



UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

Departamento de ingeniería eléctrica

**MODELO COMPUTACIONAL PARA LA
EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE UN
SISTEMA DE TRANSMISIÓN HVDC**

Tesis de titulación presentada por

Leonardo Gacitúa Rocha

Para optar al título de Ingeniero Civil Electricista y al grado de Magíster en
Ingeniería Eléctrica mención Sistemas Eléctricos de Potencia

Valparaíso, 2012



UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

Departamento de ingeniería eléctrica

MODELO COMPUTACIONAL PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA DE TRANSMISIÓN HVDC

Tesis de titulación presentada por

Leonardo Gacitúa Rocha

Para optar al título de Ingeniero Civil Electricista y al grado de Magíster en
Ingeniería Eléctrica mención Sistemas Eléctricos de Potencia

Profesor guía : Julián Bustos O.
Profesor correferente : Nelson Leiva B.
Correferente externo : Juan Carlos Araneda T.

Valparaíso, 2012

RESUMEN

Este trabajo presenta un nuevo método para evaluar la confiabilidad de un sistema de transmisión en corriente continua, o HVDC, basado en simulación de Monte Carlo secuencial.

El desarrollo del algoritmo de cálculo responde a la necesidad de incorporar en la evaluación, características de operación con dependencia temporal como la capacidad de sobrecarga y las restricciones de retorno por tierra, modeladas en forma conjunta con las características de frecuencia y duración de falla y disponibilidad de elementos en reserva.

Se utilizó un sistema de prueba y se comparó exitosamente el resultado obtenido por el método propuesto y por un modelo analítico basado en cadenas discretas de Markov.

Se presentan, modelan y evalúan dos alternativas de transmisión: bipolo simple y doble.

Los elementos del modelo y los parámetros de frecuencia y duración de falla, fueron definidos a partir de la estadística de operación de sistemas HVDC reportadas por CIGRÉ.

Los índices de evaluación utilizados corresponden a los comúnmente utilizados en estudios afines, especificaciones técnicas y reportes de operación.

Los principales resultados obtenidos son, en primer lugar, la cuantificación de la disponibilidad anual de energía y la cantidad de reducciones de capacidad de ambas alternativas. En segundo lugar, mediante un análisis de sensibilidad, el impacto en la confiabilidad de las distintas características de diseño del sistema.

La información proporcionada por el resultado permite contar con antecedentes para apoyar la toma de la decisión por una u otra alternativa y, además, proporciona antecedentes que pueden ser complementados con un análisis técnico-económico para mejorar la confiabilidad en el diseño del sistema.

ABSTRACT

A new algorithm for HVDC system reliability evaluation based in Monte Carlo simulation is presented.

Elements failure rate, mean time to repair and the availability of spares are considered in a same model together with system operational time dependent characteristics like overload capacity and earth return current restrictions.

The availability of a basic test system was calculated with Markov discrete chains to validate the proposed algorithm.

Simple and double bipole systems were modeled using CIGRE HVDC reliability data. Energy availability and power reduction frequency are presented as quantitative results and a sensitivity analysis showed system availability dependence to model parameters.

The results validated the proposed algorithm as a useful tool to complement technical and economic analysis to define HVDC system characteristics for a given reliability.

Key words: HVDC system reliability, Monte Carlo simulation

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	3
ABSTRACT.....	4
ÍNDICE GENERAL	5
ÍNDICE DE FIGURAS.....	8
ÍNDICE DE TABLAS	10
1. INTRODUCCIÓN.....	12
1.1 Motivación	12
1.2 Objetivos.....	12
1.3 Estructura.....	12
2. CONFIABILIDAD DE SISTEMAS.....	14
2.1 Introducción al problema.....	14
2.2 Confiabilidad según la legislación chilena	14
2.3 Conceptos básicos	15
2.4 Tipos de indisponibilidad de componentes	16
2.5 Modelo de elemento reparable	16
2.6 Estimación de parámetros para los modelos de falla	17
2.7 Modelo de redes para la evaluación de sistemas	19
2.8 Árbol de eventos	26
2.9 Árbol de falla	28
2.10 Distribuciones de probabilidad.....	28
2.11 Técnica de Markov para la evaluación de sistemas	31
2.12 Simulación de Monte Carlo no secuencial	34
2.13 Simulación de Monte Carlo secuencial.....	35
2.14 Convergencia del método de Monte Carlo	36
3. SISTEMAS DE TRANSMISIÓN HVDC	38
3.1 Antecedentes históricos	38
3.2 Aplicaciones de los sistemas HVDC	39
3.3 Comparación entre transmisión HVDC y HVAC	41
3.4 Configuraciones típicas.....	43
3.5 Elementos básicos en un enlace HVDC	46
3.6 Características de operación.....	52
4. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN HVDC EN CHILE.....	54
4.1 Introducción.....	54
4.2 Descripción de los proyectos de generación	54
4.3 Alternativas de transmisión HVDC	56
4.4 Características del enlace HVDC para la evaluación de su confiabilidad	57

5. REVISIÓN DE LA LITERATURA	59
5.1 Confiabilidad en sistemas eléctricos	59
5.2 Sistemas de transmisión HVDC.....	60
5.3 Síntesis.....	62
6. MÉTODO PROPUESTO	64
6.1 Introducción.....	64
6.2 Por qué desarrollar un nuevo algoritmo de cálculo.....	64
6.3 Modelo del sistema.....	65
6.4 Estructura del algoritmo	66
6.5 Índices de evaluación	70
6.6 Definición del sistema de prueba	71
6.7 Conclusiones.....	79
7. EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA HVDC.....	80
7.1 Introducción.....	80
7.2 Descripción del sistema.....	80
7.3 Elementos del sistema	80
7.4 Alternativa i: bipolo simple	81
7.5 Alternativa ii: bipolo doble.....	84
8. RESULTADOS EXPERIMENTALES.....	87
8.1 Bipolo simple.....	87
8.2 Bipolo doble.....	93
8.3 Comparación entre las alternativas de simple y doble bipolo	99
8.4 Conclusiones.....	102
9. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	103
9.1 Cantidad de transformadores en reserva	103
9.2 Tiempo de reemplazo de un transformador	104
9.3 Tiempo de reparación de un transformador.....	105
9.4 Tiempo límite de retorno por tierra por evento.....	106
9.5 Límite de tiempo de la sobrecarga monopolar	108
9.6 Característica de transmisión con tensión reducida (bipolo simple).....	110
9.7 Conclusiones.....	112
10. CONCLUSIONES.....	113
10.1 Del método propuesto.....	113
10.2 Del resultado.....	114
10.3 Trabajo futuro.....	115
11. REFERENCIAS.....	116

ANEXOS.....	122
A. ESTIMACIÓN DE LA TASA Y DURACIÓN DE FALLA	123
A.1 Válvulas.....	123
A.2 Equipos DC.....	124
A.3 Control y protección	126
A.4 Transformadores	128
A.5 Equipos AC.....	128
A.6 Línea de transmisión	130
A.7 Sistema bipolar	132
A.8 Sistema de puesta a tierra	133
B. ESTIMACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LOS MODOS DE OPERACIÓN.....	134
B.1 Alternativa i: bipolo simple	136
B.2 Alternativa ii: bipolo doble.....	137
C. MATRIZ DE TRANSICIÓN DEL SISTEMA DE PRUEBA	138

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: diagrama de estado de un elemento reparable	17
Figura 2.2: proceso de servicio y salida de un elemento reparable	17
Figura 2.3: sistema serie	19
Figura 2.4: sistema paralelo	20
Figura 2.5: sistema con elementos serie y paralelo	20
Figura 2.6: sistema con elementos con relación tipo puente	21
Figura 2.7: reducción de la red con elemento C sin falla	22
Figura 2.8: reducción de la red con elemento C fallado	22
Figura 2.9: red de un sistema con tres conjuntos de corte mínimo	23
Figura 2.10: red de un sistema con cuatro conjuntos ligados	24
Figura 2.11: red representada mediante nodos	25
Figura 2.12: árbol de eventos	27
Figura 2.13: árbol de falla	28
Figura 2.14: función de densidad de falla	29
Figura 2.15: curva de la bañera	30
Figura 2.16: sistema de dos estados	32
Figura 2.17: árbol de eventos de un sistema de dos estados	32
Figura 2.18: cronología del estado de los elementos del sistema	36
Figura 2.19: cronología del estado del sistema y evolución de su valor promedio	36
Figura 3.1: comparación costos de transmisión HVAC y HVDC	42
Figura 3.2: esquema transmisión HVDC monopolar	43
Figura 3.3: esquema transmisión HVDC homopolar	44
Figura 3.4: esquema transmisión HVDC bipolar	45
Figura 3.5: esquema transmisión HVDC multiterminal serie	45
Figura 3.6: esquema transmisión HVDC multiterminal paralelo	45
Figura 3.7: componentes de una estación HVDC	47
Figura 3.8: característica de sobrecarga	53
Figura 6.1: estructura del algoritmo	69
Figura 6.2: sucesión de estados durante simulación	70
Figura 6.3: operación bipolar (modo A, izquierda) y homopolar paralelo (modo B, derecha)	72
Figura 6.4: operación monopolar con líneas en paralelo (modo C, izquierda) y simple (modo D, derecha)	72

Figura 6.5: bloque clave para diagrama de cadenas de Markov	73
Figura 6.6: diagrama de transición de estados del sistema.....	74
Figura 6.7: disponibilidad según tasa de falla de convertidoras.....	76
Figura 6.8: disponibilidad según tiempo de reposición de un polo de la línea	77
Figura 6.9: evolución del valor promedio	77
Figura 6.10: evolución del estimador β	78
Figura 6.11: convergencia al valor de referencia	78
Figura 6.12: evolución del estimador β	79
Figura 7.1: interconexión del sistema de generación dedicado.....	80
Figura 7.2: configuración de la alternativa de bipolo simple	82
Figura 7.3: configuración de la alternativa de bipolo doble	84
Figura 8.1: convergencia caso bipolo simple	87
Figura 8.2: evolución y convergencia del estimador β	88
Figura 8.3: probabilidad de excedencia de la disponibilidad	89
Figura 8.4: distribución de la cantidad de fallas según origen.....	91
Figura 8.5: distribución de la duración equivalente de fallas según origen	91
Figura 8.6: convergencia caso doble bipolo	93
Figura 8.7: evolución y convergencia del estimador β	94
Figura 8.8: probabilidad de excedencia de la disponibilidad	95
Figura 8.9: distribución de la cantidad de fallas según origen.....	97
Figura 8.10: distribución de la duración equivalente de fallas según origen	97
Figura 8.11: comparación probabilidad de excedencia de alternativas simple y doble bipolo	99
Figura 8.12: reducciones de capacidad más frecuentes en bipolo simple (veces/año).....	101
Figura 8.13: reducciones de capacidad más frecuentes en bipolo doble (veces/año).....	101
Figura 9.1: disponibilidad según la cantidad de transformadores en reserva	103
Figura 9.2: disponibilidad según tiempo de reemplazo de transformador fallado.....	105
Figura 9.3: disponibilidad según duración de la reparación de un transformador.....	106
Figura 9.4: disponibilidad según tiempo límite de retorno por tierra por evento.....	107
Figura 9.5: disponibilidad según tiempo límite de sobrecarga máxima	109
Figura 9.6: disponibilidad según probabilidad de re-encendido exitoso	111
Figura 11.1: cálculo de la potencia inyectada en el sistema interconectado principal	134

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1: análisis del árbol de eventos.....	27
Tabla 4.1: capacidad de las centrales de Hidroaysén.....	54
Tabla 4.2: capacidad de las centrales de Energía Austral.....	55
Tabla 6.1: parámetros de falla y reparación del sistema de prueba.....	74
Tabla 6.2: resultado del método analítico para probabilidad de estados del sistema de prueba .75	
Tabla 6.3: probabilidad de estados según método analítico.....	75
Tabla 6.4: comparación resultados analítico y método propuesto.....	75
Tabla 7.1: tasa y duración de falla y reemplazo de grupos de elementos de sistema HVDC	81
Tabla 7.2: modos de operación del sistema bipolar	83
Tabla 7.3: modos de operación del sistema de doble bipolo	85
Tabla 8.1: probabilidad de excedencia de la disponibilidad.....	89
Tabla 8.2: duración de los modos de operación	90
Tabla 8.3: cantidad y duración de fallas según grupo de elementos fallados	90
Tabla 8.4: reducciones de capacidad del sistema de mayor probabilidad.....	92
Tabla 8.5: reducciones de capacidad del sistema de menor probabilidad.....	92
Tabla 8.6: probabilidad de excedencia de la disponibilidad.....	95
Tabla 8.7: duración de los modos de operación	96
Tabla 8.8: cantidad y duración de fallas según grupo de elementos fallados	96
Tabla 8.9: cambios de mayor probabilidad	98
Tabla 8.10: cambios de menor probabilidad	98
Tabla 9.1: disponibilidad según cantidad de transformadores en reserva	103
Tabla 9.2: probabilidad de excedencia de la disponibilidad según cantidad de reservas	104
Tabla 9.3: disponibilidad del sistema.....	105
Tabla 9.4: disponibilidad según duración de la reparación de un transformador	106
Tabla 9.5: disponibilidad según tiempo límite de retorno por tierra por evento	108
Tabla 9.6: uso anual de retorno por tierra y metálico según restricción de retorno por tierra ...	108
Tabla 9.7: disponibilidad según tiempo límite de sobrecarga máxima.....	108
Tabla 9.8: reducciones de capacidad según duración de la sobrecarga para un bipolo	110
Tabla 9.9: reducciones de capacidad según duración de la sobrecarga para dos bipolos	110
Tabla 9.10: reducciones de capacidad según probabilidad de re-encendido exitoso.....	111
Tabla 11.1: estadística de falla de válvulas.....	123
Tabla 11.2: estadística de falla de equipos DC.....	124

Tabla 11.3: estadística de falla del sistema de control y protección.....	126
Tabla 11.4: estadística de falla de transformadores convertidores	128
Tabla 11.5: estadística de falla de equipos AC.....	128
Tabla 11.6: estadística de falla de la línea de transmisión.....	130
Tabla 11.7: frecuencia y duración de falla en la línea de transmisión (por cada 100 km).....	131
Tabla 11.8: estadística de fallas bipolares	132
Tabla 11.9: potencia inyectada en el sistema interconectado principal para la Alternativa i.....	136
Tabla 11.10: potencia inyectada en el sistema interconectado principal para la Alternativa ii...	137

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Motivación

Dos proyectos de generación están siendo desarrollados en la zona austral de Chile. La gran distancia al punto de inyección en el Sistema Interconectado Central (SIC) requiere que el sistema de transmisión sea de corriente continua en alta tensión (HVDC).

El volumen de potencia producido en las centrales será una fracción importante del consumo total del SIC, por lo que para mantener un adecuado nivel de seguridad de servicio, el enlace HVDC deberá ser altamente confiable.

Lograr este objetivo requiere incorporar la confiabilidad como un aspecto fundamental de decisión en la definición y diseño de la alternativa final de transmisión.

La motivación de este trabajo de tesis es aportar antecedentes a la decisión anterior, proponiendo una herramienta de cálculo que permita evaluar cuantitativamente la confiabilidad de diversas alternativas de transmisión.

1.2 Objetivos

Los objetivos de esta tesis son:

- Proponer un modelo computacional que permita la evaluación de la confiabilidad de un sistema de transmisión HVDC, considerando diferentes posibilidades de diseño y estados de operación.
- Evaluar y comparar diferentes configuraciones de diseño para un sistema de transmisión HVDC desde el punto de vista de su confiabilidad.

1.3 Estructura

El capítulo 2 presenta los conceptos fundamentales y los elementos básicos que deben ser considerados en la evaluación de confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia. Luego, presenta las principales metodologías disponibles para desarrollar y evaluar un modelo de confiabilidad.

El capítulo 3 da cuenta de las características principales de diseño y operación de los sistemas HVDC.

El capítulo 4 describe los proyectos de generación que actualmente se desarrollan en la zona austral de Chile y que se prevé utilizarán un sistema HVDC para el transporte de energía al SIC.

El capítulo 5 desarrolla una revisión de publicaciones que tienen como objetivo analizar la confiabilidad de sistemas HVDC.

El capítulo 6 presenta la herramienta de cálculo propuesta por esta tesis, se justifica su desarrollo y se explica su algoritmo. Luego, se comparan los resultados obtenidos por el método propuesto y un método analítico, aplicados ambos a un sistema de prueba.

El capítulo 7 presenta las dos alternativas de transmisión HVDC que serán evaluadas: simple y doble bipolo. Se definen los elementos que serán considerados en el modelo, presentando los parámetros de frecuencia y duración de falla y los modos de operación del sistema.

El capítulo 8 contiene el resultado de la evaluación de las dos alternativas definidas mediante el método de cálculo propuesto. El análisis del resultado se complementa con la presentación de un conjunto de tablas y figuras.

El capítulo 9 extiende la aplicación del método propuesto a variaciones de las alternativas de simple y doble bipolo. Se presentan los resultados para distintos conjuntos de parámetros y se establece el impacto de distintos aspectos de diseño en la confiabilidad del sistema.

El capítulo 10 presenta las principales conclusiones del trabajo de tesis y da cuenta de las posibilidades de trabajo futuro.

2. CONFIABILIDAD DE SISTEMAS

2.1 Introducción al problema

La confiabilidad de un sistema es la medida de la probabilidad de éxito de cumplir su objetivo de diseño; en términos simples, es la probabilidad de correcto funcionamiento.

La naturaleza probabilística de la operación de los sistemas de potencia implica el permanente riesgo a desviaciones del comportamiento deseado. Eventos fuera del control del operador como la incertidumbre en la cuantía de la demanda, falla de equipos, indisponibilidad de instalaciones, pueden llevar al sistema desde un simple corte de suministro local a un apagón total.

Abordar el problema de la confiabilidad en un sistema de potencia requiere considerar a lo menos tres tareas: evaluación cuantitativa de la confiabilidad, determinación de medidas para mejorar la confiabilidad y definición de un nivel de confiabilidad aceptable.

El propósito de la evaluación cuantitativa es la representación de la confiabilidad de un sistema, a través de índices objetivos. Éstos deben reflejar no sólo la probabilidad de ocurrencia de un evento de falla, sino también sus consecuencias.

Las medidas de aumento de la confiabilidad se asocian a la mejora del desempeño del sistema y sus instalaciones. Esta tarea debe estar complementada con un análisis económico, puesto que la mejora del sistema tiene un costo que debe ser justificado.

Los análisis anteriores deben convergir y aportar los antecedentes necesarios para definir un nivel de confiabilidad que sea aceptable, desde los puntos de vista técnico y económico, incorporando además, las consecuencias sociales y ambientales de adoptar tal definición.

Resolver el problema de la confiabilidad de un sistema, entonces, no consiste en lograr operar sin fallas, sino conocer los niveles de riesgo e impacto en la operación, es decir, con qué frecuencia, por cuánto tiempo y con qué consecuencias, ciertos eventos pueden afectar la normal operación del sistema eléctrico de potencia.

2.2 Confiabilidad según la legislación chilena

La legislación chilena define la confiabilidad de un sistema eléctrico como un conjunto de cualidades: suficiencia, seguridad y calidad de servicio [1]. Según aquélla, la suficiencia es el atributo del sistema para abastecer la demanda y, la seguridad, la capacidad de respuesta del sistema para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumo. La calidad de servicio está definida en función de tres elementos: suministro, servicio comercial y producto. La calidad de suministro caracteriza las interrupciones de servicio del sistema por su frecuencia, profundidad y duración, entre otros; la calidad de servicio comercial del sistema se refiere a la relación con el cliente y la calidad de producto se relaciona con la cuantificación objetiva de parámetros físicos, propios de la electricidad.

Todos los conceptos que la definición anterior contiene, conforman una idea mucho más amplia de lo que, académicamente, se entiende por confiabilidad (*reliability*). Para precisar la relación entre ambas definiciones, se puede establecer que la confiabilidad, en términos académicos, abarca las ideas de suficiencia, seguridad y calidad de suministro de la definición legal chilena.

2.3 Conceptos básicos

2.3.1. Evaluación de la confiabilidad

La evaluación de la confiabilidad de un sistema requiere abordar cuatro tareas:

- Definir un modelo de falla para los elementos del sistema
- Definir los estados del sistema y calcular su probabilidad
- Evaluar las consecuencias de los estados del sistema definidos
- Definir y calcular los índices de confiabilidad

Un sistema de potencia está compuesto por un conjunto de elementos: generadores, líneas de transmisión, transformadores, interruptores, equipos de compensación reactiva, etc. La falla de estos elementos es el origen de los diferentes estados de disponibilidad del sistema.

La primera tarea consiste en definir un modelo que represente la falla de los componentes. Se debe considerar si la falla es independiente o no, si el elemento es reparable, si se dispone de un elemento de reemplazo, etcétera.

En segundo lugar, se debe seleccionar una metodología para calcular la probabilidad de los estados. Las dos metodologías principales son: enumeración de estados y simulación de Monte Carlo. En general, si las condiciones de operación a considerar no son complejas y la cantidad de elementos con probabilidad de fallar es pequeña, se utiliza la enumeración de estados por su eficiencia. En sistemas con estados diversos y complejos es preferible el uso de métodos de Monte Carlo.

Evaluar las consecuencias de los estados definidos en el desempeño operacional del sistema puede requerir, desde la evaluación del balance de potencia, identificación de la red (conectividad), hasta un cálculo de flujo de carga o, incluso, un análisis de estabilidad transitoria.

La confiabilidad es una combinación entre la probabilidad de eventos y las consecuencias de éstos en el funcionamiento del sistema. El objetivo de los índices de confiabilidad a definir es reflejar fielmente lo anterior en forma cuantitativa.

2.3.2. Escala del modelo

Un sistema de potencia está compuesto por una enorme cantidad de equipos e instalaciones, emplazados en una amplia área geográfica. Si bien el sistema corresponde a una unidad, los efectos de la interacción de sus elementos pueden ser simplificados y acotados de acuerdo a los objetivos del estudio en cuestión.

De acuerdo a lo anterior, se han desarrollado técnicas específicas según si el problema de la confiabilidad se refiere a la generación, transmisión o distribución de potencia. Abordar el problema integrado resulta impracticable desde el punto de vista de cálculo y precisión. No obstante, existen metodologías para hacerse cargo de problemas que combinan dos segmentos.

2.3.3. Uso de datos para la evaluación

Los datos necesarios para la evaluación de la confiabilidad corresponden a información histórica que permita un ordenamiento estadístico de fallas de equipos e instalaciones. Básicamente, se requiere de datos que permitan representar los procesos de falla y reparación de los equipos.

La calidad de los datos es fundamental. Por lo anterior, es recomendable que la recolección continua de datos de campo sean lo más transparente y flexible en cuanto formato, para que quien haga uso de los datos, sea quien los filtre de acuerdo a las necesidades de su análisis.

2.4 Tipos de indisponibilidad de componentes

La indisponibilidad de un elemento tiene origen en salidas de servicio clasificables en cinco categorías: forzada, programada, semiprogramada, de modo parcial y de modo múltiple.

La salida forzada representa la salida de servicio de un componente por eventos que están completamente fuera de control, por lo tanto no se tiene conocimiento de cuándo ésta se presentará.

La salida programada no corresponde a una falla del elemento, sino a la indisponibilidad de éste por razones de mantenimiento, conociéndose con anticipación y precisión el momento de su ocurrencia.

La salida semiprogramada corresponde a una salida de servicio planificada, pero que debe ser realizada antes de un tiempo definido para evitar una salida forzada.

La salida de modo parcial corresponde a la falla de un elemento que no provoca la salida de servicio de éste, pero que limita su capacidad y disminuye la disponibilidad normal del sistema.

La salida de modo múltiple representa a distintas fallas y las respectivas consecuencias, a las que un elemento puede estar expuesto. De esta manera, el elemento tiene diversos grados de disponibilidad asociados a múltiples modos de operación del sistema completo.

2.5 Modelo de elemento reparable

Una salida forzada puede ser de tipo reparable o no reparable. La primera corresponde a una falla que deja indisponible a un elemento durante un tiempo acotado, mientras éste es reparado o reemplazado. La segunda, corresponde a fallas cuya ocurrencia deja un elemento permanentemente indisponible. En general, éstas tienen una probabilidad de ocurrencia extremadamente baja.

Una falla de tipo reparable puede ser representada mediante un proceso binario: en servicio (1) y fuera de servicio (0).

Las definiciones presentadas a continuación son las básicas y fundamentales en el desarrollo de metodologías para los análisis de confiabilidad. Éstas están basadas en el concepto de que a largo plazo, la indisponibilidad de un elemento (U) corresponde a la Ecuación 2.1, donde λ es la

tasa de falla (fallas/año), μ es la tasa de reparación (reparaciones/año), $MTTR^1$ es el tiempo medio de reparación (h) y $MTTF^2$ es el tiempo medio para fallar (h).

$$U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR}$$

Ecuación 2.1: definición de indisponibilidad

Las definiciones anteriores se ilustran en la Figura 2.1 y la Figura 2.2, en donde d y r son los recíprocos de λ y μ , respectivamente. Estos parámetros pueden ser constantes o estar definidos mediante funciones de probabilidad, lo cual se discute en la sección 2.10.2.

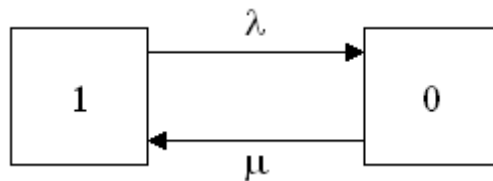


Figura 2.1: diagrama de estado de un elemento reparable

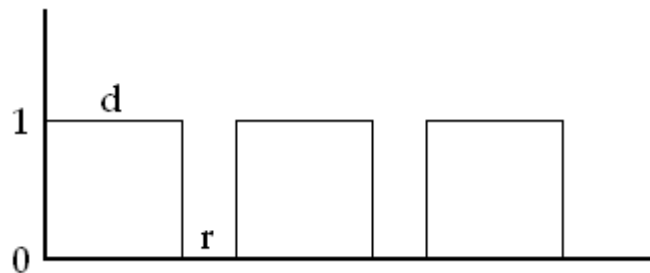


Figura 2.2: proceso de servicio y salida de un elemento reparable

2.6 Estimación de parámetros para los modelos de falla

El objetivo principal de la estimación de parámetros es reducir el impacto de la incertidumbre o errores en los datos, para mejorar la precisión de los resultados obtenidos por el modelo.

Un modelo de falla es caracterizado por parámetros como la frecuencia de falla y el tiempo de reparación, tasa de falla y tasa de reparación, transición entre estados, indisponibilidad, o vida media y desviación estándar. Estos parámetros son los datos de entrada para un modelo de evaluación de confiabilidad y son estimados a partir del registro de fallas históricas.

Dos parámetros son necesarios para un modelo reparable de dos estados: tasa de falla y tasa de reparación, los cuales pueden ser calculados a partir de las frecuencias de falla y reparación – datos que son registrados en forma estadística.

¹ MTTR del inglés *mean time to repair*.

² MTTF del inglés *mean time to failure*.

2.6.1. Estimación del valor promedio

La estimación del valor promedio de un conjunto de datos puede realizarse mediante diferentes alternativas de cálculo. Puede utilizarse el promedio aritmético como medida imparcial (Ecuación 2.2), el cálculo del promedio geométrico sobre subconjuntos de datos (Ecuación 2.3) o el promedio ponderado para dar valor relativo a distintos subconjuntos de datos (Ecuación 2.4).

La utilización de una u otra alternativa de cálculo depende del objetivo del análisis.

En las ecuaciones siguientes, \bar{X} es el promedio del conjunto completo de datos, X_i es el i -ésimo dato, n es la cantidad de datos de un subconjunto, m es la cantidad de subconjuntos de datos y W_i es el peso relativo del i -ésimo subconjunto de datos.

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i$$

Ecuación 2.2: promedio aritmético

$$\bar{X} = \left(\prod_{i=1}^n X_i \right)^{\frac{1}{n}}$$

Ecuación 2.3: promedio geométrico

$$\bar{X} = \sum_{i=1}^m \bar{X}_i W_i$$

Ecuación 2.4: promedio ponderado

2.6.2. Varianza de la muestra

La varianza es un indicador del grado de dispersión de una variable aleatoria. La varianza de la muestra s^2 de los datos de falla reemplaza la varianza de la población σ^2 y es calculada según la Ecuación 2.5.

$$s^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2$$

Ecuación 2.5: varianza de la muestra

2.6.3. Intervalo de confianza

El valor promedio de una muestra \bar{X} no es exactamente el valor promedio real del conjunto completo de la población μ . Sin embargo, existe un intervalo que contiene el valor promedio real μ .

A partir del teorema del límite central [36], se puede afirmar que para un nivel de significancia α , la variable aleatoria $\frac{(\bar{X} - \mu)\sqrt{n}}{s}$ se encuentra entre $-t_{\alpha/2}(n-1)$ y $t_{\alpha/2}(n-1)$ con una probabilidad de $1 - \alpha$, donde $t_{\alpha/2}(n-1)$ es un valor tal que la integral de la función de densidad de la distribución con $n-1$ grados de libertad, desde $t_{\alpha/2}(n-1)$ hasta el infinito, es igual a $\alpha/2$.

Lo anterior se representa en la Ecuación 2.6.

$$\bar{X} - t_{\alpha/2}(n-1)\frac{s}{\sqrt{n}} \leq \mu \leq \bar{X} + t_{\alpha/2}(n-1)\frac{s}{\sqrt{n}}$$

Ecuación 2.6: intervalo de confianza del valor promedio

Para la varianza de una muestra existe un teorema similar que permite acotar el valor real a un intervalo conocido [36].

En síntesis y en términos simples, es posible obtener un intervalo en donde se encuentra el valor promedio real, con una probabilidad conocida y a partir de una muestra de los datos conocidos. Lo mismo para la varianza.

2.7 Modelo de redes para la evaluación de sistemas

Un sistema puede ser representado por una red de elementos conectados entre sí mediante relaciones lógicas tipo serie, paralela o enmallada.

Cada elemento de la red representa uno o más elementos agrupados del sistema real y las conexiones entre éstos representan la interrelación para el éxito o falla del sistema.

Esta sección está basada principalmente en el contenido de [5], pudiendo el lector encontrar información más detallada y ejemplos concretos del contenido expuesto.

2.7.1. Sistema serie

Los elementos conectados en serie deben estar todos funcionando para el éxito del sistema; la falla de uno provoca la falla del sistema.

Una red de elementos en serie representa un sistema no-redundante.



Figura 2.3: sistema serie

Analíticamente, la confiabilidad del sistema R_s corresponde al producto de la confiabilidad de los elementos que lo componen (R_i), siendo éstos independientes.

$$R_s = \prod_{i=1}^n R_i$$

Ecuación 2.7: confiabilidad de un sistema serie

2.7.2. Sistema paralelo

Un sistema paralelo requiere que sólo uno de sus elementos esté en servicio para su éxito; sólo la falla de todos provoca la falla del sistema.

Una red de elementos en paralelo representa un sistema completamente redundante.

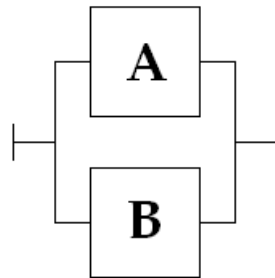


Figura 2.4: sistema paralelo

Analíticamente, la confiabilidad del sistema R_p corresponde al producto del complemento de la confiabilidad de los elementos que la componen (R_i), siendo éstos independientes.

$$R_p = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - R_i)$$

Ecuación 2.8: confiabilidad de un sistema paralelo

2.7.3. Sistemas serie-paralelo

Combinando elementos en serie y paralelo pueden representarse sistemas más complejos como el de la Figura 2.5.

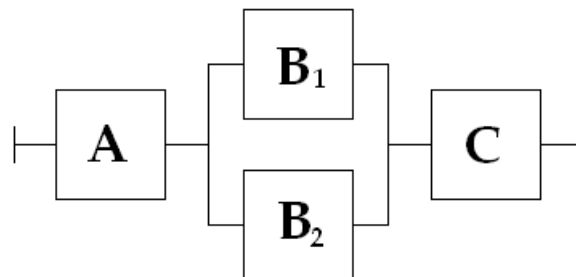


Figura 2.5: sistema con elementos serie y paralelo

Para determinar la confiabilidad de un sistema compuesto por elementos serie y paralelo, debe recurrirse a la técnica de reducción mediante elementos equivalentes.

Para el sistema de la Figura 2.5 debe calcularse la confiabilidad del subsistema paralelo $B_{EQ} = \{B_1, B_2\}$ según la Ecuación 2.8, definiendo así un sistema equivalente de tres elementos en serie y finalmente calcular la confiabilidad del sistema completo según la Ecuación 2.7.

2.7.4. Sistemas complejos

La representación de sistemas reales mediante redes de elementos serie y paralelo puede resultar insuficiente, siendo necesario crear redes más complejas que no pueden ser resueltas directamente por la Ecuación 2.7 y la Ecuación 2.8.

