utilidades positivas sino que a utilidades negativas (es decir, la responsabilidad individual por los perjuicios causados a los clientes), las aspiraciones de cada uno de los agentes sufren una inversión respecto de la situación original planteada. Quien tenga la pérdida mayor aspirará en este caso a una asignación igualitaria, mientras que aquel agente que tenga menor utilidad negativa postulará, probablemente, la repartición proporcional.

Recordando que en los cálculos iniciales se determinó una contribución preliminar (al índice de desempeño F_{GL}) equivalente a F_G y F_T para los agentes generadores y transmisores, respectivamente, corresponde en esta etapa efectuar la desagregación de dichos valores. El procedimiento propuesto, llamado de la Mínima Falla Funcional, es el siguiente:

1. Escoger el mínimo valor, F_{\min} , entre las contribuciones iniciales estimadas. Es decir,

$$F_{min} = \min\{F_G, F_T\} \quad (3.36)$$

2. Las contribuciones individuales definitivas de cada zona funcional, F_G^* y F_T^* , vienen dadas por las siguientes expresiones, resumidas en (3.37).

$$\begin{aligned} F_G^* &= p \cdot \min\{F_G, F_T\} + F_G - \min\{F_G, F_T\} \\ F_T^* &= (1-p) \cdot \min\{F_G, F_T\} + F_T - \min\{F_G, F_T\} \end{aligned} \quad (3.37)$$

3. De esta forma, la contribución al índice global F_{GL} que no es explicada por las zonas funcionales puede ser asignada al sistema compuesto, esto es, a la operación conjunta (interacción) de ambos sectores. Tal contribución, F_C^* , puede ser expresada como:

$$F_C^* = F_{GL} - (F_G^* + F_T^*) \quad (3.38)$$

Cabe señalar que dicha contribución compuesta, F_C^* , puede ser también asignada a su vez a cada zona funcional, utilizando alguno de los criterios de asignación proporcional **p** señalados en este capítulo.

En definitiva, aunque en la herramienta computacional desarrollada se implementaron los tres criterios de asignación mencionados en la sección 3.6.1, los resultados presentados consideran sólo el correspondiente a la asignación igualitaria de la pérdida de carga común a ambas zonas funcionales, es decir, utilizando un valor $p=0,5$.

3.7 Implementación Computacional

A partir del algoritmo propuesto se ha implementado una herramienta computacional cuyas rutinas están programadas principalmente en lenguaje Fortran 77 (aunque también contiene algunas rutinas en lenguaje C), llamada **rhlii**. Esta herramienta permite efectuar estudios de confiabilidad en distintos sistemas eléctricos y obtener a partir de aquellos los índices de desempeño tanto sistémicos como nodales. Adicionalmente, se determinan las contribuciones de las distintas zonas funcionales a cada uno de los índices anteriores.

3.7.1 Descripción del Algoritmo

El algoritmo consta básicamente de cinco rutinas principales, que manejan a su vez el resto de las subrutinas menores que conforman el software.

El primer módulo relevante de la herramienta es aquel que dice relación con el sorteo de las condiciones a las que se enfrenta el sistema en cada simulación efectuada. En esta etapa se define, mediante la generación de secuencias de números pseudo-aleatorios, el instante de análisis (y consecuentemente la demanda total del sistema) y el estado de cada una de las componentes (tanto instalaciones como equipos). Es decir, a partir de la generación de números aleatorios queda definida de manera completa la topología del sistema, la generación disponible y las condiciones de demanda presentes a nivel global y nodal (utilizando el supuesto de distribución conformante de las demandas).

El segundo módulo corresponde a la evaluación básica del sistema, que consiste en efectuar un despacho económico de las unidades de generación disponibles (es decir, aquellas que no se encuentren en condición de salida de servicio forzada ni en mantenimiento programado) en el sistema, respetando las restricciones de transmisión que se derivan de las condiciones reales en las que se encuentra la red de transporte. El objetivo de esta optimización es minimizar la falla total que se percibe en el sistema, proceso que se realiza utilizando el paquete de optimización Minos 5.3, desarrollado en la Stanford University, U.S.A. Una vez realizado el despacho económico, se debe calcular los índices de confiabilidad asociados al sistema real. En caso de determinar la existencia de una falla no nula para el sistema en las condiciones reales determinadas en el sorteo, es necesario ejecutar los módulos tres y cuatro del software. En caso contrario, los módulos tres y cuatro no son necesarios y puede pasarse directamente al quinto.

El módulo tres corresponde al estudio y evaluación del sistema de generación, es decir, manteniendo las condiciones sorteadas para la demanda y el parque generador, pero considerando una red de transporte ideal, es decir, siempre disponible y de capacidad ilimitada. Esto equivale a que en la realización de un estudio de nivel jerárquico II (HLII), para obtener correctamente la contribución de las respectivas zonas funcionales, debe efectuarse paralelamente un estudio de nivel

jerárquico I (HLI) en cada iteración considerada. Al igual que en la evaluación realizada en el módulo 2, se efectúa un despacho económico con el fin de minimizar la pérdida de carga en todo el sistema y posteriormente se evalúan los índices de confiabilidad de generación preliminares.

El módulo cuatro corresponde al estudio y evaluación de la red de transporte y transformación, manteniendo las condiciones sorteadas para la demanda y las líneas transmisoras, pero considerando que las centrales de generación se encuentran siempre disponibles. La evaluación realizada en este módulo corresponde a un despacho económico con el fin de minimizar la pérdida de carga en todo el sistema. Luego de dicha evaluación se obtienen los índices de confiabilidad de transmisión preliminares.

Conocidos los índices de confiabilidad globales y aquellos asociados a la generación y a la transmisión (en carácter de índices preliminares), es factible, mediante el módulo 5 del programa, llegar a establecer las contribuciones reales que realizan las zonas funcionales a los índices de confiabilidad sistémicos y nodales, de acuerdo al procedimiento descrito en la sección 3.6.2.

La figura (3.6) presenta un diagrama de flujo estructurado en función de la operación de la herramienta desarrollada y que indica, de manera general, cuáles son los módulos que la componen y cómo se relacionan entre sí.

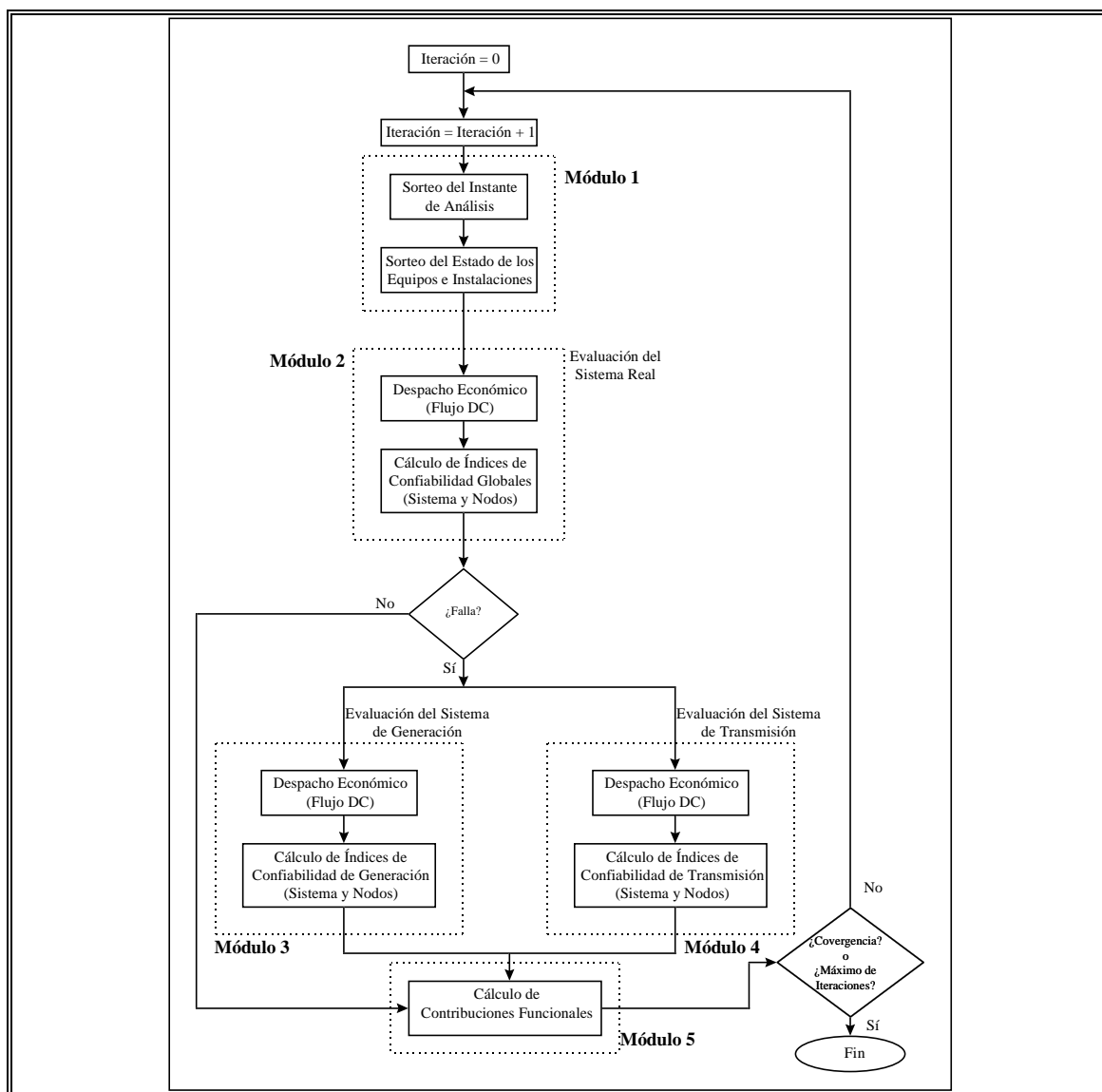


Figura 3.6: Diagrama de Flujo del Algoritmo

En cuanto a los requerimientos de memoria, al ejecutar **rhlii** en una estación de trabajo Hewlett-Packard, modelo Apollo 715/33, se utilizan aproximadamente 11 [MB] de memoria RAM. La ejecución del software en la mencionada workstation, bajo ambiente Unix, involucra un tiempo de alrededor de 0,5 segundos de CPU por iteración. Sin embargo, debe destacarse que, no siendo la mencionada estación de trabajo de uso exclusivo de la presente investigación, el

tiempo de CPU está sujeto variaciones, dependiendo de las condiciones de carga en las que se encuentre la máquina al ejecutarse **rhlii**. A manera de ejemplo puede señalarse que se ha observado que, en condiciones de baja carga en el sistema computacional, el tiempo de ejecución puede incluso reducirse en aproximadamente un 30%.

3.8 Validación del Modelo

El modelo propuesto ha sido validado utilizando tres distintos sistemas de prueba. Ellos han sido el sistema estándar del IEEE y dos sistemas desarrollados especialmente por el autor, con la finalidad de evaluar el comportamiento del algoritmo propuesto en cuanto a desagregación de índices se refiere. Estos sistemas han sido evaluados utilizando otra técnica de análisis, a objeto de comparar tales resultados con los obtenidos aplicando el modelo propuesto.

3.8.1 Sistema de Prueba del IEEE: IEEE-RTS

El primer sistema utilizado fue el Sistema de Prueba de Confiabilidad del IEEE (IEEE-RTS), que consta de 24 barras, 38 líneas y 32 unidades de generación. Tal sistema fue desarrollado por la Reliability Test System Task Force y es descrito en la referencia [Ieee79].

Los índices calculados se presentan en 6 gráficos, que contienen la evolución de los índices a través de las iteraciones del modelo. Se incluyen los índices de Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP), la Esperanza de Pérdida de Carga (LOLE), la Potencia No Suministrada Esperada (EPNS) y la Energía No Suministrada Esperada (EENS). Asimismo se presenta la evolución del coeficiente de variación asociado a tales índices ($\beta_{LOLP} = \beta_{LOLE}$, $\beta_{EPNS} = \beta_{EENS}$), que representa la incerteza subyacente a cada una de las estimaciones.

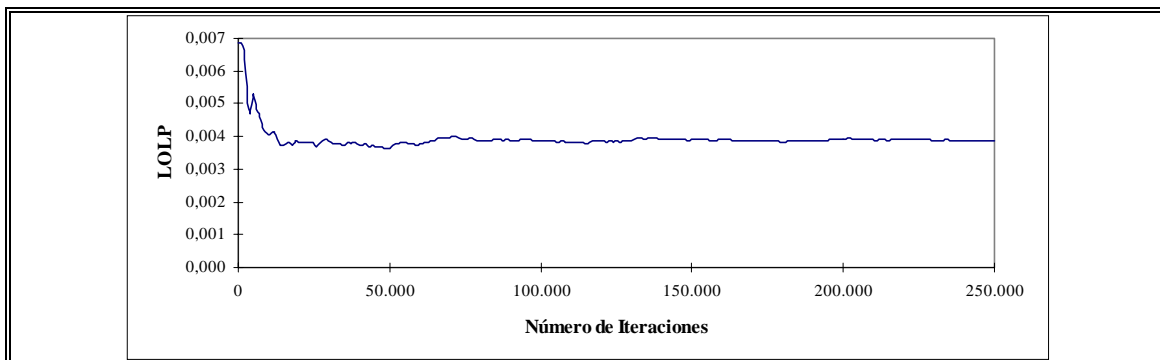


Figura 3.7: Evolución del Índice LOLP en el IEEE-RTS

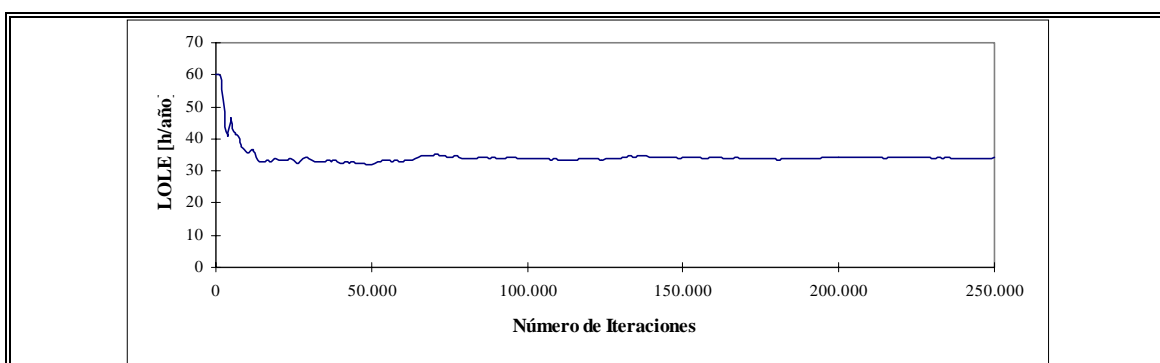


Figura 3.8: Evolución del Índice LOLE en el IEEE-RTS

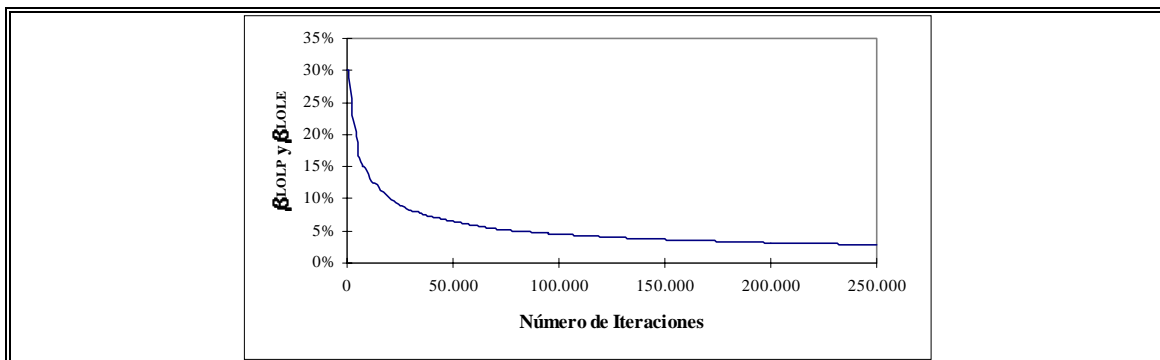


Figura 3.9: Evolución del Coeficiente de Variación de los Índices LOLP y LOLE en el IEEE-RTS

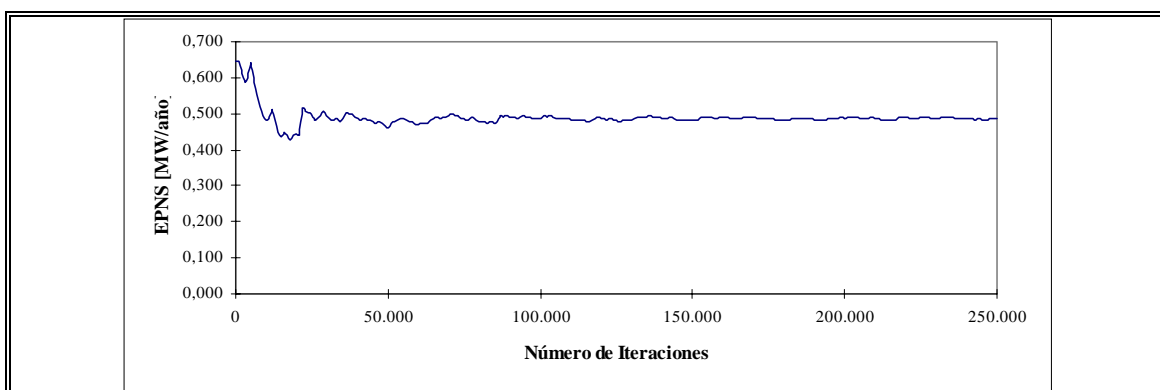


Figura 3.10: Evolución del Índice EPNS en el IEEE-RTS

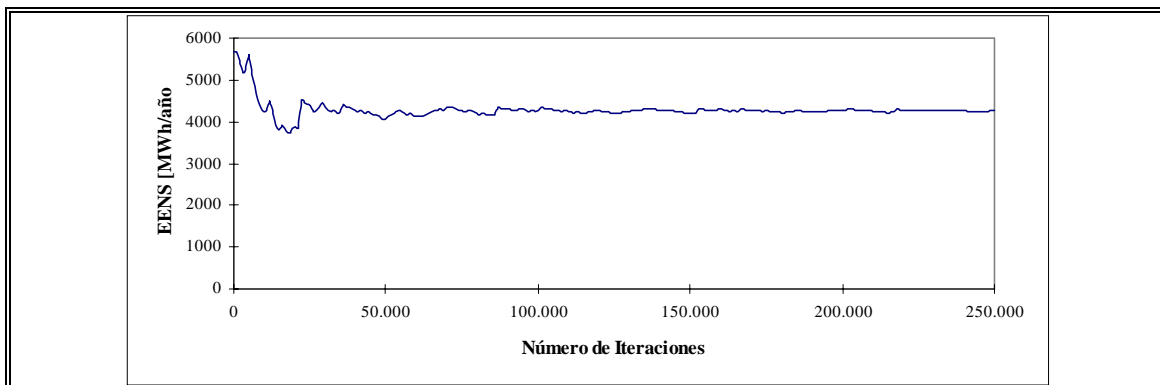


Figura 3.11: Evolución del Índice EENS en el IEEE-RTS

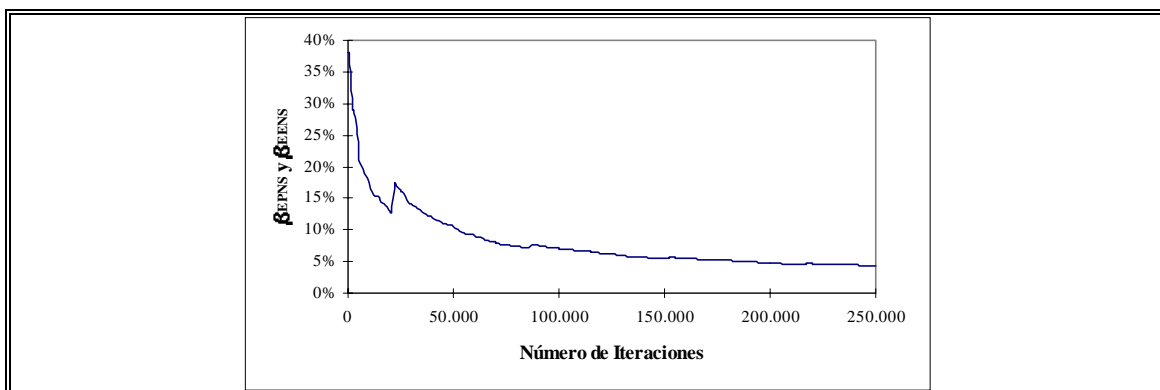


Figura 3.12: Evolución del Coeficiente de Variación de los Índices EPNS y EENS en el IEEE-RTS

Un análisis de las figuras anteriores permite apuntar que el sistema, aunque fue evaluado bajo 250.000 diferentes escenarios, comienza a alcanzar resultados razonablemente precisos alrededor de las 150.000 iteraciones, situación que se acerca a lo esperado de acuerdo a la ecuación (2.30) y a la figura (2.3), que anticipan una convergencia alrededor de las 160.000 evaluaciones. Los resultados obtenidos para tal sistema, al cabo de todas las iteraciones efectuadas, han sido comparados con los resultados publicados en la referencia [Bill97]. Tal comparación se presenta en la siguiente tabla resumen.

Tabla 3.1: Resumen de Resultados para el IEEE-RTS

Índice Anual de Confiabilidad	Referencia	Modelo	Diferencia [%]
LOLP	0,003643	0,003890	6,8
LOLE [h/año]	31,825248	34,076400	7,1
EPNS [MW/año]	0,468482	0,488100	4,2
EENS [MWh/año]	4.092,660000	4.275,756000	4,5

A partir de la tabla anterior se puede observar que los resultados por una parte, en el caso de los índices que miden la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) y el tiempo esperado de pérdida de carga (LOLE), presentan diferencias que se sitúan alrededor del 7% sobre el valor indicado en la referencia señalada. Por otra parte, en el caso de los índices asociados a la magnitud del desabastecimiento, es decir, el valor esperado de la potencia (EPNS) y la energía no suministrada (EENS), las diferencias se presentan en torno al 4%.

Tales diferencias, en términos absolutos y relativos, no son significativas, sobretodo cuando se considera la cantidad de supuestos existentes tras la definición de los sistemas a estudiar y la distinta naturaleza de las simulaciones realizadas. El estudio presentado en [Bill97] corresponde a una simulación de carácter secuencial, mientras que los resultados del modelo propuesto surgen de una simulación no secuencial y, por lo tanto, factores tales como la modelación de las centrales hidráulicas de embalse y las capacidades de transmisión de las líneas son elementos que pueden incidir en los resultados obtenidos.

3.8.2 Sistema de Prueba 1: Red Radial SP-1

La segunda prueba del modelo se efectuó utilizando una red radial, SP-1, cuyos parámetros se encuentran detallados en Anexo B.

Al igual que en el caso anterior, las estimaciones logradas para los índices de desempeño globales se presentan en los siguientes 6 gráficos, que

contienen la evolución de aquellos según el número de iteraciones efectuadas por el modelo. Se incluye los coeficientes de variación correspondientes.

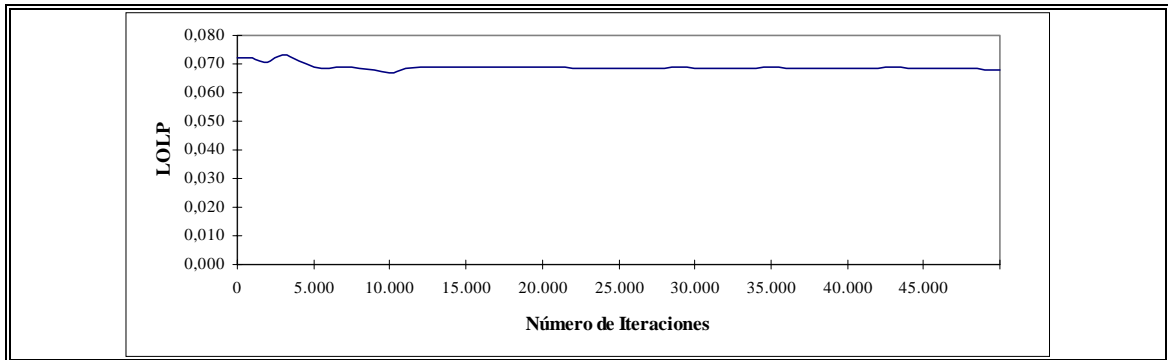


Figura 3.13: Evolución del Índice $LOLP_{GL}$ en el SP-1

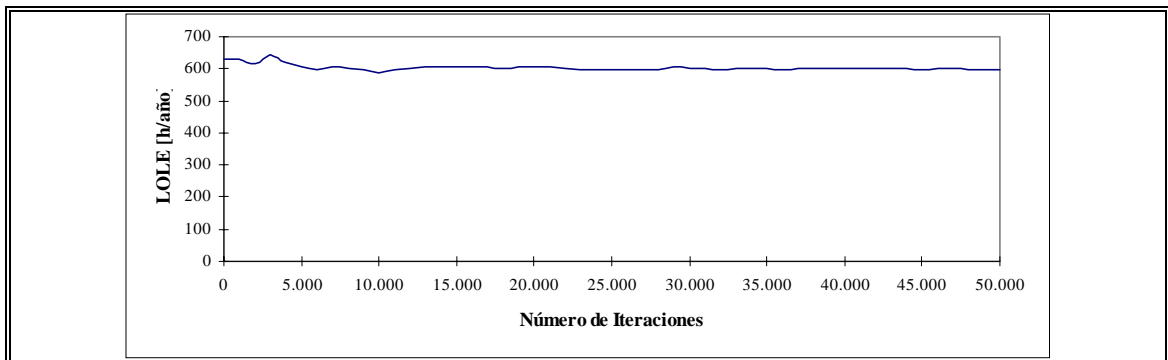


Figura 3.14: Evolución del Índice $LOLE_{GL}$ en el SP-1

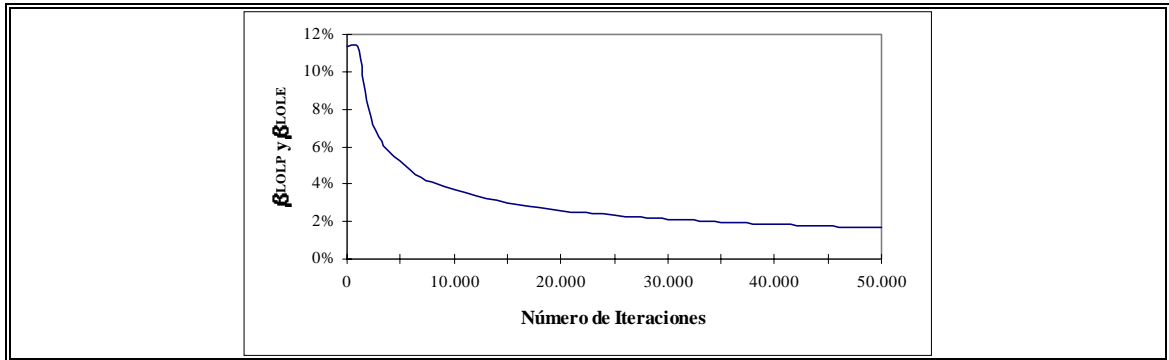


Figura 3.15: Evolución del Coeficiente de Variación de los Índices $LOLP_{GL}$ y $LOLE_{GL}$ en el SP-1

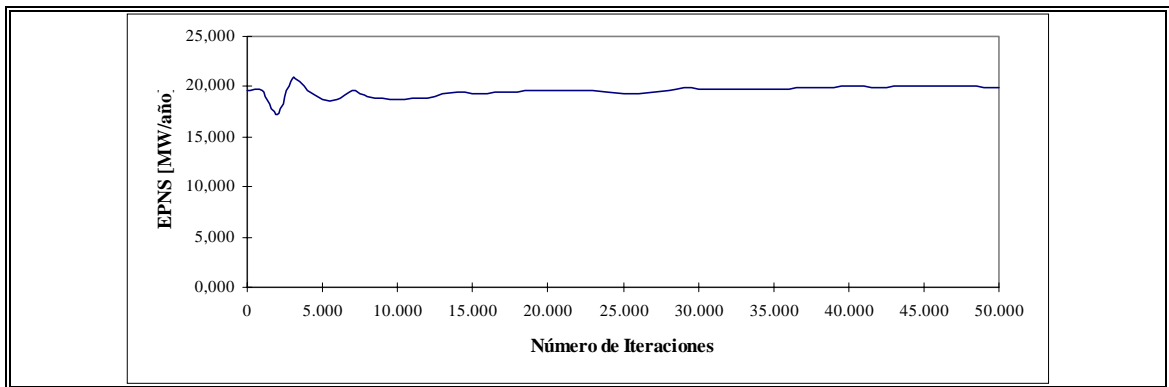


Figura 3.16: Evolución del Índice $EPNS_{GL}$ en el SP-1

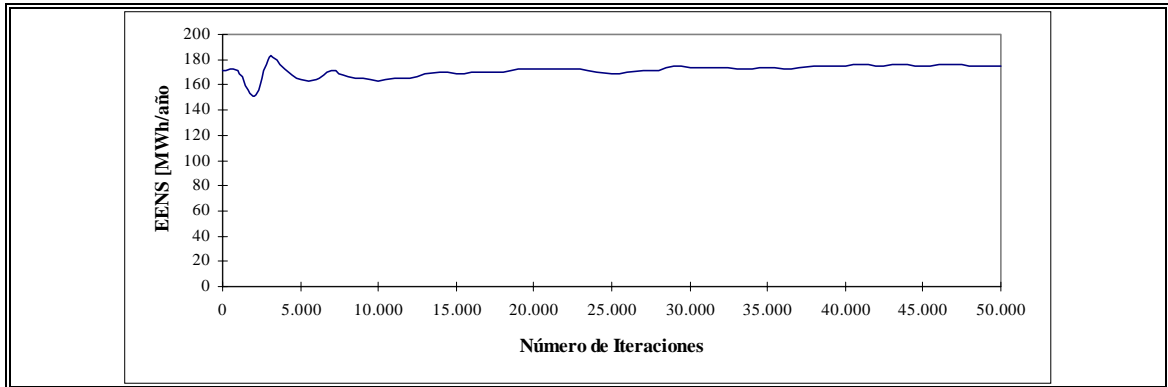


Figura 3.17: Evolución del Índice $EENS_{GL}$ en el SP-1

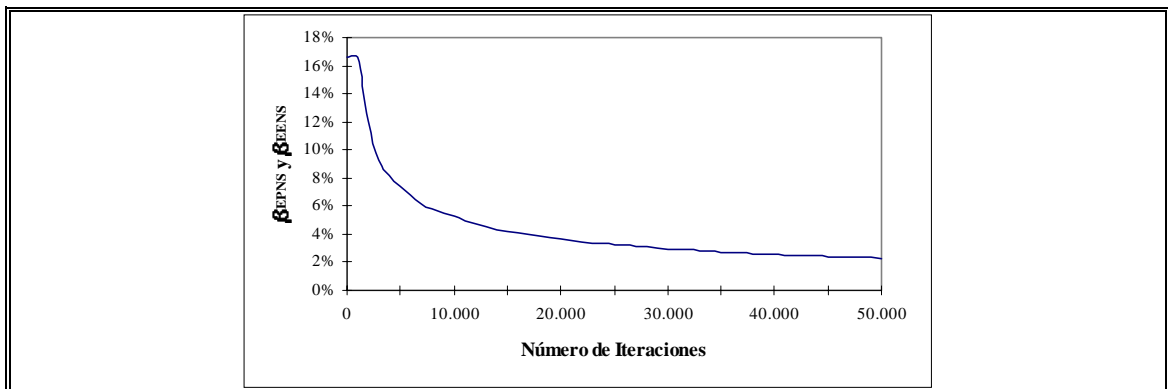


Figura 3.18: Evolución del Coeficiente de Variación de los Índices $EPNS_{GL}$ y $EENS_{GL}$ en el SP-1

La revisión de los resultados presentados en las figuras anteriores permite concluir que el sistema alcanza estimaciones precisas en alrededor de 30.000 iteraciones.

Los índices calculados para el SP-1 ($LOLP_{GL}$ y $EPNS_{GL}$), considerado de manera global y utilizando el modelo propuesto, han sido comparados con los resultados obtenidos efectuando el análisis mediante la técnica analítica de enumeración de estados (E.E.), descrita en el capítulo II. La comparación se presenta en la siguiente tabla resumen.

Tabla 3.2: Resumen de Resultados para el SP-1 Global

Índice Anual de Confiabilidad	LOLP _{GL}			EPNS _{GL} [pu]		
	E.E.	Modelo	Diferencia [%]	E.E.	Modelo	Diferencia [%]
Sistema	0,0683	0,0680	0,4	0,2007	0,1993	0,7
Barra 1	0,0200	0,0199	0,5	0,1242	0,1192	4,0
Barra 2	0,0683	0,0680	0,4	0,0728	0,0703	3,4
Barra 3	0,0100	0,0098	2,0	0,0100	0,0098	2,0

A partir de la tabla anterior se puede observar que el resultado, en el caso del índice que refleja la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) del sistema, presenta diferencias que se sitúan, en cada barra, bajo el 2% sobre el valor calculado analíticamente. En el caso del índice asociado a la magnitud del desabastecimiento, es decir, el valor esperado de la potencia no suministrada (EPNS), las diferencias por nodo no superan el 4%. No obstante ello, en ambas situaciones el índice correspondiente al sistema global (y no a cada nodo) presenta diferencias bastante menores que, en términos absolutos y relativos, no son significativas.

De la misma manera, los índices calculados para el sistema de transmisión asociado al SP-1 (LOLP_T y EPNS_T), utilizando el mismo modelo propuesto y aquellos valores determinados mediante la técnica analítica, se presentan en la tabla (3.3). Dichos valores corresponden a la contribución que efectúa la red de transporte y transformación a los índices de desempeño sistémicos.

Tabla 3.3: Resumen de Resultados para el SP-1 Transmisión

Índice Anual de Confiabilidad	LOLP _T			EPNS _T [pu]		
	E.E.	Modelo	Diferencia [%]	E.E.	Modelo	Diferencia [%]
Sistema	0,0391	0,0391	0,0	0,0397	0,0397	0,0
Barra 1	0,0000	0,0000	0,0	0,0000	0,0000	0,0
Barra 2	0,0391	0,0391	0,0	0,0397	0,0397	0,0
Barra 3	0,0000	0,0000	0,0	0,0000	0,0000	0,0

Análogamente, en la tabla (3.4) se entregan los índices calculados para el sistema de generación asociado al SP-1 (LOLP_G y EPNS_G), mediante tanto el modelo propuesto como la técnica analítica. Los resultados representan el aporte del parque generador a los índices de desempeño sistémicos.

Tabla 3.4: Resumen de Resultados para el SP-1 Generación

Índice Anual de Confiabilidad	LOLP _G			EPNS _G [pu]		
	E.E.	Modelo	Diferencia [%]	E.E.	Modelo	Diferencia [%]
Sistema	0,0292	0,0289	1,0	0,1588	0,1583	0,3
Barra 1	0,0200	0,0199	0,5	0,1200	0,1192	0,7
Barra 2	0,0292	0,0289	1,0	0,0296	0,0293	1,0
Barra 3	0,0100	0,0098	2,0	0,0100	0,0098	2,0

Las tablas anteriores muestran que el modelo propuesto puede adecuadamente estimar y desagregar, tanto a nivel de nodos como de zonas funcionales, los índices de confiabilidad en un sistema de carácter radial, presentando sólo diferencias menores respecto de resultados analíticos y que no inciden, por lo tanto, en las conclusiones que el planificador puede obtener a partir de los resultados.

Las contribuciones relativas al desempeño global del SP-1 asociadas a cada una de las zonas funcionales estudiadas se presentan en las siguientes figuras. La primera de ellas, la figura (3.19), muestra el relativo equilibrio existente entre los aportes que efectúan la transmisión y la generación a la probabilidad de pérdida de carga del sistema.

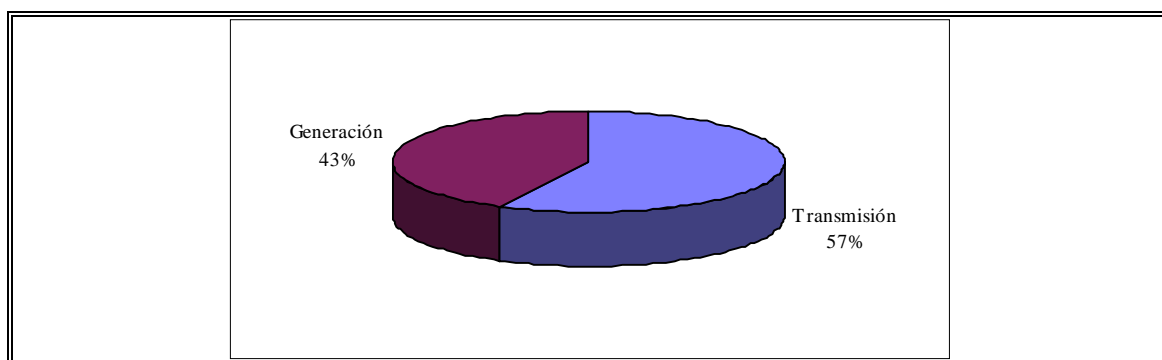


Figura 3.19: Aportes Relativos de los Sectores Generación y Transmisión al Índice $LOLP_{GL}$ en el SP-1

La figura (3.20) muestra la relación entre los aportes de la transmisión y la generación a la esperanza de potencia no suministrada del sistema. Se puede apreciar que, en este particular caso estudiado, la incidencia del sector generación es enormemente mayor a la asociada a la transmisión.

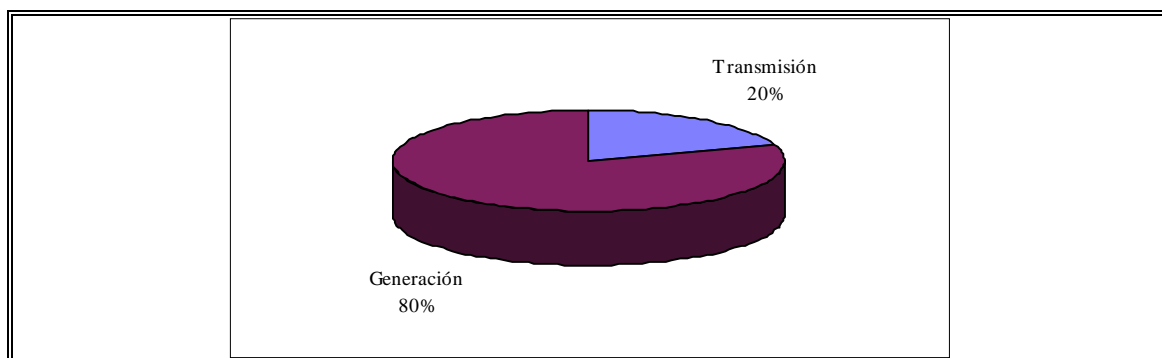


Figura 3.20: Aportes Relativos de los Sectores Generación y Transmisión al Índice $EPNS_{GL}$ en el SP-1

3.8.3 Sistema de Prueba 2: Red Enmallada SP-2

La tercera prueba del modelo se realizó evaluando el desempeño en una red enmallada, SP-2, cuyos parámetros se encuentran en Anexo B.

Los estimadores correspondientes a los índices de desempeño se presentan graficados a continuación. Ellos reflejan la evolución de los índices en las iteraciones realizadas por el modelo. El comportamiento de los coeficientes de variación asociados se encuentran también graficados.

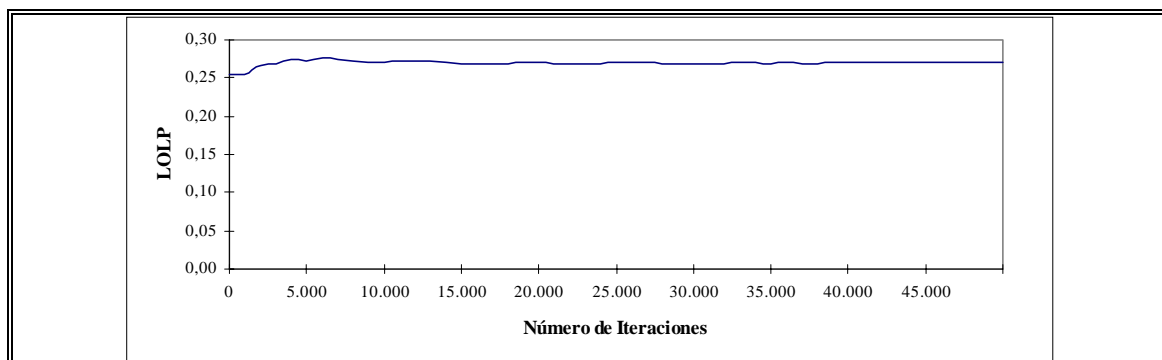


Figura 3.21: Evolución del Índice $LOLP_{GL}$ en el SP-2

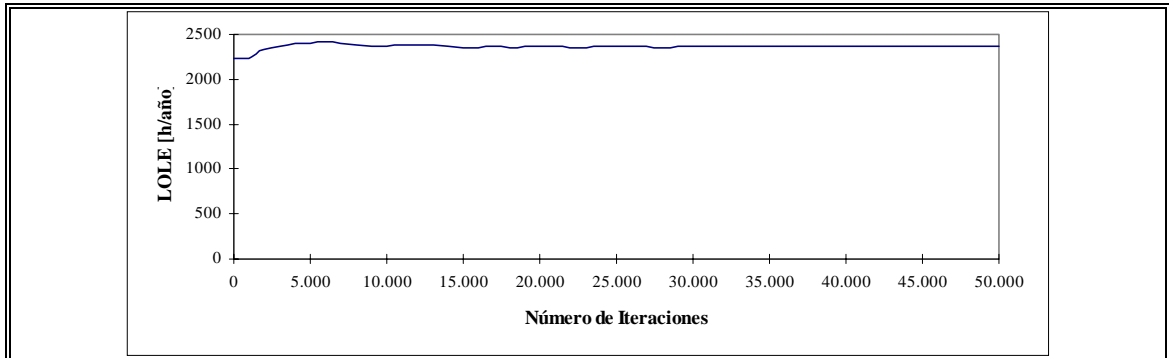


Figura 3.22: Evolución del Índice $LOLE_{GL}$ en el SP-2

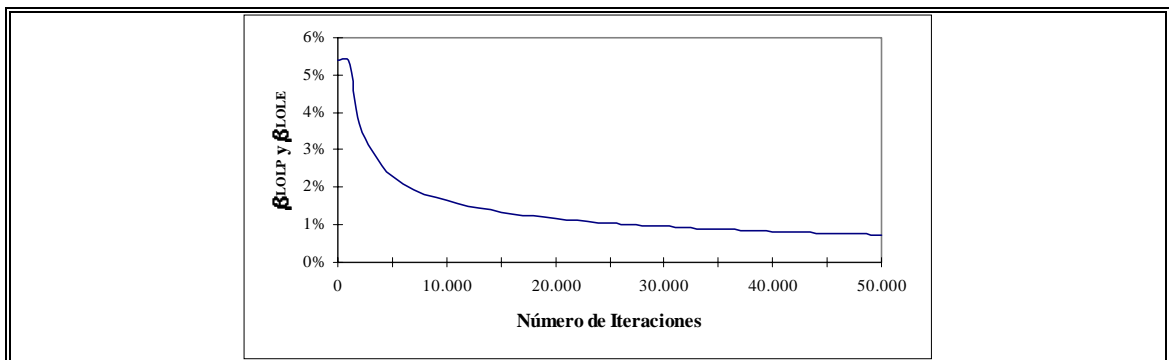


Figura 3.23: Evolución del Coeficiente de Variación de los Índices $LOLP_{GL}$ y $LOLE_{GL}$ en el SP-2

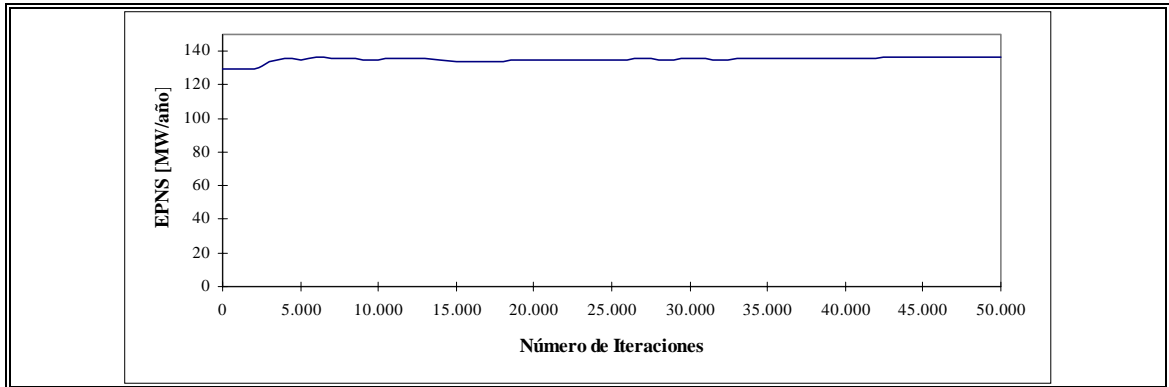


Figura 3.24: Evolución del Índice $EPNS_{GL}$ en el SP-2

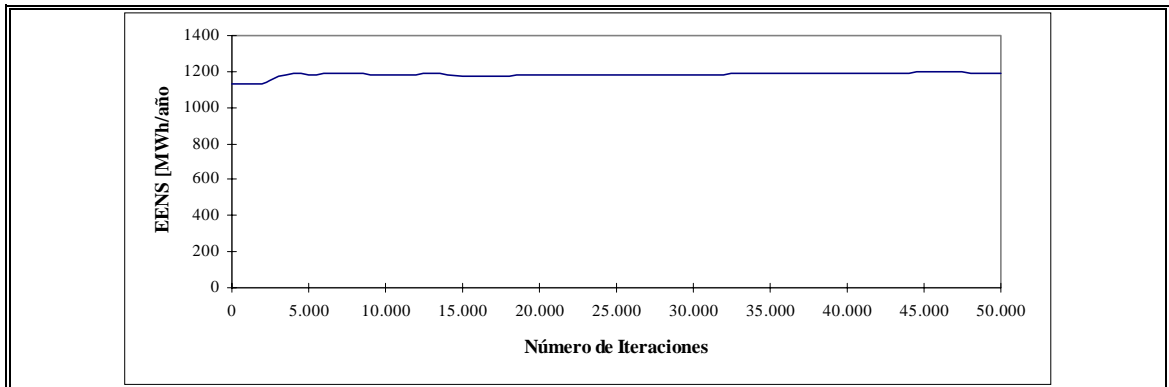


Figura 3.25: Evolución del Índice $EENS_{GL}$ en el SP-2

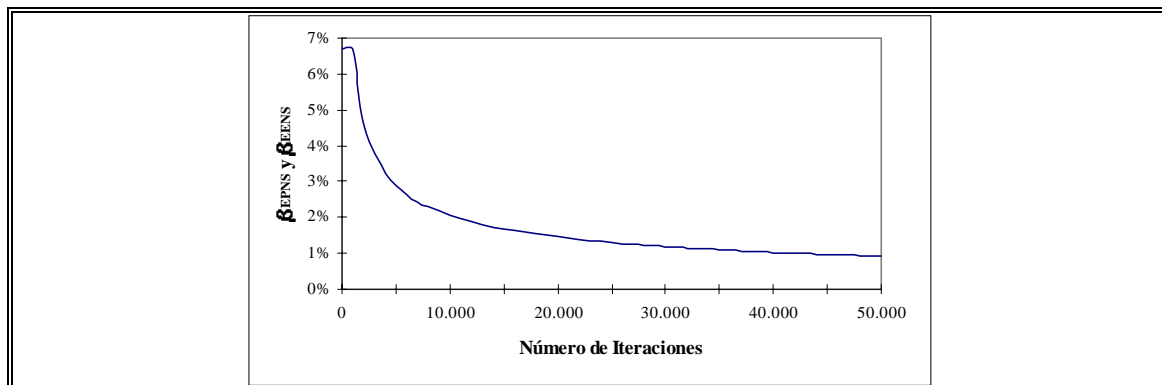


Figura 3.26: Evolución del Coeficiente de Variación de los Índices $EPNS_{GL}$ y $EENS_{GL}$ en el SP-2

La revisión de los resultados presentados en las figuras anteriores permite concluir que el sistema logra estimadores precisos en aproximadamente 10.000 iteraciones.