Redes más complejas como la de la Figura 2.6 pueden ser resueltas mediante la aplicación de diferentes técnicas que más adelante se describen. (Secciones 2.7.5, 2.7.6, 2.7.7 y 2.7.8).

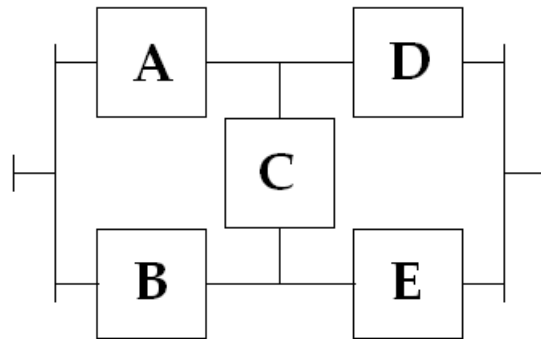


Figura 2.6: sistema con elementos con relación tipo puente

2.7.5. Método de la probabilidad condicional

Este método consiste en reducir secuencialmente la red en subsistemas de estructuras serie-paralelo y recombinar estos equivalentes, utilizando la teoría de probabilidad condicional.

Para el caso de la Figura 2.6, la aplicación de este método resulta en la descomposición de la red en dos: una para el caso de no-falla del elemento C y otra para el caso de falla del elemento C.

En el primer caso (Figura 2.7), la red se reduce a dos subsistemas paralelos $\{A, B\}$ y $\{D, E\}$, conectados en serie con una confiabilidad equivalente R_1 .

En el segundo caso (Figura 2.8), la red se reduce a dos subsistemas serie $\{A, D\}$ y $\{B, E\}$ conectados en paralelo con una confiabilidad equivalente R_2 .

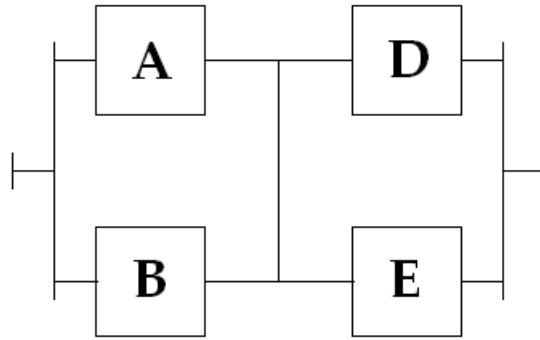


Figura 2.7: reducción de la red con elemento C sin falla

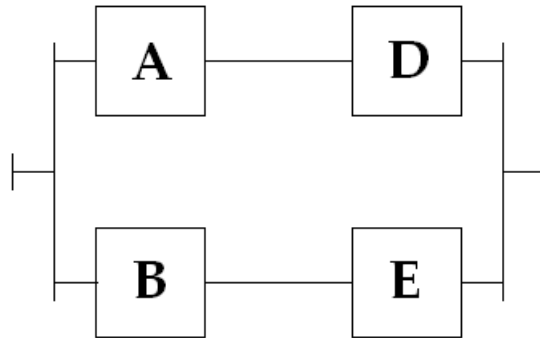


Figura 2.8: reducción de la red con elemento C fallado

Finalmente, se calcula la confiabilidad del sistema mediante el uso de la probabilidad condicional según la Ecuación 2.9.

El uso de este método está condicionado a la dimensión y complejidad del sistema a resolver, por cuanto la reducción de redes no puede ser fácilmente generalizada como para utilizar un método computacional para el cálculo.

$$R = R_1 R_C + R_2 (1 - R_C)$$

Ecuación 2.9: confiabilidad del sistema complejo definido

2.7.6. Método de conjuntos de corte mínimo

Se define como conjunto de corte a un conjunto de elementos del sistema que cuando falla, produce la falla de todo el sistema.

Un conjunto de corte mínimo es aquél que solamente al fallar todos sus elementos, produce la falla del sistema.

Desde el punto de vista de un modelo de redes, los elementos de un mismo conjunto de corte se relacionan en paralelo y los distintos conjuntos de corte se relacionan en serie entre sí.

La Figura 2.9 muestra una red para un sistema de elementos $\{A, B, C, D, E\}$ y conjuntos de corte mínimo $C_1 = \{A, B, E\}$, $C_2 = \{A, C, E\}$ y $C_3 = \{C, D\}$.

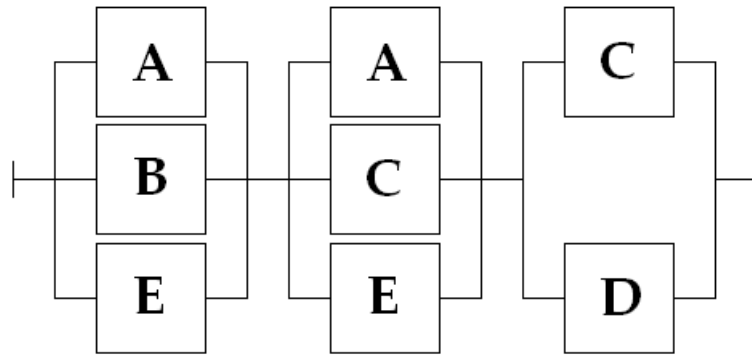


Figura 2.9: red de un sistema con tres conjuntos de corte mínimo

La confiabilidad del sistema $R_s = 1 - Q_s$ de la Figura 2.9 puede ser calculada utilizando la Ecuación 2.10³.

$$Q_s = P(C_1 \cup C_2 \cup \dots \cup C_n) = \sum_{i=1}^n P(C_i) - \sum_{i \neq j} P(C_i \cap C_j) + \sum_{i \neq j \neq k} P(C_i \cap C_j \cap C_k) - \dots$$

Ecuación 2.10: indisponibilidad de un sistema con n conjuntos de corte mínimo

La ventaja de este método es que los conjuntos de corte mínimo están directamente relacionados con los modos de falla del sistema. Además, una vez identificados, la resolución del problema puede ser fácilmente programada en un computador.

Otra ventaja es que los términos de mayor orden de la Ecuación 2.10 pueden ser ignorados para obtener un resultado aproximado, puesto que la magnitud de la probabilidad compuesta es relativamente menor.

2.7.7. Método de conjuntos ligados

Básicamente, este método corresponde al complemento del método de conjunto de corte mínimo.

Un conjunto ligado corresponde a la ruta mínima entre la entrada y salida de la red que representa el sistema. De esta manera, los elementos de un mismo conjunto se conectan en serie y los distintos conjuntos se conectan entre sí en paralelo.

Para el caso de la Figura 2.6, de elementos $\{A, B, C, D, E\}$, los conjuntos ligados corresponden a $T_1 = \{A, D\}$, $T_2 = \{B, E\}$, $T_3 = \{A, C, E\}$ y $T_4 = \{B, C, D\}$ como muestra la Figura 2.10.

³ El cálculo debe considerar el principio de inclusión-exclusión de la teoría de conjuntos, ya que un mismo elemento puede pertenecer a más de un conjunto de corte.

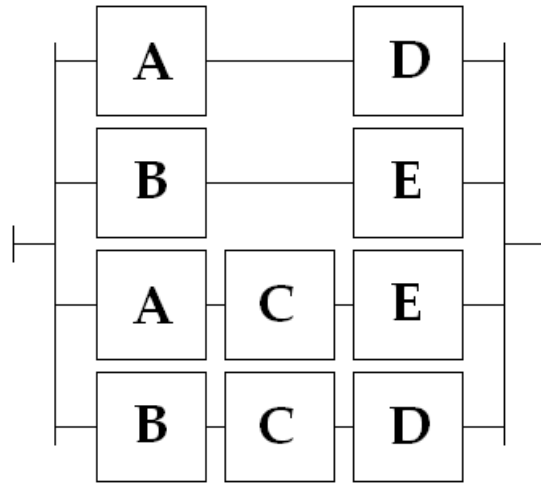


Figura 2.10: red de un sistema con cuatro conjuntos ligados

La confiabilidad del sistema $R_s = 1 - Q_s$ de la Figura 2.10 puede ser calculada utilizando la Ecuación 2.11.

$$R_s = P(T_1 \cup T_2 \cup \dots \cup T_n) = \sum_{i=1}^n P(T_i) - \sum_{i \neq j} \sum P(T_i \cap T_j) + \sum_{i \neq j \neq k} \sum \sum P(T_i \cap T_j \cap T_k) - \dots$$

Ecuación 2.11: indisponibilidad de un sistema con n conjuntos ligados

Este método no es tan utilizado como el de corte mínimo debido a que los conjuntos ligados no se relacionan directamente con los modos de falla. Además, debido a que utiliza en el cálculo las probabilidades de éxito del sistema, no pueden ignorarse términos de la expresión para obtener un resultado aproximado. Esto por cuanto la probabilidad de éxito compuesta puede ser del mismo orden de magnitud que la probabilidad de éxito simple.

2.7.8. Técnica de la matriz de conexión

Esta técnica consiste en construir una matriz de conexión a partir de los nodos que existen entre los elementos de la red que representa el sistema.

Para la red de la Figura 2.6, se definen cuatro nodos. Éstos se muestran en la Figura 2.11.

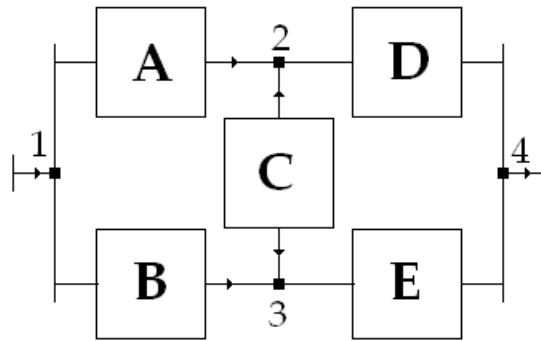


Figura 2.11: red representada mediante nodos

La matriz de conexión se construye a partir de los elementos que interconectan los nodos. El elemento m_{ij} de la matriz de conexión M corresponde al(los) elemento(s) que se encuentra(n) entre el nodo i y el nodo j .

La definición anterior introduce un nuevo concepto: direccionalidad. De esta manera, se pueden definir ramas en que el “flujo” es permitido en una o dos direcciones.

Para el sistema de la Figura 2.11, la matriz de conexión se define por la Ecuación 2.12.

$$M = \begin{bmatrix} 1 & A & B & 0 \\ 0 & 1 & C & D \\ 0 & C & 1 & E \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Ecuación 2.12: matriz de conexión

Una vez construida la matriz de conexión, ésta debe ser transformada en una matriz que permita relacionar los nodos entrada y salida de la red del sistema.

Se pueden utilizar dos métodos: remoción de nodos y multiplicación de la matriz.

2.7.8.1. Remoción de nodos

Se reduce la matriz $M_{n \times n}$ hasta obtener otra $M'_{2 \times 2}$ que contenga sólo los nodos de entrada y salida del sistema, utilizando la Ecuación 2.13.

$$m'_{ij} = m_{ij} + (m_{ik} m_{kj})$$

Ecuación 2.13: fórmula de remoción de nodos

Finalmente, la confiabilidad del sistema con nodo de entrada i y nodo de salida j corresponde al valor del elemento m'_{ij} de la matriz reducida $M'_{2 \times 2}$.

2.7.8.2. Multiplicación de la matriz

Se multiplica la matriz de conexión M por si misma hasta obtener una matriz $M' = M^{k+1} = M^k$.

Finalmente, la confiabilidad del sistema R_s , con nodo de entrada i y nodo de salida j , corresponde al valor del elemento m'_{ij} de la matriz M' .

2.8 Árbol de eventos

Un árbol de eventos es una representación gráfica de todos los eventos que pueden ocurrir en un sistema y permite analizar sistemas cuya representación mediante redes no se puede determinar.

Este método permite estudiar sistemas cuyos elementos no están operando en forma continua y que su operación obedece a una lógica dependiente de otros elementos del sistema. Además, permite fácilmente introducir estados intermedios entre el éxito y la falla del sistema.

En principio, un árbol de eventos se construye determinando todos los posibles modos en que el sistema se puede operar, de acuerdo al estado en que se encuentra cada uno de sus elementos.

La construcción de un árbol de eventos debe tener en cuenta, en los casos que corresponda, el orden cronológico de los eventos y cómo éstos afectan la operación del sistema.

Para ilustrar este método, se considera un sistema de ejemplo que consta de cuatro elementos $\{A, B, C, D\}$. El elemento A opera continuamente y su falla provoca la falla completa del sistema. El elemento B opera continuamente y sólo en caso de falla, operan los elementos $\{C, D\}$ que pueden cada uno respaldar el 33% de la capacidad del sistema.

El árbol de eventos para el sistema descrito corresponde al de la Figura 2.12, en donde R_i y Q_i son la confiabilidad e indisponibilidad del elemento i , respectivamente.

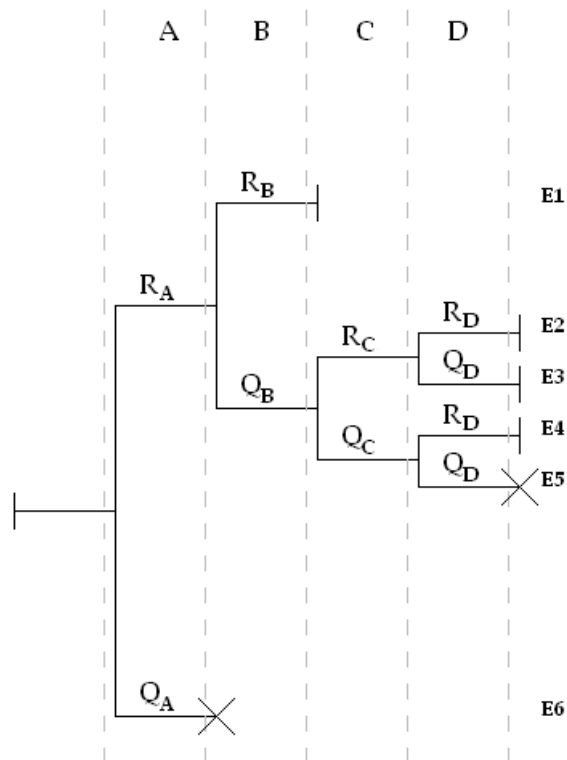


Figura 2.12: árbol de eventos

Se identifican seis estados posibles, de los cuales uno es exitoso, tres son parcialmente exitosos y dos corresponden a un estado de falla. En la Tabla 2.1 se indican las probabilidades de ocurrencia de cada estado y el valor de capacidad del sistema correspondiente a cada estado.

Tabla 2.1: análisis del árbol de eventos

Estado	elementos	probabilidad	capacidad
E1	A, B	$R_A \cdot R_B$	100%
E2	A, C, D	$R_A \cdot Q_B \cdot R_C \cdot R_D$	66%
E3	A, C	$R_A \cdot Q_B \cdot R_C \cdot Q_D$	33%
E4	A, D	$R_A \cdot Q_B \cdot Q_C \cdot R_D$	33%
E5	A	$R_A \cdot Q_B \cdot Q_C \cdot Q_D$	0%
E6	-	Q_A	0%

A partir de los resultados de la Tabla 2.1, puede calcularse el valor esperado E_s de la capacidad del sistema mediante la Ecuación 2.14, donde $p(E_i)$ es la probabilidad de ocurrencia del estado E_i , C_i es la capacidad del sistema en el estado E_i y n es el número de estados del sistema.

$$E_s = \sum_{i=1}^n p(E_i) C_i$$

Ecuación 2.14: valor esperado de la capacidad de un sistema

Debe tenerse en cuenta que el valor esperado de la capacidad no necesariamente corresponde a un valor posible del sistema.

2.9 Árbol de falla

Este método define estados de falla particulares del sistema y, gráficamente, relaciona los estados precursores que conducen a la falla del sistema mediante ramas.

La Figura 2.13 corresponde a un árbol de falla para el sistema descrito en la sección 2.9.

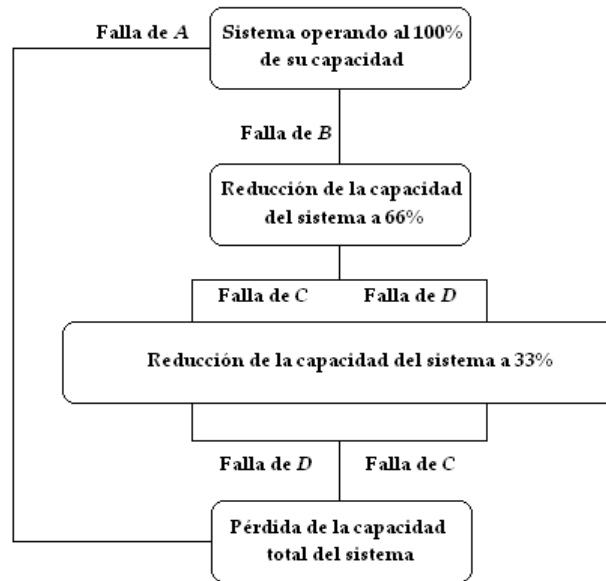


Figura 2.13: árbol de falla

Este método permite identificar las causas que llevan al sistema a estados particulares, lo cual es sumamente útil en las etapas de diseño de un sistema.

2.10 Distribuciones de probabilidad

Las técnicas que utilizan distribuciones de probabilidad pretenden representar las características no determinísticas propias de los parámetros de un problema de confiabilidad.

Por ejemplo, para dos elementos idénticos y expuestos a las mismas condiciones, no se espera que éstos tengan un comportamiento idéntico (p.e. tiempo de operación sin falla) en la evaluación de la confiabilidad de un sistema real.

Se presentarán en esta sección, los elementos básicos para poder describir las características principales de las distribuciones de probabilidad.

2.10.1. Funciones de distribución acumulativa

Para el modelo de redes, la confiabilidad e indisponibilidad del sistema se representaron como valores determinísticos R y Q , con $R + Q = 1$.

En esta sección, se presenta la representación de la confiabilidad e indisponibilidad, utilizando funciones de probabilidad acumulativa dependientes de un parámetro t (p.e. el tiempo).

De esta manera, se definen las funciones $R(t)$ y $Q(t)$ como la función de supervivencia y la función de distribución acumulativa de falla.

Si se define la función de densidad probabilidad de falla $f(t)$ según Ecuación 2.15, se puede demostrar la Ecuación 2.16 y la Ecuación 2.17.

$$f(t) = \frac{dQ(t)}{dt}$$

Ecuación 2.15: función de densidad de probabilidad de falla

$$Q(t) = \int_0^t f(\tau) d\tau$$

Ecuación 2.16: función de distribución acumulativa de falla

$$R(t) = \int_t^{\infty} f(\tau) d\tau$$

Ecuación 2.17: función de supervivencia

La Figura 2.14 permite interpretar las definiciones anteriores gráficamente. $Q(t)$ y $R(t)$ corresponden a las áreas bajo la curva $f(t)$. $Q(t)$ corresponde a la probabilidad de que el sistema falle dentro de un tiempo t y $R(t)$, a la probabilidad de que el sistema no falle antes de un tiempo t .

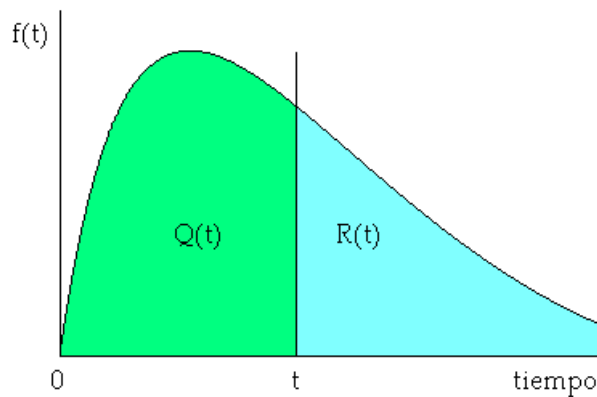


Figura 2.14: función de densidad de falla

2.10.2. Función de la tasa de falla

Esta función es una de las tantas funciones de razón de transición que se definen para cuantificar la medida de la razón en que un evento ocurre.

Se define la función de la tasa de falla $\lambda(t)$ como la razón entre la cantidad de fallas por unidad de tiempo y la cantidad de elementos expuestos a fallar.

Se puede demostrar que, según la definición anterior, existe una relación entre las funciones de supervivencia $R(t)$ y de tasa de falla $\lambda(t)$ descrita por la Ecuación 2.18. Además, esta relación es válida para cualquier función de distribución utilizada para representar a $R(t)$.

$$\lambda(t) = -\frac{1}{R(t)} \frac{dR(t)}{dt}$$

Ecuación 2.18: relación entre las funciones de supervivencia y tasa de falla

La función que se utilice para representar adecuadamente la tasa de falla de un elemento, debe considerar en qué etapa de su vida éste se encuentra. El ciclo de vida de la mayoría de los componentes de un sistema puede ser representada mediante la “curva de la bañera”, presentada en la Figura 2.15. En ésta se identifican tres etapas: infancia (1), vida operativa o vida útil (2) y desuso (3).

La función de distribución de probabilidad que se utilice para representar la tasa de falla de un elemento, dependerá de qué etapa de la vida de éste se quiera representar en un problema de confiabilidad.

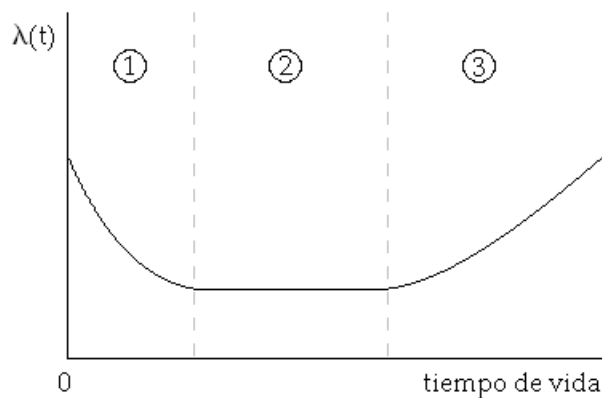


Figura 2.15: curva de la bañera

Las técnicas desarrolladas en las secciones anteriores, descritas en términos de parámetros constantes, son aplicables para problemas en que los parámetros de confiabilidad están representados mediante distribuciones de probabilidad.

De esta manera, por ejemplo, la Ecuación 2.7 puede ser re-escrita por la Ecuación 2.19 que es válida para cualquier distribución de probabilidad.

$$R_s(t) = \prod_{i=1}^n R_i(t) = \prod_{i=1}^n \exp \left[-\int_0^t \lambda_i(\tau) d\tau \right]$$

Ecuación 2.19: confiabilidad de un sistema con n elementos serie

En el caso particular en que la tasa de falla es constante e independiente del tiempo $\lambda(t) = \lambda$, la función de supervivencia corresponde a una función exponencial.

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

Ecuación 2.20: función de supervivencia con tasa de falla constante λ

Esta característica es frecuentemente utilizada en la evaluación de problemas de confiabilidad, por cuanto permite aplicar con mayor facilidad las técnicas analíticas de resolución en problemas de gran escala o complejos; la información estadística para definir una tasa de falla, generalmente, es insuficiente para justificar una distribución en particular y por cuanto el resultado del cálculo de los índices basados en estados límites de probabilidad no es afectado por la distribución utilizada. El supuesto de una tasa de falla constante es equivalente a considerar la etapa “vida operativa” (2) presentada en la Figura 2.15.

2.10.2.1. Tiempo medio de falla

A partir de la definición de la distribución de probabilidad de falla $f(t)$ (ver Ecuación 2.15), se define el tiempo medio de falla como la esperanza $E(t)$ de ésta sobre el rango $t(0, \infty)$ según la Ecuación 2.21.

$$m = \int_0^{\infty} R(t) dt$$

Ecuación 2.21: tiempo medio de falla (MTTF)

2.11 Técnica de Markov para la evaluación de sistemas

Hasta este punto se han presentado métodos para representar el periodo de operación de un sistema hasta que éste falla, lo que permite representar un sistema que no se repara o que cuyo periodo de reparación es marginal frente al tiempo de operación normal.

Los modelos de Markov permiten superar esta restricción, permitiendo representar sistemas con procesos estocásticos de variables discretas o continuas.

Para que las técnicas de Markov sean aplicables, los sistemas deben tener las siguientes características:

- Carecer de memoria. El estado en que se encuentra un sistema es independiente de los estados pasados, a excepción del inmediatamente anterior. Dicho de otra manera, los estados futuros sólo dependen del estado presente.
- Procesos estacionarios (homogéneos). El comportamiento del sistema debe ser idéntico para cualquier intervalo de tiempo de estudio pasado o futuro. La probabilidad de pasar de un estado a otro debe ser constante $\lambda = cte$.

Los modelos de Markov pueden representar sistemas de variable discreta (cadenas de Markov) o continua (procesos de Markov).

2.11.1. Cadenas de Markov (tiempo discreto)

El modelo de la Figura 2.16 se presenta un sistema de dos estados A y B modelado mediante cadenas de Markov. La probabilidad de mantenerse en el siguiente periodo en el estado i es λ_i y la probabilidad de cambiar del estado i al j es λ_{ij} .

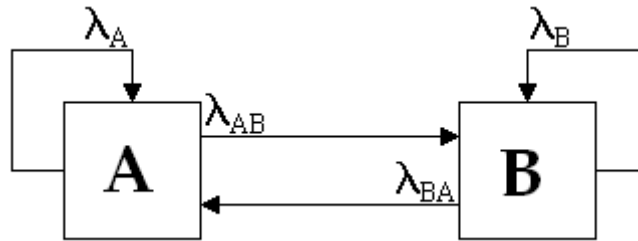


Figura 2.16: sistema de dos estados

La Figura 2.17 muestra el comportamiento del sistema de la Figura 2.16 mediante un árbol de eventos para cuatro intervalos de tiempo.

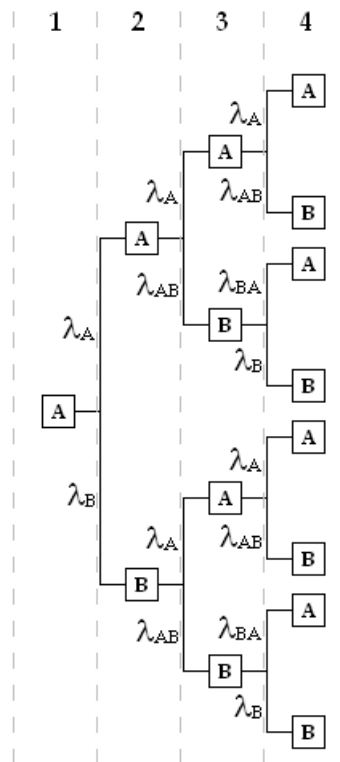


Figura 2.17: árbol de eventos de un sistema de dos estados

Determinar el estado de un sistema mayor para un intervalo determinado requiere de herramientas que simplifiquen el cálculo.

Para el caso de un sistema consistente en un elemento y dos estados (elemento sano y elemento fallado), se pueden calcular las probabilidades de transición de falla λ y reparación μ , utilizando el modelo de elemento reparable descrito en la sección 2.5.

2.11.1.1. Matriz de transición

La matriz de transición P se define a partir de los elementos P_{ij} que representan la probabilidad de pasar del estado i al j . Los elementos P_{ii} representan la probabilidad de mantenerse en el estado i .

Para determinar la probabilidad de encontrar el sistema en un estado particular se utiliza la Ecuación 2.22.

$$P(k) = P(0)P^k$$

Ecuación 2.22: probabilidad de los estados después de n intervalos

Para un sistema de n estados, el vector $P(0)$ se forma con los elementos $P(0)_j$ que representan la probabilidad de que el sistema se encuentre en el estado inicial j .

La matriz P^k corresponde a la potencia k -ésima de la matriz de transición, donde k es el intervalo de evaluación. Como resultado, los elementos $P(k)_j$ representan la probabilidad de que el sistema se encuentre en el estado j en el intervalo k .

2.11.1.2. Probabilidad límite de los estados

La probabilidad de encontrar un sistema en un estado determinado depende del estado inicial según la Ecuación 2.22. En el largo plazo, si no existen estados de los cuales no se puede pasar a todos los otros estados, directa o indirectamente (estados absorbentes), se puede calcular la probabilidad de cada estado si se conoce el estado inicial.

Los sistemas que cumplen la propiedad de que sus estados futuros no dependen del estado inicial, se conocen como ergódicos y, a partir de su matriz de transición, puede calcularse la probabilidad de encontrar al sistema en cada uno de sus estados (probabilidad límite).

Por las propiedades anteriores, la Ecuación 2.22 puede ser re-escrita por la Ecuación 2.23, donde P es la matriz de transición y α es el vector de probabilidad límite. Para resolver el sistema lineal y calcular el vector de probabilidad límite, debe incorporarse la Ecuación 2.24 que indica que la suma de las probabilidades límites debe corresponder a la unidad.

$$\alpha P = \alpha$$

Ecuación 2.23: vector de probabilidad límite

$$\sum \alpha_j = 1$$

Ecuación 2.24: suma de los elementos del vector de probabilidad límite

2.11.2. Procesos de Markov (tiempo continuo)

Los procesos de Markov permiten representar sistemas con estados discretos y de operación continua en el tiempo.

Debido a que se consideran sistemas cuyos procesos son estacionarios (homogéneos), las tasas de transición son constantes.

Para un sistema de dos estados: operación y falla, con tasa de falla λ y de reparación μ , la probabilidad de encontrar el sistema en estado de operación o de falla estará dada por la Ecuación 2.25 y la Ecuación 2.26.

$$P_{op}(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu} [\lambda P_{op}(0) - \mu P_{falla}(0)]$$

Ecuación 2.25: probabilidad del sistema de operar en función del tiempo

$$P_{falla}(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} + \frac{e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu} [\mu P_{op}(0) - \lambda P_{falla}(0)]$$

Ecuación 2.26: probabilidad del sistema de estar fallado en función del tiempo

Si se definen los tiempos medios de falla m (MTTF) y de reparación r (MTTR) y el sistema es ergódico (sección 2.11.1.2), en el largo plazo ($t \rightarrow \infty$) la probabilidad de encontrar el sistema en estado de operación o de falla es independiente de la condición inicial y se calcula según la Ecuación 2.27 y la Ecuación 2.28.

$$P_{op} = \frac{m}{m + r}$$

Ecuación 2.27: probabilidad límite del estado de operación

$$P_{falla} = \frac{r}{m + r}$$

Ecuación 2.28: probabilidad límite del estado de falla

2.12 Simulación de Monte Carlo no secuencial

Este método está basado en que un estado del sistema corresponde a una combinación de estados de todos los elementos del sistema.

El estado de cada elemento puede ser representado utilizando una representación de dos estados: éxito y falla. De esta manera, si el estado s_i del i -ésimo elemento tiene una probabilidad de falla Q_i , se puede definir un número aleatorio R_i uniformemente distribuido entre [0,1] para determinar el estado del i -ésimo elemento del sistema, según la Ecuación 2.29.

$$s_i = \begin{cases} 0 & \text{si } R_i > Q_i & \text{éxito} \\ 1 & \text{si } 0 \leq R_i \leq Q_i & \text{falla} \end{cases}$$

Ecuación 2.29: estado definido por distribución uniforme

Un estado de un sistema de N elementos puede ser representado por el vector $s = (s_1, \dots, s_i, \dots, s_N)$, que contiene el estado de todos los elementos.

Con una gran cantidad de muestras puede estimarse la probabilidad del estado, utilizando la Ecuación 2.30, donde M es la cantidad de muestras y $m(s)$ es el número de ocurrencias del estado s en el muestreo.

$$P(s) = \frac{m(s)}{M}$$

Ecuación 2.30: estimación de la probabilidad de un estado

Debido a que la probabilidad de cada estado es estimada en forma independiente, este método no es capaz de representar eventos con dependencia cronológica.

2.13 Simulación de Monte Carlo secuencial

Este método corresponde a una simulación de orden cronológico sobre una ventana de tiempo. A diferencia del método no secuencial, una muestra corresponde a un "momento" del sistema y los estados son calculados uno tras otro en forma iterativa, mediante un proceso de transición.

De esta manera, es posible considerar la dependencia cronológica de eventos, permitiendo que la historia del sistema pueda ser representada.

La definición de un proceso de transición puede consistir en el uso de un paso de tiempo fijo y una evaluación aleatoria del estado de los elementos, utilizando la Ecuación 2.29.

El número de muestras debe ser suficientemente grande para que los índices calculados a partir del resultado de la simulación sean válidos. Generalmente, la varianza es utilizada para definir un intervalo de confianza como criterio de convergencia (sección 2.6.3).

Para ilustrar este método, se define un sistema según la Figura 2.5. La Figura 2.18 muestra el estado de los elementos en el tiempo. La Figura 2.19 muestra el estado del sistema y la evolución de su valor promedio, que permite verificar la convergencia de la estimación.