Los índices calculados para tal sistema ($LOLP_{GL}$ y $EPNS_{GL}$), considerado de manera global y utilizando el modelo propuesto, han sido comparados con los resultados obtenidos efectuando el análisis mediante la técnica analítica de enumeración de estados (E.E). La comparación se presenta en la siguiente tabla resumen.

Tabla 3.5: Resumen de Resultados para el SP-2 Global

Índice Anual de Confiabilidad	$LOLP_{GL}$			$EPNS_{GL}$		
	E.E.	Modelo	Diferencia [%]	E.E.	Modelo	Diferencia [%]
Sistema	0,2710	0,2703	0,3	1,3599	1,3612	0,1
Barra 1	0,1000	0,1008	0,8	0,2000	0,2015	0,8
Barra 2	0,1900	0,1897	0,2	0,5133	0,5128	0,1
Barra 3	0,1900	0,1900	0,0	0,6466	0,6469	0,0

A partir de la tabla anterior se puede observar que el resultado, en los casos tanto del índice que refleja la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) del sistema como de aquel que entrega el valor esperado de la potencia no suministrada (EPNS), las diferencias a nivel sistémico y nodal no superan el 1% respecto de los resultados analíticos, por lo que evidentemente no son significativas.

Asimismo, los índices calculados para el sistema de transmisión asociado al SP-2 ($LOLP_T$ y $EPNS_T$), utilizando el modelo propuesto y aquellos valores determinados mediante la técnica analítica, se presentan en la tabla (3.6). Tales valores corresponden a la contribución que realiza la red de transporte y transformación a los índices de desempeño sistémicos.

Tabla 3.6: Resumen de Resultados para el SP-2 Transmisión

Índice Anual de Confiabilidad	$LOLP_T$ [%]			$EPNS_T$ [pu]		
	E.E.	Modelo	Diferencia [%]	E.E.	Modelo	Diferencia [%]
Sistema	0,1805	0,1794	0,6	0,5017	0,4813	4,1
Barra 1	0,0000	0,0000	0,0	0,0000	0,0000	0,0
Barra 2	0,0919	0,0942	2,5	0,2189	0,2231	1,9
Barra 3	0,0982	0,0944	3,9	0,2774	0,2582	6,9

Finalmente, en la tabla (3.7) se entregan los índices calculados para el sistema de generación asociado al SP-2 ($LOLP_G$ y $EPNS_G$), mediante tanto el modelo propuesto como la técnica analítica. Los resultados representan el aporte del parque generador a los índices de desempeño sistémicos.

Tabla 3.7: Resumen de Resultados para el SP-2 Generación

Índice Anual de Confiabilidad	LOLP _G [%]			EPNS _G [pu]		
	E.E.	Modelo	Diferencia [%]	E.E.	Modelo	Diferencia [%]
Sistema	0,0905	0,0909	0,4	0,8583	0,8799	2,5
Barra 1	0,1000	0,1008	0,8	0,2000	0,2015	0,8
Barra 2	0,0982	0,0955	2,7	0,2945	0,2897	1,6
Barra 3	0,0919	0,0956	4,0	0,3692	0,3887	5,3

Las tablas anteriores muestran que el modelo propuesto puede adecuadamente estimar y desagregar, tanto a nivel de nodos como de zonas funcionales, los índices de confiabilidad en un sistema de carácter enmallado, presentando sólo diferencias menores respecto de resultados analíticos y que no inciden, por lo tanto, en las conclusiones que el planificador puede obtener a partir de los resultados.

Las contribuciones relativas al desempeño global del SP-2 asociadas a cada una de las zonas funcionales estudiadas se presentan en las siguientes figuras. La figura (3.27) muestra el mayor aporte que realiza la transmisión, respecto de la contribución de la generación, a la probabilidad de pérdida de carga del sistema.

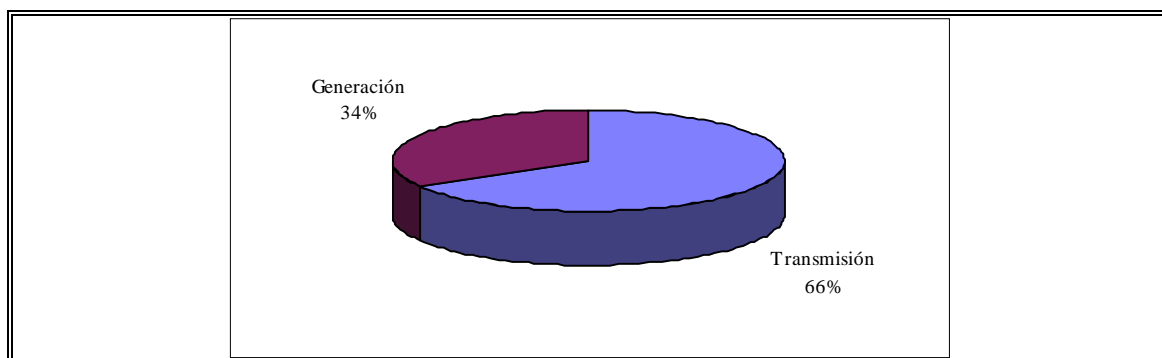


Figura 3.27: Aportes Relativos de los Sectores Generación y Transmisión al Índice $LOLP_{GL}$ en el SP-2

La figura (3.28) muestra que, a diferencia de la proporción existente en cuanto al LOLP, el aporte de la generación a la esperanza de potencia no suministrada del sistema es muy superior al que efectúa la transmisión. A partir de esta observación se puede establecer que los aportes relativos de la generación y transmisión no siguen necesariamente la misma tendencia.

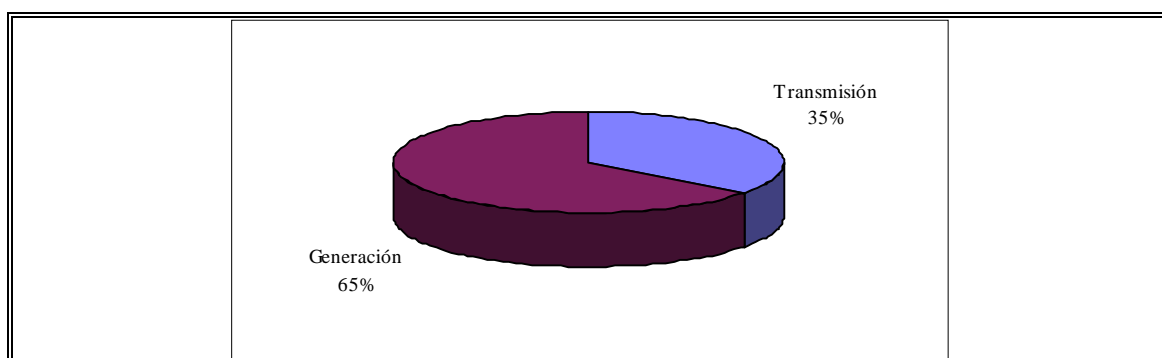


Figura 3.28: Aportes Relativos de los Sectores Generación y Transmisión al Índice $EPNS_{GL}$ en el SP-2

IV. RESULTADOS

Una vez validado el modelo se procedió a la aplicación de la metodología al análisis de un caso real. El sistema escogido para tales efectos fue el Sistema Interconectado Central (SIC) de Chile, que abastece de potencia y energía a los consumos ubicados entre la Tercera y Décima Regiones, concentrando cerca del 80% de la potencia instalada en el país.

El SIC presta suministro al 92% de la población nacional, extendida en un 43% del territorio ([Duff97]), con una potencia instalada de aproximadamente 4.852 [MW], que se desglosan en 3.660 [MW] hidroeléctricos y 1.192 [MW] de origen térmico. La demanda máxima que enfrentó el sistema durante 1996 ascendió a 3.497 [MW], con un factor de carga igual a 72,75% (demanda media equivalente a 2.544 [MW]).

En el sector generación, en cuanto a potencia instalada se refiere, según [Cdec97], los principales competidores en orden de importancia son Endesa (38%), Chilgener (16%), Pehuenche (12%), Colbún (11%), Pangué(9%) y Guacolda (6%), quedando la capacidad restante (8%) en manos de un conjunto de otras empresas menores.

Por otra parte, en el sector transmisión, la empresa Transelec (filial de Endesa) se constituye en el principal operador de redes, poseyendo la totalidad de la red troncal que interconecta el sistema. Otras empresas propietarias de sistemas de transmisión son C.G.E., Chilgener, Emelat, Endesa, Pilmaiquén, S.T.S. y Transnet ([Cdec97]).

El modelo utilizado para el SIC considera que dicho sistema está compuesto por 85 unidades de generación (37 plantas) y 32 líneas de transmisión, distribuidas entre las 17 barras consideradas. En Anexo C se indican los parámetros utilizados en la definición del SIC, señalando las barras, líneas de transmisión y unidades de generación que lo componen, además de las capacidades de transporte de las líneas, los límites técnicos de las centrales y los mantenimientos programados correspondientes. En ausencia de estadísticas de confiabilidad para el SIC se incluye, adicionalmente, un set de valores típicos correspondientes a las tasas de salidas de

servicio forzadas, proporcionadas en la referencia [Dasi97]. Son estos valores estándares los utilizados en la evaluación del SIC.

Los valores de los estimadores correspondientes a los índices de desempeño asociados al Sistema Interconectado Central se presentan graficados a continuación. Ellos reflejan la evolución de los índices, relacionados al sistema global, con respecto a las iteraciones realizadas por el modelo.

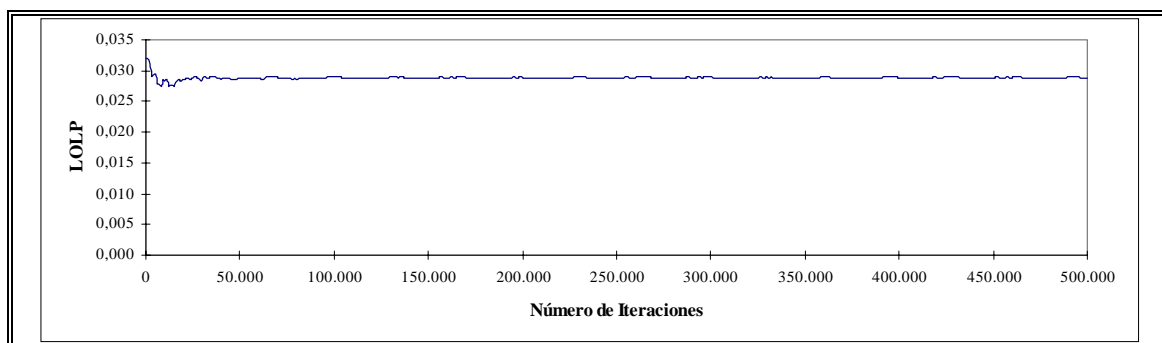


Figura 4.1: Evolución del Índice $LOLP_{GL}$ en el SIC

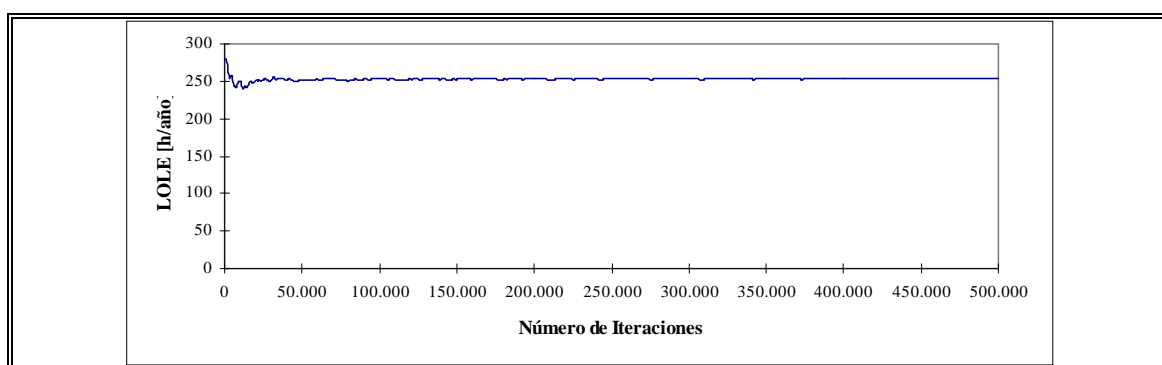


Figura 4.2: Evolución del Índice $LOLE_{GL}$ en el SIC

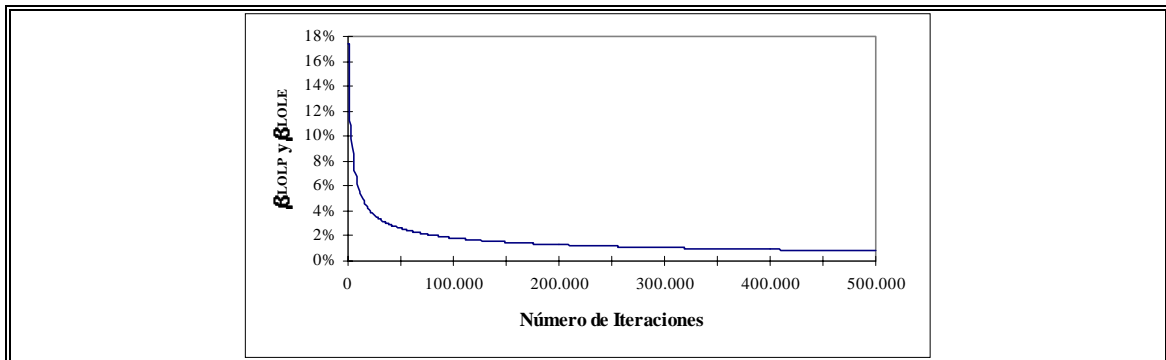


Figura 4.3: Evolución del Coeficiente de Variación de los Índices $LOLP_{GL}$ y $LOLE_{GL}$ en el SIC

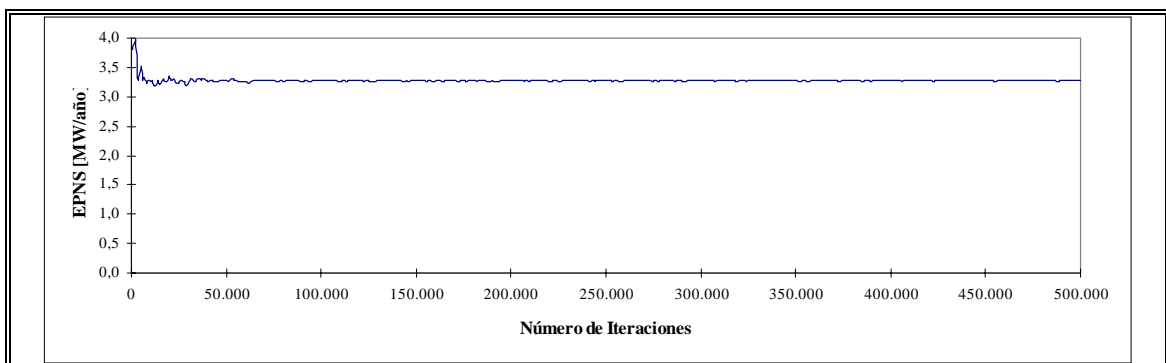


Figura 4.4: Evolución del Índice $EPNS_{GL}$ en el SIC

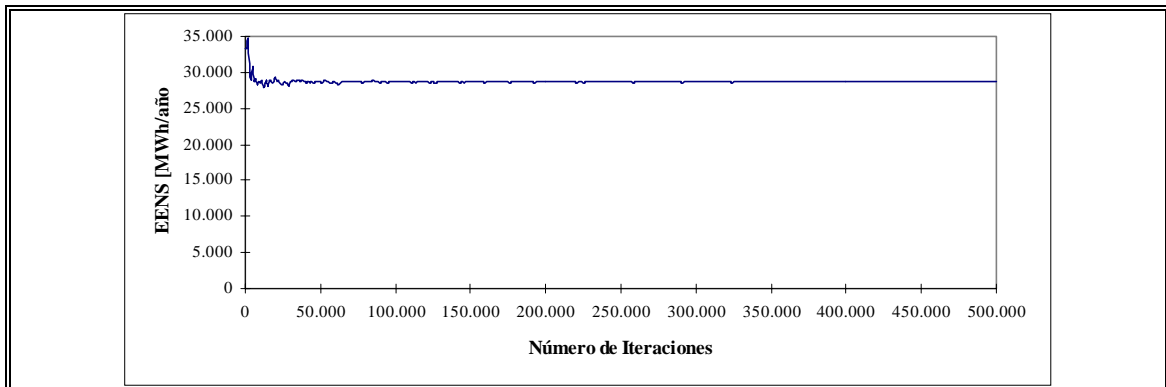


Figura 4.5: Evolución del Índice $EENS_{GL}$ en el SIC

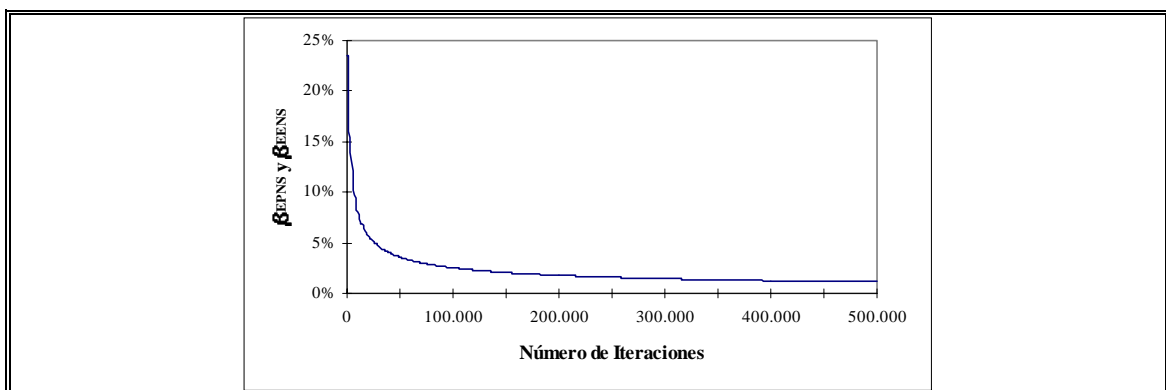


Figura 4.6: Evolución del Coeficiente de Variación de los Índices $EPNS_{GL}$ y $EENS_{GL}$ en el SIC

La revisión de los resultados presentados en las figuras anteriores permite concluir que el sistema global logra estimadores precisos en aproximadamente 50.000 iteraciones.

Por otra parte, la evolución de los índices de desempeño asociados a la red de transporte del Sistema Interconectado Central se presenta en los gráficos siguientes, según las iteraciones efectuadas por el modelo.

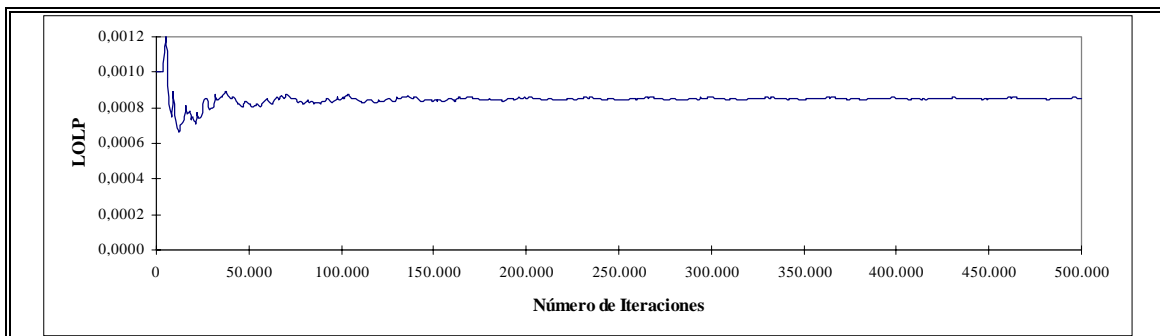


Figura 4.7: Evolución del Índice $LOLP_T$ en el SIC

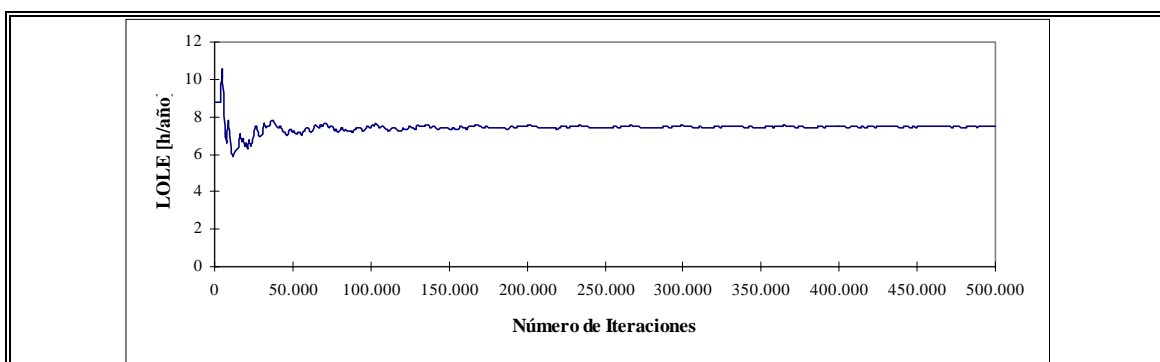


Figura 4.8: Evolución del Índice $LOLE_T$ en el SIC

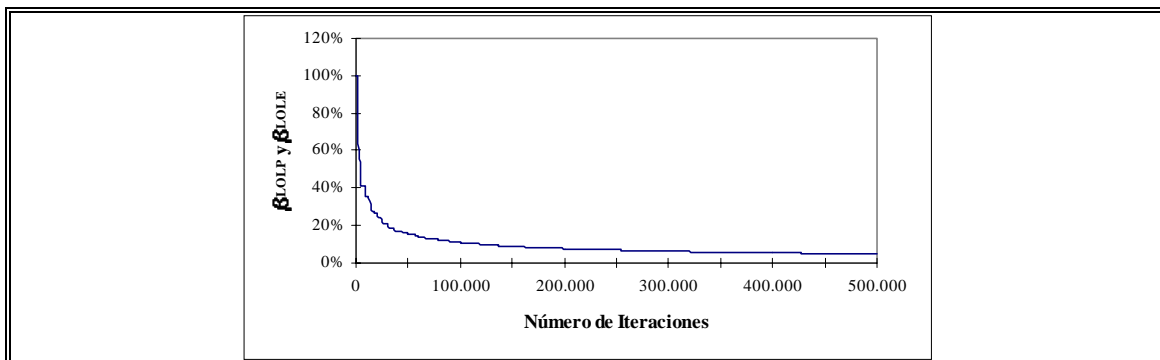


Figura 4.9: Evolución del Coeficiente de Variación de los Índices $LOLP_T$ y $LOLE_T$ en el SIC

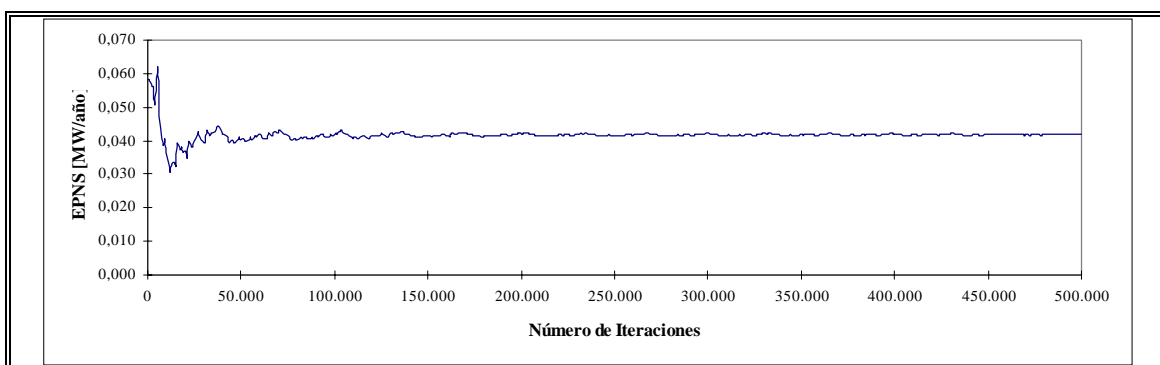


Figura 4.10: Evolución del Índice $EPNS_T$ en el SIC

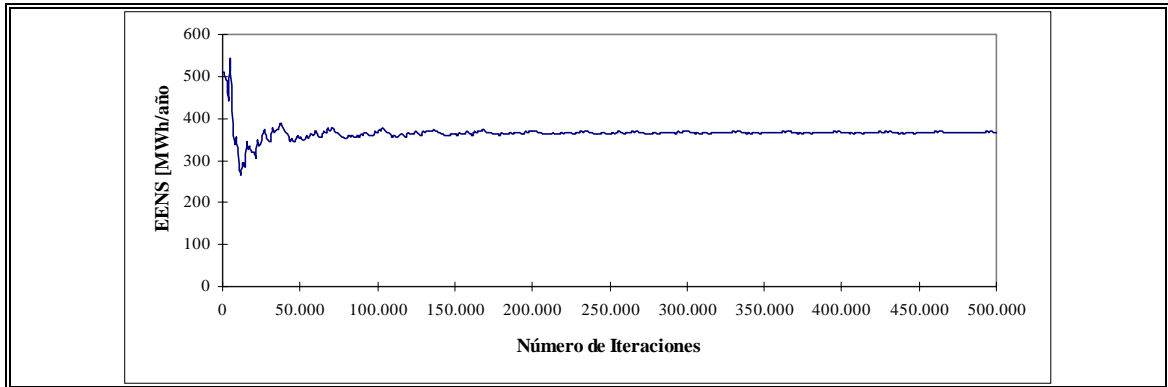


Figura 4.11: Evolución del Índice $EENS_T$ en el SIC

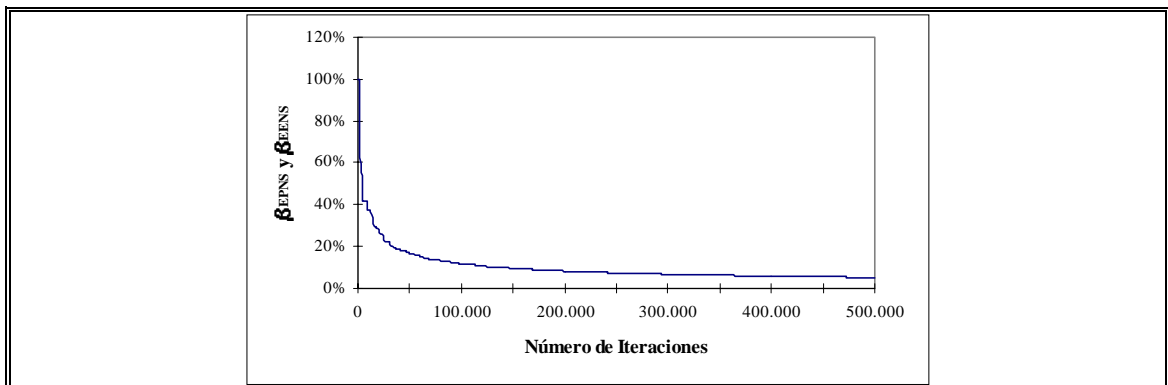


Figura 4.12: Evolución del Coeficiente de Variación de los Índices $EPNS_T$ y $EENS_T$ en el SIC

Un análisis de los resultados presentados en las figuras anteriores permite concluir que el sistema de transmisión alcanza estimaciones precisas en alrededor de 150.000 iteraciones. Lo anterior quiere decir que, para el caso particular del SIC, el desempeño del sistema de transmisión converge 3 veces más lento que el desempeño del sistema global.

De la misma manera, la evolución de los índices de desempeño asociados al parque generador del Sistema Interconectado Central se presenta en los gráficos siguientes, respecto de las iteraciones realizadas por el modelo.

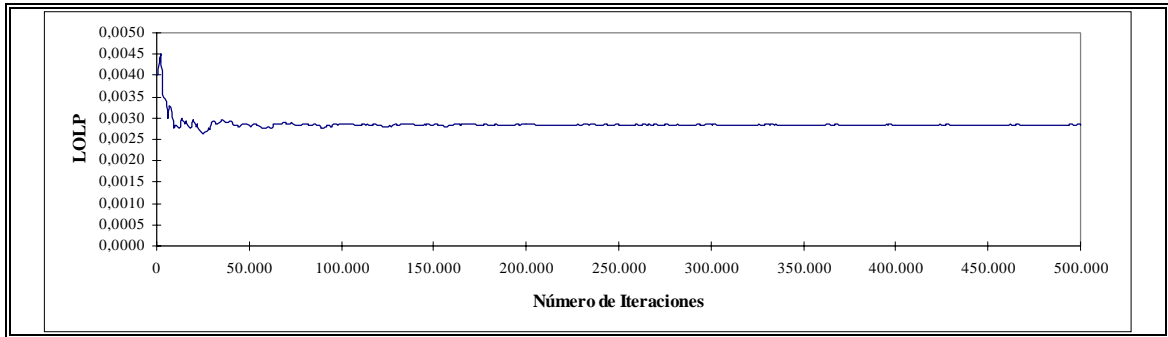


Figura 4.13: Evolución del Índice $LOLP_G$ en el SIC

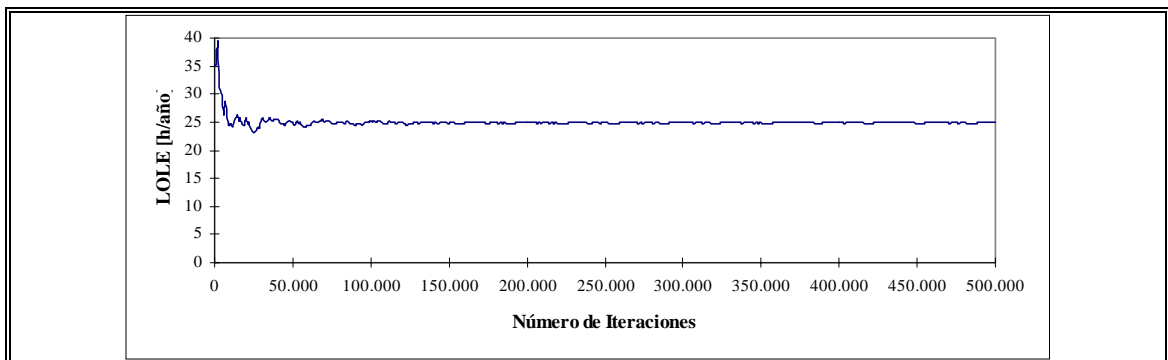


Figura 4.14: Evolución del Índice $LOLE_G$ en el SIC

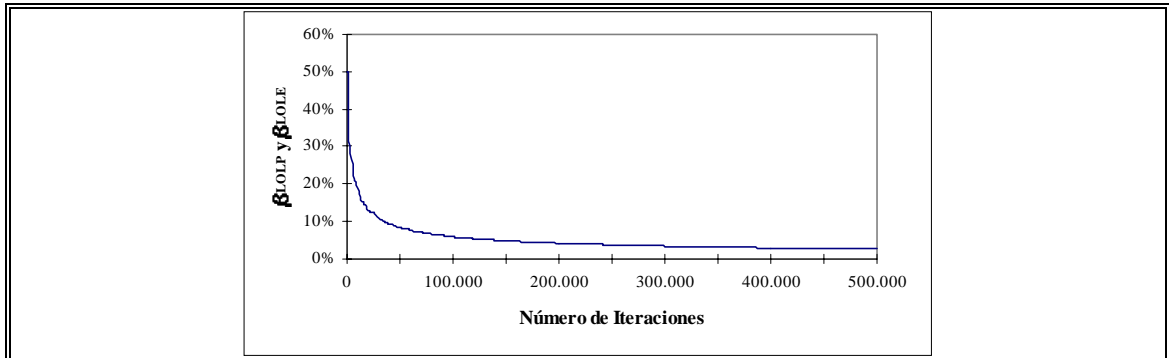


Figura 4.15: Evolución del Coeficiente de Variación de los Índices $LOLP_G$ y $LOLE_G$ en el SIC

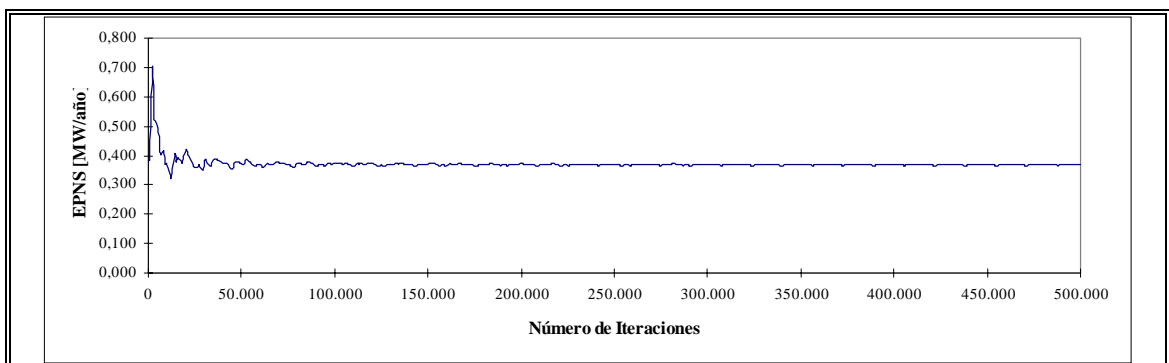


Figura 4.16: Evolución del Índice $EPNS_G$ en el SIC

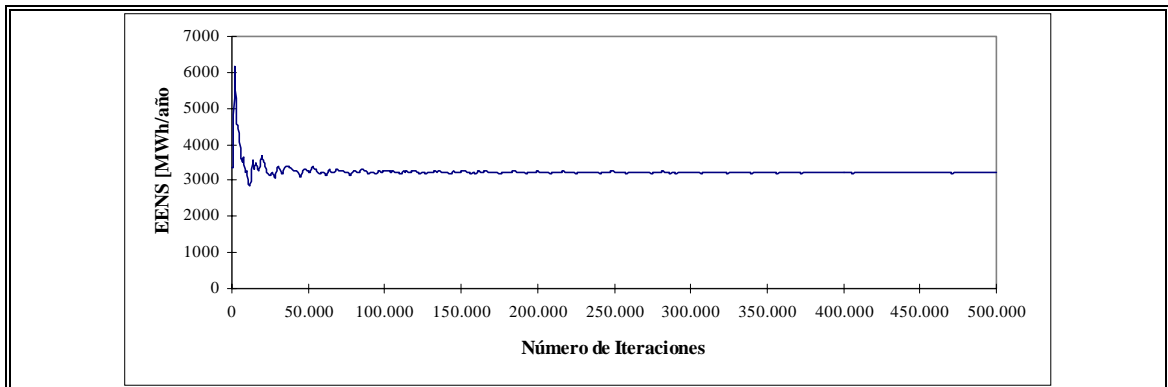


Figura 4.17: Evolución del Índice $EENS_G$ en el SIC

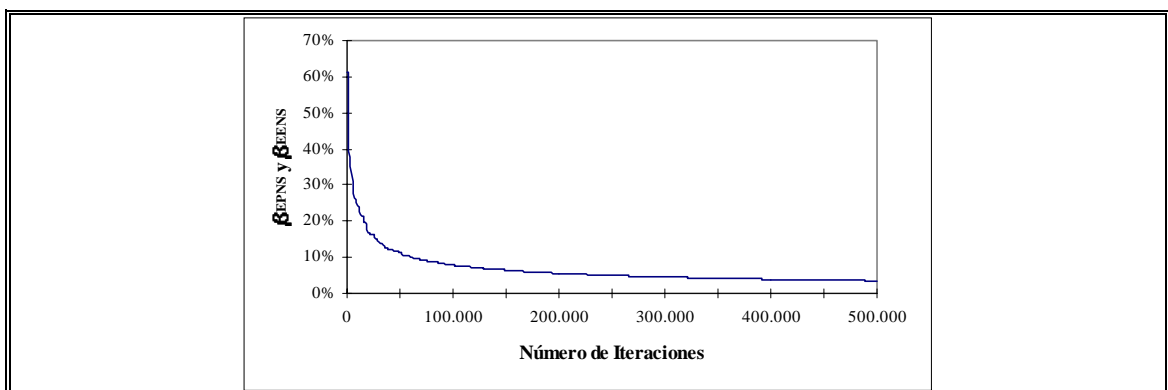


Figura 4.18: Evolución del Coeficiente de Variación de los Índices $EPNS_G$ y $EENS_G$ en el SIC

El análisis de los resultados presentados en las figuras anteriores permite concluir que el sistema de generación alcanza estimaciones precisas en alrededor de 100.000 iteraciones. Es decir, en el caso particular del SIC el desempeño del sistema de generación converge 2 veces más lento que el desempeño del sistema global.

Los resultados obtenidos para el Sistema Interconectado Central, en cuanto a la probabilidad de pérdida de carga observada, se resumen a continuación en la tabla (4.1). En ella se muestran los índices globales por barra (GL) y las

respectivas contribuciones de la transmisión (T), la generación (G) y el sistema compuesto (C).

Tabla 4.1: Resumen de Resultados del Índice LOLP para el SIC

BARRA	LOLP [%]			
	GL	G	T	C
Sistema	2,8890	0,2840	0,0854	2,5196
Diego de Almagro	0,0672	0,0000	0,0672	0,0000
Cardones	0,1318	0,0000	0,0182	0,1136
Maitencillo	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Pan de Azúcar	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
San Isidro	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Polpaico	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Cerro Navia	0,0184	0,0000	0,0000	0,0184
Alto Jahuel	2,7884	0,0000	0,0000	2,7884
Rancagua	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Itahue	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Ancoa	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Charrúa	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Concepción	0,0060	0,0792	0,0000	-0,0732
San Vicente	0,0000	0,0030	0,0000	-0,0030
Temuco	0,0000	0,2170	0,0000	-0,2170
Valdivia	0,0000	0,2840	0,0000	-0,2840
Puerto Montt	0,0000	0,1252	0,0000	-0,1252

A través de la tabla (4.1) y de la figura (4.19) se puede apreciar que existe probabilidad de pérdida de carga principalmente en las barras Alto Jahuel y Cerro Navia en la Zona Central y en las barras Diego de Almagro y Cardones en la Zona Norte. Tal evaluación resulta coherente con el comportamiento real del sistema puesto que, por una parte, a los nodos ubicados en la Zona Central se conecta gran parte de la demanda del sistema, debido a que se encuentran en el lugar geográfico que concentra el mayor consumo en el mismo y, por lo tanto, están más expuestos a interrupciones de servicio. Por otra parte, los nodos mencionados en la Zona Norte corresponden a las barras que se encuentran más alejadas de los centros de generación y consecuentemente, están conectadas a ellos a través de una mayor cantidad de instalaciones de transmisión, por lo que su propensión a sufrir desabastecimientos de carga crece.

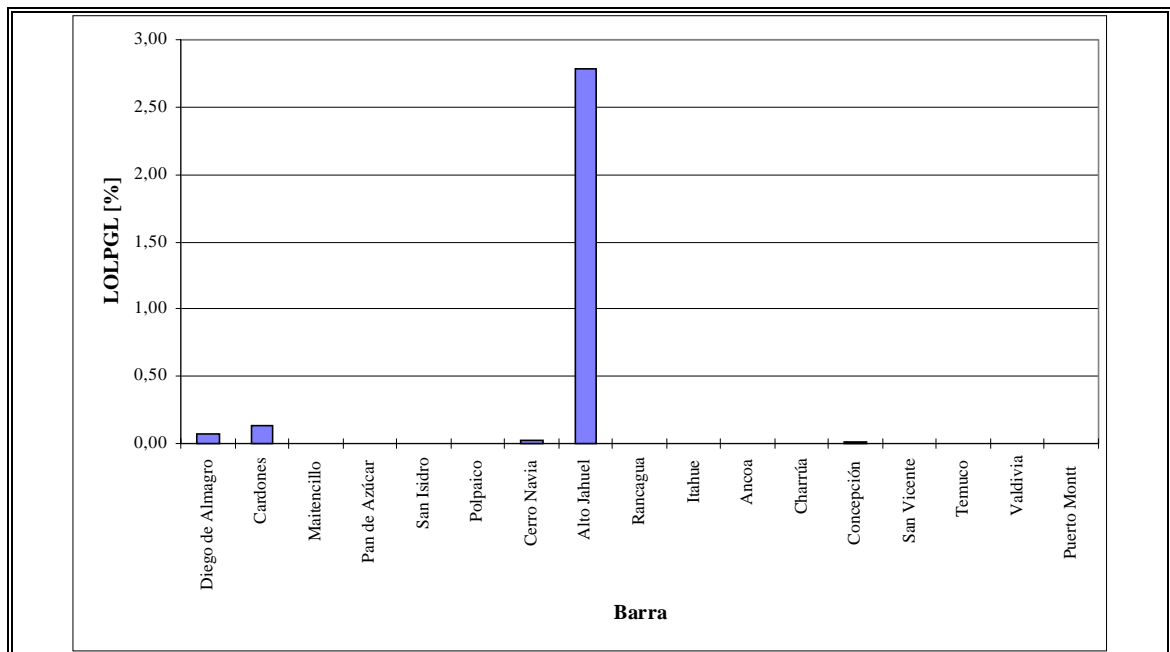


Figura 4.19: Índice $LOLP_{GL}$ en el SIC según Barra

Analizando los resultados presentados en la tabla (4.1) y graficados en la figura (4.20), con respecto a la probabilidad de pérdida de carga asociada al sistema

de generación, se puede afirmar que la principal contribución de tal zona funcional se percibe en la zona sur del SIC, que obviamente se ve afectada frente a salidas intempestivas de servicio de las unidades en una mayor proporción que otras áreas, debido a la escasa influencia de la red de transporte en esa zona. Se debe destacar que el resultado obtenido para el sistema de generación preserva rasgos de coherencia, dado los diferentes desempeños que se perciben en las distintas barras del sistema.