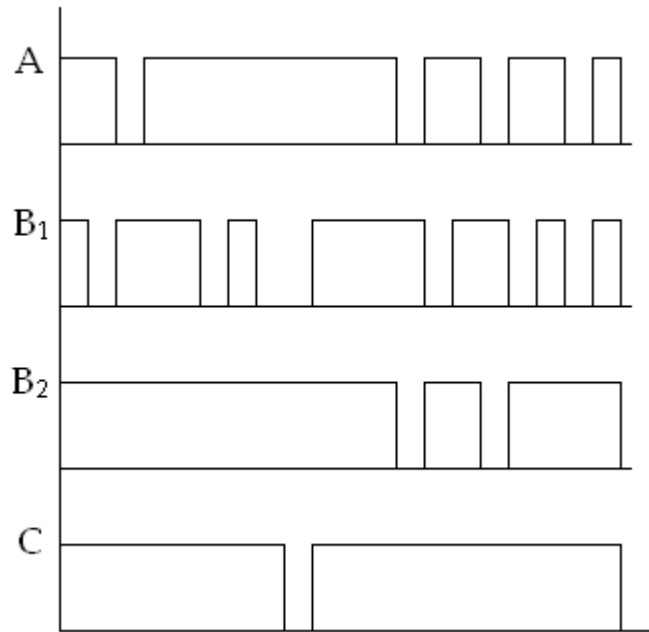


Figura 2.18: cronología del estado de los elementos del sistema

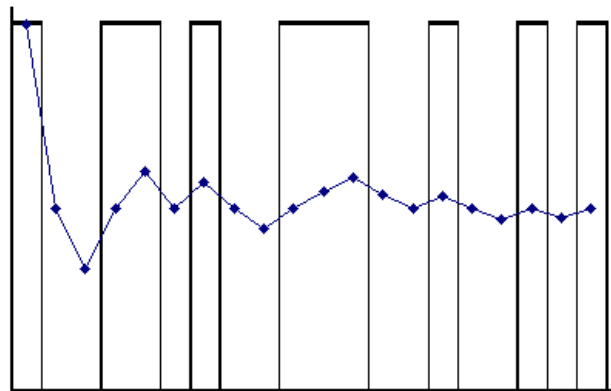


Figura 2.19: cronología del estado del sistema y evolución de su valor promedio

2.14 Convergencia del método de Monte Carlo

En la sección 2.6.3, se presentó un marco teórico que permite estimar el valor promedio o esperanza de una población, mediante el promedio de una muestra con una precisión o probabilidad conocida de pertenencia a un intervalo.

Lo anterior no es posible de aplicar directamente en el caso de una simulación de Monte Carlo, puesto que no se conoce el conjunto “verdadero” de la población de estados x del sistema; entonces, no es posible calcular el promedio y varianza real de la función de prueba $E(F)$ y $\sigma^2(F)$.

El resultado de la simulación de Monte Carlo consiste en la estimación de $E(F)$ mediante el promedio de la función de prueba $F(x)$ en una cantidad determinada de muestras NM , como

indica la Ecuación 2.31. Sin embargo, esta estimación introduce un nivel de incertidumbre que requiere ser acotado para obtener un resultado con nivel de certeza conocido.

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

Ecuación 2.31: estimación de la esperanza de la función de prueba

Es posible demostrar que el valor $E(F)$ está en el rango de la Ecuación 2.32 con un 95 % de probabilidad, en donde $\sigma(\tilde{E}(F))$ corresponde a la desviación estándar de $\tilde{E}(F)$, determinada por la Ecuación 2.33. A su vez, el valor de $\sigma^2(F)$ también es desconocido, requiriéndose el estimador definido en la Ecuación 2.34.

$$\tilde{E}(F) - 1,96 \sigma(\tilde{E}(F)) \leq E(F) \leq \tilde{E}(F) + 1,96 \sigma(\tilde{E}(F))$$

Ecuación 2.32: intervalo de confianza para el 95 % de probabilidad de la esperanza de la función de prueba

$$\sigma(\tilde{E}(F)) = \sqrt{\frac{\sigma^2(F)}{NM}}$$

Ecuación 2.33: desviación estándar de la estimación de la esperanza de la función de prueba

$$\tilde{\sigma}^2(F) = \frac{\sum_{i=1}^{NM} (F(x_i) - \tilde{E}(F))^2}{NM - 1}$$

Ecuación 2.34: estimador de la varianza de la función de prueba

El desarrollo anterior permite introducir la definición del coeficiente de variación β , el cual corresponde a una estimación de la incertidumbre relativa de la esperanza de la función de prueba $E(F)$, en relación al número de muestras NM [35].

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

Ecuación 2.35: definición del coeficiente de variación

El estimador β será utilizado como criterio de convergencia en la simulación de Monte Carlo del método propuesto.

3. SISTEMAS DE TRANSMISIÓN HVDC

3.1 Antecedentes históricos

La producción de energía eléctrica tiene su origen en el siglo XIX. El crecimiento del consumo y la búsqueda de fuentes de energía de mayor potencia y menor costo llevaron a que la producción local de energía fuera reemplazada por el desarrollo de sistemas eléctricos de mayor extensión y potencia.

Hasta entonces, coexistían soluciones de corriente continua (DC) y alterna (AC) para la generación y transmisión de la energía eléctrica.

La primera línea de transmisión sobre una larga distancia utilizó corriente continua. Ésta fue desarrollada por Marcel Deprez y Oskar von Miller, logrando transmitir 1,5 kW en 2 kV entre Miesbach y Munich –una distancia de 55 kilómetros (1882) [11].

Otro hito en los desarrollos en corriente continua de la época, es el de R. Thury. Éste consistía en la conexión serie de generadores DC para lograr niveles de tensión adecuados para la transmisión de potencia. Un ejemplo de este desarrollo fue la transmisión de 20 MW en 125 kV sobre la distancia de 230 km entre Moutiers y Lyon (1906) [1].

Posteriormente, la aparición de los sistemas trifásicos, transformadores, motores de inducción y generación con turbinas de vapor dieron ventaja técnica y económica a la tecnología AC, en la generación y transmisión de energía eléctrica.

Sin embargo, las dificultades técnicas para la transmisión a larga distancia, uso de cables e interconexión de sistemas en AC, permitieron la continuidad de la investigación y desarrollo en tecnología DC para aplicaciones específicas de la transmisión de potencia.

Alemania mantuvo el interés por el desarrollo de cables subterráneos para disminuir la vulnerabilidad de su sistema ante ataques aéreos. Durante la Segunda Guerra Mundial, desarrollaron un sistema experimental de transmisión de 15 MW en 100 kV, como prototipo de un sistema de 60 MW en 400 kV para 110 km. Parte de este sistema fue puesto en servicio al final de la guerra [3].

Por su parte, en la Unión Soviética fue puesto en servicio un sistema de cable subterráneo de 30 MW en 200 kV para los 112 km entre Moscú y Kashira, en 1951 [8].

Hasta entonces, eran utilizadas las válvulas de mercurio para la conversión AC/DC. Con esta tecnología fue posible desarrollar sistemas como el *Inter Island* de 600 MW, ± 250 kV y 610 km de cable submarino en Nueva Zelanda (1965); *Pacific Intertie* de 1.440 MW, ± 400 kV y 1.360 km de línea aérea en EE.UU. (1970); *Nelson River 1* de 1.854 MW, ± 463 kV y 890 km de línea aérea en Canadá (1973) [8], [10].

La aparición del tiristor en 1970 permitió reemplazar a la válvula de mercurio para el proceso de conversión, llevando las posibilidades de la tecnología HVDC⁴ a un nivel superior. Posterior a esta década, no se desarrollaron nuevos proyectos HVDC con válvulas de mercurio.

El primer sistema en utilizar la nueva tecnología basada en tiristores, corresponde al cruce submarino *Gotland* de 96 km en Suecia. Inicialmente diseñado con válvulas de mercurio y una

⁴ HVDC: del inglés *high voltage direct current*

tensión de servicio de ± 100 kV para 20 MW, fue mejorado al incorporar válvulas de tiristores, elevando la tensión de transmisión a ± 150 kV y la potencia nominal a 30 MW [10].

El desarrollo de la tecnología permitió el aumento en el nivel de potencia y tensión de transmisión de los nuevos sistemas HVDC. Algunos desarrollos notables son el sistema *Cahora-Bassa* de 1.920 MW en ± 533 kV y 1.420 km (Sudáfrica, 1979); *Itaipú* de 2x 3.150 MW en ± 600 kV y 810 km (Brasil, 1987); *Xiangjiaba-Shangai* de 6.400 MW en ± 800 kV y 2.071 km (China, 2010) [10].

La tecnología HVDC ha alcanzado madurez debido a la gran experiencia adquirida en décadas de operación en diversos proyectos alrededor del mundo.

Los desarrollos actuales se centran en el aumento a ± 800 kV, el aumento de la capacidad de válvulas y la estandarización de los niveles de potencia y tensión.

Nuevos dispositivos electrónicos como el GTO⁵ e IGBT⁶ poseen mayor flexibilidad que el tiristor y han dado origen a las aplicaciones FACTS⁷ en AC y HVDC-VSC⁸ en DC. Si bien éstas tienen un campo de aplicación en magnitudes menores de potencia, se prevé que la mejora continua de estos dispositivos permita contar con soluciones técnica y económicamente competitivas en los campos de aplicación tradicionales de la tecnología HVDC basada en tiristores.

3.2 Aplicaciones de los sistemas HVDC

Las soluciones con tecnología HVDC tienen lugar al presentar éstas ventajas técnicas y/o económicas con respecto a la tecnología tradicional HVAC.

Las principales aplicaciones son tres y se describen a continuación.

3.2.1. Interconexión entre sistemas

Un sistema de transmisión HVDC permite interconectar dos o más sistemas AC, manteniendo la operación sincrónica independiente de cada uno. Esta cualidad permite interconectar sistemas de distinta frecuencia y aislar fenómenos dinámicos entre sistemas.

El rápido y preciso control del flujo de potencia activa permite resolver el problema direccional del intercambio económico entre sistemas, permitiendo además la prestación de auxilio controlado entre sistemas para situaciones de contingencia.

La interconexión mediante enlace HVDC no aumenta el nivel de cortocircuito de los sistemas, por lo que es posible interconectar sistemas de magnitud disímil sin requerir adecuaciones en las instalaciones del sistema menor.

Algunos sistemas que son ejemplos de esta aplicación se listan a continuación. Notar el amplio rango de potencia.

⁵ GTO: del inglés *gate turn-off semiconductors*

⁶ IGBT: del inglés *insulated gate bipolar transistor*

⁷ FACTS: del inglés *flexible alternating current transmission system*

⁸ VSC: del inglés *voltage source converter*

Los ejemplos corresponden a sistemas *back-to-back*, en donde los convertidores rectificador e inversor están emplazados en una misma estación. No hay línea de transmisión, por lo cual la tensión es relativamente baja.

- *Broken Hill* de 40 MW en $\pm 8,33$ kV. Australia, 1986.
- *Vindhyachal* de 500 MW en 70 kV. Sistemas oeste y norte de India, 1989.
- *Garabi* de 2.200 MW en ± 70 kV. Interconexión entre Argentina y Brasil, 50/60 Hz, 2002.

3.2.2. Transmisión en largas distancias

Las líneas largas en sistemas de transmisión HVAC pueden traer consigo problemas de estabilidad angular. Una perturbación puede introducir oscilaciones electromecánicas entre los sistemas extremos de una línea, pudiendo perderse el sincronismo y llevar a la línea a condiciones de carga superiores a su capacidad.

La solución a este problema es la utilización de equipos de compensación serie y, en algunos casos, también en derivación.

Estos equipos encarecen el sistema de transmisión HVAC, haciendo que los costos sean comparables a una solución en HVDC. Los aspectos económicos son abordados en la sección 3.3.1.

La transmisión HVDC presenta ventajas tales como la controlabilidad del flujo, pero complica la conexión en derivación en un punto intermedio de la línea.

Algunos sistemas que son ejemplos de esta aplicación se listan a continuación.

- *Inga – Shaba* de 560 MW en ± 500 kV con 1.700 km de línea aérea. Zaire, 1982.
- *East – South Interconnector* de 2.000 MW en ± 500 kV con 1.400 km de línea aérea. India, 2003.
- *Río Madeira* de 2x 3.150 MW en ± 600 kV con 2.500 km de línea aérea. Brasil, actualmente en construcción. Se espera que entre en operación el 2012.

3.2.3. Cables submarinos

La transmisión por cable en HVAC está limitada por la alta corriente capacitiva, estableciendo una limitación de distancia no mayor a 50 km, aproximadamente [11].

Por esta razón, la transmisión en HVDC es una solución viable para interconexiones submarinas, no existiendo limitaciones de tipo eléctrico para la distancia entre terminales.

Otra ventaja de la transmisión en HVDC es el uso del medio marino como retorno, haciendo posible la transmisión con un solo conductor energizado.

Algunos sistemas que son ejemplos de esta aplicación se listan a continuación.

- *Gotland I* de 20 MW en ± 100 kV con 98 km de cable submarino. Suecia, 1954.
- *Kii Channel* de 1.400 MW en ± 250 kV con 50 km de cable submarino. Japón, 2000.

- *Norned* de 700 MW en ± 450 kV con 580 km de cable submarino. Interconexión entre Noruega y los países bajos, 2008.

3.3 Comparación entre transmisión HVDC y HVAC

En esta sección, se realiza una comparación entre la transmisión HVAC y HVDC, considerando aspectos económicos y ambientales de una y otra alternativa.

3.3.1. Aspectos económicos

En un sistema de transmisión HVAC o HVDC, se identifican costos asociados a las estaciones terminales, a la línea aérea y la capitalización de las pérdidas de transmisión.

Las estaciones terminales HVAC pueden contar con transformadores, reactores en derivación, compensación serie y paralela y equipos de maniobra.

Las estaciones terminales HVDC requieren transformadores convertidores, compensación reactiva, compensación armónica, reactores de alisamiento, válvulas convertidoras, electrodos y un sistema de control.

Estos costos pueden considerarse independientes de la longitud del sistema y sólo dependientes del nivel de potencia a transmitir.

Para un mismo nivel de potencia, los costos de las estaciones en un sistema HVDC pueden llegar a ser superiores al triple del costo de la alternativa HVAC [14]. Además, una estación HVDC ocupa una superficie mayor.

En cuanto a la línea de transmisión, el costo está determinado principalmente por la selección del conductor y la franja de paso de la línea.

Para un mismo nivel de potencia, la línea HVDC tiene menor costo por unidad de longitud que una equivalente en HVAC. Las razones se listan a continuación.

- La sección efectiva de conducción en corriente alterna es menor que la sección real del conductor por el efecto *skin*. En el caso de la corriente continua, se hace uso de toda la sección. Esto permite utilizar conductores de menor sección, por lo que los requerimientos mecánicos de las estructuras son menores.
- La corriente alterna tiene una componente reactiva en la transmisión que aumenta su magnitud y, por lo tanto, también sus pérdidas.
- La transmisión en corriente alterna requiere de tres fases, lo cual aumenta el costo del equipamiento de aislamiento y las dimensiones de la estructura de torres.
- Los dos puntos anteriores implican una franja de paso mayor para la transmisión HVAC (ver sección 3.3.2).

La razón de costos entre líneas de transmisión HVAC y HVDC puede ser superior a 2,5 [11].

En síntesis, un sistema HVDC tiene estaciones de mayor costo y una línea de transmisión de menor costo, comparado con la alternativa HVAC. Las pérdidas de transmisión no son directamente comparables, por cuanto dependen de la selección del conductor. Sin embargo, se

puede afirmar que para una misma sección, la transmisión en corriente continua tiene pérdidas de potencia menores que la corriente alterna.

La sentencia anterior implica que existe una distancia de quiebre en que la alternativa HVDC resulta más económica que la equivalente HVAC. Este valor está dentro del rango de 400 y 700 km [4].

La Figura 3.1 presenta una representación gráfica de la diferencia de costos entre alternativas HVDC y HVAC, basada en la longitud de la línea de transmisión. Esta gráfica no considera los costos por capitalización de pérdidas de transmisión.

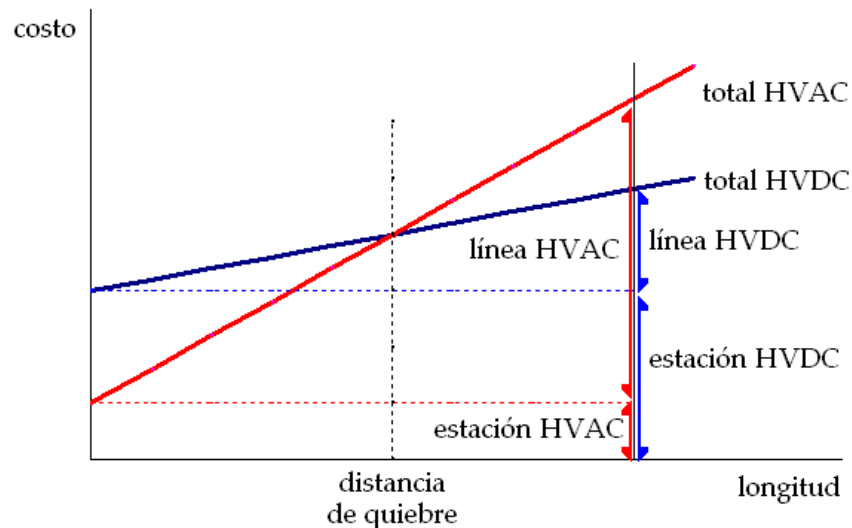


Figura 3.1: comparación costos de transmisión HVAC y HVDC

3.3.2. Aspectos ambientales

Los efectos ambientales directos de la operación de un sistema de transmisión son el campo eléctrico, radio interferencia, ruido audible, impacto visual y uso de franja de paso.

El campo eléctrico depende de la sección del conductor, altura de las torres y condiciones externas como condiciones atmosféricas.

La magnitud del campo eléctrico es menor en una línea HVDC por la ausencia de corriente de desplazamiento en estado estacionario. Además, por la menor altura relativa y separación entre conductores, la distancia mínima horizontal a la línea para un nivel definido de campo eléctrico (kV/m), es menor [14].

La radio interferencia en una estación convertidora es producida por el proceso de conmutación de válvulas y la circulación e interacción de corrientes armónicas. Sin embargo, este proceso se desarrolla en un edificio cerrado, por lo cual el blindaje de murallas es suficiente para evitar efectos negativos.

En el caso de la línea, la interferencia producto del efecto corona es menor en transmisión HVDC. Para una línea de 450 kVdc, la interferencia en 0,5 MHz es de 40 dB μ V/m; para una línea de 380 kVac, este valor es cercano a 50 dB μ V/m [3].

La generación de ruido audible es mayor en una estación convertidora, respecto de una estación HVAC convencional. La principal razón es la operación del transformador convertidor y los

sistemas de enfriamiento. Sin embargo, es posible disminuir este efecto en el diseño de los equipos y mediante medidas de mitigación como escudos acústicos.

El impacto visual y el uso de franja de paso son dos de las ventajas significativas de la transmisión HVDC. El corredor necesario para la transmisión de un mismo nivel de potencia es bastante menor.

Un corredor de 2.000 MW requiere una franja de paso de 100 m para una solución de doble circuito de 500 kVac, 85 m para un circuito simple en 800 kVac y 50 m para un bipolo en ± 500 kVdc [3].

3.4 Configuraciones típicas

3.4.1. Monopolar

Ésta es la configuración básica y fundamental de un enlace HVDC. Consiste en un conductor metálico y sendas estaciones convertidoras rectificadora e inversora.

La transmisión utiliza una única polaridad –en general negativa, y un retorno metálico o bien retorno por tierra o mar.

La Figura 3.2 presenta un esquema de esta configuración.

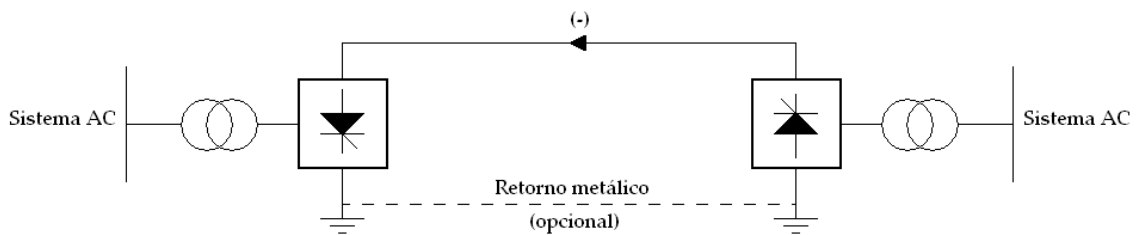


Figura 3.2: esquema transmisión HVDC monopolar

Este esquema es utilizado en sistemas de transmisión *back-to-back* en donde rectificadora e inversora están en una misma estación, permitiendo unir dos sistemas adyacentes no sincronizados. En estos casos el retorno es metálico.

Otra aplicación corresponde a la transmisión a través de largas distancias, especialmente cables submarinos. En ausencia de restricciones ambientales, el retorno se realiza mediante electrodos de tierra o marinos.

También puede utilizarse este esquema como una primera etapa en la planificación de un sistema bipolar.

Un sistema que utiliza este esquema corresponde al enlace *GRITA* (2001), de 500 MW en 400 kV con 110 km de línea aérea, 43 km de cable terrestre y 163 km de cable submarino. Este sistema une las redes AC de Italia y Grecia. Se utiliza el mar como retorno, mediante sendos electrodos marinos [16].

3.4.2. Homopolar

Esta configuración corresponde a la operación conjunta de dos sistemas monopolares en una misma polaridad.

Las ventajas principales son el menor costo en aislamiento y la posibilidad de que un convertidor alimente indistintamente uno u otro polo. Además, el efecto corona es menos intenso, disminuyendo las pérdidas y la radio interferencia [17].

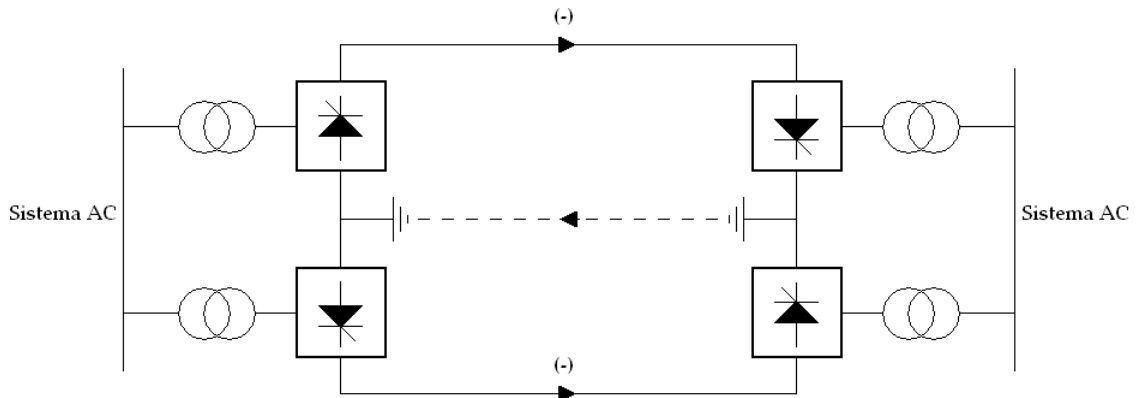


Figura 3.3: esquema transmisión HVDC homopolar

3.4.3. Bipolar

El esquema bipolar se define como la operación conjunta de dos sistemas monopolares de polaridad inversa. De esta manera el retorno por tierra corresponde sólo al desequilibrio de corriente entre uno y otro polo, el cual en operación normal es mínimo y del orden del 1 % de la corriente nominal [34].

Esta configuración es utilizada en sistemas de gran distancia cuando el nivel de potencia supera la capacidad de transmisión de un único polo y/o cuando los niveles de confiabilidad requeridos, ya sea en términos de disponibilidad de energía o desempeño dinámico, son elevados.

Algunos sistemas con esta configuración se listan en la sección 3.2.2.

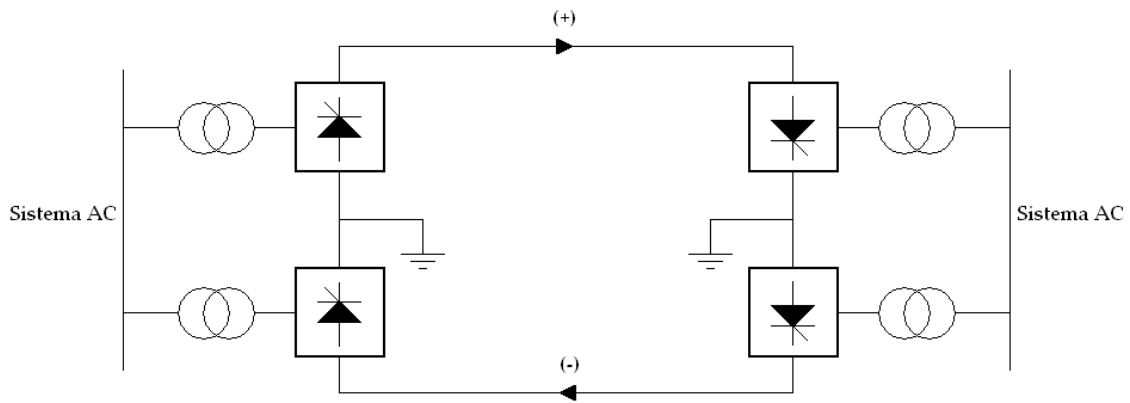


Figura 3.4: esquema transmisión HVDC bipolar

3.4.4. Multiterminal

Esquemas de este tipo tienen tres o más estaciones convertidoras interconectadas. La interconexión puede ser serie, paralela o híbrida.

En general, una estación serie se utiliza cuando la potencia de ésta es menor al 10% de la estación rectificadora; en otro caso, se utiliza la configuración paralela.

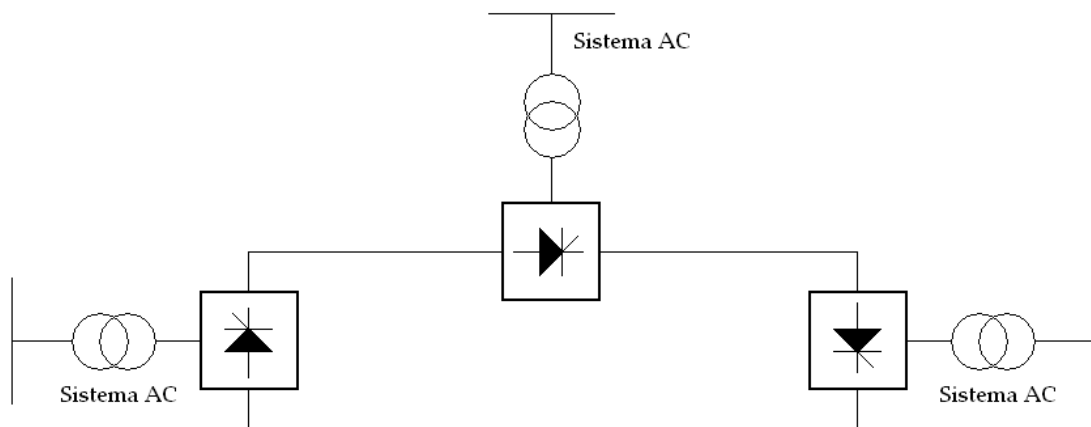


Figura 3.5: esquema transmisión HVDC multiterminal serie

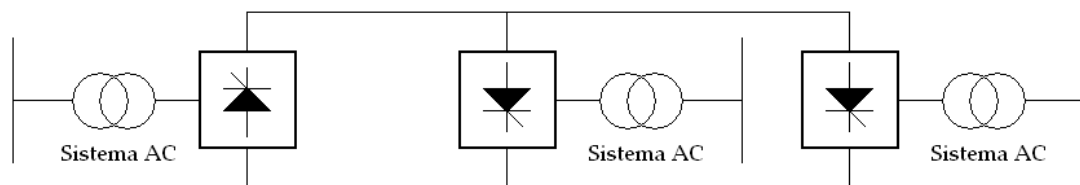


Figura 3.6: esquema transmisión HVDC multiterminal paralelo

Dos sistemas que utilizan la configuración multiterminal se presentan a continuación.

- *Québec – New England* con tres estaciones convertidoras (*Radisson, Nicolet y Sandy Pond*), tensión de transmisión de ± 450 kV, 2.250/2.138/1.800 MW de capacidad y una línea aérea de 1.480 km [9], [10].
- *SACOI* con tres terminales en paralelo (*Suvereto, Lucciana y Codrongianos*), opera en 200 kV con retorno terrestre y marino, con capacidad de 300/300/50 MW y transmisión aérea y submarina con un total de 385 km [9].

3.5 Elementos básicos en un enlace HVDC

Los principales componentes de un sistema HVDC son descritos en esta sección. La Figura 3.7 presenta un diagrama genérico para identificar los elementos.

1. Interruptores AC
2. Filtros AC y fuentes de potencia reactiva
3. Transformadores convertidores
4. Válvulas convertidoras
5. Control y protecciones
6. Reactores de alisamiento
7. Interruptores DC
8. Filtros DC
9. Electrodo de puesta a tierra
10. Línea de transmisión HVDC

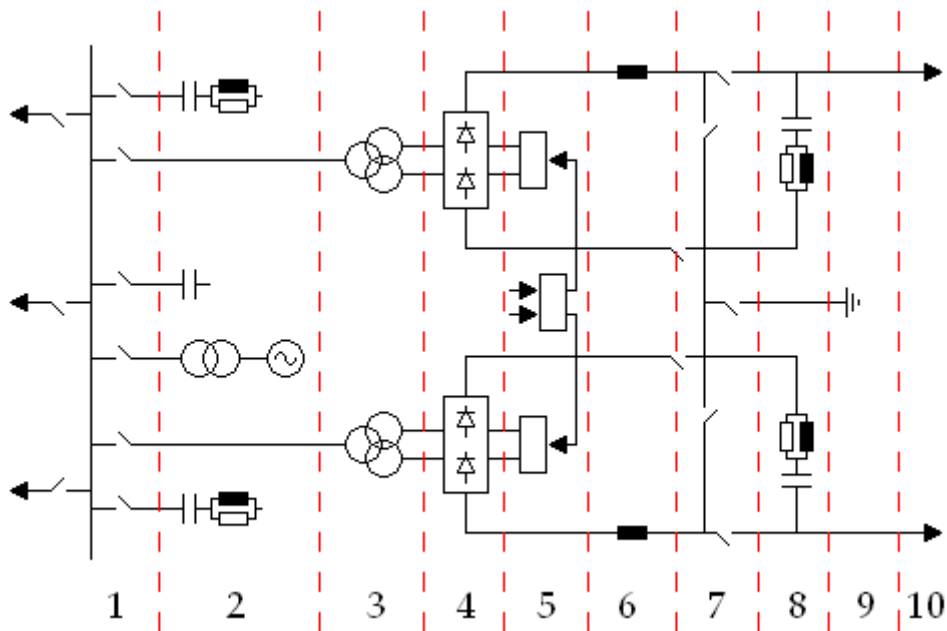


Figura 3.7: componentes de una estación HVDC

3.5.1. Estaciones convertidoras

Las estaciones convertidoras son el emplazamiento en donde se ubican todos los componentes que permiten la transformación de la energía eléctrica en corriente alterna a corriente continua y la transmisión controlada de potencia.

Es en la estación convertidora en donde se ubican los equipos primarios, de medida, control y protección.

3.5.1.1. Interruptores AC

Éstos constituyen la interfaz entre el sistema de transmisión HVDC y la red AC, realizando funciones de maniobra, control y protección. Por lo anterior, deben ser considerados como parte componente de la estación convertidora.

Las operaciones normales de maniobra, tales como el cambio de barras, desconexión y puesta a tierra de paños, no son diferentes a los equipos de interrupción de subestaciones AC estándar.

La mayoría de las operaciones de interrupción son parte de las funciones de control del enlace HVDC, es decir, se realizan automáticamente. A este conjunto de maniobras pertenecen la operación de filtros y bancos de compensación, como parte del control de potencia reactiva o del proceso de entrada y salida de servicio del sistema HVDC.

Los interruptores AC tienen a su cargo el despeje de fallas en el patio AC para equipos como transformadores convertidores, filtros AC y compensación reactiva. Además, permiten la rápida desconexión de capacidad reactiva en caso de rechazo de carga.

Para contingencias tales como cortocircuito en la línea, fallas en la conmutación y otras en el lado DC, el sistema de protección y control del enlace HVDC es quien tiene a su cargo el despeje, debido a la rapidez de su actuación. Por lo anterior, los interruptores AC sólo actuarán

como respaldo, permaneciendo cerrados para permitir una rápida recuperación del sistema HVDC.

3.5.1.2. Filtros AC y fuentes de potencia reactiva

Los filtros y bancos de potencia reactiva tienen dos funciones:

- Proporcionar la potencia reactiva que consumen los grupos convertidores. De esta manera se evita elevar la carga reactiva en la red AC y se permite regular la tensión en un rango aceptable.
- Absorber las corrientes armónicas que tienen origen en la operación del convertidor, evitando el flujo de éstas a la red AC.

El consumo de potencia reactiva no es constante, por lo que la magnitud de la compensación debe definirse en pasos. Su dimensionamiento tiene relación con los valores nominales y rangos de operación de la corriente de transmisión y los ángulos de disparo de los convertidores.

La compensación reactiva se realiza generalmente con el uso de bancos de condensadores. En casos especiales, pueden requerirse equipos adicionales como compensadores sincrónicos o compensación estática controlada.

La especificación de la compensación puede estar basada en tres esquemas: factor de potencia constante, dependiente de la potencia transmitida o con banda de tolerancia ($\pm\Delta Q$). Esta última alternativa es la más utilizada, ya que permite que la red AC se haga cargo de sus propios requerimientos de potencia reactiva y que el enlace HVDC no introduzca requerimientos adicionales a la red.

El dimensionamiento de filtros se realiza de modo tal que en todo el rango de operación del enlace HVDC y de la red AC, no se produzca distorsión armónica en la red AC mayor a la permitida.

3.5.1.3. Transformadores convertidores

Los transformadores convertidores, junto con las válvulas, son el equipamiento más importante en una estación convertidora, por su costo, nivel de pérdidas y relevancia en la disponibilidad del sistema HVDC.

Las funciones principales de estos equipos se listan a continuación.

- Proporcionar dos fuentes de corriente alterna con desfase de 30° eléctricos para la conversión con 12 pulsos.
- Proporcionar el aislamiento de tensión para la conexión serie de los grupos convertidores.
- Proporcionar el nivel de tensión para la transmisión en corriente continua.
- Limitar la corriente de cortocircuito.

Existen varios tipos de transformadores convertidores: trifásicos o monofásicos y de dos o tres enrollados. Para una estación de un sistema bipolar pueden utilizarse cualquiera de las siguientes configuraciones por cada polo:

- Un transformador trifásico de tres enrollados
- Dos transformadores trifásicos de dos enrollados
- Tres transformadores monofásicos de tres enrollados
- Seis transformadores monofásicos de dos enrollados

3.5.1.4. Válvulas convertidoras

Las válvulas son un conjunto de tiristores conectados en serie, que tienen la función de transformar la corriente alterna en continua y viceversa.

Los tiristores son semiconductores que tienen la capacidad de iniciar la conducción de corriente en forma controlada, mediante un disparo externo. Esta característica permite construir, a partir de una fuente trifásica, una fuente de corriente con una componente principalmente continua de valor ajustable.

El proceso de conmutación de las válvulas genera calor, por lo que su funcionamiento requiere un sistema de enfriamiento. Esto repercute de tal manera, que la confiabilidad del sistema de válvulas depende de la disponibilidad del sistema de enfriamiento.

3.5.1.5. Control y protecciones

Las funciones de control y protección requieren un alto grado de automatismo y coordinación, por lo que se encuentran integradas.

Las principales funciones de este sistema se presentan a continuación.

- Permitir la transmisión controlada de potencia, utilizando como principal actuador el ángulo de disparo de las válvulas para el control de corriente y tensión en el lado DC. También es posible el uso del cambiador de taps de los transformadores convertidores.
- Regular el consumo de potencia reactiva de las estaciones convertidoras, mediante la maniobra de los bancos de compensación reactiva y el cambiador de taps de transformadores.
- Permitir la reconfiguración del sistema, haciendo uso de los equipos de maniobra mediante órdenes de origen manual o automática.
- Limitar variables eléctricas de tensión y corriente para la protección de instalaciones, por medio del control de válvulas y operación de equipos de maniobra.
- Auxiliar a los sistemas AC interconectados mediante funciones de regulación adicionales, tales como amortiguamiento de oscilaciones, sobrecarga u otras.

Las estrategias de control pueden ser revisadas en [33], en donde se describen en detalle.

3.5.1.6. Reactor de alisamiento

El reactor de alisamiento está conectado en serie en los terminales de la línea de transmisión HVDC. Sólo en casos muy particulares, el reactor se conecta en serie entre el neutro DC y las válvulas convertidoras⁹.

Este equipo tiene un conjunto de funciones, las cuales se listan a continuación.

- Limitar la razón de aumento de la corriente en caso de fallas en el lado DC, es decir, fallas de línea a tierra o fallas en la conmutación. Esta limitación permite que la falla sea despejada mediante acciones de control, sin requerir la maniobra de interruptores en el lado DC o AC, permitiendo recuperar la transmisión rápidamente.
- Limitar el aumento en la corriente de transmisión ante cambios bruscos de la tensión en los terminales DC, por causa externa de origen en las redes AC.
- Limitar el rizado de la corriente continua para evitar oscilaciones no armónicas en caso de enlaces entre redes asincrónicas.
- Evitar la discontinuidad de la corriente en el rango de carga baja.
- Formar parte del sistema de filtros DC para evitar que la línea provoque interferencias.

Se puede prescindir de este equipo en sistemas con características muy particulares, en donde la inductancia del transformador convertidor cumple el rol del reactor de alisamiento.

3.5.1.7. Interruptores DC

Los dispositivos de interrupción DC tienen como función el permitir la maniobra para cambiar la configuración del enlace. La función de interrupción total en corriente continua es realizada por la no continuación en la conmutación de las válvulas o la apertura de interruptores del lado AC.

Las principales maniobras se listan a continuación.

- Seccionamiento de los grupos convertidores para su aislamiento del sistema o energización.
- Puesta a tierra de un polo de la línea.
- Interrupción de conmutación. Esta maniobra permite el traspaso de corrientes de un circuito a otro paralelo. Éste es el caso de la maniobra de *by-pass* o el traspaso de la corriente de falla por la malla de puesta a tierra hacia el electrodo.
- Interrupción del retorno por tierra para el uso de retorno metálico y viceversa.

⁹ Éste es el caso de los sistemas Inga-Shaba (Zaire), CU Project (EE.UU.) y Skagerrak (Noruega-Dinamarca), en donde esta configuración permite reducir el nivel de aislamiento del reactor.

Otras maniobras son posibles en esquemas multiterminales o en enlaces con estaciones con redundancia de grupos convertidores.

3.5.1.8. Filtros DC

La función de los filtros DC es la compensación de armónicos de alta y baja frecuencia. Los primeros son causantes de interferencia telefónica y los segundos, pueden inducir tensiones que podrían poner en riesgo a personas u otros dispositivos de la estación.

La conexión de estos filtros se realiza en derivación, tal cual se muestra en la Figura 3.7.

Los filtros DC podrían no ser requeridos para enlaces por cable o entre estaciones *back-to-back* [30].

3.5.2. Electrodo de puesta a tierra

Los electrodos de puesta a tierra cumplen un conjunto de funciones que son fundamentales para la operación de un enlace HVDC. Éstas se listan a continuación.

- Establecimiento de una referencia de tensión. Esta condición es fundamental en cualquier sistema de alta tensión para la coordinación de aislamiento y la protección contra sobretensiones.
- Conducción de corriente permanente o temporal. Esta función es imprescindible en sistemas monopoles, en donde el retorno de la corriente se realiza a través de la tierra. En sistemas bipolares, permite un camino alternativo para el retorno de la corriente en caso de falla de un polo.
- Conducción de sobrecorriente transitoria. El electrodo conduce a tierra las sobrecorrientes producidas por descargas atmosféricas.

3.5.3. Línea de transmisión HVDC

La línea de transmisión HVDC no tiene diferencias notables con respecto a una HVAC. Algunas son presentadas en la sección 3.3.2.

Una ventaja de la línea HVDC es que sus conductores pueden ser utilizados en distintas configuraciones, mediante maniobras. Esto permite el uso de un polo como retorno metálico o la operación en paralelo de dos conductores para formar un polo, aumentando la disponibilidad del sistema ante fallas.

Otra configuración posible es el tendido de un conductor adicional de neutro para reemplazar un polo fallado (línea uno y medio) o permitir la operación monopolar en caso de restricciones de retorno por tierra.

La configuración puede ser monopolar, bipolar, homopolar o doble. Ésta última corresponde al transporte de dos bipolos en una misma estructura.

3.6 Características de operación

Los sistemas de transmisión HVDC tienen un conjunto de parámetros y variables de control, los cuales permiten realizar diversos ajustes y maniobras para cambiar el modo de operación.

Se presentan algunos modos de operación y se describen en forma breve, para el caso de un sistema de diseño bipolar.

3.6.1. Operación bipolar

Este modo de operación corresponde a la operación normal del sistema de transmisión. Las variables de potencia, tensión, corriente, ángulos de disparo y posición de taps son las nominales.

En esta condición, todos los elementos del sistema están en servicio, por lo que toda la capacidad del sistema está disponible para la transmisión a capacidad nominal.

3.6.2. Operación monopolar

Un sistema bipolar es la operación conjunta de dos polos de polaridad opuesta (sección 3.4.3). Cuando algún elemento o conjunto de elementos se encuentra indisponible, un polo puede salir de servicio y la transmisión puede continuar a través del polo sano.

Las consecuencias de esta configuración son la disminución de la capacidad del enlace y la necesidad del uso de un camino alternativo para la corriente de retorno (sección 3.6.4).

3.6.3. Operación monopolar con sobrecarga

Esta configuración es comúnmente utilizada en los sistemas HVDC. La función principal de esta característica es proveer respaldo a los sistemas interconectados ante la salida de un polo.

Esta característica tiene como parámetros principales el nivel máximo y la duración de la sobrecarga, la cual se clasifica en sobrecarga transitoria, de corta duración y permanente.

La sobrecarga transitoria consiste en que el enlace mantenga el mayor nivel de transmisión posible mientras se intenta el reencendido del polo fallado, en un periodo dentro del rango de 50 a 500 ms [8].

La sobrecarga de corta duración tiene por objetivo reducir el impacto de la salida de un polo, permitiendo, además, que la disminución de la transferencia de potencia por el enlace sea gradual. Su duración está en el rango de 1 a 10 min.

Esta característica requiere que el equipamiento esté dimensionado para esta condición y que la operación normal del ángulo de disparo y/o taps de transformadores tengan margen para ser modificados.

La sobrecarga permanente tiene el objetivo de permitir la evacuación de potencia por el enlace en periodos largos de indisponibilidad de un polo. Por las características de diseño de esta condición, el nivel de sobrecarga permanente es bastante menor a la de corta duración [32].

La característica de sobrecarga se presenta en la Figura 3.8, en donde (1) corresponde a la operación nominal, (2) a la sobrecarga transitoria, (3) y (4) a la sobrecarga de corta duración y (5) a la sobrecarga permanente.

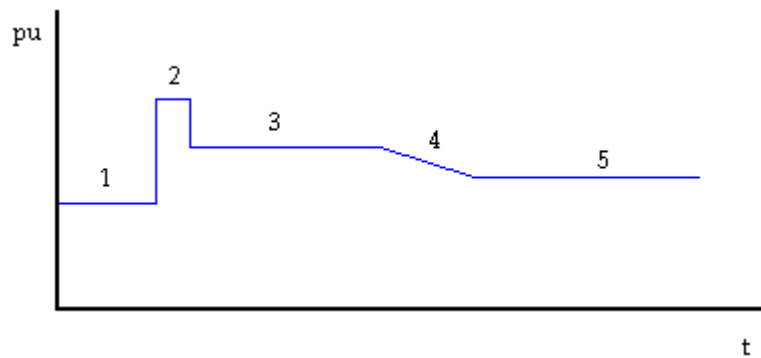


Figura 3.8: característica de sobrecarga

3.6.4. Retornos por tierra y metálico

Los electrodos de puesta a tierra son la vía natural de retorno de la corriente del polo sano ante una falla monopolar. La corriente del polo fallado circulará por tierra en el instante de la falla.

Las restricciones ambientales y de diseño del electrodo limitarán el nivel y duración de la corriente por tierra. En muchos casos, mediante una reconfiguración, el retorno por tierra puede ser transferido al conductor del polo fallado, levantándose así las restricciones de transmisión. Sin embargo, el uso del retorno metálico conlleva mayores pérdidas de potencia si se compara con el retorno por tierra.

3.6.5. Operación con tensión reducida

El diseño de los sistemas HVDC puede incluir una alternativa de transmisión con tensión reducida. Ésta es útil cuando las condiciones ambientales no son favorables para la transmisión en tensión nominal o el reencendido posterior a una falla no es exitoso. El cambio en los taps de los transformadores convertidores y la regulación del ángulo de disparo, permiten reducir la tensión de transmisión a un nivel seguro, que puede llegar a ser 0,7 pu [32]. La corriente se mantiene en nivel nominal.

4. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN HVDC EN CHILE

4.1 Introducción

El desarrollo de la matriz energética para la producción de electricidad en Chile, ha estado basado en la explotación del potencial hidrológico de la zona centro-sur del país. Actualmente¹⁰, la capacidad instalada de origen hidroeléctrico representa el 46 % de la potencia instalada del sistema interconectado central (SIC) y la producción de energía anual de esta fuente corresponde al 45 % [37].

El potencial hidroeléctrico de la zona austral del país, correspondiente a la Región de Aysén, se estima que es superior a 8 GW [38]. Sin embargo, permanece aún sin ser explotado.

La previsión del crecimiento del SIC indica que la producción anual actual de 46.052 GWh¹¹, con una tasa de crecimiento de largo plazo superior al 5 %, se duplicará en menos de 15 años [40].

Estos dos últimos puntos son el origen de los proyectos de generación Hidroaysén y Energía Austral [42], [44]. Ambos proyectos consideran el uso de corriente continua para la transmisión e integración al SIC, por lo que el conocer sus características y relacionarlas con los aspectos básicos de enlaces HVDC presentados en el capítulo anterior, es la motivación para desarrollar el modelo de evaluación de confiabilidad y para que éste considere aspectos particulares de interés.

4.2 Descripción de los proyectos de generación

4.2.1. Hidroaysén

El proyecto consiste en cinco centrales de embalse ubicadas en la Región de Aysén: dos en el río Baker y tres en el río Pascua. Ambos ríos son alimentados por los lagos Bertrand y O'Higgins, respectivamente y que a su vez son alimentados por los deshielos de los Campos de Hielo Norte y Sur.

La potencia instalada del proyecto corresponde a 2.750 MW, con una generación media anual de 18.430 GWh [42]. El aporte de cada central se presenta en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: capacidad de las centrales de Hidroaysén

	energía media anual, GWh	potencia, MW
Baker 1	4.420	660
Baker 2	2.540	360
Pascua 1	3.020	460
Pascua 2.1	5.110	770

¹⁰ Diciembre de 2011.

¹¹ Ídem.

	energía media anual, GWh	potencia, MW
Pascua 2.2	3.340	500
Total	18.430	2.750

El proyecto considera un sistema de transmisión de corriente alterna en 500 kV de doble circuito, para transmitir la potencia de las centrales hasta una estación convertidora rectificadora.

Desde este punto, la energía será transportada por un sistema de transmisión hasta el centro de consumo del SIC en la Región Metropolitana, en un trayecto de 2.000 km, aproximadamente.

Si bien el sistema de transmisión al SIC no está definido y su diseño conceptual aún se encuentra en estudio [43], se puede afirmar que éste corresponderá a un enlace HVDC debido a la longitud del trayecto, nivel de potencia y probable uso de cable en un tramo submarino¹² (ver sección 3.2).

Respecto de las fechas de entrada en servicio de las centrales, no hay información oficial, pero se estima que éstas entrarán en forma escalonada y la primera no lo hará antes del año 2020¹³.

4.2.2. Energía Austral

El proyecto de generación consiste en tres centrales hidroeléctricas de embalse: Cuervo, Blanco y Cóndor, todas ubicadas en la región de Aysén.

La capacidad de cada central se presenta en la Tabla 4.2 [44].

Tabla 4.2: capacidad de las centrales de Energía Austral

	energía media anual, GWh	potencia, MW
Cuervo	3.900	640
Blanco	-	375
Cóndor	-	54
Total	-	1.069

La entrada de las centrales se realizará en forma secuencial, partiendo por la central Cuervo, no antes del año 2015. Respecto de la fecha de entrada de las otras dos centrales, no hay información oficial.

Las características del sistema de transmisión al SIC se encuentran aún en estudio [44], pero puede inferirse que el punto de inyección se encontrará en la zona de Charrúa [40]. Esto implica que la longitud de la línea sea del orden de 1.000 km, por lo que la alternativa HVDC representa una solución factible desde el punto de vista económico y técnico (ver sección 3.2).

No se conoce el factor de planta de las centrales Blanco y Cóndor, pero si se considera igual al de la central Cuervo de 70 %, el conjunto completo de centrales produciría 6.514 GWh al año.

¹² Fuente: medios de prensa nacionales.

¹³ Ídem.

4.3 Alternativas de transmisión HVDC

Los antecedentes presentados en las secciones anteriores no son suficientes para caracterizar completamente el sistema de transmisión que utilizarán las centrales generadoras proyectadas, para evacuar su producción de energía eléctrica. Sin embargo, por la magnitud de la potencia a transmitir y la distancia entre las centrales y el centro de consumo del SIC, la alternativa de utilizar tecnología HVDC puede ser considerada una solución atractiva (ver sección 3.2).

Si se considera cada proyecto de generación por separado, se puede verificar que tanto la distancia de transmisión, como la magnitud de potencia se encuentran dentro del rango de sistemas HVDC existentes en configuración bipolar simple [8].

Eventuales beneficios de economía de escala, permiten concebir que ambos proyectos de generación pudieran utilizar una solución de transmisión común. Algunos elementos a considerar son:

- Reducción de costo global por la utilización de un solo conjunto de estructuras para el tendido de las líneas.
- Utilización de sólo una franja de paso para la línea, lo cual disminuye el impacto ambiental y el costo de servidumbre.
- Reducción de costo por desplazamiento de inversiones. Dado que ambos proyectos consideran la entrada secuencial de sus centrales, deberán contar con un sistema de transmisión que será subutilizado en su fase inicial.

En el caso de que ambos proyectos utilicen un mismo sistema de transmisión, éste puede ser concebido de diferentes maneras, por ejemplo:

- Dos sistemas bipolares independientes: uno para cada complejo de generación. Cada proyecto tendrá sus propias estaciones convertidoras, operadas en forma independiente. Las líneas sólo compartirían las estructuras y los puntos de inyección al SIC serían definidos en forma independiente.
- Un doble bipolo que transporte la energía de ambos complejos de generación, compartiendo las estaciones convertidoras terminales y operando en forma coordinada. Para esta alternativa se requeriría un sistema de transmisión HVAC para interconectar ambos sistemas de generación.
- Un sistema multiterminal, lo cual permite evaluar con total independencia la ubicación de los puntos de inyección y retiro de potencia, pudiendo ser más de uno en cada caso. Si se considera el supuesto de que existe un grado de conveniencia de contar con dos puntos de retiro: Región Metropolitana y zona de Charrúa y además se supone la necesidad futura de aumentar la cantidad de circuitos en 500 kV entre las zonas sur y centro [40], esta alternativa podría disminuir el costo de inversión global de ambos proyectos y de la expansión troncal del SIC. Además, el contar con un enlace HVDC que una sendas barras centro y sur del SIC, podría mejorar el desempeño de la operación normal y ante fallas del sistema completo.

La magnitud de potencia de ambos proyectos en relación a la demanda del SIC, requiere que la evaluación técnica y económica considere la confiabilidad de cada alternativa de transmisión.

La cantidad de fallas esperadas anualmente, tiempo de reparación y reposición, disminución en la capacidad de transmisión e impacto y consecuencias en el SIC, son factores claves para la decisión correcta y diseño de la alternativa de transmisión.

4.4 Características del enlace HVDC para la evaluación de su confiabilidad

El sistema de transmisión requerido por los proyectos de generación, tiene un conjunto de características particulares que requieren ser consideradas en la evaluación de la confiabilidad. En las secciones siguientes, se describen las principales características del enlace HVDC y que son particulares del proyecto, desde el punto de vista de la evaluación de la confiabilidad.

4.4.1. Relación entre potencia transmitida y producción del SIC

La potencia instalada conjunta de ambos proyectos de generación es de 3,8 GW y corresponderá a una fracción importante de la matriz energética del SIC. La producción del SIC durante el año 2011 fue de 46.052 GWh y podría duplicarse en un periodo de 15 años, momento en que las centrales podrían generar el 27 % de la producción anual del SIC.

La magnitud de esta relación es fundamental para cuantificar los efectos de la indisponibilidad del sistema de transmisión HVDC desde las centrales al SIC y la razón por la cual su diseño debe minimizar el impacto y consecuencias de su salida intempestiva de servicio.

Por cada unidad de potencia (MW) perdida a causa de una falla en la transmisión, deberá contarse con un respaldo equivalente de reserva de generación o de pérdida de carga en el SIC, tanto para resolver el déficit inmediato como mientras el grado de indisponibilidad no se resuelva.

4.4.2. Capacidad de sobrecarga del enlace HVDC

La característica de sobrecarga monopolar de un enlace HVDC se presentó en la sección 3.6.3. Por los argumentos de la sección anterior 4.4.1, el impacto en el desempeño de la interacción entre el enlace y el SIC requiere ser representada en el modelo de evaluación de la confiabilidad. De esta manera, es posible cuantificar el efecto de la característica de sobrecarga en el diseño del enlace.

4.4.3. Requerimientos de transmisión con retorno por tierra

La operación con retorno por tierra es necesaria para permitir la transmisión monopolar (ver sección 3.6.4), por lo tanto es fundamental considerar las eventuales restricciones en el diseño de los electrodos o de tipo ambiental, en la evaluación de la confiabilidad del enlace HVDC.

4.4.4. Operación con tensión reducida

Esta característica (sección 3.6.5) permite que un polo fallado pueda continuar en operación, cuando las condiciones en la línea no permitan la transmisión a tensión nominal. Es fundamental considerar esta característica en la evaluación de la confiabilidad del enlace, puesto que en los 1.000 o 2.000 km de trayecto de la línea, las condiciones pueden ser desfavorables para la transmisión en tensión nominal, pero no así en tensión reducida.

4.4.5. Disponibilidad de transformadores convertidores

La confiabilidad del enlace HVDC depende fuertemente de la disponibilidad de los transformadores convertidores, por cuanto su reparación podría tardar meses en caso de requerir traslado a fábrica. Dada esta condición, los principales factores a considerar en la evaluación son: configuración, cantidad de reservas y tiempos de reparación y reemplazo.

5. REVISIÓN DE LA LITERATURA

5.1 Confiabilidad en sistemas eléctricos

La evaluación de la confiabilidad de sistemas eléctricos y la aplicación de métodos matemáticos para abordarla, tiene larga data en la literatura. Un listado de publicaciones sobre el tema, a través de los años, puede encontrarse en [49], [50], [51], [52], [53], [54] y [55], cuyo trabajo recopilatorio permite seguir la pista de cómo el objeto de estudio y las herramientas para su análisis han evolucionado.

El interés inicial de los primeros trabajos estuvo centrado en la aplicación de técnicas probabilísticas para la evaluación de la confiabilidad de la capacidad estática de generación (40's).

Ya entonces se reconoció la necesidad de uniformar definiciones para el registro y clasificación de información estadística, reportándose un conjunto de publicaciones para estandarizar conceptos durante los 50's.

Hasta entonces, los cálculos se realizaban a mano o con la ayuda de calculadoras convencionales. Sin embargo, en los 60's, es posible encontrar algoritmos más sofisticados y que consideran técnicas de simulación, aplicados a un nuevo objeto de estudio: capacidad de reserva en giro.

A finales de esta década, es posible verificar la aplicación de metodologías desarrolladas en otros campos, para la evaluación de la confiabilidad de los sistemas de transmisión. Los primeros trabajos utilizaron técnicas de Markov y posteriormente, en el ámbito de la distribución, aparecen métodos basados en la técnica de enumeración de estados.

Hacia los 70's, ya es posible notar que el desarrollo de metodologías y técnicas de evaluación se encuentra en una etapa madura, por lo que se identifican las bases de la mayoría de las técnicas actualmente en uso.

En los 80's, es posible encontrar importantes desarrollos para la evaluación conjunta de la confiabilidad y su componente económica, en análisis del tipo costo-beneficio.

Desde entonces, existe un sinnúmero de aplicaciones publicadas que, hasta el día de hoy, es posible encasillar, según afinidad, en un conjunto acotado de áreas. Éstas son listadas a continuación.

- Capacidad estática de generación
- Capacidad de reserva en giro
- Conjunto generación-transmisión
- Transmisión y distribución
- Sistemas multi-área
- Análisis costo-beneficio
- Datos de falla de equipamiento

- Consideraciones generales

5.2 Sistemas de transmisión HVDC

El objetivo de esta sección es referir los desarrollos más afines al propósito de esta tesis, cual es, evaluar cuantitativamente la confiabilidad de un enlace HVDC, considerando las particularidades de los proyectos de generación descritos en el capítulo 4.

La revisión está centrada en tres aspectos fundamentales: definición de índices, modelo del enlace HVDC y métodos de evaluación; todos estos aspectos, referidos a la aplicación en un modelo para la obtención de resultados cuantitativos.

Una revisión más general es presentada en [79].

5.2.1. Índices de evaluación

La evaluación de la confiabilidad se presenta mediante la valoración cuantitativa de índices, los que son definidos de acuerdo a la necesidad particular de cada análisis.

La definición de índices debe tener en cuenta la simplicidad, universalidad y correlación con la observabilidad de campo [19], [88].

Los índices más utilizados en publicaciones del resultado operacional real de sistemas son la disponibilidad de energía (EA¹⁴), indisponibilidad programada (SEU¹⁵), indisponibilidad forzada (FEU¹⁶) y salidas monopolares o bipolares forzadas (FOR¹⁷) [8], [31], [90], [93], [94]. Éstos índices también son utilizados en especificaciones técnicas [91].

Otros índices han sido definidos de acuerdo a necesidades particulares, como por ejemplo, la frecuencia de salida equivalente (EOF¹⁸), que cuantifica la confiabilidad de un bipolo mediante una suma ponderada de las salidas de convertidores, de un polo o bipolo completo [92].

A estos índices, en desarrollos teóricos, se agregan otros como la duración y probabilidad de estados [58], [59], [65].

5.2.2. Representación de los elementos del sistema

El desarrollo de un modelo de confiabilidad debe considerar el sistema como el conjunto de los elementos que lo componen. La representatividad del modelo no depende sólo del nivel de detalle de éste, sino de cuán reales son los parámetros de entrada que representan cada elemento. Por lo tanto, el nivel de detalle del modelo debe tener correspondencia con la información disponible.

¹⁴ EA del inglés *energy availability*.

¹⁵ SEU del inglés *scheduled energy unavailability*.

¹⁶ FEU del inglés *forced energy unavailability*.

¹⁷ FOR del inglés *forced outage rate*.

¹⁸ EOF del inglés *equivalent outage frequency*.

Los parámetros de frecuencia y duración de falla reportados como resultado de la experiencia operacional, son los que definen cuáles son los elementos o grupos de éstos que pueden ser representados.

El grupo SC B4 de CIGRÉ [46] reúne a la industria de transmisión en corriente continua y de electrónica de potencia para transmisión y distribución (HVDC&FACTS). El subgrupo B4.04 *HVDC system performance* –creado en 1974– tiene a su cargo la recopilación de información sobre operación y desempeño de los sistemas HVDC suscritos alrededor del mundo, constituyendo más de 600 sistemas-año. La publicación de mayor interés son los resúmenes de operación bianual, lo cuales contienen estadísticas sobre frecuencia y duración de fallas según componentes del sistema [20], [21], [22], [23], [24] [25], [26], [27], [28]. Otras publicaciones también son de interés, como la recopilación estadística de transformadores convertidores [29].

Estas publicaciones son la base para definir qué elementos o grupos representar como componentes del sistema de transmisión HVDC conjunto y cuantificar los parámetros de frecuencia y duración a utilizar.

Los elementos fundamentales a considerar en el modelo son los equipos AC, transformadores convertidores, sistema de válvulas, equipos DC, línea y/o cable de transmisión, sistema de control y protección.

5.2.3. Métodos de evaluación

Es posible identificar dos grupos: analítico-probabilísticos y de simulación.

Las metodologías más comunes del tipo analítico-probabilísticas son las relaciones serie-paralelo, conjuntos de corte e híbridos. El objetivo de la aplicación de estas metodologías es vincular las relaciones entre grupos funcionales de elementos y el estado del sistema de acuerdo a la disponibilidad de éstos.

Este objetivo se logra mediante la aplicación de estas técnicas en forma simple o combinada, obteniéndose un modelo equivalente del sistema completo [56], [58], [59], [62], [65], [66], [67], [68], [69], [70], [71], [72], [73].

En un primer paso, se identifican los grupos de elementos que serán representados y se les asigna una probabilidad de falla y recuperación. Cada grupo de elementos es simplificado mediante reglas serie-paralelo.

En segundo lugar, se definen las relaciones serie y paralelo entre los grupos de elementos del sistema para permitir una reducción del conjunto, hasta un punto en que no se pierda información para definir los diversos estados de capacidad del sistema. Éstos son asignados en una tercera etapa, utilizando conjuntos mínimos.

Otras metodologías como las cadenas de Markov son comúnmente aplicadas para representar elementos complejos y obtener una simplificación que permita integrarlos al modelo del sistema. Éste es el caso de elementos con unidades de reserva [59], [60], configuración de transformadores [80], integración de equipos de compensación estática [67], [68], inclusión de condiciones externas al sistema [74], [75], influencia de reservas en los grupos de válvulas [76], etcétera. A pesar de la complejidad, también es posible aplicar esta metodología al sistema completo [77].

El tercer método de tipo analítico-probabilístico utilizado es el de árboles de falla. Al igual que en el caso de cadenas de Markov, esta técnica es mayormente utilizada para representar subsistemas. Se verifica su uso para identificar origen y consecuencias de falla en

transformadores [78], [82], o del sistema de servicios auxiliares [83]. Sin embargo, también existen desarrollos con esta metodología para representar el sistema completo [81].

La aplicación de estas técnicas es conveniente por su simplicidad, equivalencia gráfica del problema y la posibilidad de, una vez desarrollado el modelo, considerar diversos conjuntos de parámetros de frecuencia-duración de falla y obtener rápidamente un nuevo resultado. Sin embargo, existe un conjunto de limitaciones en su aplicación.

Las principales limitaciones son las siguientes.

- Escala del modelo. El desarrollo por pasos para obtener el modelo final se dificulta al aumentar la cantidad de elementos y la complejidad de las relaciones entre éstos.
- Dependencia temporal. No es posible representar relaciones que tengan dependencia temporal entre eventos o elementos del sistema, sin recurrir a una simplificación.
- Eventos simultáneos. Considerar eventos simultáneos de falla para grupos independientes, requiere su representación explícita en el modelo, lo cual es impracticable o supone simplificaciones.
- Resultado simplificado. La solución obtenida mediante aplicación de técnicas analíticas corresponde a un promedio o valor esperado, perdiéndose información útil respecto a su distribución [63], [64].

Las metodologías que recurren a la simulación están basadas en el método de Monte Carlo.

Se identifican dos desarrollos que utilizan esta técnica en su forma no secuencial, para representar un sistema HVDC. En ambos casos, la simulación permite superar restricciones de las técnicas analíticas.

En [84], se utiliza la enumeración de estados para definir modos de operación con distinta capacidad. Mediante Monte Carlo, se determina la probabilidad o duración de cada uno. De esta manera, se simplifica el modelo y se permite su integración con una red AC.

En [86], se utiliza Monte Carlo para permitir que el modelo incorpore la relación entre los modos de operación y la actuación del sistema de control y protección, según cuál es el elemento fallado.

La ventaja de la simulación es que permite representar el sistema con mayor flexibilidad y permite evitar el desarrollo de un modelo analítico extremadamente complejo.

Las desventajas son la necesidad de repetir todo el proceso de cálculo ante un cambio de parámetros y lo intensivo de éste para obtener un resultado preciso. Sin embargo, existen alternativas que permiten superar esta restricción [85].

5.3 Síntesis

La evaluación cuantitativa de la confiabilidad de sistemas HVDC ha sido el objeto de estudio de diversos desarrollos académicos. Se verifica que en éstos, los índices de evaluación son comunes y coherentes con los utilizados en especificaciones técnicas y reportes operacionales de sistemas reales.

Los modelos utilizados recurren a la representación por grupos de elementos afines, los que son definidos de acuerdo a la estadística disponible en la literatura. La principal fuente de

información, son los reportes del grupo CIGRÉ B4 que dan cuenta del desempeño de gran parte de los sistemas HVDC, actualmente en operación en el mundo.

Los métodos de evaluación pertenecen a dos grupos: analíticos y de simulación. Los primeros son los más utilizados por su simplicidad y los segundos, por cuanto permiten superar restricciones de modelamiento.

El método propuesto en esta tesis se hace cargo de un aspecto no considerado en trabajos anteriores: dependencia temporal entre modos de operación y definición de restricciones. Para esto, se desarrolla un nuevo algoritmo basado en simulación de Monte Carlo secuencial.

6. MÉTODO PROPUESTO

6.1 Introducción

En este capítulo, se presenta la justificación de desarrollar un nuevo algoritmo y el resultado esperado de su utilización en la evaluación de la confiabilidad de un sistema HVDC.

En segundo lugar, se explica el principio general del algoritmo de cálculo y la constitución del modelo mediante la definición de matrices y vectores que representan el sistema y sus parámetros de confiabilidad.

En tercer lugar, se definen los índices de evaluación que serán los resultados de salida del cálculo mediante el modelo propuesto.