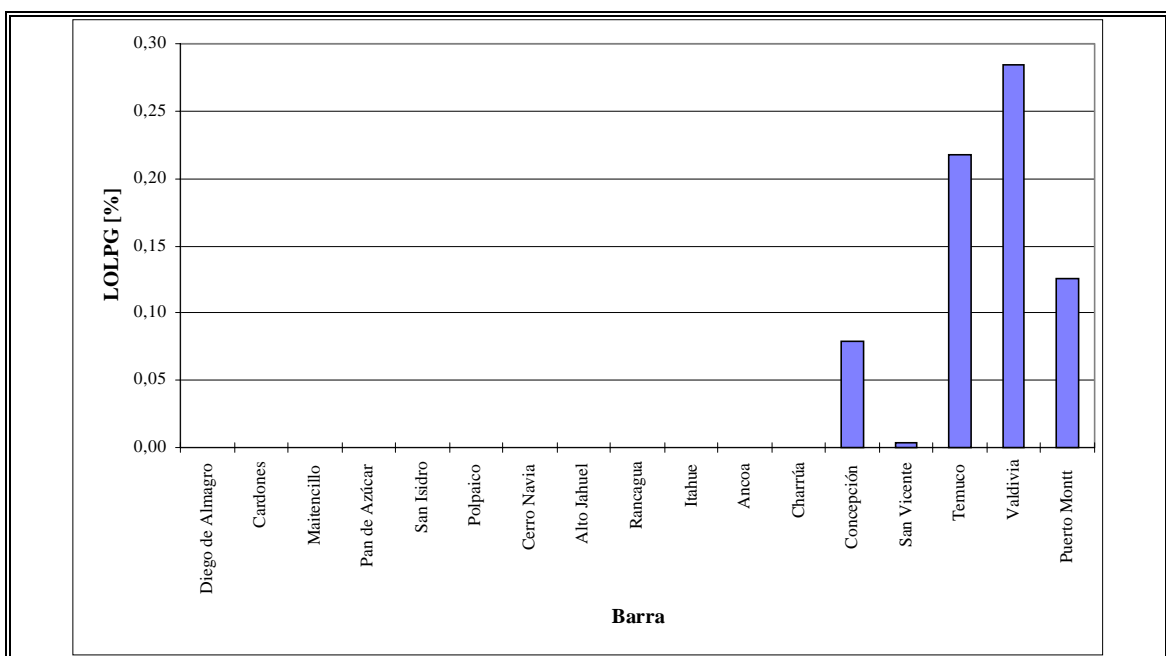


Figura 4.20: Índice $LOLPG_g$ en el SIC según Barra

Revisando los resultados presentados en la tabla (4.1) y graficados en la figura (4.21), en lo que se refiere a la probabilidad de pérdida de carga asociada al sistema de transmisión, se puede observar que la principal contribución de tal zona funcional se percibe, a la inversa de lo que ocurre en generación, en la zona norte. La coherencia implícita en este resultado surge del hecho que la zona norte, alejada de las centrales generadoras importantes, es muy sensible y dependiente del estado de la red de transporte, en lo que a desempeño adecuado respecta.

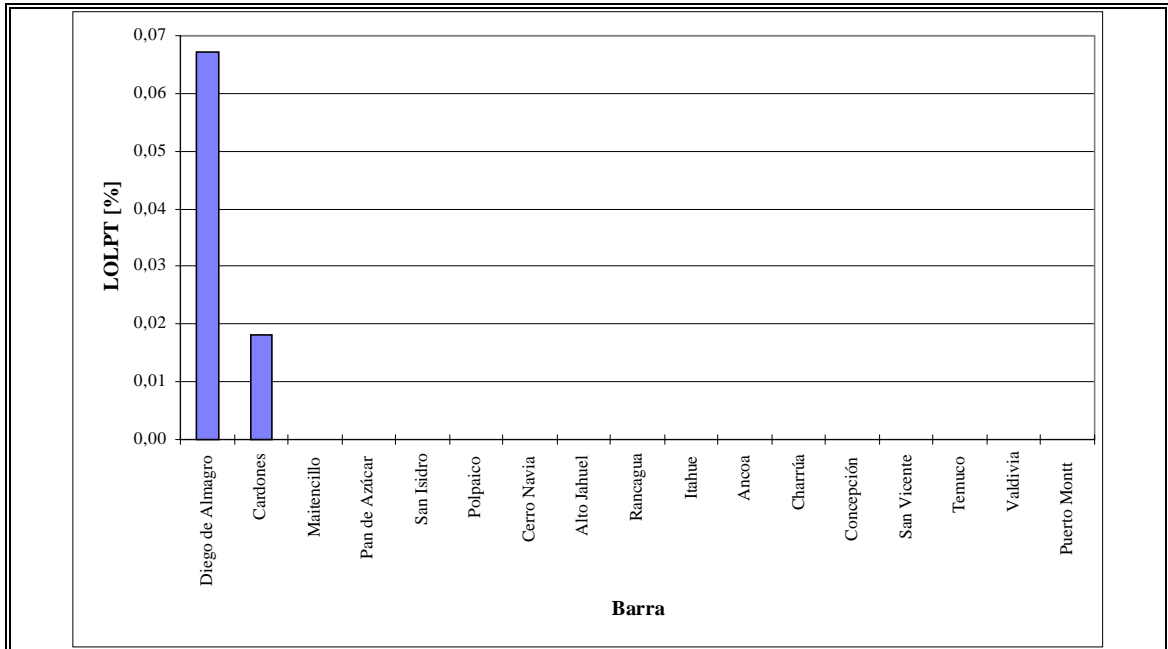


Figura 4.21: Índice $LOLPT_T$ en el SIC según Barra

Por último, los resultados contenidos en la tabla (4.1) y en la figura (4.22), señalan que el sistema compuesto contribuye positivamente a la pérdida de carga en las Zonas Norte y Centro del SIC, mientras que produce un efecto benéfico en la Zona Sur del mismo, que se expresa como una contribución negativa a los índices globales de confiabilidad de las barras ubicadas en esta última. Este hecho no debe sorprender, puesto que lo que está indicando tal situación es que la interacción entre el parque generador y la red de transporte, vale decir el sistema compuesto, hace más dificultoso el abastecimiento de la demanda en los sectores centro y norte del sistema, lo que evidentemente beneficia a la zona sur que, en tales condiciones, dispone de una mayor cantidad de potencia y energía para ser distribuida entre sus consumos, ante la imposibilidad de exportar hacia el resto del sistema todos los requerimientos de demanda que se producen. Por tal motivo, mientras se produce un aumento en la probabilidad de pérdida de carga de las barras ubicadas en el centro y norte del SIC, las barras del sur perciben una contribución negativa a este mismo índice de confiabilidad, mejorando así su desempeño.

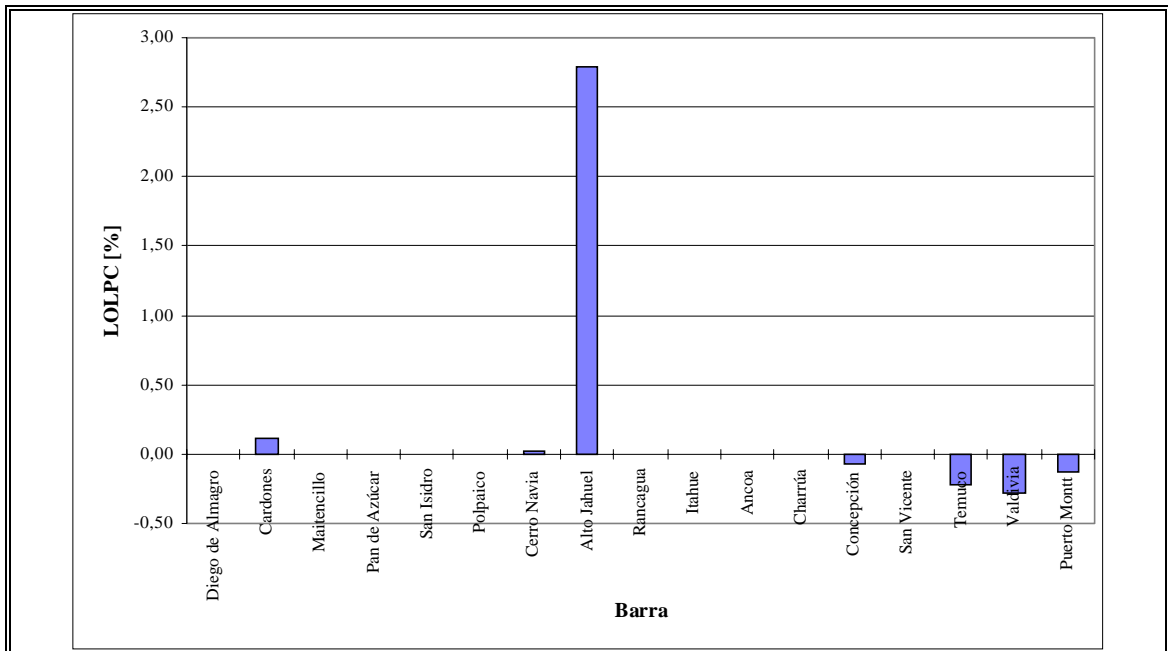


Figura 4.22: Índice $LOLPC_c$ en el SIC según Barra

De la misma manera, en lo que se refiere a la esperanza de potencia no suministrada, los resultados conseguidos para el Sistema Interconectado Central se presentan en la tabla (4.2), desglosados según su origen (correspondiente al sistema total (GL), contribuciones de la transmisión (T) y la generación (G), y aporte del sistema compuesto (C)).

Tabla 4.2: Resumen de Resultados del Índice EPNS para el SIC

BARRA	EPNS [MW]			
	GL	G	T	C
Sistema	3,2727	0,3677	0,0419	2,8630
Diego de Almagro	0,0386	0,0000	0,0371	0,0014
Cardones	0,0285	0,0000	0,0048	0,0237
Maitencillo	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Pan de Azúcar	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
San Isidro	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Polpaico	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Cerro Navia	0,0141	0,0000	0,0000	0,0141
Alto Jahuel	3,1884	0,0000	0,0000	3,1884
Rancagua	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Itahue	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Ancoa	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Charrúa	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Concepción	0,0032	0,0636	0,0000	-0,0604
San Vicente	0,0000	0,0017	0,0000	-0,0017
Temuco	0,0000	0,1366	0,0000	-0,1366
Valdivia	0,0000	0,0873	0,0000	-0,0873
Puerto Montt	0,0000	0,0786	0,0000	-0,0786

A partir de la tabla (4.2) y de las figuras (4.23) y (4.24) se puede apreciar que existe potencia y energía no suministrada principalmente en las barras Alto Jahuel y Cerro Navia en la Zona Central y en las barras Diego de Almagro y Cardones en la Zona Norte que son, obviamente, las mismas donde se ha señalado

que existe probabilidad de pérdida de carga. La evaluación presentada resulta coherente con el comportamiento real del sistema, puesto que a los nodos ubicados en la Zona Central se conecta la mayor parte de la demanda del sistema y, en consecuencia, la profundidad de la falla que se observa en ellos es mayor, tanto en términos absolutos como en términos relativos a la demanda máxima por nodo. En la Zona Norte, las barras indicadas presentan desabastecimiento debido a su lejanía de los principales centros de generación y a la cantidad de instalaciones de transmisión de las que necesitan para abastecerse, instalaciones que por supuesto están sujetas a indisponibilidad en el tiempo.

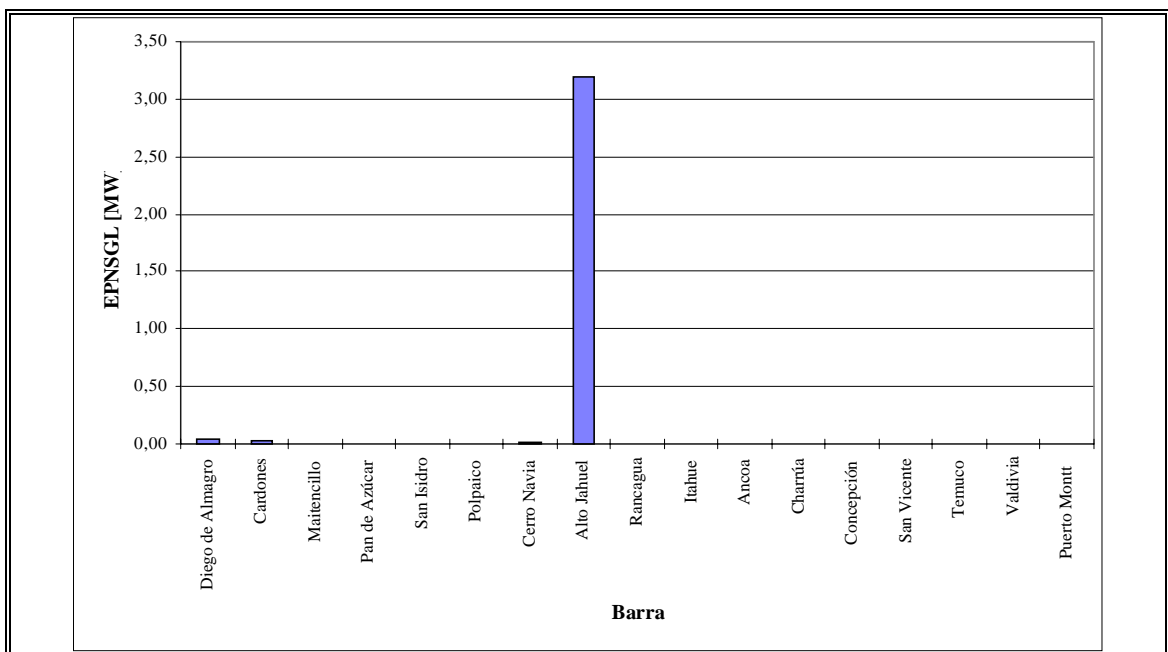


Figura 4.23: Índice $EPNS_{GL}$ en el SIC según Barra

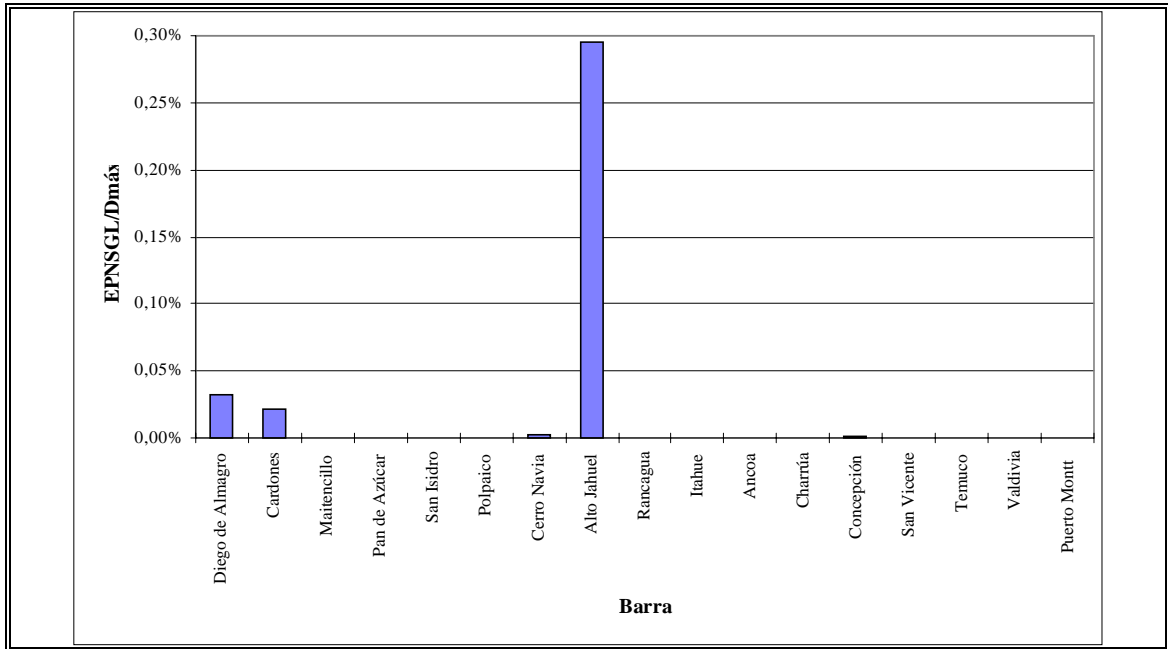


Figura 4.24: Relación entre el Índice $EPNS_{GL}$ y la Demanda Máxima por Barra en el SIC

Analizando los resultados presentados en la tabla (4.2) y graficados en la figura (4.25), con respecto a la potencia no suministrada asociada al sistema de generación, se puede afirmar que la principal contribución de tal zona funcional se percibe, coherentemente con lo ocurrido en el caso del índice LOLP, en la zona sur del SIC, que obviamente se ve afectada frente a salidas intempestivas de servicio de las unidades en una mayor proporción que otras áreas, debido a la escasa influencia de la red de transporte en esa zona.

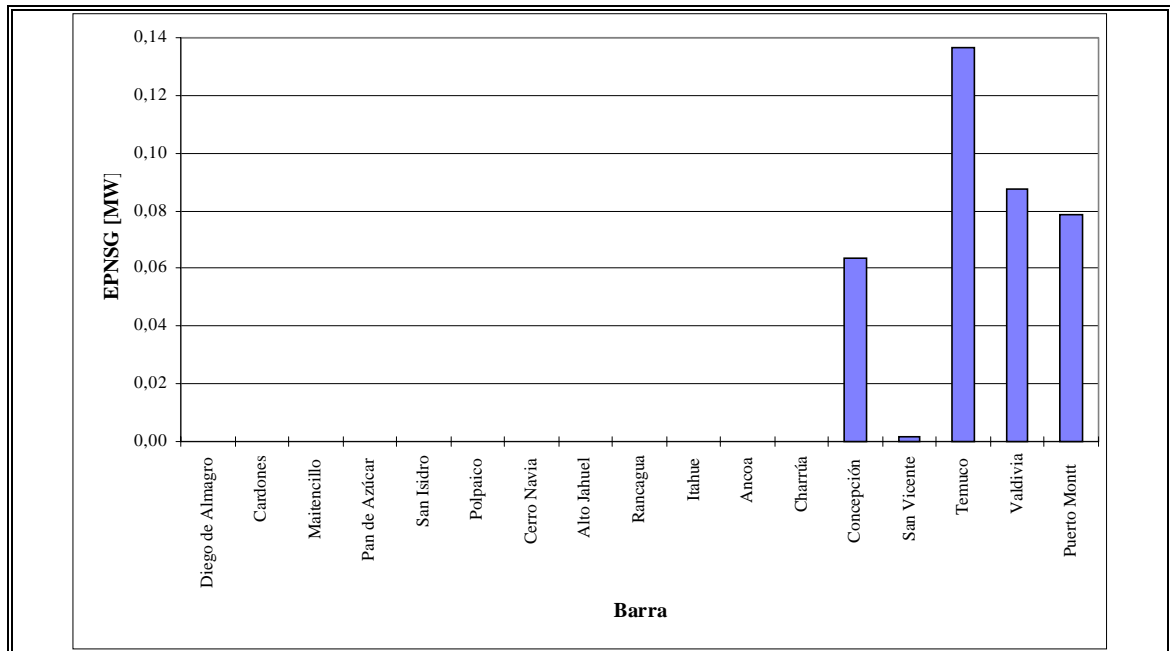


Figura 4.25: Índice $EPNSG$ en el SIC según Barra

Revisando los resultados presentados en la tabla (4.2) y graficados en la figura (4.26), la potencia no suministrada esperada asociada al sistema de transmisión tiene impacto sólo en la zona norte, dada la fuerte dependencia que existe entre la factibilidad de abastecer los consumos de ese sector y la generación que es importada desde otras zonas del SIC a través de la red de transporte.

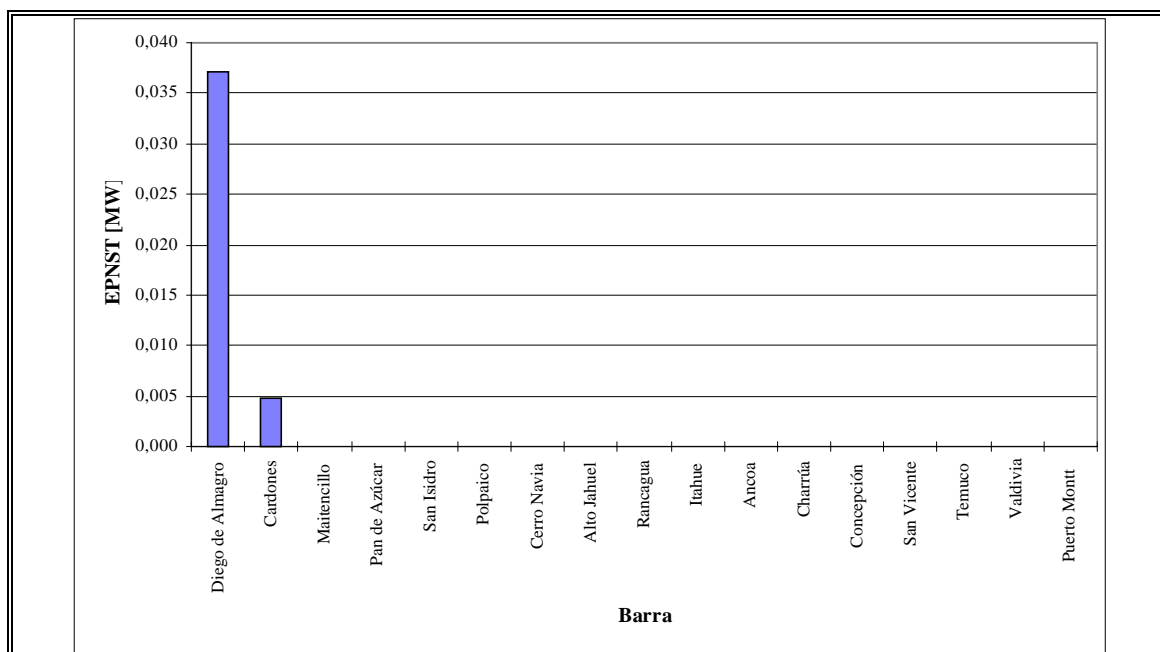


Figura 4.26: Índice $EPNS_T$ en el SIC según Barra

Por último, los resultados contenidos en la tabla (4.2) y en la figura (4.27), señalan que el sistema compuesto contribuye positivamente a la potencia no suministrada en las Zonas Norte y Centro del SIC, mientras que produce el efecto contrario en la Zona Sur del mismo, que se expresa como una contribución negativa a los índices globales de confiabilidad de las barras ubicadas en esta última. Como ya se explicara anteriormente, no debe sorprender este tipo de contribución, puesto que la señal entregada es que el sistema compuesto hace más dificultoso el abastecimiento de la demanda en los sectores centro y norte del sistema, lo que evidentemente beneficia a la zona sur que, en tales condiciones, dispone de una mayor cantidad de potencia y energía para ser distribuida entre sus consumos. De esta forma, mientras en las barras ubicadas en el centro y norte del SIC se produce un aumento en la potencia no suministrada esperada, en las barras del sur se percibe una señal distinta, cual es una contribución negativa al índice de confiabilidad, que se traduce en una mejora en el desempeño del sistema en la referida zona geográfica.