Finalmente, se define un sistema de prueba para ser evaluado por la metodología propuesta y también mediante el método analítico de cadenas discretas de Markov. Se realiza un conjunto de pruebas, consistentes en la asignación de distintos parámetros de entrada al sistema de prueba, para obtener una comparación numérica de los resultados.

6.2 Por qué desarrollar un nuevo algoritmo de cálculo

El método que se presenta fue desarrollado en base al siguiente objetivo fundamental: evaluar cuantitativa y cualitativamente diferentes alternativas de diseño de sistemas HVDC.

La evaluación cuantitativa se consigue mediante la definición de parámetros que describen los elementos constituyentes de un sistema HVDC, una estructura base que permite caracterizar cada sistema particular (composición, disposición y operación) e índices numéricos que resultan de la evaluación. Estos resultados permiten evaluar un sistema en su propio mérito.

La evaluación cualitativa se consigue mediante el diseño de un algoritmo que permite representar indistintamente diversos sistemas en una base común.

Estos resultados permiten comparar diferentes alternativas de un sistema base, obteniéndose una sensibilidad clave para fundamentar el diseño de un sistema.

La necesidad de desarrollar un nuevo algoritmo de cálculo tiene origen en la dificultad de implementar las metodologías existentes (ver capítulo 2) para representar en forma conjunta, las particularidades de un sistema de transmisión como los descritos en el capítulo 4.

En particular, interesa que el resultado del cálculo considere las restricciones del retorno por tierra, la capacidad y duración de la sobrecarga, la ventaja de la operación con tensión reducida, el uso de reserva de transformadores; todo representado en un modelo en forma conjunta, lo que se logra incorporando al modelo la dependencia temporal entre modos de operación, requiriéndose el uso de Monte Carlo secuencial.

La confiabilidad de un sistema HVDC no ha sido evaluada en los términos planteados en el párrafo anterior, por lo que se justifica el desarrollar un nuevo método para abordar el problema.

Los resultados obtenidos mediante el método propuesto deberán demostrar la importancia de considerar éstas particularidades, por cuanto afectan el resultado final de la evaluación.

6.3 Modelo del sistema

El método propuesto requiere la definición de un conjunto de matrices y vectores para modelar el sistema a evaluar. Esta definición es suficiente para modelar el sistema y evaluarlo en una siguiente etapa de simulación.

En esta sección, se presentan las definiciones y la función dentro del algoritmo de cada matriz y vector.

6.3.1. Matrices λ y μ (falla y reparación)

La definición de estas matrices cumple dos objetivos: definir los elementos del sistema y asignarles una probabilidad de falla y tiempos de reparación/recuperación.

Se definen las matrices λ y μ . Éstas representan la probabilidad de falla de un elemento y el correspondiente tiempo de reparación.

Ambas matrices tienen la misma dimensión $m \times n$, donde m es la cantidad de elementos del sistema y n es la máxima cantidad de tipos de falla probables de un elemento.

El elemento λ_{ij} se define como la tasa de falla del i -ésimo elemento del sistema como consecuencia del j -ésimo tipo de falla probable para éste.

El elemento μ_{ij} se define como el tiempo de reparación/recuperación del i -ésimo elemento del sistema si éste queda fuera de servicio como consecuencia de la j -ésima falla probable.

La definición matricial permite incorporar más de un tipo de falla por elemento, lo cual evita la realización de cálculos y simplificaciones previas al modelo del sistema o la representación duplicada de un mismo elemento.

6.3.2. Definición de la reserva

Un conjunto de vectores permite definir las características de la reserva de elementos del sistema.

En primer lugar, se define el vector R ($m \times 1$) que asigna la pertenencia a un grupo de reservas a cada elemento del sistema. Esta definición permite que distintos elementos cuenten con reservas disponibles en común.

Esta característica de reservas en común permite, por ejemplo, representar adecuadamente la situación de los transformadores de un mismo tipo en una estación convertidora. En este caso, un transformador en reserva puede ser utilizado en el reemplazo para cualquiera de los polos.

En segundo lugar, se define la matriz S ($r \times 3$) que define tres parámetros para cada grupo de reservas (el sistema cuenta con r grupos de reserva).

El elemento S_{i1} corresponde a la cantidad de reservas del i -ésimo grupo de reservas.

El elemento S_{i2} corresponde al tiempo de reemplazo de un elemento fallado por uno en reserva disponible (perteneciente al i -ésimo grupo de reservas).

El elemento S_{i3} corresponde al tiempo que un elemento del i -ésimo grupo de reservas tarda en repararse. La reparación de este elemento corresponde al tiempo en que el elemento fallado nuevamente estará disponible en el grupo de reservas.

6.3.3. Definición de los modos de operación

Los modos de operación del sistema se definen mediante la matriz M y el vector E .

Se define un modo de operación como un conjunto mínimo de elementos necesarios para que el sistema esté disponible.

Como estado de operación, se define al conjunto de modos de operación que permiten que el sistema cuente con una capacidad de transmisión determinada.

La matriz M ($p \times m$) define los p modos de operación posibles para que el sistema se encuentre disponible en alguno de los estados de operación definidos.

Cada fila M_i contiene la definición del i -ésimo conjunto mínimo de elementos.

Los p elementos E_i conforman un vector que define la capacidad del sistema para cada modo de operación M_i .

6.3.4. Restricción a los estados de operación

Las restricciones se definen como la limitación temporal (por evento o anual) para que el sistema pueda permanecer en uno o más modos de operación.

Las restricciones son definidas mediante las matrices U , V y los vectores W y F . La dimensión de éstos está determinada por la cantidad de restricciones definidas y la cantidad de modos de operación a los que se aplica cada una.

Cada fila U_i identifica los modos de operación que tienen o que pertenecen a una restricción común.

Cada fila V_i define los parámetros de limitación temporal por evento y/o anual.

Los vectores W y F permiten definir el levantamiento anticipado de una limitación temporal por evento, cuando un modo determinado de operación se presente. El elemento W_i de la i -ésima restricción se utiliza en la simulación para ser comparado con el elemento F_j , que indica las restricciones que levanta el j -ésimo modo de operación.

6.4 Estructura del algoritmo

El algoritmo de evaluación está basado en un conjunto de procesos lógicos y de cálculo simple, que se ejecutan secuencialmente (Figura 6.1). Al final de esta sección, se presenta la Figura 6.2 que grafica un periodo de simulación en que el sistema transita por un conjunto de estados por causa de la falla de uno de sus elementos y la aplicación de restricciones.

Los procesos fundamentales son descritos a continuación.

6.4.1. Parámetros de simulación

Se definen dos parámetros: cantidad de iteraciones y resolución.

La cantidad de iteraciones corresponde al número de años a los cuales el sistema se pone a prueba para determinar, mediante valores promedios, cada uno de los índices definidos en la sección 6.5.

La resolución corresponde a la cantidad de tiempo mínima considerada en la simulación (horas o fracción). La resolución debe corresponder a un tiempo menor o igual al evento de menor duración definido. En caso contrario, el algoritmo aproximará los datos al entero más cercano de la resolución antes de iniciar la simulación.

Estos parámetros se definen intencionalmente con independencia del caso a evaluar, para evitar errores cuando se evalúa más de un caso en un mismo proceso.

En este proceso, se registra la hora de inicio de todo el proceso para determinar su duración una vez terminado.

6.4.2. Lectura del caso

El caso a evaluar queda totalmente determinado por la definición de las matrices y vectores presentados en la sección 6.3. Cada caso se escribe en un archivo independiente, determinando los siguientes puntos.

- Definición de los elementos del sistema
- Tasas de falla y tiempos de reparación
- Estructura de la reserva de elementos (grupos, cantidades, tiempos de reemplazo y reparación)
- Definición de los modos de operación y su capacidad
- Restricciones individuales y comunes a los modos de operación

El formato es universal para todo sistema a evaluar y los archivos que definen cada caso son entidades independientes del código que contiene al algoritmo de simulación.

6.4.3. Simulación

La evaluación del sistema se realiza en base a un conjunto de índices estimados a partir de una simulación de Monte Carlo.

Esta simulación consiste en un ciclo iterativo de procesos lógicos compuestos por reglas y cálculos que se ejecutan en serie. Los datos de salida de un proceso son utilizados como entrada del siguiente.

Cada ciclo de la simulación corresponde a la unidad mínima temporal definida (6.4.1).

Los procesos que conforman la simulación son los siguientes.

6.4.3.1. Evaluación del estado de los elementos del sistema

Este proceso es parte del ciclo iterativo de la simulación. El objetivo de este proceso es determinar el estado de los elementos del sistema para el presente periodo de evaluación.

Para cada elemento del sistema en servicio y expuesto a falla, se genera un número aleatorio de distribución uniforme para definir si éste falla o continúa en operación, teniendo como criterio de comparación su tasa de falla (Ecuación 2.29).

Procesos lógicos permiten identificar qué elementos no están en servicio para no ser sometidos a la evaluación.

6.4.3.2. Verificación de los elementos en reparación o reemplazo

Los objetivos de este proceso son los siguientes.

- Determinar la condición en que se encuentran los elementos fallados en periodos anteriores y si corresponde considerarlos como reparados en el presente periodo.
- Determinar el estado de las operaciones de reemplazo de los elementos fallados, que tenían elementos de reserva a disposición.

6.4.3.3. Definición del modo de operación

Este proceso tiene por objetivo determinar el modo de operación del sistema para el presente periodo, en función de la disponibilidad de los elementos del sistema y del mejor desempeño global posible.

6.4.3.4. Verificación de restricciones

Este proceso verifica la aplicación de restricciones al modo de operación del periodo actual. En caso de existir restricciones, se inhabilita el modo de operación correspondiente y se continúa la búsqueda de otro modo posible; en caso contrario, se mantiene el modo de operación.

Este proceso tiene el objetivo adicional de supervisar el estado de las restricciones y determinar si corresponde o no levantar restricciones aplicadas en periodos anteriores, tanto individuales como de periodo anual.

6.4.3.5. Registro

Este proceso lleva el registro de los cambios de estado de los elementos individuales y del sistema completo, mediante la definición de variables auxiliares que permitan el cálculo de los índices de salida en una etapa posterior.

6.4.4. Convergencia

La convergencia de la simulación será evaluada con el estimador β definido en la sección 2.14, aplicado al índice *disponibilidad del sistema de transmisión* definido en la sección 6.5.1, más adelante.

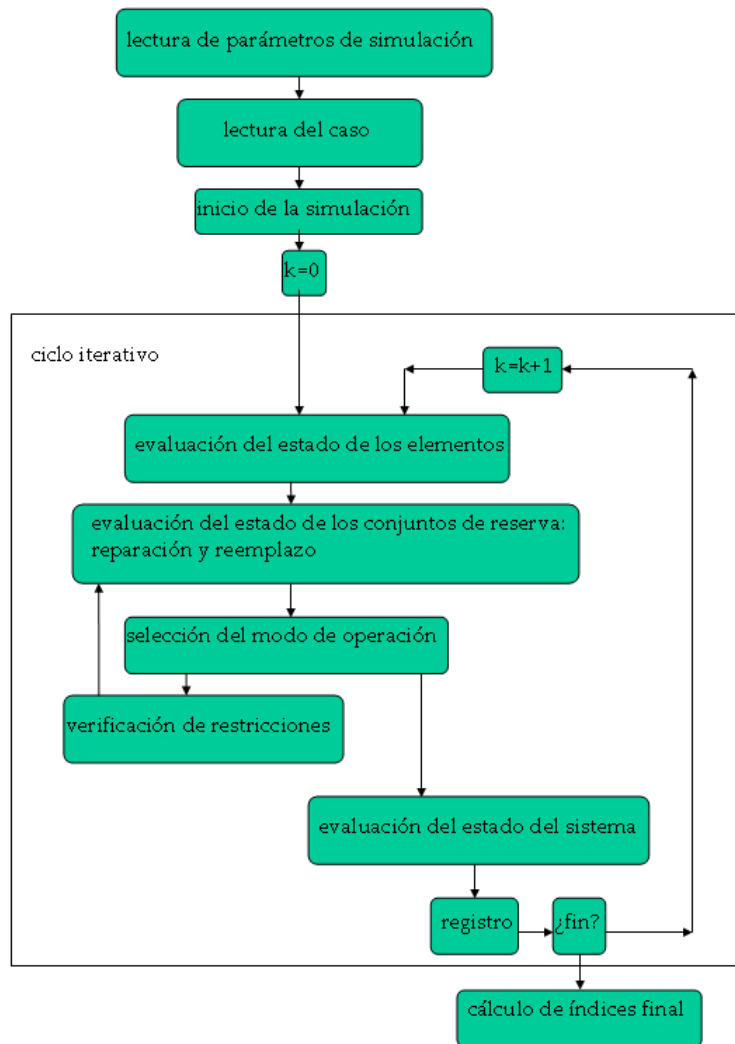


Figura 6.1: estructura del algoritmo

En la Figura 6.1, el parámetro k corresponde al contador que representa un periodo de simulación, cuya duración es igual al parámetro *resolución* definido en la sección 6.4.1. Por ejemplo, si se considera una *cantidad de iteraciones* de 100 años y una *resolución* de 2 horas, el contador k tendrá un valor final de $100 \times 8.760 \text{ horas} / 2 \text{ horas} = 438.000$, es decir, se habrá representado poco menos de medio millón de estados del sistema durante la simulación.

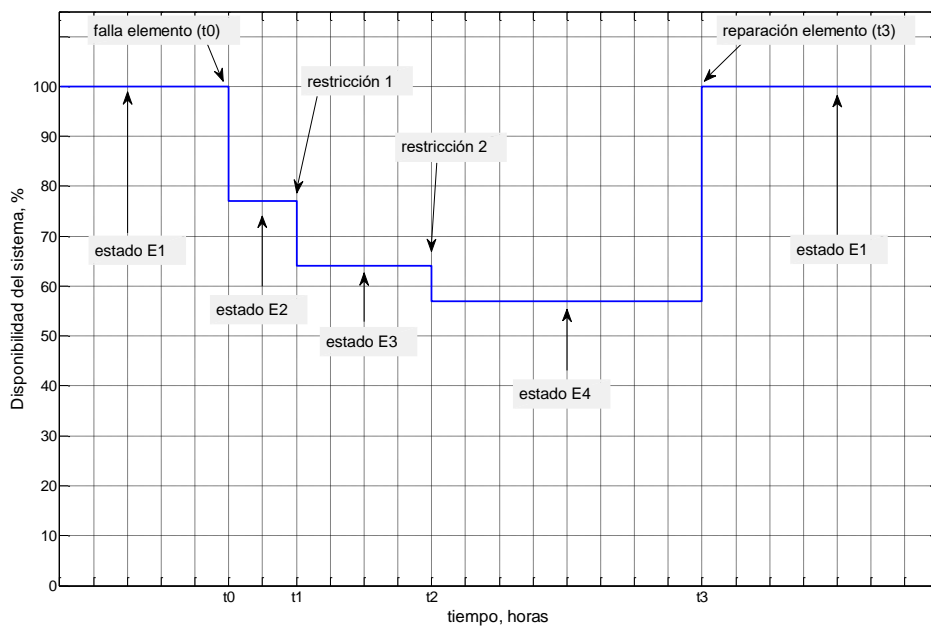


Figura 6.2: sucesión de estados durante simulación

La Figura 6.2 ilustra un periodo de simulación en que el sistema se encuentra operando en un estado E_1 hasta el tiempo t_0 , momento en que un elemento falla y se transita a un estado E_2 . En los tiempos t_1 y t_2 , se aplican restricciones que llevan al sistema a transitar por los estados E_3 y E_4 . El elemento fallado es reparado en t_3 y el sistema vuelve a su estado inicial E_1 .

6.5 Índices de evaluación

El método desarrollado entrega como resultado un conjunto de índices cuantitativos representativos de la confiabilidad del sistema HVDC evaluado.

Todos los índices representan el valor esperado en una base anual.

6.5.1. Disponibilidad del sistema de transmisión (%)

Este índice se define como la cantidad porcentual equivalente en que el sistema está disponible para transmitir energía en un periodo de tiempo.

Se entenderá por una hora equivalente a un periodo de una hora en que el sistema transmite energía con potencia nominal, o bien, a una cantidad de tiempo suficiente para que el sistema pueda transmitir la misma energía con un nivel de potencia distinto.

6.5.2. Cantidad de fallas (veces/periodo)

La tasa de falla se calcula para cada elemento del sistema, permitiendo agruparse por tipo para un análisis posterior.

Este índice, junto con la duración equivalente de fallas, permite identificar qué elemento o grupo de éstos lleva al sistema a una condición desfavorable del punto de vista de su confiabilidad. Así, pueden definirse estrategias de redundancia de elementos.

6.5.3. Duración equivalente de fallas (h)

Este índice cuantifica el tiempo en que el sistema estuvo en un modo de falla e identifica el elemento causante.

El índice se expresa como una unidad de tiempo equivalente de acuerdo a cuán disminuida se vio la capacidad de transmisión de potencia del sistema, permitiendo así establecer un grado de severidad.

6.5.4. Tiempo de modos de operación

Este índice cuantifica el tiempo en que el sistema se encuentra en cada modo de operación durante un periodo.

6.5.5. Cantidad de reducciones de capacidad

El método desarrollado permite definir diferentes condiciones de operación de un sistema con sendas capacidades de transmisión de potencia.

Este índice cuantifica los cambios de estado del sistema y la proporción de éstos en función de la capacidad nominal. De esta manera, se permite tener una evaluación del impacto en los sistemas AC interconectados por el sistema HVDC.

6.5.6. Duración equivalente de la reducción de capacidad

Este índice cuantifica el periodo de tiempo en que el sistema se encuentra en cada modo de operación, incorporando la capacidad de cada uno de éstos. La unidad de medida es el tiempo equivalente.

6.5.7. Registro de resultados parciales

El resultado de la simulación registra los valores de la disponibilidad anual para cada iteración. Estos datos permiten contar con información adicional como la probabilidad de excedencia del valor esperado de la disponibilidad y una distribución del tipo histograma.

6.6 Definición del sistema de prueba

Para evaluar el método propuesto, se comparan los resultados obtenidos por éste y los determinados analíticamente por cadenas de Markov discretas, en la evaluación de un sistema de prueba. Este sistema está definido en forma arbitraria en cuanto sus modos de operación y los parámetros de tasa y duración de falla de sus elementos.

El objetivo es comparar los resultados obtenidos para los siguientes valores:

- Disponibilidad del sistema

- Duración o probabilidad de los estados

6.6.1. Descripción del sistema de prueba

Se evalúa la confiabilidad de un bipolo, considerando elementos agrupados para simplificar el análisis. Se considera que el sistema consta de 6 elementos: cuatro grupos de válvulas y dos circuitos o polos de transmisión.

6.6.1.1. Modos de operación

Se definen para el sistema de prueba cuatro posibles modos de operación, de acuerdo a la Figura 6.3 y Figura 6.4.

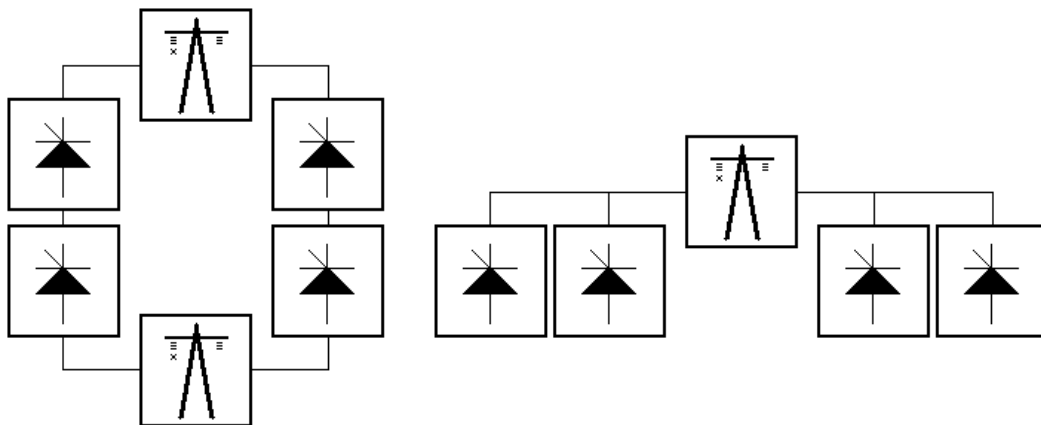


Figura 6.3: operación bipolar (modo A, izquierda) y homopolar paralelo (modo B, derecha)

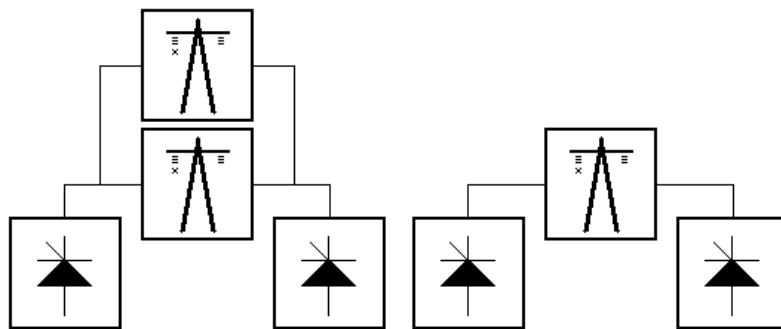


Figura 6.4: operación monopolar con líneas en paralelo (modo C, izquierda) y simple (modo D, derecha)

El modo A consiste en la operación normal del sistema en forma bipolar, por lo que se considera que el sistema está al 100 % de su capacidad de transmisión.

El modo B consiste en la operación que sucede a la falla en un circuito o polo de transmisión. Ante esto, el sistema es capaz de configurar en paralelo sus grupos convertidores en cada estación (rectificadora e inversora) y transmitir en una misma polaridad por el circuito sano. En este modo, se considera que el sistema opera al 85 % de su capacidad.

El modo C consiste en la operación que sucede a la falla de un grupo convertidor. El sistema se adecua para operar en forma monopolar, haciendo uso de ambos circuitos o polos de transmisión en paralelo. En este modo, se considera al sistema operando al 65 % de su capacidad.

El modo D consiste en la operación monopolar simple, que sucede a la falla de un convertidor en operación del modo B, o a la falla de un circuito o polo de transmisión del modo C. Se considera que en el modo D, el sistema opera al 50 % de su capacidad.

El sistema no está en servicio para el modo E.

6.6.2. Planteamiento del problema mediante cadenas de Markov discretas

Se definen los estados de acuerdo a la disponibilidad de los 6 elementos del sistema. En principio, pueden definirse 2^6 (64) estados, pero éstos se reducen por la nula probabilidad de la mayoría¹⁹.

Se desarrolla un diagrama con los estados del sistema y las posibles transiciones entre éstos. Para comprender el diagrama se presenta la Figura 6.5, en que los valores en las posiciones x , y , z , t representan, respectivamente, la cantidad de válvulas disponibles, la cantidad de circuitos o polos de transmisión disponibles, el identificador del estado y la capacidad de transmisión del sistema en unidad porcentual.

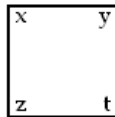


Figura 6.5: bloque clave para diagrama de cadenas de Markov

Se construye un diagrama que representa la transición entre los 11 estados y se presenta en la Figura 6.6. Los parámetros λ y μ corresponden a las probabilidades de transición entre estados cuya definición corresponde a la descripción de la sección 2.11.1.

¹⁹ Por ejemplo, el sistema no puede tener todos sus elementos fallados en un mismo instante, ya que antes de llegar a esta condición, el sistema estaría fuera de servicio y los elementos aún sanos no podrían fallar.

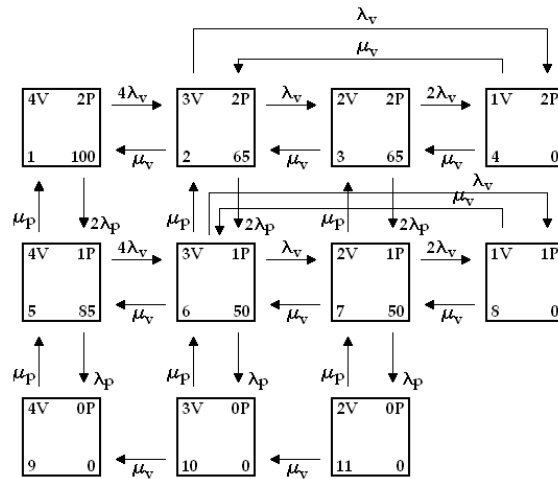


Figura 6.6: diagrama de transición de estados del sistema

El estado 1 corresponde al modo A. El estado 5 corresponde al modo B. Los estados 2 y 3 corresponden al modo C. Los estados 6 y 7 corresponden al modo D. El resto de los estados (4, 8, 9, 10 y 11) corresponden al sistema fuera de servicio y se agrupan en el modo E.

6.6.2.1. Parámetros de tasa de falla y tiempo de reparación

Se considera un conjunto de parámetros arbitrario para el sistema de prueba, según la Tabla 6.1.

Tabla 6.1: parámetros de falla y reparación del sistema de prueba

Elementos	fallas por año	duración, h
Grupo convertidor	10	10
Circuito o polo de transmisión	10	10

6.6.3. Evaluación y resultado mediante método analítico

Ya definidos los estados y probabilidades de transición, se define la matriz de transición P (ver sección 2.11.1.1). Ésta se presenta analítica y numéricamente en el Anexo C.

La resolución del problema considera la Ecuación 2.23 y la Ecuación 2.24 para utilizar la propiedad límite de los estados, por ser éste un sistema ergódico (ver sección 2.11.1.2).

El resultado obtenido permite determinar la probabilidad de cada uno de los 11 estados definidos y, en función de sendas capacidades, la disponibilidad del sistema como conjunto. El resultado se presenta en la Tabla 6.2 y la Tabla 6.3.

La disponibilidad del conjunto se calcula mediante la operación producto punto, obteniendo un valor de 98,06 %.

Tabla 6.2: resultado del método analítico para probabilidad de estados del sistema de prueba

Estado	capacidad, pu	probabilidad
1	1,00	0,9338
2	0,65	0,0426
3	0,65	0,0007
4	0,00	0,0003
5	0,85	0,0213
6	0,50	0,0010
7	0,50	0,0000
8	0,00	0,0000
9	0,00	0,0002
10	0,00	0,0000
11	0,00	0,0000

Tabla 6.3: probabilidad de estados según método analítico

Estado	capacidad, pu	probabilidad
A	1,00	0,9338
B	0,85	0,0213
C	0,65	0,0434
D	0,50	0,0010
E	0,00	0,0005

6.6.4. Evaluación y resultado mediante método propuesto

La primera actividad es definir los elementos del sistema mediante los parámetros de falla y reparación. Esto se logra en la definición de las matrices λ y μ . Para este sistema, tienen dimensión 6×1 .

En segundo lugar, se definen los modos de operación, mediante la matriz M y el vector E .

La matriz M (15×6) define los elementos suficientes para cada modo de operación y el vector E (15×1) cuantifica la capacidad del sistema.

Por la naturaleza del sistema a evaluar, no se definen las matrices asociadas a elementos en reserva ni las correspondientes a limitaciones en los modos de operación (U , V , W y F).

El objetivo es obtener una diferencia menor al 1 % para cada estado, al comparar su probabilidad con el método analítico. Inicialmente, se utilizan 100 iteraciones y una resolución de paso temporal de 1 hora, resultando en un tiempo de cálculo total de 4,5 minutos²⁰.

El resultado obtenido es de 98,07 %, lo cual corresponde a una diferencia menor a 0,01 % respecto del resultado analítico.

El resultado para cada estado y la comparación se presenta en la Tabla 6.4. En todos los casos la diferencia es menor al 0,1 % de la base anual.

Tabla 6.4: comparación resultados analítico y método propuesto

²⁰ Procesador pentium 2,79 GHz, 3,5 GbRAM

Estado	capacidad, pu	Probabilidad		diferencia, %
		Monte Carlo	Markov	
A	1,00	0,9341	0,9338	0,03
B	0,85	0,0209	0,0213	-0,05
C	0,65	0,0437	0,0434	0,03
D	0,50	0,0010	0,0010	0,00
E	0,00	0,0004	0,0005	-0,01

6.6.5. Análisis de sensibilidad a los parámetros de entrada

Se utilizan conjuntos de parámetros de entrada adicionales para verificar la validez del método propuesto.

Se utiliza como caso base el utilizado en la sección anterior. La cantidad de iteraciones y la resolución se mantienen.

En primer lugar, se varía el parámetro tasa de falla de los elementos que representan la estación convertidora. Los resultados se presentan en la Figura 6.7.

En segundo lugar, se varía el parámetro tiempo de reposición de los elementos que representan un polo de la línea. Los resultados se presentan en la Figura 6.8.

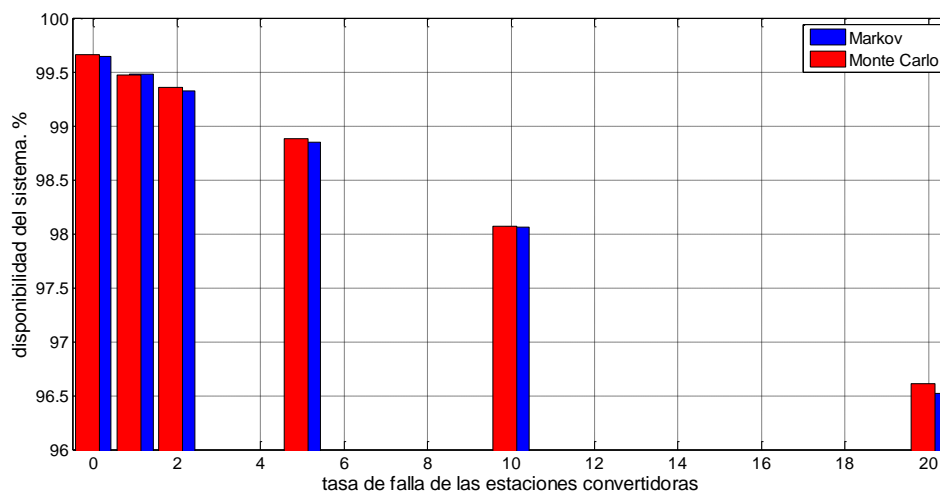


Figura 6.7: disponibilidad según tasa de falla de convertidoras

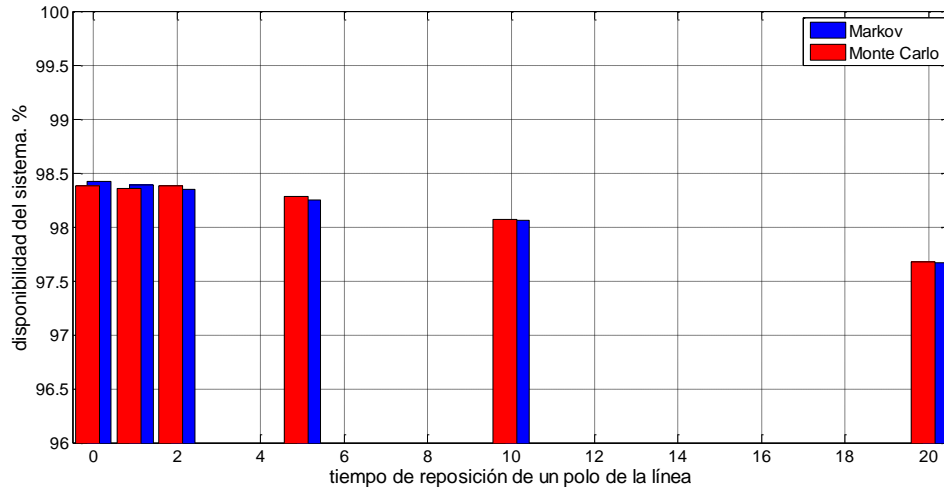


Figura 6.8: disponibilidad según tiempo de reposición de un polo de la línea

6.6.6. Análisis de convergencia

El método propuesto tiene por objetivo determinar la confiabilidad de sistemas sin tener un resultado analítico como referencia. Por lo tanto, es fundamental contar con un indicador de la validez del resultado obtenido.

La evolución del estimador β definido en la sección 2.14 es aplicado al valor promedio aritmético de la disponibilidad (sección 2.6.1) y se utiliza como parámetro observable de convergencia. Esta evolución se presenta en la Figura 6.9 y la Figura 6.10.

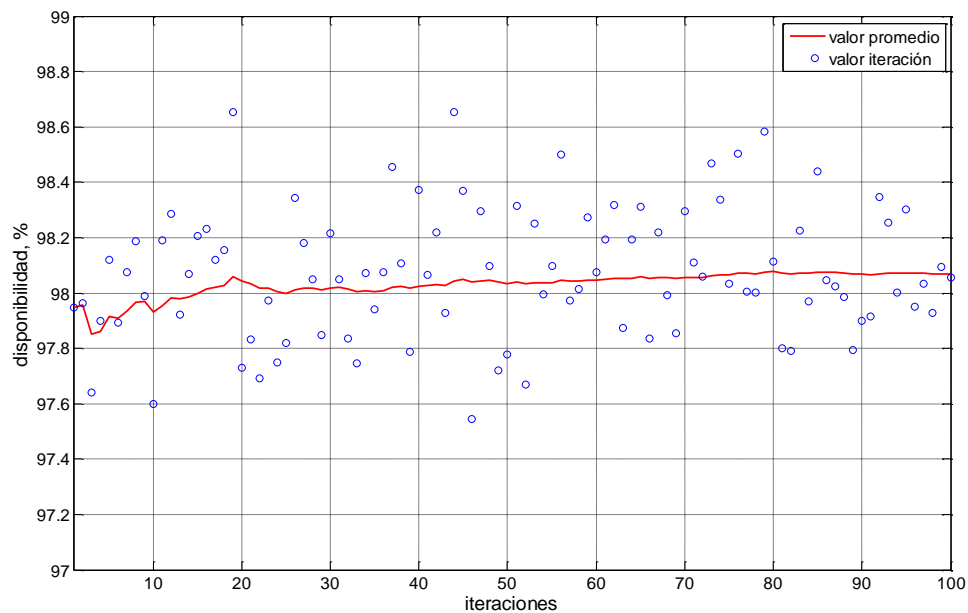


Figura 6.9: evolución del valor promedio

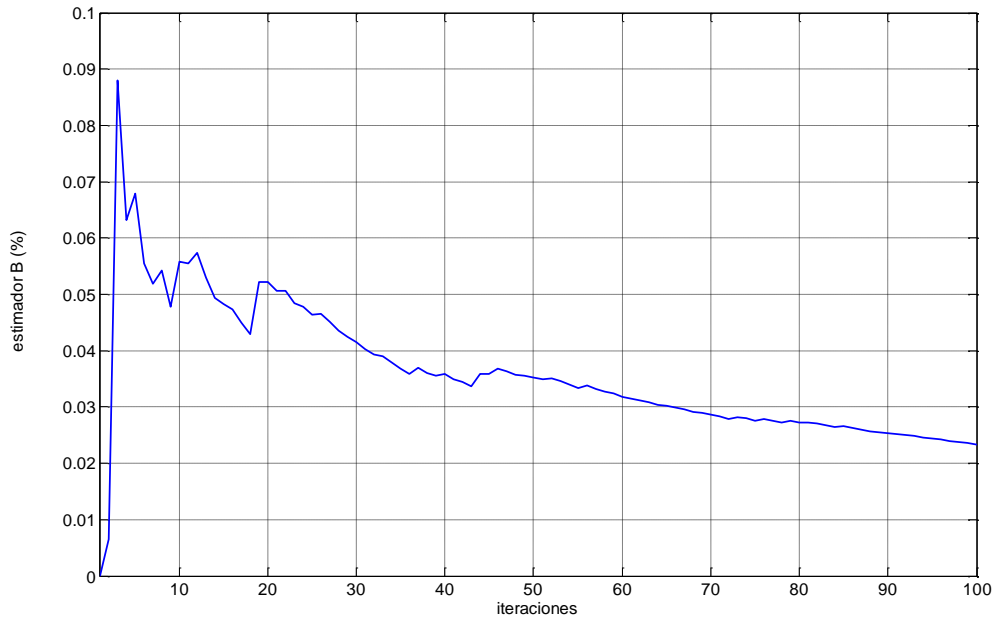


Figura 6.10: evolución del estimador β

La Figura 6.11 y la Figura 6.12 presentan la convergencia de dos procesos iterativos independientes en las que se observa que ambos convergen al resultado calculado en forma analítica. Es posible verificar que la rapidez de convergencia es mayor en las primeras iteraciones y luego ésta decrece. Esta característica tiene directa relación con la magnitud del estimador β , con lo cual es posible validar este parámetro como monitor de la convergencia de la simulación.

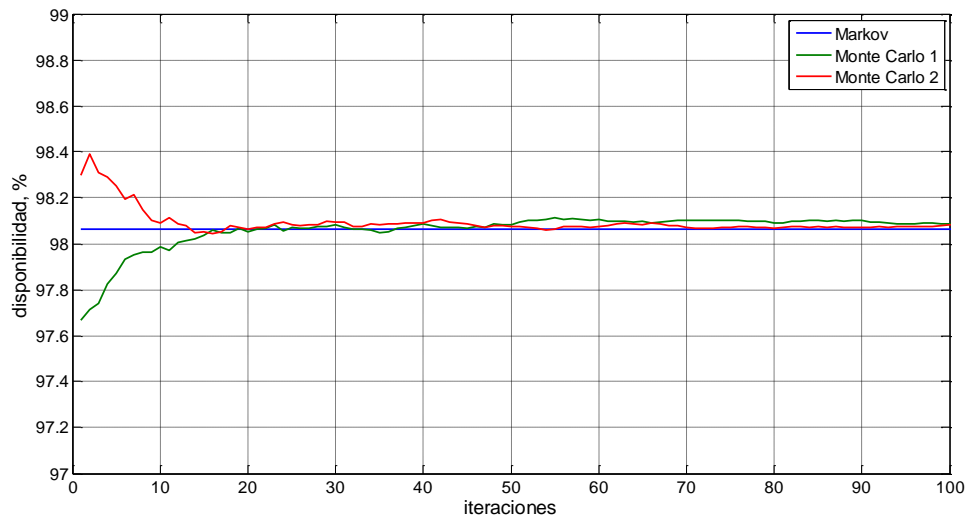


Figura 6.11: convergencia al valor de referencia

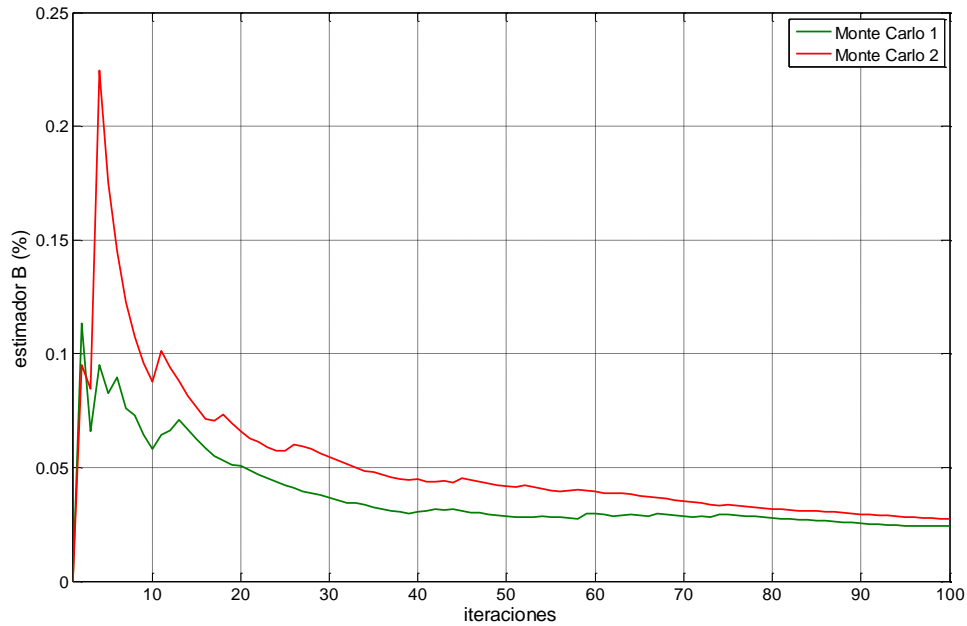


Figura 6.12: evolución del estimador β

6.7 Conclusiones

Se presentó un nuevo método basado en la técnica de Monte Carlo secuencial para ser usado como herramienta de cálculo en la determinación de la confiabilidad de un sistema HVDC.

Las características del algoritmo permiten representar las particularidades de un sistema de transmisión HVDC en forma simple y en un formato universal para cualquier alternativa de diseño.

Se definió un sistema de prueba y se evaluó su confiabilidad, utilizando el método analítico de cadenas de Markov y el método propuesto. Se utilizaron distintos conjuntos de parámetros y, en todos los casos, la comparación de los resultados fue satisfactoria. Para el caso base, la diferencia de resultado fue menor al 0,01 % de la disponibilidad anual.

Se realizó un análisis de convergencia para independizar la validez de un resultado obtenido de la comparación con un valor de referencia, validando el estimador propuesto.

Otros resultados presentados en este capítulo son la coherencia entre dos simulaciones independientes y la posibilidad de obtener un resultado aproximado en una cantidad reducida de iteraciones.

7. EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA HVDC

7.1 Introducción

En este capítulo, se presentan dos alternativas de transmisión: simple y doble bipolo. Se definen los elementos que serán representados en el modelo con sendos parámetros de frecuencia y duración de falla, los modos de operación y las restricciones temporales de interés en la evaluación.

Las alternativas descritas serán evaluadas utilizando el método propuesto para determinar su confiabilidad. Los resultados son presentados en el capítulo 8.

7.2 Descripción del sistema

Se considera un proyecto de generación dedicada con capacidad de 3.000 MW ubicado a 2.000 km del centro de consumo y que inyectará su potencia a un sistema interconectado principal.

Se analizan dos alternativas de transmisión basadas en tecnología HVDC para interconectar el sistema de generación dedicado al sistema interconectado principal.

Estas alternativas son simple y doble bipolo. Para ambas, se considerará una tensión de transmisión de 500 kVdc.

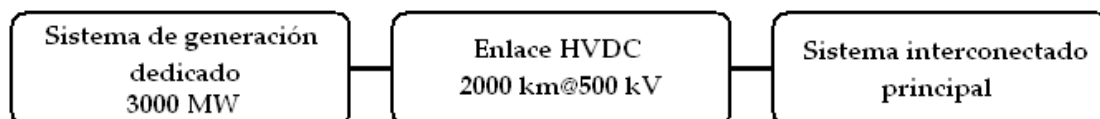


Figura 7.1: interconexión del sistema de generación dedicado








7.3 Elementos del sistema

Todas las alternativas serán representadas en función de los elementos que la componen.

Para utilizar la estadística disponible en la literatura, se agrupan los elementos en conjuntos, tomando en cuenta las recomendaciones de la normativa IEEE [19] y publicaciones CIGRÉ [21], [22], [23], [24], [25], [26], [27], [28], [29].

La estimación de los parámetros de tasa y duración de falla utilizados están documentados en el Anexo A y serán utilizados como valores base. Éstos se presentan en la Tabla 7.1 junto con una representación gráfica que permitirá identificar los conjuntos de elementos del sistema en un arreglo particular.

Tabla 7.1: tasa y duración de falla y reemplazo de grupos de elementos de sistema HVDC

Grupo de elementos	tasa de falla, veces/año	duración reparación, horas	duración reemplazo, horas	representación gráfica
Válvulas	0,163	4,3	-	
Equipos DC	0,485	11,2	-	
Control y protección	1,515	4,4	-	
Transformadores	0,009	8.760	48	
Equipos AC	0,892	13,6	-	
Línea de transmisión	0,060	404,2	-	
	1,042	39,3		
	1,246	3,7		
Sistema bipolar	0,603	5,4	-	BP
Sistema de puesta a tierra	0,000	-	-	

7.4 Alternativa i: bipolo simple

A continuación, se describen las características generales de la Alternativa i.

7.4.1. Configuración

La Alternativa i consiste en un bipolo con una capacidad nominal de 3.000 MW, con un nivel de tensión de transmisión de ± 500 kVdc.

La Alternativa i está constituida por los elementos definidos gráficamente en la Figura 7.2, donde cada elemento está identificado con un número y corresponde a un conjunto de equipos e instalaciones, definidos de acuerdo a la Sección 7.3. Esta alternativa está compuesta por 43 elementos.

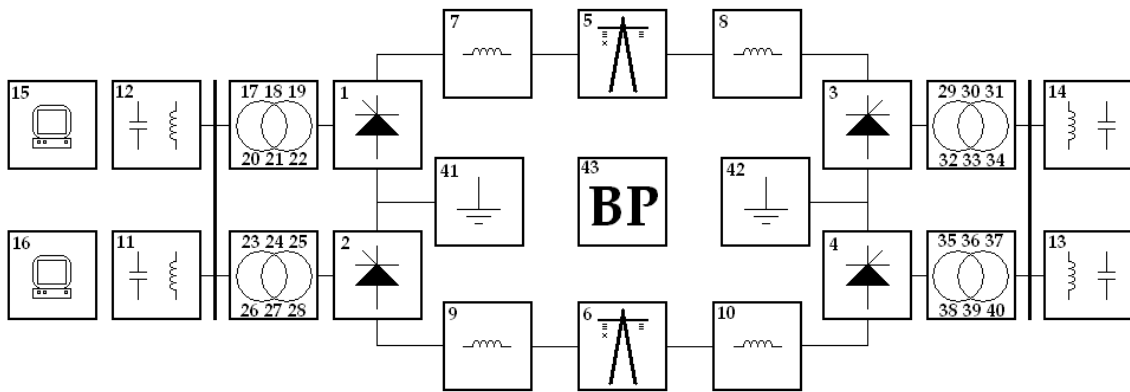


Figura 7.2: configuración de la alternativa de bipolo simple

7.4.2. Grupo convertidor – válvulas

Se considera un grupo de válvulas por estación y por polo con una capacidad permanente máxima de 4 kA y una capacidad de sobrecarga de 5 kA por 2 horas.

7.4.3. Grupo de transformadores

Cada convertidor cuenta con un grupo de transformación compuesto por 6 unidades monofásicas de dos devanados.

Se considera una unidad de transformación de reserva por tipo por estación.

Las pérdidas de potencia del grupo transformador-convertidor, se consideran igual al 0,5 % de la potencia transmitida²¹.

7.4.4. Línea de transmisión

Se considera una línea de 2.000 km con pérdidas de 8 % de la potencia transmitida en operación bipolar nominal. Por lo tanto, la resistencia de la línea se define en 13,40 Ohm por polo²².

7.4.5. Filtros AC y compensación reactiva

Cada polo contará con un grupo de filtros AC y compensación reactiva independiente. Se considera que la falla de un grupo reduce completamente la capacidad de un polo.

7.4.6. Sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra consiste en el conjunto línea y electrodo, uno por cada estación. Se considera que cada conjunto tiene una resistencia de 1 Ohm [95]²³.

²¹ La definición del porcentaje de pérdidas es arbitraria.

²² Ídem.

²³ La resistencia del electrodo es un valor conservador, considerando los valores presentados en la referencia.

7.4.7. Modos de operación

La operación normal es la del bipolo completo en 500 kV. Para condiciones de emergencia, se permite la operación monopolar con y sin sobrecarga, utilizando retorno metálico o retorno por tierra.

Se estimarán, para cada modo de operación, los valores de la potencia inyectada en el sistema interconectado principal. La metodología y el resultado del cálculo se presentan en el Anexo B.

La operación con tensión reducida en 400 kV no será considerada en el cálculo base, por cuanto no se cuenta con estadística para cuantificar su probabilidad de ocurrencia. Sin embargo, esta característica será evaluada en la sección 9.6.

El resumen de cada modo de operación se presenta en la Tabla 7.2.

Tabla 7.2: modos de operación del sistema bipolar

Modo de operación	descripción	potencia transmitida en barra AC colectora, MW	potencia recibida en SI, MW	potencia recibida en SI, pu
Tensión nominal 500 kV				
Bipolar nominal		3.000	2.732	1,00
Sobrecarga monopolar y retorno por tierra	Falla monopolar y sobrecarga polo sano	2.513	2.104	0,77
Monopolar y retorno por tierra	Falla monopolar y periodo de sobrecarga agotado	2.010	1.745	0,64
Monopolar con retorno metálico	Falla monopolar y restricción de retorno por tierra	2.010	1.563	0,57
Tensión reducida 400 kV				
Bipolar		3.000	2.599	0,95
Sobrecarga monopolar y retorno por tierra	Falla monopolar y sobrecarga polo sano	2.010	1.607	0,59
Monopolar y retorno por tierra	Falla monopolar y periodo de sobrecarga agotado	1.608	1.347	0,49
Monopolar con retorno metálico	Falla monopolar y restricción de retorno por tierra	1.608	1.165	0,43

7.4.8. Restricciones de operación

Se definen las tres siguientes restricciones de operación para la Alternativa i.

- La condición de sobrecarga tiene un límite de 2 horas.
- El retorno por tierra tiene un periodo máximo de 6 h por evento.
- El retorno por tierra no tiene restricción en una base anual.

7.5 Alternativa ii: bipolo doble

A continuación, se describen las características generales de la Alternativa ii.

7.5.1. Configuración

La Alternativa ii consiste en un doble bipolo con una capacidad nominal de 3.000 MW, con un nivel de tensión de transmisión de ± 500 kVdc.

La Alternativa ii está constituida por los elementos definidos gráficamente en la Figura 7.3, donde cada elemento está identificado con un número y representa a un conjunto de equipos e instalaciones, de acuerdo a la Sección 7.3.

En total, esta alternativa está compuesta por 84 elementos.

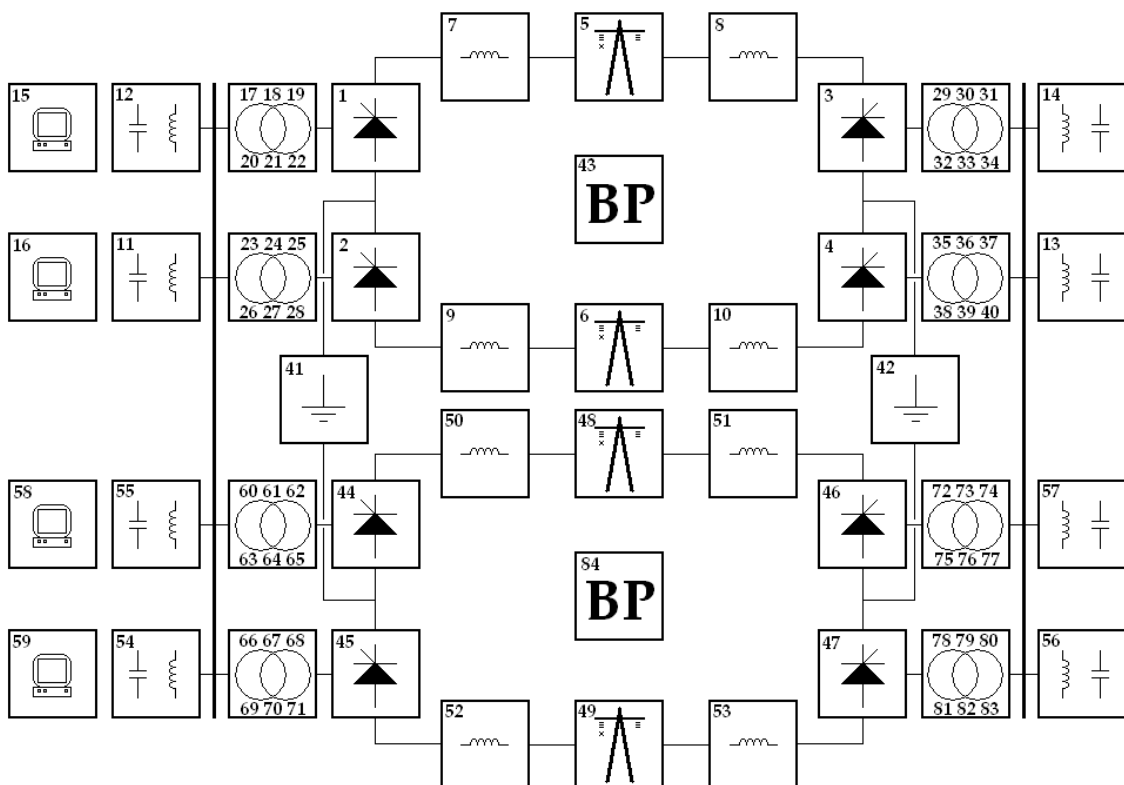


Figura 7.3: configuración de la alternativa de bipolo doble

7.5.2. Grupo convertidor – válvulas

Se considera un grupo de válvulas por estación y por polo con una capacidad nominal de 1,5 kA y una capacidad de sobrecarga de 2,0 kA por 2 horas.

7.5.3. Grupo de transformadores

Cada convertidor cuenta con un grupo de transformación compuesto por 6 unidades monofásicas de dos devanados.

Se considera dos unidades de transformación de reserva por tipo por estación.

Las pérdidas de potencia del grupo transformador-convertidor, se consideran igual al 0,5 % de la potencia transmitida²⁴.

7.5.4. Línea de transmisión

Se considera una línea de 2.000 km con pérdidas de 8 % de la potencia transmitida en operación de doble bipolo, lo que implica una resistencia de 26,80 Ohm por polo²⁵.

7.5.5. Filtros AC y compensación reactiva

Cada polo contará con un grupo de filtros AC y compensación reactiva independiente. La falla de uno de estos elementos permite continuar con la transmisión a capacidad nominal, suponiendo que el diseño es redundante. Una segunda falla implica una reducción del 25 % de la capacidad total del sistema.

7.5.6. Sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra consiste en el conjunto línea y electrodo, uno por cada estación. Se considera que cada conjunto tiene una resistencia de 1 Ohm [95]²⁶.

Ambos bipolos comparten el sistema de puesta a tierra como se indica en la Figura 7.3.

7.5.7. Modos de operación

La operación normal es la del doble bipolo. Para condiciones de emergencia, se permite la operación con tres polos, con y sin sobrecarga, utilizando retorno metálico o retorno por tierra. Además, en caso de falla de un bipolo completo, el que continúa en operación es capaz de sobrecargarse.

Se estimarán, para cada modo de operación, los valores de la potencia inyectada en el sistema interconectado principal. La metodología del cálculo se presenta en el Anexo B.

El resumen de cada modo de operación se presenta en la Tabla 7.3.

Tabla 7.3: modos de operación del sistema de doble bipolo

Modo de operación	descripción	potencia transmitida en barra AC colectora, MW	potencia recibida en SI, MW	potencia recibida en SI, pu
Operación doble bipolo	Operación normal	3.000	2.732	1,00
Doble bipolo y falla simple equipo AC	Sobrecarga equipo AC temporal	3.000	2.732	1,00
Doble bipolo reducido	Reducción de capacidad por pérdida de equipos AC	2.199	2.049	0,75
Tres polos con	Falla en un polo y	3.000	2.645	0,97

²⁴ La definición del porcentaje de pérdidas es arbitraria.

²⁵ Ídem.

²⁶ La resistencia del electrodo es un valor conservador, considerando los valores presentados en la referencia.

Modo de operación	descripción	potencia transmitida en barra AC colectora, MW	potencia recibida en SI, MW	potencia recibida en SI, pu
sobrecarga y retorno por tierra	sobrecarga temporal del polo sano			
Tres polos con retorno por tierra	Falla en un polo y sin capacidad de sobrecarga	2.255	2.049	0,75
Tres polos y retorno metálico	Limitación al retorno por tierra	2.327	2.049	0,75
Operación bipolo simple con sobrecarga	Un bipolo fuera de servicio. Bipolo sano con sobrecarga	1.995	1.765	0,65
Operación bipolo simple sin sobrecarga	Un bipolo fuera de servicio. Bipolo sano sin capacidad de sobrecarga	1.500	1.366	0,50
Operación monopolar con sobrecarga y retorno por tierra		998	875	0,32
Operación monopolar sin sobrecarga y con retorno por tierra		750	679	0,25

7.5.8. Restricciones de operación

Se definen las siguientes restricciones de operación para la Alternativa ii.

- La sobrecarga de los polos tiene un límite de 2 horas.
- El retorno por tierra tiene un periodo máximo de 6 horas por evento.
- El retorno por tierra no tiene restricción en una base anual.

8. RESULTADOS EXPERIMENTALES

8.1 Alternativa i: bipolo simple

8.1.1. Parámetros de la simulación y convergencia

Los parámetros de simulación utilizados son la unidad de tiempo mínima o resolución de 15 minutos y 10.000 iteraciones. Se define tal cantidad de iteraciones con el propósito de investigar la efectividad del criterio de convergencia.

El resultado gráfico del proceso de convergencia de los resultados se presenta en la Figura 8.1, mostrando sólo las primeras mil iteraciones. Los puntos azules corresponden a los resultados individuales de la disponibilidad de cada iteración, los que corresponden a un periodo anual de evaluación. La curva roja representa la evolución del valor promedio acumulado de la disponibilidad.

La evolución del estimador β se presenta en la Figura 8.2. Se observa una tasa de decrecimiento notoria en las primeras iteraciones hasta un valor de $\beta = 0,05\%$, aproximadamente. Luego se requiere una cantidad importante de iteraciones para una reducción mayor. En base a este resultado, se establece como criterio de convergencia para las simulaciones el criterio $\beta \leq 0,05\%$ para equilibrar precisión y esfuerzo computacional.

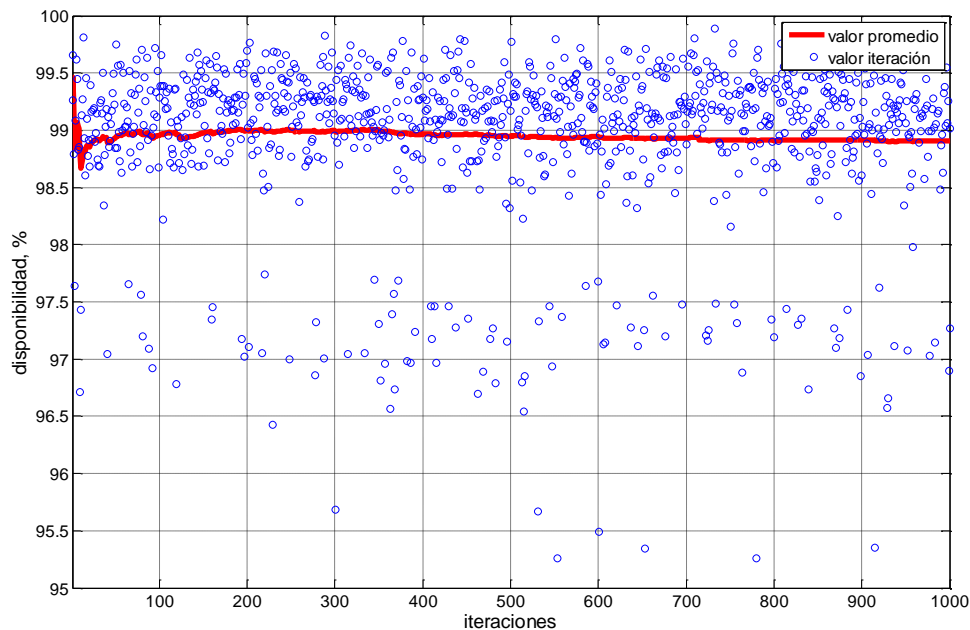


Figura 8.1: convergencia caso bipolo simple

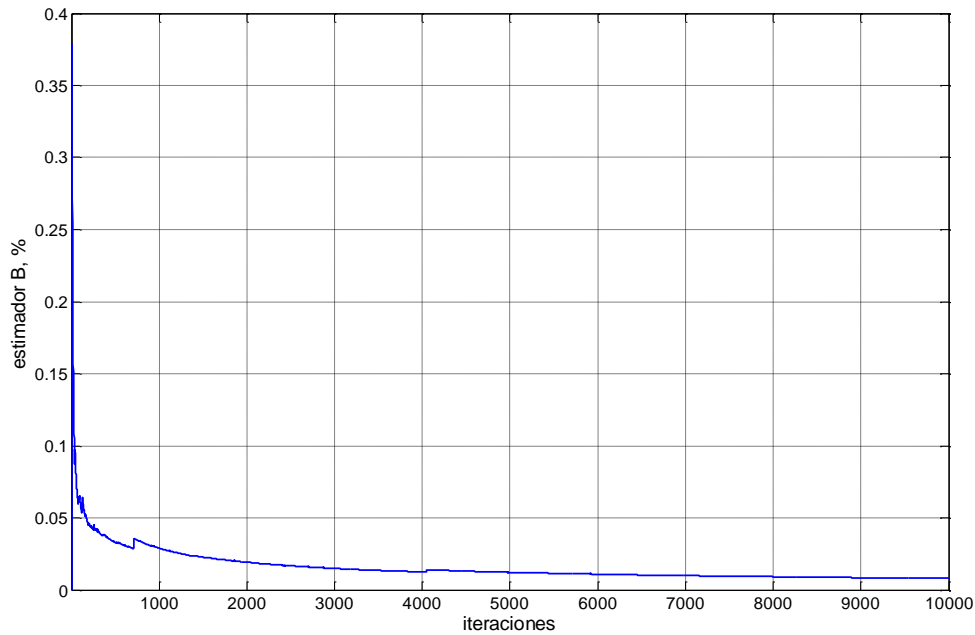


Figura 8.2: evolución y convergencia del estimador β

8.1.2. Disponibilidad

La disponibilidad esperada para la Alternativa i es de 98,92 %. Este valor, que corresponde a la disponibilidad de largo plazo, es complementado con información adicional. Los resultados individuales de la disponibilidad anual se ordenan para definir la probabilidad de excedencia según se muestra en la Figura 8.3 y en la Tabla 8.1.

Se observa que la curva es bastante plana, lo que da cuenta de que aún en casos de baja probabilidad, la disponibilidad en un periodo anual es similar a la esperada en el largo plazo, con una diferencia menor a 5 % entre los valores con probabilidad de excedencia 5 y 99 %.

Se observa, además, que aún manteniendo constante los parámetros tasa de falla y tiempo de reparación, la disponibilidad del sistema tiene un carácter aleatorio.

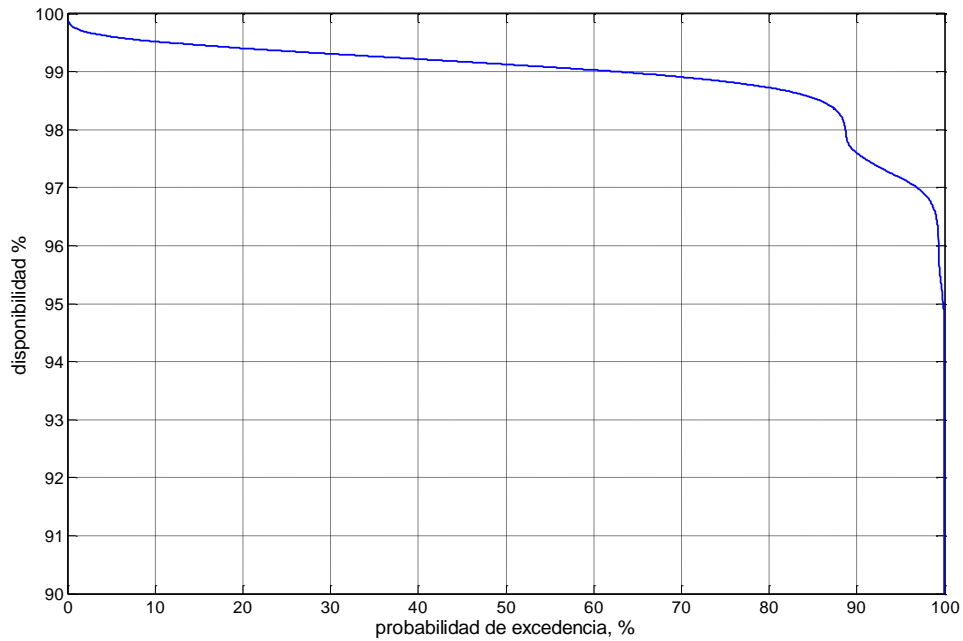


Figura 8.3: probabilidad de excedencia de la disponibilidad

Tabla 8.1: probabilidad de excedencia de la disponibilidad

probabilidad de excedencia, %	disponibilidad, %
99	96,54
95	97,17
90	97,61
75	98,83
50	99,13
25	99,35
5	99,61

8.1.3. Modos de operación

El sistema opera en diferentes configuraciones, según la disponibilidad de sus elementos. Los resultados obtenidos permiten cuantificar la duración de cada modo de operación. Este resultado se resume en la Tabla 8.2.

El sistema opera en forma bipolar con capacidad nominal un 97,32 % del tiempo y la operación monopolar representa en conjunto un 2,63 %.

Se observa en los resultados que la indisponibilidad completa del sistema es de baja probabilidad y representa apenas un 0,05 % del periodo anual, lo cual corresponde a 4 horas.

Otro resultado obtenido es la determinación del tiempo esperado de uso anual de los electrodos de puesta a tierra como alternativa de transmisión, cuyo valor corresponde a 71 h.

Tabla 8.2: duración de los modos de operación

Modo de operación	capacidad	duración, h	duración, %
Bipolo	100%	8.525,4	97,32
Monopolo con retorno por tierra y sobrecarga	77%	27,3	0,31
Monopolo con retorno por tierra	64%	43,6	0,50
Monopolo con retorno metálico	57%	159,4	1,82
Sin servicio	0%	4,3	0,05

8.1.4. Cantidad y duración de salidas de servicio

Los resultados obtenidos permiten cuantificar la cantidad de fallas y su duración, identificando el grupo de elementos que causaron la falla. De esta manera, se permite mejorar el diseño del sistema y de los componentes para minimizar la cantidad de fallas.

Los resultados se resumen en la Tabla 8.3 y refieren dos tipos de información. En primer lugar, permiten determinar cuáles son los elementos que mayor contribución tienen a la cantidad de salidas monopulares (Figura 8.4). En segundo lugar, permiten establecer cuáles son los elementos cuyas fallas aportan en mayor medida a la indisponibilidad del sistema completo (Figura 8.5).