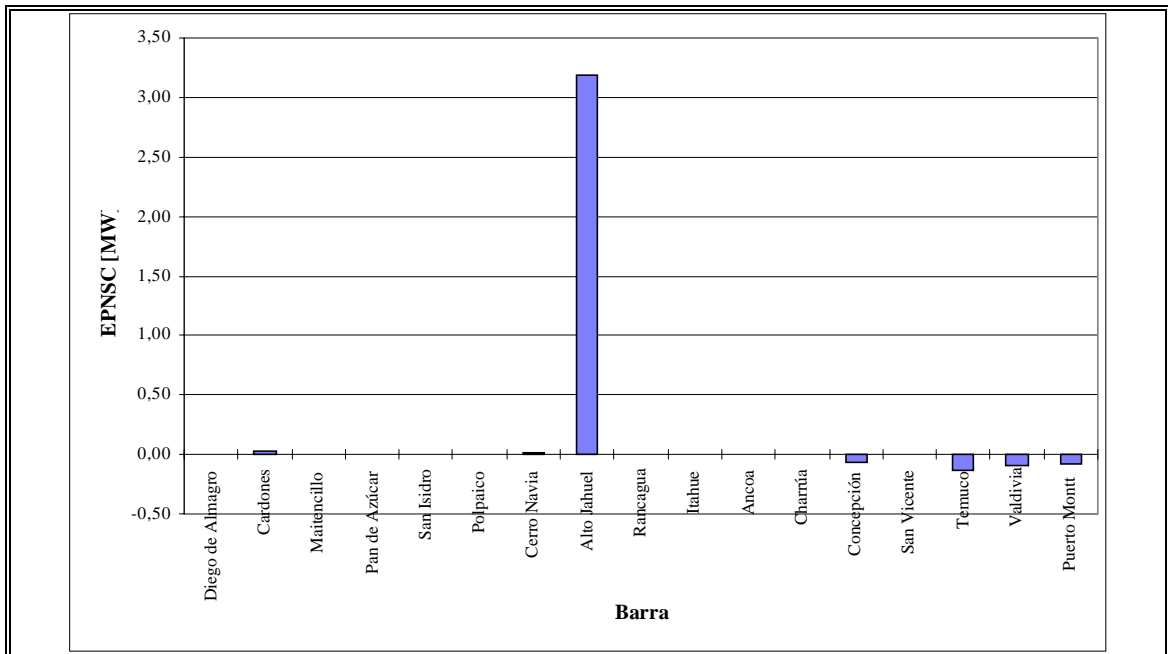


Figura 4.27: Índice $EPNS_c$ en el SIC según Barra

Las tablas de resultados y figuras anteriores han mostrado la existencia de contribuciones tanto positivas como negativas de parte del sistema compuesto (interacción no separable de la generación y la transmisión) a los índices de desempeño globales. Aunque a priori se podría pensar que dicha contribución siempre ha de ser no negativa o, puesto de otra manera, que los clientes debieran obtener siempre un mejor servicio al no superponerse las indisponibilidades de las instalaciones de generación y de transmisión existentes en el sistema, se ha demostrado y analizado por qué, en algunas situaciones, es factible que la operación conjunta del parque generador y de la red de transporte (en las condiciones reales, resultantes del sorteo aleatorio), produzca efectos benéficos sobre la continuidad de servicio que aprecian algunos clientes conectados a determinadas barras, aminorando el desabastecimiento de energía para aquellos.

En las siguientes figuras es posible apreciar las contribuciones relativas de cada sector, tanto para la probabilidad de pérdida de carga como para la potencia esperada no suministrada, al desempeño global del sistema.

La figura (4.28) indica la distribución porcentual absoluta entre los sectores generación, transmisión y compuesto de la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) del sistema global. Se puede apreciar a partir de ella que el método de cálculo de contribuciones, aplicado en este caso al SIC, refleja el importante aporte que realiza el sistema compuesto, en lo que a probabilidad de pérdida de carga se refiere, al desempeño del sistema global. Lo anterior debido a que, en alrededor del 87% de los casos en que se produce desabastecimiento en el sistema, éste es consecuencia de la operación conjunta de ambas zonas funcionales, no pudiendo asignarse la falla de manera exclusiva a ninguna de ellas.

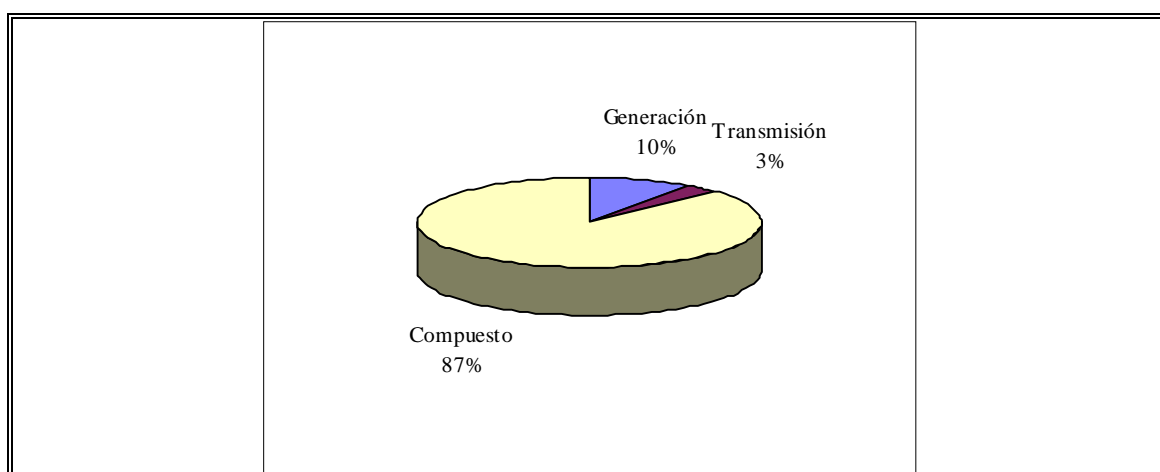


Figura 4.28: Aportes de los Sectores Generación, Transmisión y Compuesto al Índice LOLP

Por otra parte, en la figura (4.29) se señalan los aportes porcentuales relativos de los sectores generación y transmisión a la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) del sistema global. Considerando sólo el restante 13% de los casos en los que la pérdida de carga es directamente asignable a una u otra zona funcional, la distribución relativa estimada para las contribuciones es 77% para el sector generación y 23% para el sector transmisión, de donde se concluye que, en el SIC, el sector que más aporta a la falla es la generación. Esta conclusión guarda coherencia con el hecho que las centrales de generación presentan tasas de falla mayores que la

red de transporte y que por ende, inciden en un mayor grado en las interrupciones de servicio del sistema.

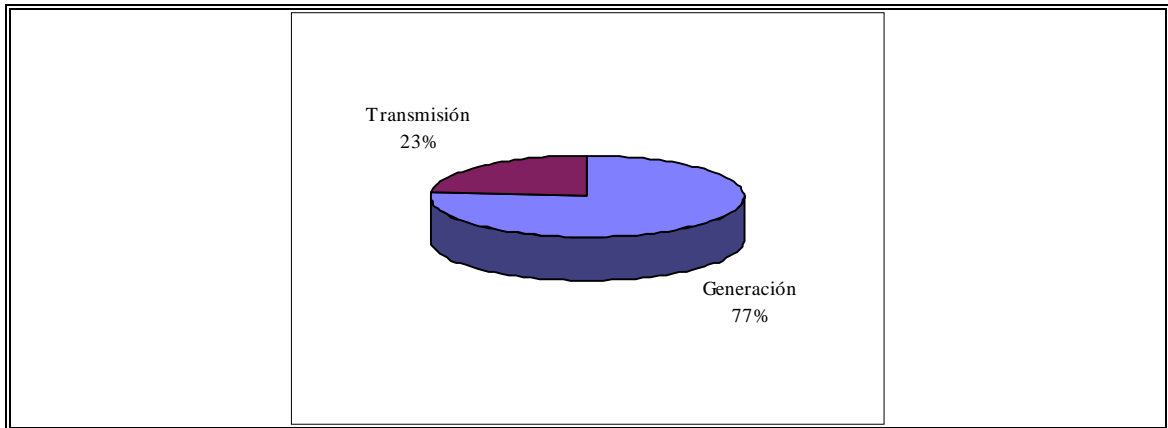


Figura 4.29: Aportes Relativos de los Sectores Generación y Transmisión al Índice LOLP

Similarmente, en la figura (4.30) se indican los aportes porcentuales relativos de los sectores generación y transmisión a la potencia esperada no suministrada (EPNS) correspondiente al sistema global. Considerando los casos en los que existe potencia no suministrada en el sistema y ésta es directamente asignable a una u otra zona funcional, la distribución relativa estimada para las contribuciones a la magnitud del desabastecimiento es 90% para el sector generación y 10% para el sector transmisión. El sector que más aporta a la falla es la generación, tanto en la frecuencia con que se producen las interrupciones como en la magnitud que ellas alcanzan.

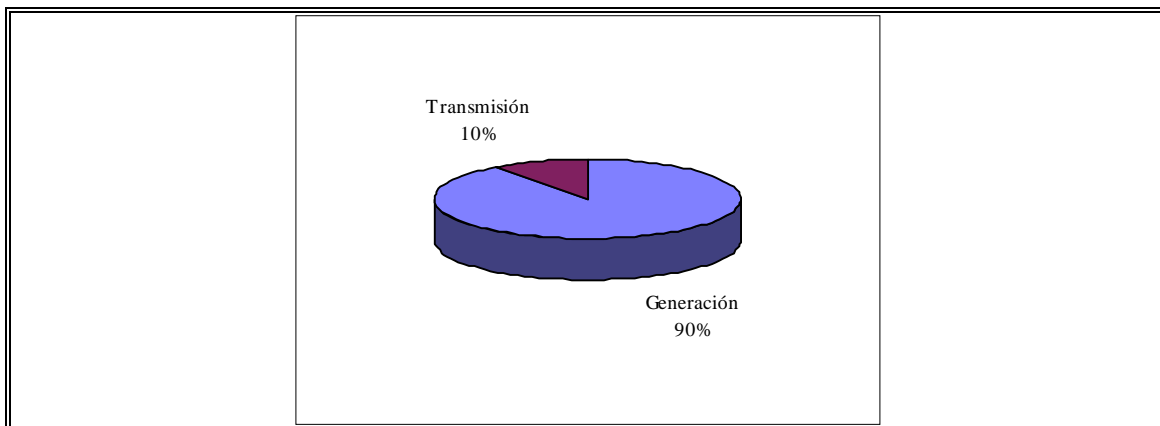


Figura 4.30: Aportes Relativos de los Sectores Generación y Transmisión al Índice EPNS

Por una parte, revisando la figura (4.28), la alta incidencia que el algoritmo desarrollado entrega para el sistema compuesto no es consecuencia de una característica inherente al modelo. Éste es capaz de discriminar adecuadamente las situaciones en las que se puede o no asignar el aporte de manera inequívoca, respondiendo los resultados a las características propias que posea el sistema bajo estudio.

Por otra parte, al analizar los resultados presentados en las figuras (4.29) y (4.30), se puede concluir que, en el SIC, las interrupciones de servicio causadas por fallas en el parque generador son más severas que las que responden a indisponibilidades de la red de transporte, en términos de la profundidad que, en promedio, alcanzan los desabastecimientos. El 77% de los casos en los que las interrupciones de servicio pueden ser asignadas a la generación basta para que ésta sea responsable del 90% de la potencia no suministrada al sistema.

No existe información abundante disponible en la literatura internacional acerca del desempeño de sistemas reales, en lo que respecta a confiabilidad a nivel de sistemas de generación-transmisión. No obstante ello, si se compara el resultado obtenido para el Sistema Interconectado Central, en cuanto a la probabilidad de pérdida de carga, con los resultados reportados para el Sistema Brasileiro Sudeste (SBSE) en [Mell94], se puede concluir que el SIC posee un nivel de confiabilidad,

que se encuentra dentro de un rango aceptable para sistemas con una fuerte predominancia de centrales hidráulicas, aun cuando poseen características topológicas distintas. El valor obtenido en la mencionada referencia para el índice LOLP asociado al SBSE asciende a 2,7%, lo que parece bastante similar al 2,9% que, aproximadamente, se estimó para el SIC.

El proyecto de reglamento para el sector eléctrico ([Cne95]) que ha estado elaborando la Comisión Nacional de Energía (CNE), establece, en su Artículo 175, letra c) que, "... en puntos de entrega a concesionarios de servicio público de distribución, la indisponibilidad aceptable en horas anuales será igual a la indisponibilidad aceptable de generación más la indisponibilidad aceptable de transmisión...". La indisponibilidad aceptable de generación será calculada por la CNE con motivo del plan de obras y la indisponibilidad aceptable de transmisión será determinada, por la misma CNE, para efectos del cálculo de factores de penalización. Si la autoridad establece una indisponibilidad total aceptable de generación y transmisión igual o superior a aproximadamente 250 horas anuales, el sistema estudiado no presentaría problemas en cuanto a la duración de las interrupciones de suministro ocurridas en el año.

V. CONCLUSIONES Y DESARROLLOS FUTUROS

Existe en el sector eléctrico un creciente interés por contar con metodologías más precisas y poderosas para la evaluación de la confiabilidad de los sistemas eléctricos, herramientas que sean capaces de entregar señales económicas adecuadas que guíen, de alguna manera, las decisiones de los agentes participantes. Por una parte, las compañías necesitan contar con información adicional para tomar decisiones de inversión adecuadas, atendiendo a las consideraciones y restricciones de confiabilidad presentes en cada sistema en particular. Por otro lado, los clientes requieren conocer elementos acerca de los índices de desempeño de las distintas barras de conexión en que se encuentran, con el objetivo de tomar mejores decisiones comerciales, en lo que a contratos con el pool de generadores se refiere. No obstante ello, tal información es hoy en día relevante en Chile sólo para aquellos clientes denominados clientes libres¹, los que son los únicos con capacidad de negociar sus contratos directamente con cualquier compañía, tanto generadora como distribuidora.

En el presente trabajo se han revisado algunas técnicas de evaluación de confiabilidad, tanto de aquellas que se enmarcan entre las metodologías basadas en una modelación en el espacio de los estados como entre las que recurren a una simulación cronológica o secuencial. Asimismo, se ha revisado el concepto existente tras las llamadas metodologías híbridas, que fundamentalmente mezclan las bondades de ambas clases de técnicas.

Se ha desarrollado una herramienta computacional, basada en un método de simulación de Monte Carlo, que evidencia ciertas bondades en la evaluación del desempeño de los sistemas eléctricos compuestos y en la planificación futura de éstos. El método muestra una conveniente flexibilidad, que permite considerar

¹ En el DFL1 ([Df1182]), conocido como Ley Eléctrica Chilena, Artículo 90, N°2, se establece que estarán sujetos a fijación de precios, suministros de energía eléctrica tales como los efectuados a usuarios finales de potencia conectada inferior o igual a 2.000 kilowatts, efectuados desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica, en sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación. Los clientes libres por su parte, corresponden a aquellos clientes conectados al sistema y no sometidos a regulación alguna de precios.

aspectos tales como mantenimientos programados, demandas horarias y comportamiento de los embalses, aspectos todos relevantes en la estimación con precisión de índices de confiabilidad. Adicionalmente, la herramienta es capaz de asignar tales índices de manera espacial, entre los distintos nodos involucrados, y contribuye con un nuevo criterio de asignación de los aportes correspondientes a las distintas zonas funcionales participantes del negocio generación-transmisión, pudiendo con ello conseguirse una mejor orientación de las decisiones de inversión y operación, dada la mayor cantidad de información disponible acerca de la incidencia de los distintos tipos de instalaciones sobre el desempeño global y nodal del sistema eléctrico.

Por una parte, a nivel internacional se han realizado diversos trabajos tendientes a estimar los índices de confiabilidad de un sistema y su respectiva desagregación espacial. No obstante ello, sólo un número muy reducido de estas investigaciones ha llevado la asignación de los aportes al nivel de zonas funcionales. El presente trabajo describe una metodología que realiza ambas desagregaciones de manera simultánea, introduciendo, como se mencionara anteriormente, un nuevo criterio para el cálculo de las contribuciones funcionales. Por otra parte, en el plano nacional, los estudios de confiabilidad de los sistemas de potencia a nivel de generación-transmisión, han sido muy escasos. [Vida96] presenta una metodología y estudios en los que se determina índices nodales de confiabilidad. No existe información específica acerca de otros trabajos. En este sentido, la metodología desarrollada contribuye con un nuevo criterio de cálculo de contribuciones funcionales en el ámbito internacional y con una completa herramienta de evaluación de confiabilidad para el sector eléctrico chileno.

Entre los aspectos en los que puede haber mejoras futuras se encuentran, por ejemplo, las estimaciones acerca de los tiempos de disponibilidad e indisponibilidad de las componentes. Las bases de datos existentes que contienen las estadísticas de interrupciones de servicio y fallas de componentes de los sistemas proporcionan, en general, solamente valores medios, lo que hace necesario suponer que los mencionados tiempos siguen distribuciones exponenciales. Sin embargo, resultaría enormemente atractivo contar con información más detallada, de manera tal de utilizar funciones de distribución de probabilidades que expliquen de mejor

forma los procesos de falla y reparación de los equipos e instalaciones, tales como las distribuciones de Weibull, Normal y Log Normal, según queda demostrado en los estudios presentados en [Bill97].

En cuanto a la modelación de los embalses, en la herramienta computacional desarrollada se incorpora una diferenciación entre las potencias máximas que puede entregar cada embalse en cada uno de los cuatro trimestres del año. Para que esta flexibilidad del modelo preste alguna utilidad práctica, se requiere conocer el comportamiento de cada central de embalse en condiciones medias, a objeto de obtener de manera empírica cuáles son esas generaciones máximas trimestrales individuales.

Aunque para muchas aplicaciones puede ser adecuada una distribución conformante de las cargas, es posible que en análisis de confiabilidad sea conveniente conocer en mayor detalle el comportamiento individual de las demandas totales de los distintos nodos ([Sank95] y [Bill97]), característica que se relaciona fuertemente con el tipo de consumo que se encuentra conectado a cada barra del sistema. Esto requiere, por supuesto, de bases de datos más precisas, con una mayor cantidad de información, que hoy, en realidad, comúnmente no se maneja.

Un último punto que el autor visualiza como factible de mejorar es la consideración de las condiciones climáticas en la evaluación, que pueden ser incorporadas manejando distintas tasas de falla y reparación, que van a depender directamente de la condición climática sorteada en la simulación de los escenarios a evaluar. Aunque esto acercaría aún más el modelo al comportamiento real del sistema, genera el inconveniente de necesitar más información, que muchas veces no está disponible.

BIBLIOGRAFÍA

- [Alla86] ALLAN, R., BILLINTON, R. y ABDEL-GAWAD, N. (1984) The IEEE Reliability Test System - Extensions to and Evaluation of the Generating System. **IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-1, N°4, November 1986**. February 2-7, New York, United States of America.
- [Alla89] ALLAN, R. y BILLINTON, R. (1989) Reliability Concepts of Composite Power Systems. **Reliability Assessment of Composite Generation and Transmission Systems. IEEE Tutorial Course 90EH0311-1-PWR**. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, United States of America.
- [Bill88] BILLINTON, R. y ALLAN, R. (1988) **Reliability Assessment of Large Electric Power Systems**. Kluwer Academic Publishers, Massachusetts, United States of America.
- [Bill96] BILLINTON, R. y ALLAN, R. (1996) **Reliability Evaluation of Power Systems**. Plenum Pub Corp, New York, United States of America.
- [Bill97] BILLINTON, R. y JONNAVITHULA, A. (1996) Application of Sequential Monte Carlo Simulation to Evaluation of Distributions of Composite System Indices. **IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 144, N°2, March 1997**. United Kingdom.
- [Cdec97] CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA SISTEMA INTECONECTADO CENTRAL. (1997) **CDEC-SIC Estadísticas de Operaciones**. Santiago, Chile.
- [Cne95] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA DE CHILE. (1995) **Reglamento a la Ley General de Servicios Eléctricos (Versión Preliminar), Diciembre, 1995**. Chile.
- [Dasi97] DA SILVA, E. (1997) **Comunicación Personal**. Universidad Federal de Santa Catarina UFSC, Florianópolis, Brasil.

- [Dfl182] MINISTERIO DE MINERÍA. (1982) **Ley General de Servicios Eléctricos D.F.L. N°1. Diario Oficial de la República de Chile N° 31.366, Septiembre, 1982.** Chile.
- [Duff97] DUFF & PHELPS CHILE CLASIFICADORA DE RIESGO. (1997) **Informe Sectorial: Sector Eléctrico.** Santiago, Chile.
- [Gazm93] GAZMURI, P. (1993) **Modelos Estocásticos para la Gestión de Sistemas.** Santiago, Chile.
- [Ieee79] RELIABILITY TEST SYSTEM TASK FORCE (1979) IEEE Reliability Test System. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, N°6, Nov./Dec. 1979.** February 4-9, New York, United States of America.
- [Mell94] MELLO, J., PEREIRA, M. y LEITE DA SILVA, A. (1993) Evaluation of Reliability Worth in Composite Systems Based on Pseudo-Sequential Monte Carlo Simulation. **IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, N°3, August 1994.** July 18-22, Vancouver, Canada.
- [Mell95] MELLO, J., LEITE DA SILVA, A., PEREIRA, M., MELO, A. y SCHILLING, M. (1995) Relevant Factors in Loss of Load Cost Evaluation in Power Systems Planning. **Stockholm Power Tech Conference 1995.** June 18-22, Stockholm, Sweden.
- [Mell97] MELLO, J., LEITE DA SILVA, A. y PEREIRA, M. (1996) Efficient Loss-of-Load Cost Evaluation by Combined Pseudo-Sequential and State Transition Simulation. **IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 144, N°2, March 1997.** United Kingdom.
- [Pere89] PEREIRA, M., PINTO, L., CUNHA, S. y OLIVEIRA, G. (1989) Monte-Carlo Based Composite Reliability Evaluation: Modeling Aspects and Computational Results. **Reliability Assessment of Composite Generation and Transmission Systems. IEEE Tutorial Course 90EH0311-1-PWR.** The Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, United States of America.

- [Pere90] PÉREZ-ARRIAGA, J.I. (1990) **Fiabilidad y Seguridad del Sistema de Generación y Transporte**. Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas. Madrid, España.
- [Pere92] PEREIRA, M. y BALU, N. (1990) Composite Generation/Transmission Reliability Evaluation. **Proceedings of the IEEE, Vol. 80, N°4, April 1992**. United States of America.
- [Sank95] SANKARAKRISHNAN, A. y BILLINTON, R. (1994) Effective Techniques for Reliability Worth Assessment in Composite Power Systems Networks using Monte Carlo Simulation. **IEEE/PES 1995 Summer Meeting**. July 23-27, Portland, United States of America.
- [Sing89] SINGH, C. (1989) Basic Probability and Reliability Concepts. **Reliability Assessment of Composite Generation and Transmission Systems. IEEE Tutorial Course 90EH0311-1-PWR**. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, United States of America.
- [Sing93] SINGH, C., PRAVIN, T. y FENG, J. (1993) **Convergence Characteristics of Two Monte Carlo Models for Reliability Evaluation of Interconnected Power Systems**. Electric Power Systems Research 28(1993) 1-9, United States of America.
- [Vida96] VIDAL, V. (1996) **Evaluación de los Índices Nodales de Confiabilidad y los Costos Asociados en los Sistemas de Generación y Transmisión**. Tesis de Magister. Pontificia Universidad Católica de Chile. Chile.
- [Wood84] WOOD, A. y WOLLENBERG, B. (1984) **Power Generation, Operation, and Control**. John Wiley & Sons, New York, United States of America.

A N E X O S

ANEXO A: FLUJO EN CORRIENTE CONTINUA

La resolución de flujos de potencia es un problema que envuelve una gran complejidad, principalmente dada la cantidad de variables que es necesario manipular en un flujo en corriente alterna (flujo AC) y las relaciones no lineales existentes entre las variables involucradas. La característica anterior hace atractiva la utilización de alguna metodología de cálculo aproximada que, con un grado razonable de precisión, simplifique la resolución del problema, sobretodo en una situación como la tratada en el presente trabajo, cual es la realización de múltiples flujos de potencia sucesivos para el sistema bajo estudio, a objeto de evaluar su confiabilidad.

Una aproximación extensamente utilizada es el flujo de potencia en corriente continua (flujo DC) o linealizado que, básicamente, transforma las relaciones no lineales en ecuaciones circuitales puramente lineales.

A.1 Representación del Sistema de Transmisión y Flujos por las Líneas

Comúnmente, el sistema de transmisión se representa mediante circuitos equivalentes π , tal como se muestra en la figura (A.1), entre las barras i -ésima y j -ésima que definen cada una de las líneas de la red.

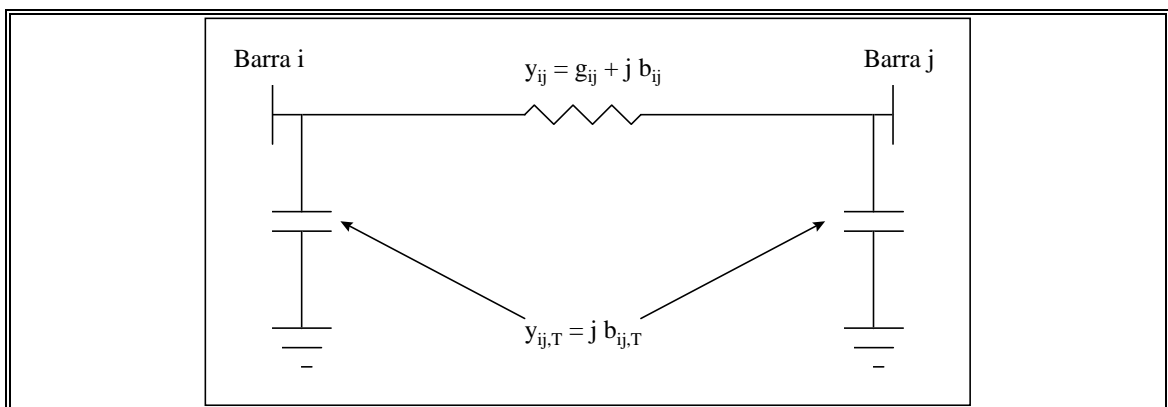


Figura A.1: Circuito Equivalente π para una Línea de Transmisión

Suponiendo tensiones V_i y V_j en cada uno de los nodos que definen la línea, una inyección de potencia aparente equivalente a $S_{ij} = P_{ij} + j Q_{ij}$ en el nodo transmisor, una admitancia serie de la línea $y_{ij} = g_{ij} + j b_{ij}$ y una admitancia shunt a tierra, $y_{ij,T} = j b_{ij,T}$, en cada uno de los extremos, se tiene que la ecuación eléctrica que rige el flujo de potencia a través de la línea es la siguiente:

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

De esta forma, resulta válida la siguiente equivalencia:

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

y por lo tanto, el flujo de potencia activa a través de la línea puede ser expresado como:

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

A.2 Supuestos de la Modelación en Corriente Continua

La metodología de flujo linealizado supone tres condiciones fundamentales ([Wood84]), que se señalan a continuación:

1. Las tensiones en todas las barras de la red se sitúan en un valor cercano al 100%.

$$|V_i| = |V_j| \approx 1 \text{ [pu]} \quad (\text{A.4})$$

2. En cada línea, la resistencia es despreciable frente a la reactancia. Derivado de ello, la conductancia tiende a ser despreciable y la susceptancia tiende al opuesto del inverso de la reactancia correspondiente.

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

3. La diferencia angular entre dos barras conectadas es pequeña.

$$(\theta_i - \theta_j) \rightarrow 0 \Rightarrow \begin{cases} \cos(\theta_i - \theta_j) \approx 1 \\ \text{sen}(\theta_i - \theta_j) \approx (\theta_i - \theta_j) \end{cases} \quad (\text{A.6})$$

A.3 Relaciones Derivadas de un Flujo en Corriente Continua

Considerando la expresión (A.3) y los supuestos básicos de la modelación (expresiones (A.4), (A.5) y (A.6)), se puede establecer que el flujo de potencia activa a través de una línea entre las barras i -ésima y j -ésima responde a la ecuación (A.7). Dicha ecuación establece una relación lineal, muy simple, entre el flujo de potencia (P), las variables de estado del sistema (ángulos de fase θ) y la topología del mismo (a través de las reactancias).

$$P_{ij} = \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} \quad (\text{A.7})$$

En base a la expresión anterior, es posible establecer que, el flujo neto inyectado a la barra i -ésima desde el resto del sistema equivale a:

$$P_i = \sum_{\forall j \text{ conectado a } i} P_{ij} = \sum_{\forall j \text{ conectado a } i} \frac{1}{x_{ij}} \cdot (\theta_i - \theta_j) \quad (\text{A.8})$$

De esta forma, si la k -ésima barra corresponde a la barra de referencia (slack) del sistema, se puede plantear la relación matricial indicada en la expresión (A.10), entre las inyecciones netas de potencia en cada nodo (P_i , $i=1, \dots, k-1, k+1, \dots, n$) y los respectivos ángulos de desfase respecto del ángulo asociado a la barra de referencia (θ_i , $i=1, \dots, k-1, k+1, \dots, n$). Para ello, debe tenerse presente la relación existente entre los elementos de la matriz de susceptancias nodales y las reactancias del sistema, que se indica en la siguiente expresión (A.9).

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

Como se mencionara anteriormente, la relación matricial relevante en este caso corresponde a la indicada en la expresión (A.10), en la que se excluye tanto

la fila como la columna correspondientes a la barra de referencia, las que de acuerdo a (A.9), contienen sólo elementos nulos.

$$\begin{array}{c} P_1 \\ \vdots \\ P_{k-1} \\ P_{k+1} \\ \vdots \\ P_n \end{array} \left| \begin{array}{cccccc} B_{1,1} & \cdots & B_{1,k-1} & B_{1,k+1} & \cdots & B_{1,n} \\ \vdots & & \ddots & \vdots & & \ddots & \vdots \\ B_{k-1,1} & \cdots & B_{k-1,k-1} & B_{k-1,k+1} & \cdots & B_{k-1,n} \\ B_{k+1,1} & \cdots & B_{k+1,k-1} & B_{k+1,k+1} & \cdots & B_{k+1,n} \\ \vdots & & \ddots & \vdots & & \ddots & \vdots \\ B_{n,1} & \cdots & B_{n,k-1} & B_{n,k+1} & \cdots & B_{n,n} \end{array} \right| \begin{array}{c} \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_{k-1} \\ \theta_{k+1} \\ \vdots \\ \theta_n \end{array} \quad (\text{A.10})$$

ANEXO B: SISTEMAS DE PRUEBA

Para efectuar la validación del desarrollo computacional presentado se ha utilizado, además del sistema de prueba estándar del IEEE (IEEE-RTS), dos sistemas adicionales; uno de ellos presenta una configuración radial (SP-1) y el otro una enmallada (SP-2).

B.1 Sistema de Prueba 1: Red Radial SP-1

El sistema de prueba SP-1 responde a una configuración radial de tres nodos, dispuestos de la manera indicada en la figura (B.1)

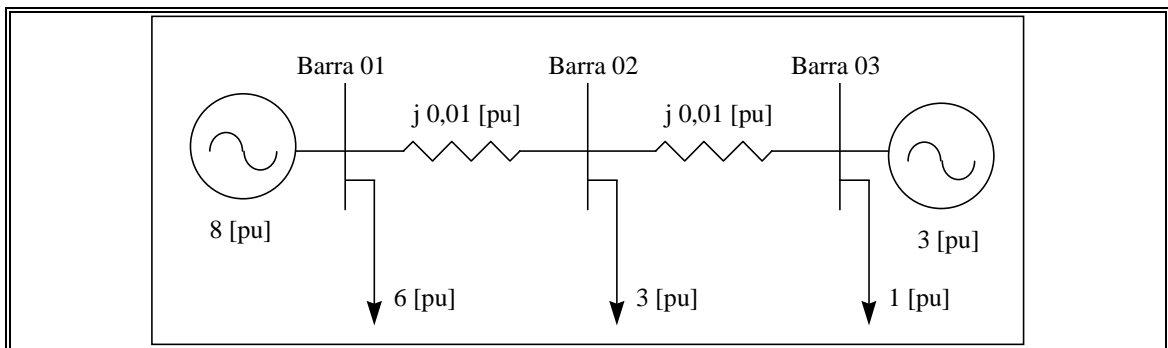


Figura B.1: Diagrama Unilineal del Sistema de Prueba 1

B.1.1 Demandas

Se modela sólo un nivel de demanda, que asciende a 10 [pu]. La distribución espacial de las demandas es la señalada en la tabla (B.1).

Tabla B.1: Distribución Nodal de la Demanda del SP-1

Nodo	Demanda [%]
Barra 01	60,00
Barra 02	30,00
Barra 03	10,00

B.1.2 Parque Generador

El sistema posee dos generadores, conectados a las barras 01 y 03. No se ha considerado en este sistema un período de mantenimiento programado para las plantas existentes. Los parámetros de las unidades se indican en la tabla (B.2).

Tabla B.2: Parámetros de las Unidades de Generación del SP-1

G	B _G	G _m ¹ [pu]	G _M ¹ [pu]	G _m ² [pu]	G _M ² [pu]	G _m ³ [pu]	G _M ³ [pu]	G _m ⁴ [pu]	G _M ⁴ [pu]	MP _i [h]	MP _f [h]	MTTF [h]	MTTR [h]
01	01	0,00	8,00	0,00	8,00	0,00	8,00	0,00	8,00	0,00	0,00	9.800,00	200,00
02	03	0,00	3,00	0,00	3,00	0,00	3,00	0,00	3,00	0,00	0,00	9.900,00	100,00

donde:

G : generador,

B_G : barra de conexión del generador G,

G_mⁱ : generación mínima correspondiente al i-ésimo trimestre,

G_Mⁱ : generación máxima correspondiente al i-ésimo trimestre,

MP_i : instante de inicio del mantenimiento programado,

MP_f : instante de finalización del mantenimiento programado,

$MTTF$: tiempo medio de disponibilidad, y

$MTTR$: tiempo medio de indisponibilidad.

B.1.3 Sistema de Transmisión

El sistema posee sólo 2 líneas, que conectan las barras 01 y 02, y 02 y 03. Los parámetros utilizados para las líneas se indican en la tabla (B.3).

Tabla B.3: Parámetros de las Líneas del SP-1

FROM	TO	R [pu]	X [pu]	F_M [pu]	MTTF [h]	MTTR [h]
01	02	0,00	0,01	5,00	9.800,00	100,00
02	03	0,00	0,01	3,00	9.700,00	300,00

donde:

FROM : barra de salida de la línea,

TO : barra de llegada de la línea,

R : resistencia de la línea,

X : reactancia de la línea,

F_M : flujo máximo por la línea,

$MTTF$: tiempo medio de disponibilidad, y

$MTTR$: tiempo medio de indisponibilidad.

B.2 Sistema de Prueba 2: Red Enmallada SP-2

El sistema de prueba SP-2 responde a una configuración enmallada de tres nodos, dispuestos de la manera indicada en la figura (B.2)

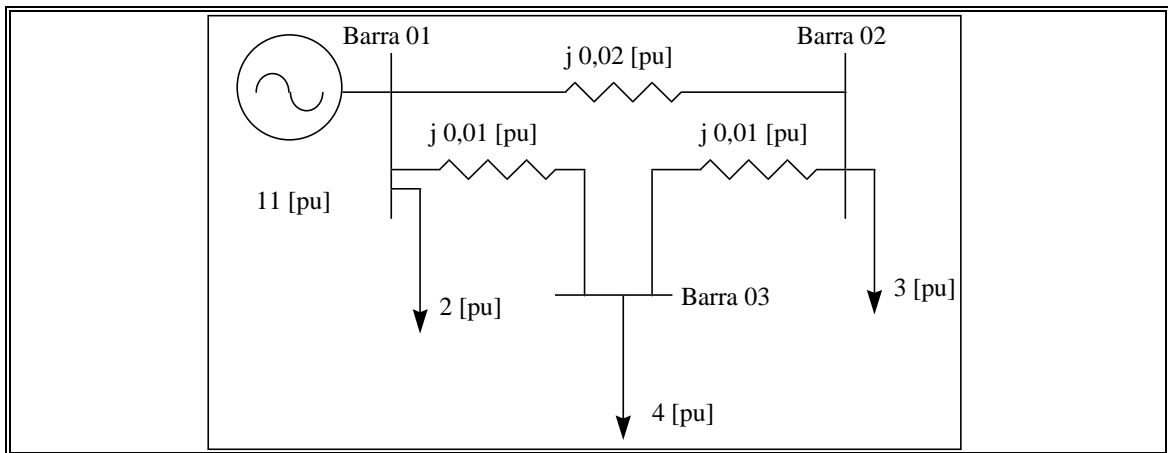


Figura B.2: Diagrama Unilineal del Sistema de Prueba 2

B.2.1 Demandas

Se modela sólo un nivel de demanda, que asciende a 9 [pu]. La distribución espacial de las demandas es la señalada en la tabla (B.4).

Tabla B.4: Distribución Nodal de la Demanda del SP-2

Nodo	Demanda [%]
Barra 01	22,22
Barra 02	33,33
Barra 03	44,44

B.2.2 Parque Generador

El sistema posee sólo un generador, conectado a la barra 01. No se ha considerado en este sistema un período de mantenimiento programado para la planta existente. Los parámetros se indican en la tabla (B.5).

Tabla B.5: Parámetros de la Unidad de Generación del SP-2

G	B _G	G _m ¹ [pu]	G _M ¹ [pu]	G _m ² [pu]	G _M ² [pu]	G _m ³ [pu]	G _M ³ [pu]	G _m ⁴ [pu]	G _M ⁴ [pu]	MP _i [h]	MP _f [h]	MTTF [h]	MTTR [h]
01	01	0,00	11,00	0,00	11,00	0,00	11,00	0,00	11,00	0,00	0,00	9.000,00	1.000,00

B.2.3 Sistema de Transmisión

El sistema posee 3 líneas, que conectan las barras 01 y 02, 01 y 03, y 02 y 03. Los parámetros utilizados para las líneas se indican en la tabla (B.6).

Tabla B.6: Parámetros de las Líneas del SP-2

FROM	TO	R [pu]	X [pu]	F _M [pu]	MTTF [h]	MTTR [h]
01	02	0.00	0,02	5,00	900,00	100,00
01	03	0.00	0.01	5,00	900,00	100,00
02	03	0.00	0.01	2,00	700,00	300,00

ANEXO C: SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL DE CHILE

A objeto de revisar la aplicación de la metodología propuesta en un sistema real, se utilizó un modelo aproximado del Sistema Interconectado Central de Chile (SIC). Tal sistema fue construido utilizando información proveniente de distintas fuentes, principalmente [Cdec97] para características de la red y [Dasi97] para estadísticas de disponibilidad de equipos y unidades (ver Anexo D).

C.1 Sistema de Interconectado Central

El Sistema Interconectado Central presenta una configuración eminentemente radial, aunque en algunos sectores, posee algún grado de enmallamiento. La disposición geográfica de los nodos, unidades de generación y consumos es la indicada en la figura (C.1).

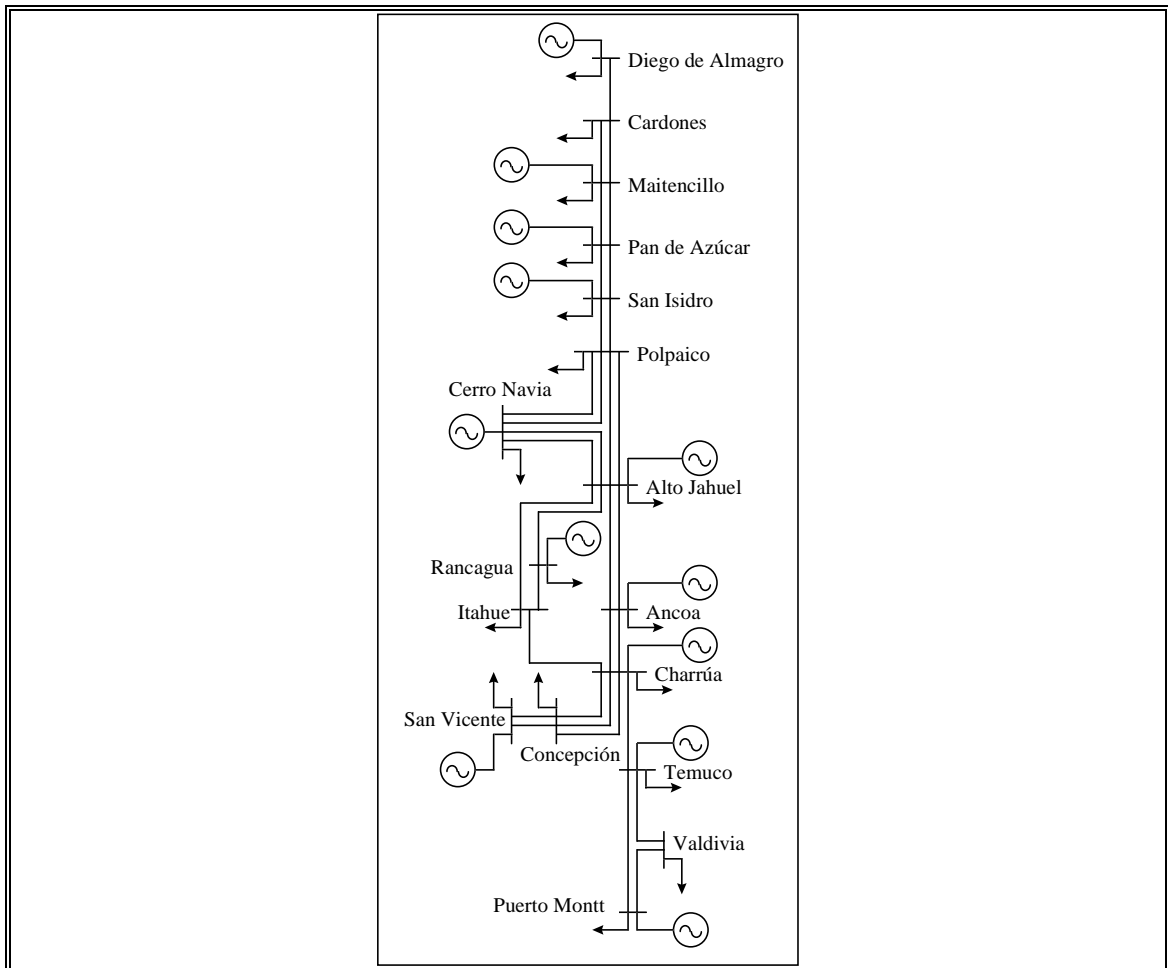


Figura C.1: Diagrama Unilineal del SIC

C.1.1 Demandas

El sistema se ha modelado con una curva de carga horaria, que se aprecia en la figura (C.2). La demanda máxima registrada durante 1996 fue equivalente a 3.497 [MW], con un factor de carga igual a 72,75% (demanda media equivalente a 2.544 [MW]).

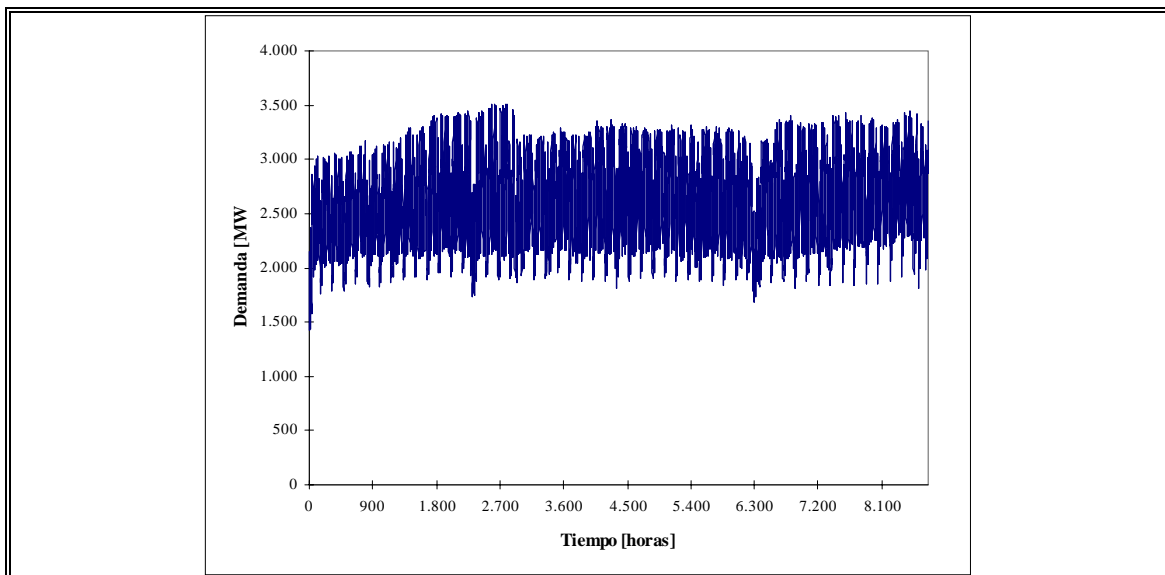


Figura C.2: Curva de Carga del SIC correspondiente a 1996

La distribución espacial que se ha utilizado para la demanda total del sistema, es la señalada en la tabla (C.1). El supuesto de conformancia con el que se ha trabajado permite adicionalmente extender esta distribución (determinada para la hora de demanda máxima del sistema) a todo el período, aplicándose por lo tanto a toda la curva de carga considerada.