El diseño del bipolo simple es tal que la falla de un único elemento no constituye la falla del bipolo completo, a excepción de la falla bipolar definida con una frecuencia de 0,603 fallas por año. De esta manera, el resultado da cuenta de un total de 14 fallas monopulares esperadas por año, para lo cual el sistema receptor deberá estar preparado.

Se observa que la principal causa de falla monopolar tiene origen en la línea, dada su gran extensión. Además, es la que aporta mayormente a la indisponibilidad del enlace por la duración promedio de fallas.

La información aportada por estos resultados debe ser evaluada en segunda instancia, considerando alternativas en el diseño de los elementos y los costos de mayor redundancia o reducción en los tiempos de reposición. En el caso particular de la línea, se debe evaluar la conveniencia de una estrategia de transmisión en tensión reducida que aminore el efecto de la indisponibilidad del enlace.

Tabla 8.3: cantidad y duración de fallas según grupo de elementos fallados

Grupo	fallas/año	duración, h	duración equivalente, h	aporte a la indisponibilidad, %
Válvulas	0,63	2,7	0,8	0,9
Línea	4,57	136,8	57,0	59,2
Equipos AC	3,52	47,5	18,1	18,8
Equipos DC	1,91	21,5	8,1	8,4
Control y protección	2,99	13,5	4,2	4,3
Transformadores	0,21	11,1	4,7	4,9
Bipolo	0,61	3,3	3,3	3,5
Total	14,43	236,3	96,2	100,0

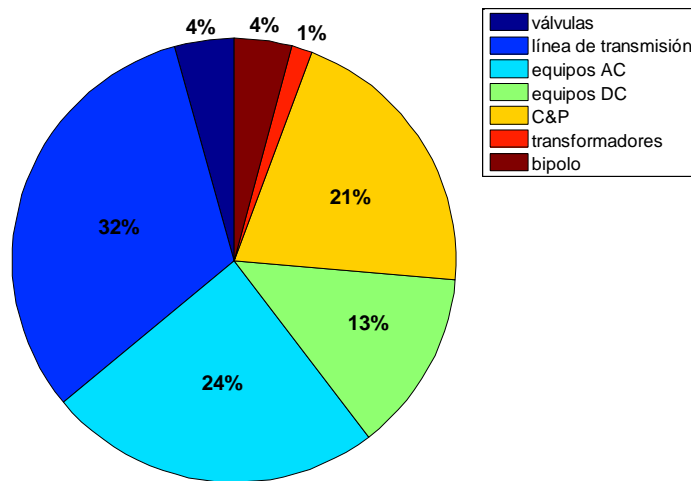


Figura 8.4: distribución de la cantidad de fallas según origen

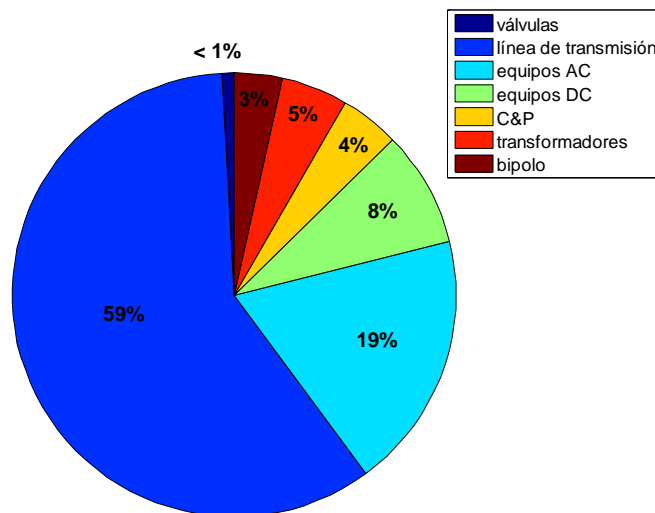


Figura 8.5: distribución de la duración equivalente de fallas según origen

8.1.5. Reducción de la capacidad de transmisión

El sistema evaluado cuenta con cuatro modos de operación y cada falla en uno de sus componentes, tiene el potencial de llevar al sistema de un modo a otro.

Cada cambio en el modo de operación implica una reducción en la capacidad de transmisión. Cuantificar estos cambios permite mejorar el diseño para reducir la cantidad de cambios en la capacidad y definir planes de contingencia correspondientes en el sistema receptor.

Se identifican dos tipos de cambios de estado según su probabilidad. La Tabla 8.4 presenta los cambios de mayor frecuencia anual y la Tabla 8.5, los que tienen una probabilidad de ocurrencia menor.

La Tabla 8.4 corresponde a la sucesión de cambios de estado en el sistema por causa de una falla monopolar, en donde se transita por el estado de sobrecarga, retorno por tierra y retorno metálico. Se observa que esta sucesión no se completa en todos los casos y que la duración de la sobrecarga y del tiempo permitido de retorno por tierra, determinan la posibilidad de reducir la cantidad de reducciones de capacidad del enlace. Este resultado permite explorar en una segunda instancia, el beneficio de extender la duración de la sobrecarga y la relajación de la restricción de retorno por tierra.

La Tabla 8.5 corresponde al evento definido de falla bipolar completa y a eventos de fallas coincidentes. Estos últimos no figurarían en un estudio simplificado, por lo que el resultado obtenido es valioso para que no sean omitidos en el análisis.

Tabla 8.4: reducciones de capacidad del sistema de mayor probabilidad

Capacidad inicial, %	capacidad final, %	veces/año	MW
100	77	13,6	628
77	64	13,6	355
64	57	7,7	191

Tabla 8.5: reducciones de capacidad del sistema de menor probabilidad

Capacidad inicial, %	capacidad final, %	periodo, años	MW
57	0	11	1.557
64	0	42	1.748
77	0	71	2.104
77	57	103	546

8.2 Alternativa ii: bipolo doble

8.2.1. Parámetros de la simulación y convergencia

Los parámetros de simulación utilizados son la unidad de tiempo mínima o resolución de 15 minutos y 10.000 iteraciones. Se define tal cantidad de iteraciones con el propósito de investigar la efectividad del criterio de convergencia.

El resultado gráfico del proceso de convergencia de los resultados se presenta en la Figura 8.6, mostrando sólo las primeras mil iteraciones. Los puntos azules corresponden a los resultados individuales de la disponibilidad de cada iteración, los que corresponden a un periodo anual de evaluación. La curva roja representa la evolución del valor promedio acumulado de la disponibilidad.

La evolución del estimador β se presenta en la Figura 8.7. Se observa una tasa de decrecimiento notoria en las primeras iteraciones hasta un valor de $\beta = 0,05\%$, aproximadamente. Luego se requiere una cantidad importante de iteraciones para una reducción mayor. En base a este resultado, se establece como criterio de convergencia para las simulaciones el criterio $\beta \leq 0,05\%$ para equilibrar precisión y esfuerzo computacional.

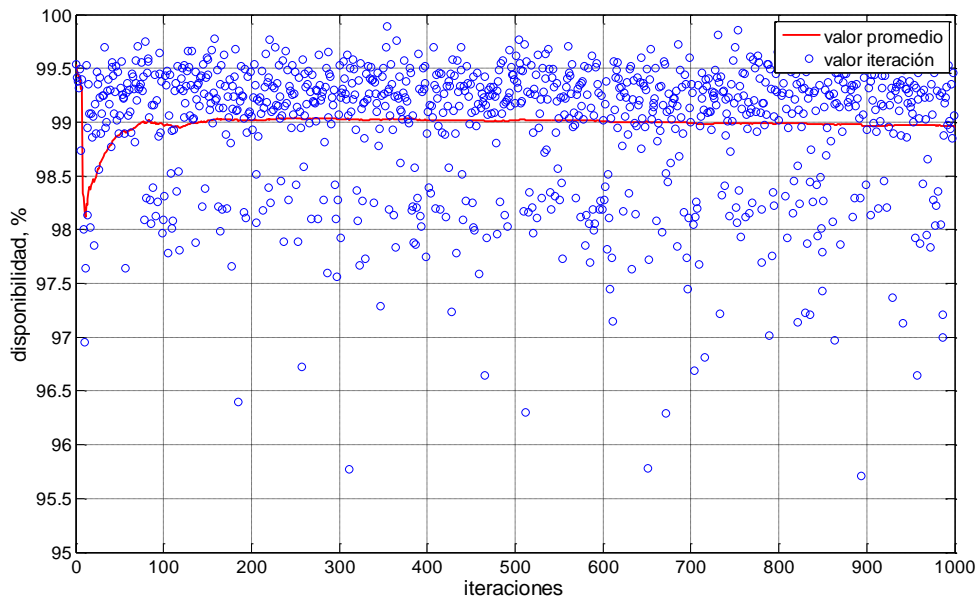


Figura 8.6: convergencia caso doble bipolo

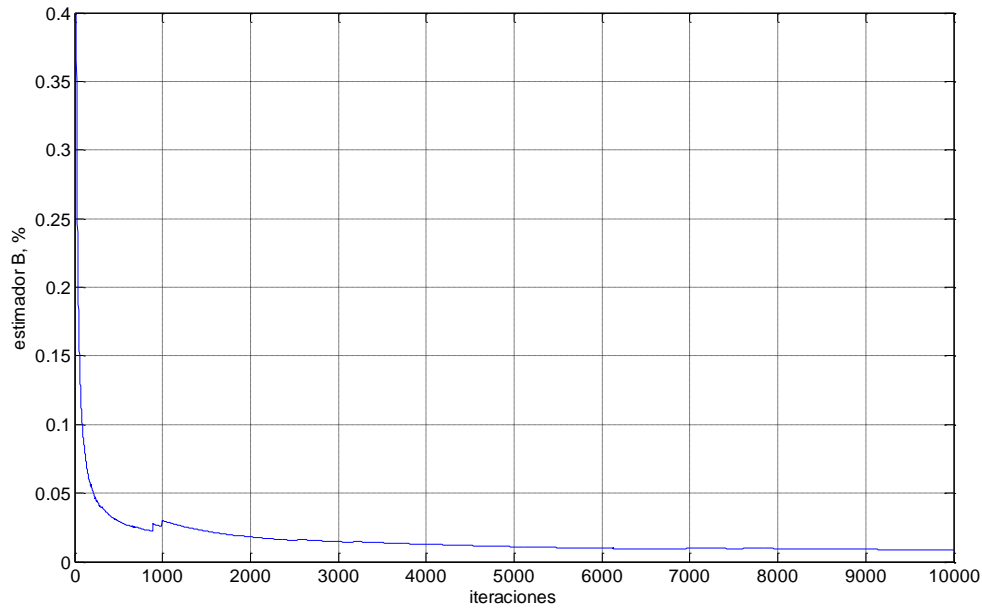


Figura 8.7: evolución y convergencia del estimador β

8.2.2. Disponibilidad

La disponibilidad esperada para el bipolo doble es de 98,97 %.

Los resultados individuales de la disponibilidad anual se ordenan para definir la probabilidad de excedencia según se muestra en la Figura 8.8 y en la Tabla 8.6.

Se observa que la curva es bastante plana, lo que da cuenta de que aún en casos de baja probabilidad, la disponibilidad en un periodo anual es similar a la esperada en el largo plazo, con una diferencia menor a 5 % entre los valores con probabilidad de excedencia 5 y 99 %.

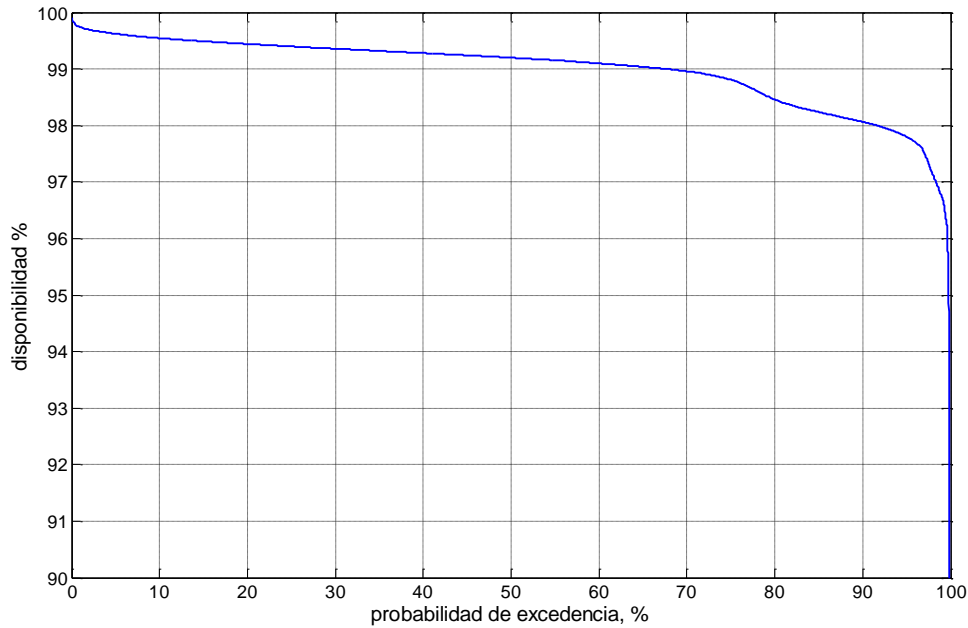


Figura 8.8: probabilidad de excedencia de la disponibilidad

Tabla 8.6: probabilidad de excedencia de la disponibilidad

probabilidad de excedencia, %	disponibilidad, %
99	96,75
95	97,80
90	98,07
75	98,81
50	99,20
25	99,40
5	99,62

8.2.3. Modos de operación

El sistema opera en diferentes configuraciones, según la disponibilidad de sus elementos. Los resultados obtenidos permiten cuantificar la duración de cada modo de operación. Los resultados se resumen en la Tabla 8.7.

El 94,63 % del tiempo el sistema opera en forma bipolar y con capacidad nominal. Un 1,03 %, la operación se mantiene a capacidad nominal aún con falla de un elemento del grupo equipos AC. Esta condición es consecuencia de la redundancia definida para la Alternativa ii, permitiendo evitar una reducción de capacidad y la consecuente disminución de la disponibilidad del sistema.

El restante 4,32 % el sistema opera con capacidad reducida y la indisponibilidad completa del sistema es menor a 2 horas.

Otro resultado obtenido es la determinación del tiempo esperado de uso anual de los electrodos de puesta a tierra como alternativa de transmisión, cuyo valor corresponde a 102 h.

Tabla 8.7: duración de los modos de operación

Modo de operación	capacidad	duración, h	duración, %
Doble bipolo normal	100 %	8.289,4	94,63
Doble bipolo con falla de un equipo AC	100 %	90,6	1,03
Tres polos con sobrecarga y retorno por tierra	97 %	40,1	0,46
Tres polos con retorno por tierra	75 %	58,8	0,67
Tres polos con retorno metálico	75 %	268,1	3,06
Doble bipolo y reducción por falla en equipo AC	65 %	0,2	0,00
Un bipolo con sobrecarga	65 %	2,8	0,03
Un bipolo sin sobrecarga	50 %	5,6	0,06
Un polo con sobrecarga y retorno por tierra	32 %	0,7	0,01
Un polo con retorno por tierra	25 %	2,3	0,03
Sin servicio	0 %	1,4	0,02

8.2.4. Cantidad y duración de salidas de servicio

Los resultados obtenidos permiten cuantificar la cantidad de fallas y su duración, identificando el grupo de elementos que causaron la falla. De esta manera, se permite mejorar el diseño del sistema y de los componentes para minimizar la cantidad de fallas.

Los resultados se resumen en la Tabla 8.8, Figura 8.9 y Figura 8.10.

Se observa que la línea es la principal causa de salidas monopolares y que constituye el mayor aporte a la indisponibilidad del sistema.

La cantidad de fallas monopolares no es posible de cuantificar directamente con los resultados de esta sección, por cuanto los equipos AC han sido definidos de manera redundante, de tal forma que la falla de uno de éstos no conlleva a la reducción de capacidad. Es por esto, que se observa que el aporte a la indisponibilidad de la falla del grupo equipos AC es sólo del 1 %, a pesar de aportar con un 24 % en el número de fallas.

Tabla 8.8: cantidad y duración de fallas según grupo de elementos fallados

Grupo	fallas/año	duración, h	duración equivalente, h	aporte a la indisponibilidad, %
Válvulas	1,27	5,4	0,9	0,9
Línea	9,24	275,5	69,2	72,2
Equipos AC	7,00	94,5	0,9	1,0
Equipos DC	3,82	43,0	9,7	10,1
Control y protección	5,97	26,9	4,5	4,7
Transformadores	0,42	28,9	7,6	7,9
Bipolo	1,2	6,7	3,0	3,1
Total	28,94	480,9	95,9	100,0

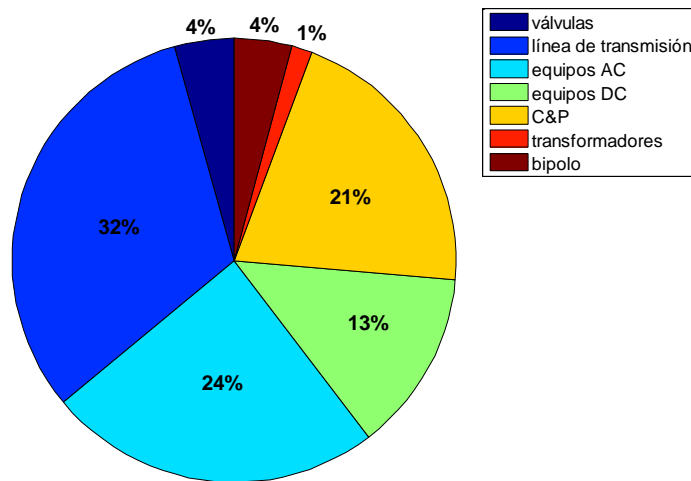


Figura 8.9: distribución de la cantidad de fallas según origen

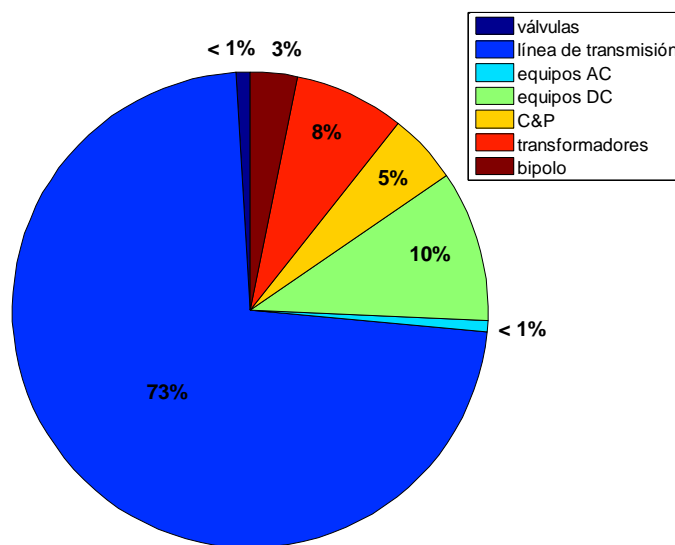


Figura 8.10: distribución de la duración equivalente de fallas según origen

8.2.5. Reducción de la capacidad de transmisión

El sistema evaluado cuenta con siete niveles de capacidad, de acuerdo al estado de disponibilidad de cada grupo de elementos. Cada falla en uno de éstos tiene el potencial de llevar al sistema de un modo a otro.

Se presenta la cantidad esperada de reducciones de capacidad de acuerdo a la probabilidad de su ocurrencia. La Tabla 8.9 presenta los cambios con mayor frecuencia anual y la Tabla 8.10, los que tienen una probabilidad de ocurrencia menor. Se omiten los resultados cuya reducción no es significativa.

Se observa que la capacidad de sobrecarga ante falla monopolar permite reducir el número de reducciones de capacidad, pero en forma limitada. Aún se esperan 20 reducciones de 660 MW en el lado receptor.

Las reducciones de capacidad mayores son menos frecuentes, pero suficientemente probables para que el diseño de la alternativa de transmisión provea al sistema receptor con medidas de contingencia para asumir tales reducciones. Éstas deben considerar la pérdida del 50 % de la potencia transmitida.

Tabla 8.9: cambios de mayor probabilidad

Capacidad inicial, %	capacidad final, %	veces/año	MW
100	97	20,0	90
97	75	20,0	660

Tabla 8.10: cambios de menor probabilidad

Capacidad inicial, %	capacidad final, %	periodo, años	MW
100	65	1	1.050
75	32	3	1.290
97	32	22	1.950
75	25	22	1.500
97	65	38	960
100	32	385	2.040
100	0	5.000	3.000

8.3 Comparación entre las alternativas de simple y doble bipolo

La comparación cuantitativa que se realiza a continuación está basada en los resultados presentados en las secciones anteriores, por lo que su validez está limitada a cómo las alternativas de bipolo simple y doble han sido definidas y representadas en sendos modelos. Sin embargo, los comentarios presentados en forma general a continuación, tienen validez por cuanto corresponden a comparaciones cualitativas.

8.3.1. Disponibilidad

La disponibilidad es el primer resultado que se compara de ambas alternativas. El bipolo simple tiene una disponibilidad de 98,92 % y el bipolo doble, de 98,97 %.

La probabilidad de excedencia de un valor de disponibilidad tiene una característica similar en ambas alternativas. La comparación gráfica se presenta en la Figura 8.11.

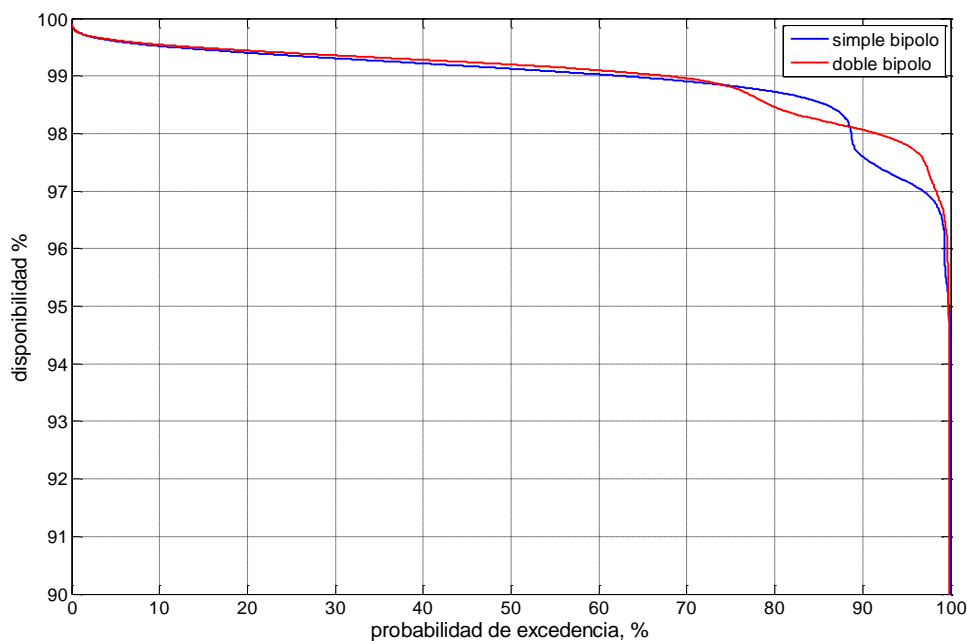


Figura 8.11: comparación probabilidad de excedencia de alternativas simple y doble bipolo

8.3.2. Operación nominal

Un parámetro interesante de comparación es el periodo de tiempo en que el sistema opera en condiciones nominales. Mientras el bipolo simple opera 97,32 % del tiempo en forma nominal, el bipolo doble sólo lo hace un 94,63 % del tiempo. Esta diferencia da cuenta de dos hechos fundamentales.

- La alternativa del bipolo doble no debe ser definido como la simple operación simultánea de dos bipolos, sino conjunta; es decir, se debe constituir una unidad que permita el respaldo entre bipolos.

- La alternativa de bipolo doble consiste en un conjunto mayor de elementos, por lo cual está expuesto a mayor cantidad de fallas. Por lo tanto, se requiere definir un nivel adecuado de redundancia en sus elementos para que ésta sea una mejor alternativa que el bipolo simple.

8.3.3. Cantidad y duración de fallas según elementos

Los parámetros de falla, reparación y reemplazo han sido definidos de manera idéntica en ambas alternativas: bipolo simple y doble. Es por esto que la cantidad de fallas porcentuales de cada grupo de elementos es la misma en ambas alternativas, lo cual se verifica al comparar la Figura 8.4 y la Figura 8.9.

Sin embargo, se observa en la Figura 8.5 y la Figura 8.10 una distribución distinta en el aporte de cada grupo de elementos a la indisponibilidad del sistema. Ésta se explica por cuanto el doble bipolo fue definido con una mayor redundancia para las fallas en equipos AC, por lo que la participación porcentual de todos los otros grupos de elementos aumenta.

Por ejemplo, la participación de los transformadores aumenta, por cuanto la cantidad de salidas se duplica. El tiempo de reemplazo es importante (48 horas) y aún más significativo es el tiempo de reparación (8.760 horas). La magnitud de estos tiempos da cuenta de la necesidad de representar adecuadamente los procesos de reemplazo, reparación y la disponibilidad de reserva de transformadores.

La mayor cantidad de fallas del sistema tiene origen en la línea y en ambas alternativas el aporte a la indisponibilidad es superior al 50 % del total. Algunas medidas para un mejor desempeño son mejorar el diseño de la línea, definir criterios rigurosos de inspección y mantenimiento, reducir los tiempos de reparación e implementar en el diseño un modo de transmisión con tensión reducida (ver sección 3.6.5). Este último punto permitirá reducir, con cierto grado de probabilidad, el impacto en la reducción de capacidad por fallas en la línea.

8.3.4. Reducciones de capacidad

La cantidad de fallas no es el parámetro más relevante del resultado obtenido para cada alternativa. El interés está centrado en las consecuencias de éstas, que corresponden a la magnitud y frecuencia de las reducciones de capacidad.

Las dos alternativas cuentan con capacidad de sobrecarga que permite disminuir la frecuencia y magnitud de las reducciones. Sin embargo, se observa que la limitación temporal de la sobrecarga tiene como consecuencia en ambas alternativas, que no sea posible evitar completamente la cantidad de eventos de reducción, sino sólo aplazarlos. Esta medida permite, eso sí, que se tomen medidas de contingencia a tiempo en el sistema receptor.

Las reducciones de capacidad frecuentes en el bipolo simple son 36 por año. De éstas, 13,6 tienen un impacto acotado de 628 MW por la sobrecarga. Otras 13,6 son desplazadas temporalmente y tienen un impacto adicional de 355 MW (983 MW en total) y 7,7 de 191 MW (1.174 MW en total). Otras 0,6 son una pérdida total del sistema y 0,1 una reducción de capacidad de 1.557 MW. (Ver Figura 8.12).

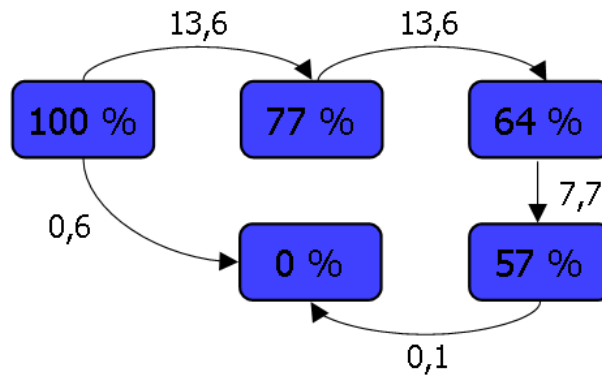


Figura 8.12: reducciones de capacidad más frecuentes en bipolo simple (veces/año)

El bipolo doble presenta una cantidad mayor de eventos de reducción de capacidad frecuente, con un total de 44 por año. Sin embargo, el impacto es menor. Del total, 20 eventos reducen el aporte al sistema receptor en 90 MW temporalmente, para luego reducir la capacidad en 660 MW adicionales (750 MW en total). (Ver Figura 8.13). Las otras reducciones son menos frecuentes.

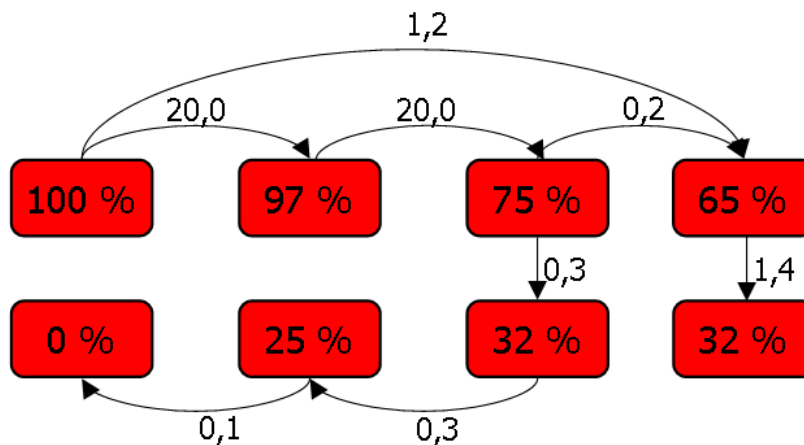


Figura 8.13: reducciones de capacidad más frecuentes en bipolo doble (veces/año)

Las reducciones de capacidad de menor probabilidad de ocurrencia tienen una frecuencia e impacto menor en la alternativa de bipolo doble.

Los resultados presentados dan cuenta de la relevancia de considerar en el cálculo la definición de la capacidad de sobrecarga de cada alternativa, no sólo en su magnitud sino también en su duración.

Además, sobretudo para el caso del bipolo simple, se observa que es preciso considerar otros parámetros adicionales de la operación. En primer lugar, la duración permitida del uso del retorno por tierra, y en segundo lugar, la diferencia entre la capacidad de transmisión con retornos metálico y por tierra.

8.4 Conclusiones

El método propuesto en esta tesis ha sido aplicado exitosamente a dos alternativas de transmisión: bipolo simple y doble.

Los resultados obtenidos permitieron evaluar la confiabilidad de ambas alternativas, mediante un conjunto de índices cuantitativos; los principales: disponibilidad anual, duración de modos de operación y cantidad de reducciones de capacidad.

Los resultados obtenidos constituyen información fundamental para complementar los antecedentes que definen la factibilidad de una u otra alternativa de transmisión. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que los resultados son válidos de acuerdo a la definición de cada alternativa y parámetros de entrada utilizados en el modelo.

Lo anterior sugiere la necesidad de complementar los resultados con un análisis de sensibilidad, para explorar cómo diferentes parámetros o definiciones del modelo impactan en el resultado final. De esta manera, se aportan aún más antecedentes que pueden permitir mejorar el diseño particular de cada alternativa. Esta es materia del siguiente capítulo.

9. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

9.1 Cantidad de transformadores en reserva

Se analizan variantes a las alternativas de uno y dos bipolos, con distinta cantidad de unidades de reserva del grupo de transformadores. Ambas alternativas están definidas con transformadores monofásicos de dos enrollados.

Los casos base están definidos con dos unidades de reserva por tipo y por estación. El análisis presentado en esta sección considera los casos sin reserva y hasta con 4 unidades de reserva.

Los resultados se presentan en la Figura 9.1, Tabla 9.1 y Tabla 9.2.

Tabla 9.1: disponibilidad según cantidad de transformadores en reserva

Unidades de reserva	Disponibilidad del sistema, %	
	un bipolo	dos bipolos
0	90,90	88,24
1	98,70	98,26
2	98,92	98,97
3	98,95	98,99
4	98,95	98,99

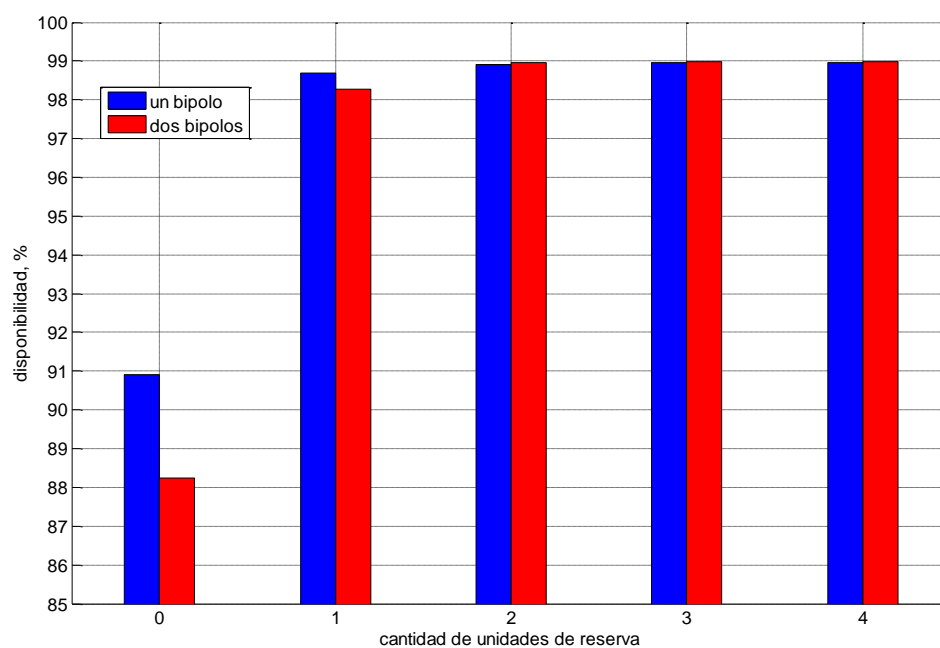


Figura 9.1: disponibilidad según la cantidad de transformadores en reserva

Tabla 9.2: probabilidad de excedencia de la disponibilidad según cantidad de reservas

probabilidad de excedencia	Disponibilidad del sistema, %			
	un bipolo, 1 reserva	un bipolo, 2 reservas	dos bipolos, 1 reserva	dos bipolos, 2 reservas
99	93,24	96,54	83,48	96,75
95	97,04	97,17	93,98	97,80
90	97,43	97,61	97,70	98,07
75	98,80	98,83	98,42	98,81
50	99,12	99,13	99,18	99,20

Los resultados verifican que el uso de transformadores en reserva es necesario e impacta positivamente en el aumento de la disponibilidad, pero que este aumento es decreciente y limitado.