Tabla C.1: Distribución Nodal de la Demanda del SIC

Nodo	Demanda [%]
DALMAGRO	3,36
CARDONES	3,79
MAITENCI	1,99
PDAZUCAR	3,44
SNISIDRO	12,31
POLPAICO	0,70
CERRONAV	16,95
ALTOJAHU	30,90
RANCAGUA	1,00
ITAHUE	2,26
ANCOA	0,73
CHARRUA	5,55
CONCEPCI	9,00
SNVICENT	2,00
TEMUCO	2,53
VALDIVIA	1,06
PTOMONTT	2,43

C.1.2 Parque Generador

El sistema posee 85 unidades de generación, correspondientes a 37 plantas que se distribuyen a lo largo de todo el sistema. Existe una preponderancia hidroeléctrica, puesto que el 75,43% de la capacidad instalada corresponde a unidades de tipo hidráulico, mientras que sólo el 24,57% restante proviene de unidades térmicas.

Para la realización del estudio se ha considerado en este sistema un período de mantenimiento programado para las plantas existentes, que es el que definido por el CDEC-SIC para el cálculo de costos marginales que realiza. Por simplicidad, para todas las unidades de generación se ha considerado que el mínimo técnico de operación es nulo. Los parámetros de las unidades de generación térmica se indican en la tabla (C.2).

Tabla C.2: Parámetros de las Unidades de Generación Térmica del SIC

G	B _G	G _m ¹ [pu]	G _M ¹ [pu]	G _m ² [pu]	G _M ² [pu]	G _m ³ [pu]	G _M ³ [pu]	G _m ⁴ [pu]	G _M ⁴ [pu]	MP _i [h]	MP _r [h]	MTTF [h]	MTTR [h]
DALMAGRO	DALMAGRO	0,00	0,24	0,00	0,24	0,00	0,24	0,00	0,24	8.016,00	8.184,00	833,33	46,93
HUASCOV1	MAITENCI	0,00	0,08	0,00	0,08	0,00	0,08	0,00	0,08	7.296,00	7.776,00	833,33	46,93
HUASCOV2	MAITENCI	0,00	0,08	0,00	0,08	0,00	0,08	0,00	0,08	7.296,00	7.776,00	833,33	46,93
HUASCOG1	MAITENCI	0,00	0,21	0,00	0,21	0,00	0,21	0,00	0,21	7.776,00	7.944,00	833,33	46,93
HUASCOG2	MAITENCI	0,00	0,21	0,00	0,21	0,00	0,21	0,00	0,21	7.776,00	7.944,00	833,33	46,93
HUASCOG3	MAITENCI	0,00	0,21	0,00	0,21	0,00	0,21	0,00	0,21	7.776,00	7.944,00	833,33	46,93
GUACOLD1	MAITENCI	0,00	1,50	0,00	1,50	0,00	1,50	0,00	1,50	7.296,00	8.016,00	411,52	34,28

GUACOLD2	MAITENCI	0,00	1,50	0,00	1,50	0,00	1,50	0,00	1,50	6.576,00	7.296,00	411,52	34,28
ELINDIO	PDAZUCAR	0,00	0,19	0,00	0,19	0,00	0,19	0,00	0,19	7.656,00	8.016,00	833,33	46,93
LAGVERD1	SNISIDRO	0,00	0,27	0,00	0,27	0,00	0,27	0,00	0,27	7.296,00	8.016,00	833,33	46,93
LAGVERD2	SNISIDRO	0,00	0,27	0,00	0,27	0,00	0,27	0,00	0,27	7.296,00	8.016,00	833,33	46,93
VENTANA1	SNISIDRO	0,00	1,69	0,00	1,69	0,00	1,69	0,00	1,69	8.016,00	8.760,00	411,52	34,28
VENTANA2	SNISIDRO	0,00	1,69	0,00	1,69	0,00	1,69	0,00	1,69	7.296,00	8.016,00	411,52	34,28
RENCA1	CERRONAV	0,00	0,50	0,00	0,50	0,00	0,50	0,00	0,50	0,00	367,20	833,33	46,93
RENCA2	CERRONAV	0,00	0,50	0,00	0,50	0,00	0,50	0,00	0,50	0,00	367,20	833,33	46,93
CONSTITU	ANCOA	0,00	0,09	0,00	0,09	0,00	0,09	0,00	0,09	0,00	0,00	833,33	46,93
LAJA	CHARRUA	0,00	0,09	0,00	0,09	0,00	0,09	0,00	0,09	0,00	0,00	833,33	46,93
BOCAMINA	SNVICENT	0,00	1,25	0,00	1,25	0,00	1,25	0,00	1,25	6.576,00	7.296,00	531,91	37,30

Análogamente, los parámetros utilizados para las unidades de generación hidráulica se indican en la tabla (C.3). Como puede apreciarse, para cada una de las centrales hidráulicas, tanto de pasada como de embalse, es factible utilizar distintas potencias máximas generables por trimestre, a objeto de reflejar las diferencias estacionales relacionadas a los caudales de los afluentes, en el caso de las centrales de pasada, y las variaciones de afluentes y distintas políticas de operación, en las centrales de embalse.

Tabla C.3: Parámetros de las Unidades de Generación Hidráulica del SIC

G	B _G	G _m ¹ [pu]	G _M ¹ [pu]	G _m ² [pu]	G _M ² [pu]	G _m ³ [pu]	G _M ³ [pu]	G _m ⁴ [pu]	G _M ⁴ [pu]	MP _i [h]	MP _r [h]	MTTF [h]	MTRR [h]
LMOLLES1	PDAZUCAR	0,00	0,07	0,00	0,07	0,00	0,08	0,00	0,08	0,00	0,00	900,90	19,16
LMOLLES2	PDAZUCAR	0,00	0,07	0,00	0,07	0,00	0,08	0,00	0,08	0,00	0,00	900,90	19,16
LQUILOS1	SNISIDRO	0,00	0,12	0,00	0,12	0,00	0,13	0,00	0,13	0,00	0,00	900,90	19,16
LQUILOS2	SNISIDRO	0,00	0,12	0,00	0,12	0,00	0,13	0,00	0,13	0,00	0,00	900,90	19,16
LQUILOS3	SNISIDRO	0,00	0,12	0,00	0,12	0,00	0,13	0,00	0,13	0,00	0,00	900,90	19,16
ACONCAG1	SNISIDRO	0,00	0,33	0,00	0,33	0,00	0,36	0,00	0,36	0,00	0,00	1.449,28	12,68
ACONCAG2	SNISIDRO	0,00	0,33	0,00	0,33	0,00	0,36	0,00	0,36	0,00	0,00	1.449,28	12,68
RAPEL1	CERRONAV	0,00	0,63	0,00	0,63	0,00	0,70	0,00	0,70	0,00	0,00	1.149,43	24,39
RAPEL2	CERRONAV	0,00	0,63	0,00	0,63	0,00	0,70	0,00	0,70	0,00	0,00	1.149,43	24,39
RAPEL3	CERRONAV	0,00	0,63	0,00	0,63	0,00	0,70	0,00	0,70	0,00	0,00	1.149,43	24,39
RAPEL4	CERRONAV	0,00	0,63	0,00	0,63	0,00	0,70	0,00	0,70	0,00	0,00	1.149,43	24,39

RAPEL5	CERRONAV	0,00	0,63	0,00	0,63	0,00	0,70	0,00	0,70	0,00	0,00	1.149,43	24,39
ALFALFA1	ALTOJAHU	0,00	0,72	0,00	0,72	0,00	0,80	0,00	0,80	0,00	0,00	1.149,43	24,39
ALFALFA2	ALTOJAHU	0,00	0,72	0,00	0,72	0,00	0,80	0,00	0,80	0,00	0,00	1.149,43	24,39
MAITENE1	ALTOJAHU	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,00	900,90	19,16
MAITENE2	ALTOJAHU	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,00	900,90	19,16
MAITENE3	ALTOJAHU	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,00	900,90	19,16
MAITENE4	ALTOJAHU	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,00	900,90	19,16
MAITENE5	ALTOJAHU	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,00	900,90	19,16
QUELTEH1	ALTOJAHU	0,00	0,12	0,00	0,12	0,00	0,14	0,00	0,14	0,00	0,00	900,90	19,16
QUELTEH2	ALTOJAHU	0,00	0,12	0,00	0,12	0,00	0,14	0,00	0,14	0,00	0,00	900,90	19,16
QUELTEH3	ALTOJAHU	0,00	0,12	0,00	0,12	0,00	0,14	0,00	0,14	0,00	0,00	900,90	19,16
VOLCAN	ALTOJAHU	0,00	0,12	0,00	0,12	0,00	0,13	0,00	0,13	0,00	0,00	900,90	19,16
FLORIDA1	ALTOJAHU	0,00	0,05	0,00	0,05	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,00	900,90	19,16
FLORIDA2	ALTOJAHU	0,00	0,05	0,00	0,05	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,00	900,90	19,16
FLORIDA3	ALTOJAHU	0,00	0,05	0,00	0,05	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,00	900,90	19,16
FLORIDA4	ALTOJAHU	0,00	0,05	0,00	0,05	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,00	900,90	19,16
FLORIDA5	ALTOJAHU	0,00	0,05	0,00	0,05	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,00	900,90	19,16
SAUZAL1	RANCAGUA	0,00	0,23	0,00	0,23	0,00	0,26	0,00	0,26	0,00	0,00	900,90	19,16
SAUZAL2	RANCAGUA	0,00	0,23	0,00	0,23	0,00	0,26	0,00	0,26	0,00	0,00	900,90	19,16
SAUZAL3	RANCAGUA	0,00	0,23	0,00	0,23	0,00	0,26	0,00	0,26	0,00	0,00	900,90	19,16

SAUZALIT	RANCAGUA	0,00	0,09	0,00	0,09	0,00	0,10	0,00	0,10	0,00	0,00	900,90	19,16
COLBUN1	ANCOA	0,00	1,80	0,00	1,80	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	0,00	666,67	35,00
COLBUN2	ANCOA	0,00	1,80	0,00	1,80	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	0,00	666,67	35,00
MACHICU1	ANCOA	0,00	0,41	0,00	0,41	0,00	0,45	0,00	0,45	0,00	0,00	1.449,28	12,68
MACHICU2	ANCOA	0,00	0,41	0,00	0,41	0,00	0,45	0,00	0,45	0,00	0,00	1.449,28	12,68
PEHUENC1	ANCOA	0,00	2,25	0,00	2,25	0,00	2,50	0,00	2,50	0,00	0,00	666,67	35,00
PEHUENC2	ANCOA	0,00	2,25	0,00	2,25	0,00	2,50	0,00	2,50	0,00	0,00	666,67	35,00
CURILLIN	ANCOA	0,00	0,77	0,00	0,77	0,00	0,85	0,00	0,85	0,00	0,00	1.149,43	24,39
CIPRESE1	ANCOA	0,00	0,30	0,00	0,30	0,00	0,34	0,00	0,34	0,00	0,00	1.449,28	12,68
CIPRESE2	ANCOA	0,00	0,30	0,00	0,30	0,00	0,34	0,00	0,34	0,00	0,00	1.449,28	12,68
CIPRESE3	ANCOA	0,00	0,30	0,00	0,30	0,00	0,34	0,00	0,34	0,00	0,00	1.449,28	12,68
ISLA1	ANCOA	0,00	0,31	0,00	0,31	0,00	0,34	0,00	0,34	0,00	0,00	1.449,28	12,68
ISLA2	ANCOA	0,00	0,31	0,00	0,31	0,00	0,34	0,00	0,34	0,00	0,00	1.449,28	12,68
ANTUCO1	CHARRUA	0,00	1,35	0,00	1,35	0,00	1,50	0,00	1,50	8.016,00	8.376,00	1.149,43	24,39
ANTUCO2	CHARRUA	0,00	1,35	0,00	1,35	0,00	1,50	0,00	1,50	8.376,00	8.736,00	1.149,43	24,39
ELTORO1	CHARRUA	0,00	0,90	0,00	0,90	0,00	1,00	0,00	1,00	7.296,00	7.656,00	1.149,43	24,39
ELTORO2	CHARRUA	0,00	0,90	0,00	0,90	0,00	1,00	0,00	1,00	7.296,00	7.656,00	1.149,43	24,39
ELTORO3	CHARRUA	0,00	0,90	0,00	0,90	0,00	1,00	0,00	1,00	7.656,00	8.016,00	1.149,43	24,39
ELTORO4	CHARRUA	0,00	0,90	0,00	0,90	0,00	1,00	0,00	1,00	7.656,00	8.016,00	1.149,43	24,39
ABANICO1	CHARRUA	0,00	0,20	0,00	0,20	0,00	0,23	0,00	0,23	0,00	0,00	900,90	19,16

ABANICO2	CHARRUA	0,00	0,20	0,00	0,20	0,00	0,23	0,00	0,23	0,00	0,00	900,90	19,16
ABANICO3	CHARRUA	0,00	0,20	0,00	0,20	0,00	0,23	0,00	0,23	0,00	0,00	900,90	19,16
ABANICO4	CHARRUA	0,00	0,20	0,00	0,20	0,00	0,23	0,00	0,23	0,00	0,00	900,90	19,16
ABANICO5	CHARRUA	0,00	0,20	0,00	0,20	0,00	0,23	0,00	0,23	0,00	0,00	900,90	19,16
ABANICO6	CHARRUA	0,00	0,20	0,00	0,20	0,00	0,23	0,00	0,23	0,00	0,00	900,90	19,16
PULLINQ1	TEMUCO	0,00	0,15	0,00	0,15	0,00	0,16	0,00	0,16	0,00	0,00	900,90	19,16
PULLINQ2	TEMUCO	0,00	0,15	0,00	0,15	0,00	0,16	0,00	0,16	0,00	0,00	900,90	19,16
PULLINQ3	TEMUCO	0,00	0,15	0,00	0,15	0,00	0,16	0,00	0,16	0,00	0,00	900,90	19,16
CANUTIL1	PTOMONTT	0,00	0,65	0,00	0,65	0,00	0,73	0,00	0,73	0,00	0,00	1.149,43	24,39
CANUTIL2	PTOMONTT	0,00	0,65	0,00	0,65	0,00	0,73	0,00	0,73	0,00	0,00	1.149,43	24,39
PILMAIQ1	PTOMONTT	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,07	0,00	0,07	0,00	0,00	900,90	19,16
PILMAIQ2	PTOMONTT	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,07	0,00	0,07	0,00	0,00	900,90	19,16
PILMAIQ3	PTOMONTT	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,07	0,00	0,07	0,00	0,00	900,90	19,16
PILMAIQ4	PTOMONTT	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,07	0,00	0,07	0,00	0,00	900,90	19,16
PILMAIQ5	PTOMONTT	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,07	0,00	0,07	0,00	0,00	900,90	19,16
CAPULLO	PTOMONTT	0,00	0,10	0,00	0,10	0,00	0,11	0,00	0,11	0,00	0,00	900,90	19,16

C.1.3 Sistema de Transmisión

El sistema de transporte del Sistema Interconectado Central está definido con un total de 32 líneas, que conectan los 17 nodos considerados. No se ha considerado en la evaluación de la confiabilidad del sistema la existencia de unidades de transformación, aun cuando el software desarrollado las puede incorporar sin inconveniente alguno. Los parámetros utilizados para cada una de las líneas consideradas se indican en la tabla (C.4). Se incluye adicionalmente la tensión nominal de cada línea y la longitud de las mismas.

Tabla C.4: Parámetros de las Líneas del SIC

FROM	TO	Tensión [kV]	Longitud [km]	R [pu]	X [pu]	F_M [pu]	MTTF [h]	MTTR [h]
DALMAGRO	CARDONES	220	147,30	0,0295	0,1190	1,40	88.894,57	33,00
CARDONES	MAITENCI	220	133,30	0,0265	0,1074	1,40	98.445,01	33,00
CARDONES	MAITENCI	220	133,30	0,0265	0,1074	1,40	98.230,84	33,00
MAITENCI	PDAZUCAR	220	196,83	0,0404	0,1600	1,70	66.525,28	33,00
MAITENCI	PDAZUCAR	220	196,83	0,0404	0,1600	1,70	66.525,28	33,00
PDAZUCAR	SNISIDRO	220	352,72	0,0692	0,2808	1,70	37.123,41	33,00
PDAZUCAR	SNISIDRO	220	352,72	0,0692	0,2808	1,70	37.123,41	33,00
SNISIDRO	POLPAICO	220	49,54	0,0102	0,0398	3,00	264.315,11	33,00
SNISIDRO	POLPAICO	220	49,54	0,0102	0,0398	3,00	264.315,11	33,00
POLPAICO	CERRONAV	220	29,99	0,0062	0,0244	3,00	436.617,89	33,00
POLPAICO	CERRONAV	220	29,99	0,0062	0,0244	3,00	436.617,89	33,00
POLPAICO	ALTOJAHU	220	71,91	0,0108	0,0894	3,75	182.091,09	33,00
POLPAICO	ALTOJAHU	220	71,91	0,0108	0,0894	3,75	182.091,09	33,00
CERRONAV	ALTOJAHU	220	39,20	0,0080	0,0318	2,25	334.034,96	33,00
CERRONAV	ALTOJAHU	220	39,20	0,0080	0,0318	2,25	334.034,96	33,00
ALTOJAHU	ANCOA	500	240,51	0,0030	0,0684	6,25	72.845,20	14,00

ALTOJAHU	ANCOA	500	257,80	0,0030	0,0684	6,25	67.959,66	14,00
ALTOJAHU	RANCAGUA	154	60,70	0,0127	0,0516	1,35	33.734,53	42,00
ALTOJAHU	ITAHUE	154	184,02	0,0427	0,1735	1,35	11.127,52	42,00
RANCAGUA	ITAHUE	154	143,40	0,0300	0,1219	1,35	14.279,54	42,00
ITAHUE	CHARRUA	154	242,61	0,1362	0,4270	1,50	8.440,24	42,00
ANCOA	CHARRUA	220	182,94	0,0202	0,1444	2,40	71.576,31	33,00
ANCOA	CHARRUA	220	182,94	0,0202	0,1444	2,40	71.576,31	33,00
CHARRUA	CONCEPCI	220	72,10	0,0153	0,0874	2,60	181.611,24	33,00
CHARRUA	CONCEPCI	154	72,17	0,0402	0,1224	1,60	28.373,09	42,00
CHARRUA	CONCEPCI	154	72,17	0,0402	0,1224	1,60	28.373,09	42,00
CHARRUA	TEMUCO	220	195,64	0,0308	0,1528	2,25	66.929,92	33,00
CONCEPCI	SNVICENT	154	10,79	0,0402	0,1224	1,60	189.776,26	42,00
CONCEPCI	SNVICENT	154	10,79	0,0402	0,1224	1,60	189.776,26	42,00
TEMUCO	VALDIVIA	220	151,65	0,0301	0,1179	1,95	86.344,68	33,00
VALDIVIA	PTOMONTT	220	215,01	0,0438	0,1715	1,95	60.900,29	33,00
TEMUCO	PTOMONTT	220	359,08	0,1036	0,2853	1,50	36.465,89	33,00

ANEXO D: ESTADÍSTICAS DE INTERRUPCIONES

No existen muchos trabajos en los que se haya efectuado una recopilación de información acerca de los tiempos medios de disponibilidad (MTTF) e indisponibilidad (MTTR) de las distintas instalaciones y equipos que componen un sistema de potencia. Considerando tal dificultad, en la realización del presente trabajo se ha optado por la utilización de los valores proporcionados por el Dr. Edson Luis Da Silva ([Dasi97]), profesor de la Universidad Federal de Santa Catarina, Brasil, y que corresponden a las estadísticas con que cuenta el Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL) de Río de Janeiro, uno de los principales centros de investigación existentes en el Brasil en el área de Sistemas Eléctricos de Potencia.

D.1 Unidades de Generación

Tipo de Unidad	Tamaño [MW]	Tasa de Falla [año] ⁻¹	MTTR [h]
Hidráulica	10 - 29	9,7236	19,16076
Hidráulica	30 - 59	6,0444	12,68392
Hidráulica	60 - 199	7,6212	24,39024
Hidráulica	200 - 499	13,1400	35,00175
Térmica	10 - 59	10,5120	46,92633
Térmica	90 - 129	16,4688	37,29952
Térmica	130 - 199	21,2868	34,28180

D.2 Líneas de Transmisión

Nivel de Tensión [kV]	Tasa de Falla [año-100km] ⁻¹	MTTR [h]
500	0,0500	14,00
230	0,0669	33,00
138	0,4278	42,00
69	0,7080	42,00

D.3 Transformadores de Poder

Tensión Primaria [kV]	Tasa de Falla [año] ⁻¹	MTTR [h]
500	0,1500	12,00
230	0,2000	10,00
138	0,2500	10,00

D.4 Cálculo del Tiempo Medio de Disponibilidad (MTTF)

Conocida la tasa de falla **fr** que se proporciona en las secciones anteriores de este anexo según tipo de componente, el Tiempo Medio de Disponibilidad (MTTF) puede ser obtenido de acuerdo a las expresiones detalladas en las secciones que siguen a continuación.

D.4.1 Unidades de Generación

Escogiendo el valor de la tasa de falla asociada al tipo y tamaño de la unidad que más se acerque a la unidad analizada, el Tiempo Medio de Disponibilidad (MTTF) se calcula como:

$$MTTF_G = \frac{T}{fr_G} \quad (D.1)$$

donde:

$MTTF_G$: tiempo medio de disponibilidad de un generador, en [horas],

fr_G : tasa de falla del generador, en [año]⁻¹, y

T : período del estudio, es decir, 8.760 [horas/año].

D.4.2 Líneas de Transmisión

El valor de la tasa de falla asociada al tipo de línea que se más se acerque a la tensión de la línea estudiada, es el utilizado para el cálculo del Tiempo Medio de Disponibilidad (MTTF), y se obtiene como:

$$MTTF_L = \frac{\frac{T}{fr_L}}{\frac{L}{100}} \quad (D.2)$$

donde:

$MTTF_L$: tiempo medio de disponibilidad de una línea, en [horas],

fr_L : tasa de falla de la línea, en [año-100km]⁻¹,

T : período del estudio, es decir, 8.760 [horas/año], y

L : longitud de la línea, en [km].

D.4.3 Transformadores de Poder

Seleccionando el valor de la tasa de falla asociada al tipo y tamaño de la unidad que más se acerque a la unidad analizada, el Tiempo Medio de Disponibilidad (MTTF) se calcula como:

$$MTTF_{Tr} = \frac{T}{fr_{Tr}} \quad (D.3)$$

donde:

MTTF_{Tr} : tiempo medio de disponibilidad de un transformador, en [horas],

fr_{Tr} : tasa de falla del transformador, en [año]⁻¹, y

T : período del estudio, es decir, 8.760 [horas/año].