La primera unidad de reserva permite aumentar significativamente la disponibilidad, en el orden de 10 %, para ambas alternativa: uno o dos bipolos.

El aumento de la disponibilidad por una segunda unidad de reserva es menor al 1 % en ambas alternativas y la mejora para casos de baja probabilidad no es significativa.

El resultado del análisis da cuenta de que la segunda unidad de reserva podría no ser necesaria, lo cual dependerá del balance entre el costo de ésta y el beneficio del sistema.

Este tipo de análisis es fundamental, si se considera que parte importante del costo de una estación convertidora corresponde a sus transformadores.

9.2 Tiempo de reemplazo de un transformador

El tiempo de reemplazo considera la maniobra completa de retiro del transformador fallado y puesta en operación del disponible en reserva. El caso base considera un tiempo de 48 horas para el proceso completo.

Se analizan casos en que el tiempo de reemplazo se reduce o aumenta y se evalúa el impacto en la disponibilidad total del sistema. El resultado se presenta en la Tabla 9.3 y la Figura 9.2.

Los casos analizados dan cuenta de una relación más o menos lineal entre la disponibilidad y el tiempo de reemplazo de un transformador fallado. Esta relación se aproxima a un cambio de -0,1 % en la disponibilidad por cada 24 horas de aumento en la duración de la maniobra de reemplazo.

La relación de tipo lineal indica que la probabilidad de que otros eventos concurren durante la maniobra y afecten al polo sano, es marginal en el rango de tiempo analizado.

El resultado obtenido aporta antecedentes para definir un criterio que permita establecer requerimientos de infraestructura necesaria para la maniobra y disponibilidad de personal requeridas.

Tabla 9.3: disponibilidad del sistema

Tiempo de reemplazo, h	Disponibilidad del sistema, %	
	un bipolo	dos bipolos
1	98,98	99,03
24	98,95	98,99
48	98,92	98,97
72	98,90	98,94
168	98,77	98,79

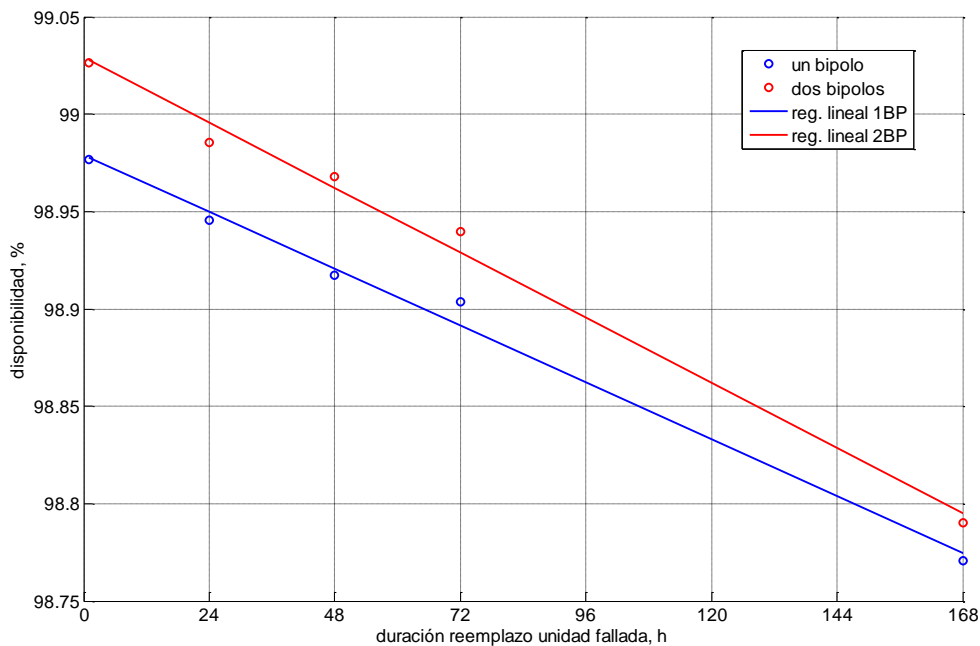


Figura 9.2: disponibilidad según tiempo de reemplazo de transformador fallado

9.3 Tiempo de reparación de un transformador

La reparación de un transformador considera el tiempo de traslado, trabajos en fábrica y el periodo de pruebas, por lo que el proceso completo es del orden de los meses. El caso base considera 12 meses para considerar un transformador fallado como disponible nuevamente para la operación.

Esta sección presenta los resultados de la disponibilidad de casos en que el tiempo de reparación de un transformador es de 90, 180, 365 y 730 días. El resultado se presenta en la Figura 9.3 y la Tabla 9.4.

El resultado permite plantear las siguientes conclusiones de interés.

- El tiempo de reparación de un transformador fallado no es relevante en la disponibilidad si se cuenta con dos transformadores de reserva.

- La reducción del tiempo de reparación de un transformador a un periodo menor, permite reducir la cantidad de transformadores en reserva y mantener la disponibilidad del enlace, para la alternativa de un bipolo.
- El tiempo de reparación de un transformador fallado es un antecedente importante en la determinación de la cantidad de transformadores en reserva.

Tabla 9.4: disponibilidad según duración de la reparación de un transformador

Tiempo de reparación de un transformador, días	Disponibilidad del sistema, %			
	un bipolo, 1 reserva	un bipolo, 2 reservas	dos bipolos, 1 reserva	dos bipolos, 2 reservas
90	98,88	98,95	98,95	98,99
180	98,83	98,95	98,83	98,98
365	98,70	98,92	98,26	98,97
730	97,95	98,83	96,42	98,85

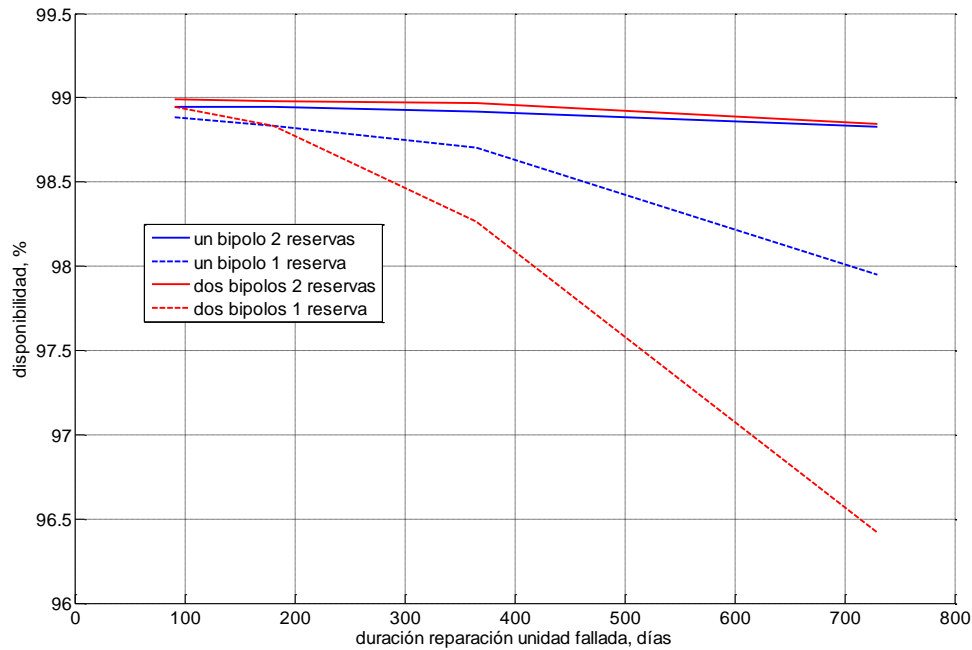


Figura 9.3: disponibilidad según duración de la reparación de un transformador

9.4 Tiempo límite de retorno por tierra por evento

Las alternativa de uno y dos bipolos han sido definidas con restricciones de retorno por tierra con un máximo de 6 horas por evento.

Se analizan diferentes casos en que la restricción de retorno por tierra por evento es de 3, 12 y 24 horas, 7 y 365 días (equivalente a no tener restricción). Los casos analizados no consideran restricciones de retorno por tierra anual.

Se presentan los resultados para la disponibilidad en la Figura 9.4 y la Tabla 9.5.

La cantidad de horas anuales de uso del retorno por tierra y metálico para cada caso, se presenta en la Tabla 9.6.

El resultado permite plantear las siguientes conclusiones de interés.

- El aumento del tiempo permitido de retorno por tierra por evento aumenta la disponibilidad de la alternativa de un bipolo.
- La disponibilidad de la alternativa de dos bipolos es prácticamente indiferente a la restricción de retorno por tierra por evento. Esto por cuanto la capacidad de transmisión con retorno metálico está definida igual a la de transmisión de retorno por tierra.
- Existe un punto de quiebre en que la alternativa de un bipolo tiene mejor disponibilidad que el bipolo doble, si la restricción de retorno por tierra es menos exigente.

La información que entrega el resultado de este análisis permite dimensionar adecuadamente el sistema de puesta a tierra, particularmente los electrodos. El dimensionamiento de éstos debe considerar el beneficio de aumentar la sección efectiva, capacidad térmica de los electrodos, impacto ambiental y otros aspectos de diseño.

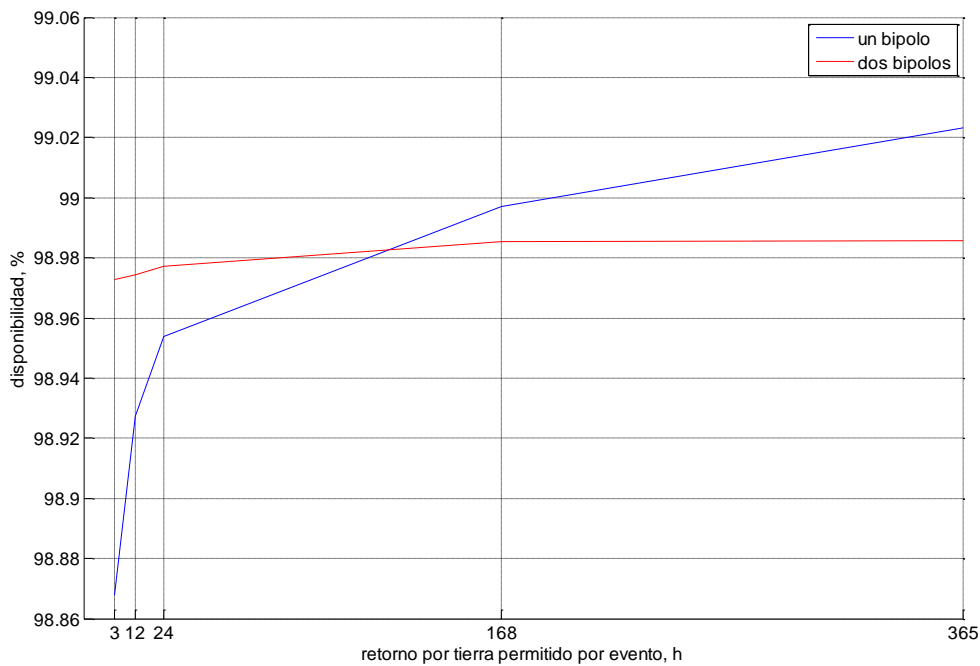


Figura 9.4: disponibilidad según tiempo límite de retorno por tierra por evento

Tabla 9.5: disponibilidad según tiempo límite de retorno por tierra por evento

Retorno por tierra permitido	Disponibilidad del sistema, %	
	un bipolo	dos bipolos
3 horas	98,87	98,97
12 horas	98,93	98,97
1 día	98,95	98,98
7 días	99,00	98,99
sin restricción	99,02	98,99

Tabla 9.6: uso anual de retorno por tierra y metálico según restricción de retorno por tierra

Retorno por tierra permitido	Uso de retorno por tierra anual, h		uso de retorno metálico anual, h	
	un bipolo	dos bipolos	un bipolo	dos bipolos
3 horas	40,8	62,9	194,2	305,2
12 horas	115,1	149,5	119,9	220,0
1 día	148,3	205,4	86,7	164,1
7 días	202,4	309,8	32,6	57,9
Sin restricción	235,0	367,6	0,0	0,0

9.5 Límite de tiempo de la sobrecarga monopolar

La falla de un elemento del sistema conduce a la salida de servicio de uno de los polos. El o los polos sanos tienen la capacidad de aumentar su transferencia y reducir el impacto de la pérdida de potencia en el sistema al que la inyectan; además, esto permite aumentar la disponibilidad de largo plazo del sistema.

El análisis de esta sección explora las alternativas en que no se cuenta con capacidad de sobrecarga, en que ésta es de 2, 12 y 24 horas, o que es ilimitada temporalmente.

Los casos analizados no consideran restricciones de retorno por tierra.

El resultado de la disponibilidad se presenta en la Tabla 9.7 y la Figura 9.5.

Tabla 9.7: disponibilidad según tiempo límite de sobrecarga máxima

Duración sobrecarga monopolar	Disponibilidad del sistema, %	
	un bipolo	dos bipolos
Sin sobrecarga	98,98	98,88
2 horas	99,02	98,99
12 horas	99,15	99,26
1 día	99,20	99,40
Sin restricción	99,36	99,81

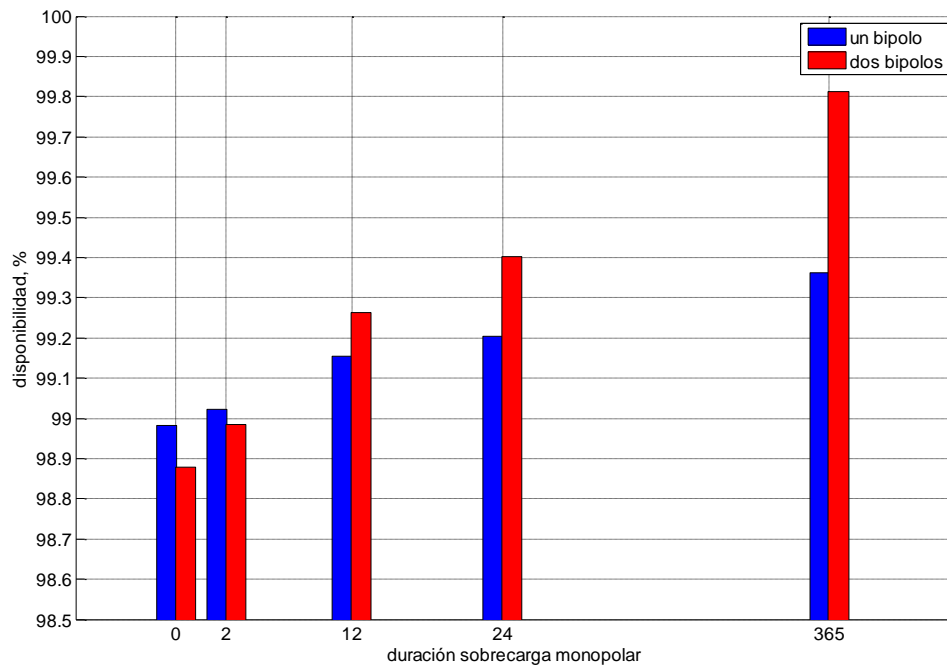


Figura 9.5: disponibilidad según tiempo límite de sobrecarga máxima

El aumento de la disponibilidad de la alternativa con sobrecarga temporal ilimitada, respecto de la que no tiene capacidad de sobrecarga, es de 0,4 % para el bipolo simple y 0,9 % para el bipolo doble.

El resultado más frecuente de la falla de un elemento es la indisponibilidad de uno de los polos. En el caso del bipolo simple, la secuencia de eventos es la siguiente.

- Transmisión con sobrecarga y retorno por tierra con capacidad de 0,77 pu
- Transmisión con retorno por tierra con capacidad de 0,64 pu
- Transmisión con retorno metálico con capacidad de 0,57 pu

El aumento de la duración de la sobrecarga permite no sólo desplazar temporalmente la segunda reducción de capacidad de 0,77 a 0,64 pu, sino reducir la cantidad de éstas. Este resultado se presenta en la Tabla 9.8.

Se repite el análisis para la alternativa de dos bipolos. El resultado se presenta en la Tabla 9.9.

Se verifica para ambas alternativa que la disminución de reducciones de capacidad tiene un límite cercano a las 24 horas de sobrecarga y que el aumento temporal de ésta no mejora la solución de transmisión.

Tabla 9.8: reducciones de capacidad según duración de la sobrecarga para un bipolo

Duración sobrecarga monopolar	Reducción de capacidad, pu		
	1,00 – 0,77	0,77 – 0,64	1,00 – 0, 64
Sin sobrecarga	0,0	0,0	13,6
2 horas	13,6	13,7	0,0
12 horas	13,6	5,8	0,0
1 día	13,6	2,3	0,0
Sin restricción	13,5	0,0	0,0

Tabla 9.9: reducciones de capacidad según duración de la sobrecarga para dos bipolos

Duración sobrecarga monopolar	Reducción de capacidad, pu		
	1,00 – 0,97	0,97 – 0,75	1,00 – 0, 75
Sin sobrecarga	0,0	0,0	20,1
2 horas	20,1	20,0	0,0
12 horas	20,1	4,6	0,0
1 día	20,1	4,6	0,0
Sin restricción	20,2	0,0	0,0

El aumento en la duración de la sobrecarga puede evitar medidas de contingencia en el sistema que recibe la potencia, como por ejemplo, reducir la cantidad de consumos desprendidos para hacer frente al déficit de potencia.

Sin embargo, se debe considerar que la característica de sobrecarga impacta en el costo de las válvulas, sistema de enfriamiento y transformadores, siendo éstos elementos una fracción importante del costo total de la estación convertidora.

9.6 Característica de transmisión con tensión reducida (bipolo simple)

Se definen dos clasificaciones de falla para la línea según si es exitoso o no el re-encendido de los tiristores. Si no es exitoso, se considera que el polo de la línea fallado no está disponible. Si es exitoso, se considera que la línea puede transmitir indefinidamente a un 80 % de su nivel de tensión nominal.

La operación bipolar con tensión reducida se define con un aumento en la corriente de 2,99 a 3,73 kA, lo que permite una capacidad de 0,95 pu de potencia.

Se definen probabilidades de falla en forma arbitraria usando parámetros que se consideran razonables, ya que no se cuenta con datos estadísticos para definir una tasa de éxito en el re-encendido a tensión reducida.

Se considera una tasa de 20 fallas por año para la transmisión en la línea, de las cuales 10 tienen una duración de 10 horas y las otras 10, de 2 horas. Los casos analizados se diferencian del caso base sólo en la definición de las fallas de línea.

Los resultados de interés son los cambios en la disponibilidad del sistema y en la cantidad de reducciones de capacidad. Éstos se presentan en la Tabla 9.10 y la Figura 9.6.

Se verifica que la capacidad del sistema de transmitir con tensión menor a la nominal, permite reducir considerablemente la cantidad de reducciones capacidad por fallas en la línea, además de aumentar la disponibilidad de energía del sistema.

La gran longitud de la línea anticipa probables condiciones desfavorables para la transmisión a tensión nominal. La característica de tensión reducida puede ser programada, permitiendo evitar preventivamente fallas en la línea.

La implementación de esta característica debe ser considerada en la etapa de diseño, afectando los sistemas de control y protecciones, el diseño de transformadores (taps) y la característica de compensación reactiva.

Tabla 9.10: reducciones de capacidad según probabilidad de re-encendido exitoso

Probabilidad re-encendido exitoso, %	Reducción de capacidad, %			
	100 – 95	100 – 77	77 – 64	64 – 57
0	0,0	47,5	28,4	24,6
33	6,5	34,9	21,9	18,2
66	12,7	22,1	15,7	12,0
100	19,9	9,2	9,3	5,6

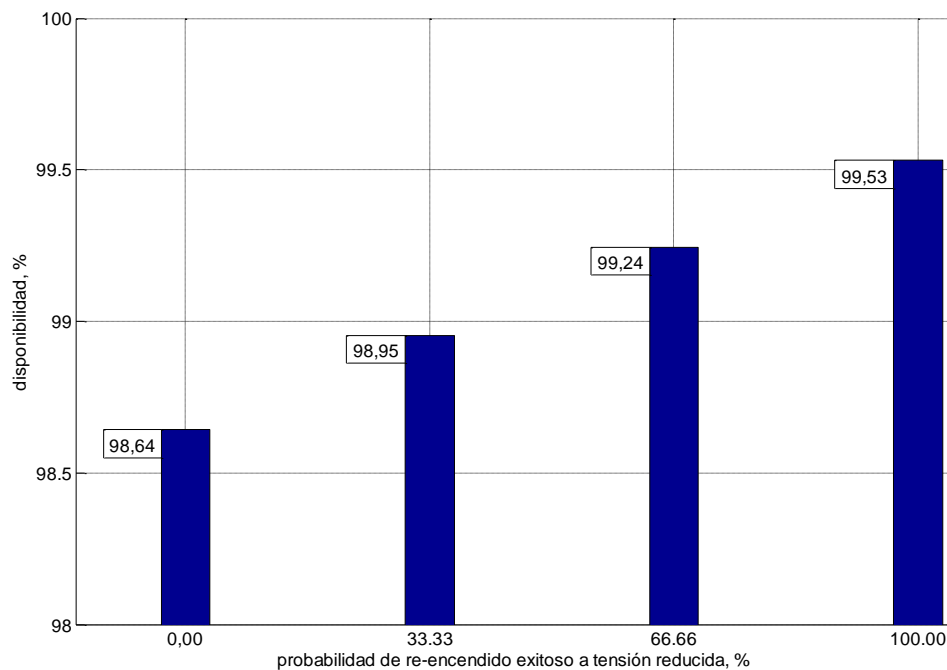


Figura 9.6: disponibilidad según probabilidad de re-encendido exitoso

9.7 Conclusiones

Los resultados presentados en este capítulo son los de mayor interés para la evaluación de las dos alternativas de transmisión desarrolladas. Se ha establecido una relación cuantitativa entre las características de diseño y el desempeño en cuanto confiabilidad de cada alternativa.

Lo anterior constituye un conjunto de antecedentes adicionales para evaluar eventuales mejoras al diseño, las que deben ser correspondidas con un análisis de factibilidad técnica y evaluación económica.

El método propuesto en esta tesis permitió evaluar en forma conjunta diversas características de diseño sin requerir simplificaciones o evaluaciones independientes, e incorporó restricciones de tipo temporal a los distintos modos de operación.

10. CONCLUSIONES

Este trabajo presenta un nuevo método para evaluar la confiabilidad de una alternativa de transmisión en HVDC, basado en simulación de Monte Carlo secuencial y conjuntos de corte mínimos.

El método fue validado en un sistema de prueba, comparándose con éxito con los resultados obtenidos mediante cadenas discretas de Markov.

Se definieron dos alternativas para ser evaluadas cuantitativamente: bipolo simple y doble.

Se desarrolló un modelo con los principales elementos constituyentes del sistema de transmisión y se utilizó la estadística internacional disponible para definir sendos parámetros de frecuencia y duración de falla.

Se incorporaron al modelo características de reserva de equipos, modos de operación y restricciones temporales. Específicamente, se incorporó la capacidad de sobrecarga temporal y las restricciones de uso de retorno por tierra.

Los resultados obtenidos permitieron evaluar ambas alternativas en una base de cálculo común y obtener un conjunto relevante de información, respecto del mérito propio de cada alternativa y del impacto de las características de diseño en el resultado final.

El trabajo desarrollado da cumplimiento a los objetivos planteados y permite establecer un conjunto de conclusiones de interés. Éstas se presentan en las secciones siguientes.

10.1 Del método propuesto

Un conjunto de publicaciones dan cuenta de la relevancia de desarrollar estudios de confiabilidad, para aportar con antecedentes objetivos a la definición de una alternativa de transmisión HVDC.

Los estudios disponibles en la literatura han abordado con éxito el problema y es posible dar cuenta del uso corriente de herramientas analíticas de relaciones serie y paralelo y cadenas discretas de Markov. En casos específicos, se ha reportado el uso de simulaciones de Monte Carlo no secuencial.

El problema de incorporar restricciones de tipo temporal al modelo y mantener otras características del sistema sin recurrir a simplificaciones o a la resolución secuencial del problema, ha justificado el desarrollo de un nuevo algoritmo.

Los resultados obtenidos son satisfactorios. Las principales ventajas se presentan a continuación.

- La definición del modelo es simple. Se requiere conocer los elementos del sistema, los parámetros de frecuencia y duración de falla, los modos de operación posibles y las restricciones del sistema. La definición ordenada de matrices con esta información en un archivo de texto, es suficiente para dar por desarrollado un modelo particular
- El algoritmo de cálculo consiste en un conjunto de procesos ejecutados de forma secuencial que no tienen relación con la definición de una alternativa en particular. Esto permite que distintas alternativas sean evaluadas sin requerir modificaciones en

el algoritmo de cálculo, bastando sólo la adecuación del archivo de texto que define cada alternativa. Esta característica asegura una evaluación común objetiva.

- La simulación permite obtener un resultado aproximado en pocas iteraciones.
- El uso de Monte Carlo permite obtener información adicional al valor esperado de un índice definido, siendo posible obtener una distribución. Esto le asigna al resultado una probabilidad.
- El uso de Monte Carlo secuencial permite representar características de tipo temporal como la restricción de retorno por tierra y la operación temporal con sobrecarga. Los resultados obtenidos dan cuenta de la importancia de considerar estos aspectos en la evaluación.

La principal desventaja del método presentado es la intensidad del cálculo para obtener una precisión suficiente, de modo de validar un análisis de sensibilidad. Además, cada caso requiere la repetición completa del cálculo.

10.2 Del resultado

Se evaluaron dos alternativas de transmisión: bipolo simple y doble. En ambos casos, se complementó el resultado con un análisis de sensibilidad a variaciones de diseño de interés.

Las principales conclusiones obtenidas en el ejercicio son las siguientes.

- El bipolo doble presenta mejores índices de confiabilidad que el bipolo simple. Si bien, el primero presenta mayor cantidad de fallas, la capacidad de respaldo es superior. La diferencia relevante no es la disponibilidad de energía esperada, sino las consecuencias de la reducción de capacidad por falla monopolar.
- La principal causa de fallas del sistema es la línea de transmisión, por lo que se requiere que su especificación sea exigente. La transmisión con tensión reducida demuestra ser una alternativa de diseño eficiente para reducir la cantidad de fallas en la línea y reducir su impacto en la reducción de la capacidad de transmisión.
- Disponer de unidades de reserva para el conjunto de transformadores convertidores es necesario para mantener un nivel adecuado de disponibilidad del sistema. Una o dos unidades son suficientes y la definición final depende de la duración de una reparación mayor.
- El impacto de la duración del reemplazo de un transformador fallado por una unidad de reserva es marginal, por lo que su definición debe considerar el costo/beneficio de la infraestructura adecuada y disponibilidad de personal calificado.
- El retorno por tierra constituye una alternativa de transmisión necesaria ante la falla de un polo. El uso de retorno metálico permite relajar el diseño del electrodo, pero aumenta las pérdidas de transmisión. En el caso del bipolo simple, las restricciones de retorno por tierra reducen la disponibilidad de energía del sistema e incrementa el impacto de las reducciones de transmisión. En el caso del bipolo doble, las restricciones no afectan notoriamente el resultado de la operación.

- La capacidad de sobrecarga es la característica principal del sistema para reducir el impacto de la pérdida de un polo de transmisión. Esta característica afecta el diseño de todos los elementos del sistema, encareciendo la solución de transmisión. Los resultados obtenidos permiten cuantificar el efecto en la disponibilidad y la disminución de eventos de reducción de capacidad, verificando que el aumento en la duración de la sobrecarga tiene un impacto decreciente.

10.3 Trabajo futuro

En relación al objetivo de este trabajo, la principal tarea futura consiste en profundizar el alcance de esta investigación. Algunas posibilidades son las siguientes.

- Desarrollar una herramienta de evaluación que permita integrar en un modelo conjunto, el sistema de transmisión HVDC y los sistemas colector y receptor, incorporando sendas características operacionales. Interesa incorporar la probabilidad de demanda, escenarios de generación, reserva en giro, el esquema de desprendimiento de carga, entre otros.
- Investigar con un mayor grado de detalle la estadística disponible y las condiciones posibles de mantenimiento, para adecuar los parámetros de frecuencia y duración de falla a la realidad específica del sistema a evaluar.
- Evaluar la confiabilidad de una alternativa multiterminal.

11. REFERENCIAS

- [1] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. DFL-4/2007, Artículo 225°, literales r) a x).
- [2] BLACK, R. M. The history of electric wires and cables. IEE History of technology series 4. 1983.
- [3] ARRILLAGA, J. High voltage direct current transmission. IEE power and energy series 29. 1998.
- [4] SOOD, V. K. HVDC and FACT controllers: Applications of static converters in power systems. 2004.
- [5] BILLINTON, R. y ALLAN R. Reliability evaluation of engineering systems: concepts and techniques. 1983.
- [6] BILLINTON R. y ALLAN R. Reliability evaluation of power systems, 2° edición. 1994.
- [7] LI, W. Risk assessment of power systems. Models, methods and applications. 2005.
- [8] IEEE transmission and distribution committee. HVDC projects listing. 2006.
- [9] HVDC and FACTS committee. Compendium of HVDC systems around the world. 2009.
- [10] www.abb.com
- [11] www.siemens.com
- [12] SKOG J., KOREMAN K., PAAJARVI B., WORZYK T., ANDERSROD T. The NORNED HVDC cable link. A power transmission highway between Norway and the Netherlands.
- [13] NAKAO H., HIROSE M., SAKAI T., KAWAMURA N., MIYATA H., KADOWAKI M., OOMORI T., WATANABE A. The 1,400-MW Kii Channel HVDC system. Hitachi review Vol. 50 (p.114-120). 2001.
- [14] MEAH K. y ULA, S. Comparative evaluation of HVDC and HVAC transmission systems. IEEE Power Engineering Society General Meeting (p.1-5). 2007.
- [15] STOVALL, P. "et al". Oak Ridge National Laboratory. Comparison of cost and benefits for DC and AC transmission. 1987.
- [16] GIORGI, A. "et al". The Italy-Greece HVDC link. Cigré Session. 2002.
- [17] GLANZMANN, G. FACTS flexible alternating current transmission systems. EEH – Power Systems Laboratory. 2005.
- [18] IEEE std. 493-2007. IEEE gold book: design of reliable industrial and commercial power systems. 2007.
- [19] IEEE std. 1240-2000 (R2006). IEEE guide for the evaluation of the reliability of HVDC converter stations. 2006.
- [20] CHRISTOFERSEN, J. Performance of existing thyristor HVDC systems, a summary of CIGRÉ SC B4, AG B4.04 HVDC systems performance surveys 1983-2004.

- [21] BENNETT M.G., DHALIWAL N.S., LEIRBUKT A. A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 2007-2008. CIGRÉ study committee B4. 2010.
- [22] VANCERS I., CHRISTOFERSEN D.J., LEIRBUKT A., BENNETT M.G. A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 2005-2006. CIGRÉ study committee B4. 2008.
- [23] VANCERS I., CHRISTOFERSEN D.J., LEIRBUKT A., BENNETT M.G. A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 2003-2004. CIGRÉ study committee B4. 2006.
- [24] VANCERS I., CHRISTOFERSEN D.J., LEIRBUKT A., BENNETT M.G. A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 2001-2002. CIGRÉ study committee B4. 2004.
- [25] VANCERS I., CHRISTOFERSEN D.J., LEIRBUKT A., BENNETT M.G. A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 1999-2000. CIGRÉ study committee B4. 2002.
- [26] CHRISTOFERSEN D.J., VANCERS I., ELAHI H., BENNETT M.G. A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 1997-1998. CIGRÉ study committee B4. 2000.
- [27] CHRISTOFERSEN D.J., ELAHI H., BENNETT M.G. A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 1995-1996. CIGRÉ study committee B4. 1998.
- [28] CHRISTOFERSEN D.J., ELAHI H., BENNETT M.G. A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 1993-1994. CIGRÉ study committee 14. 1996.
- [29] CHRISTOFERSEN J. "et al". Analysis of HVDC thyristor converter transformer performance. CIGRÉ Join task force B4.04/A2-1. 2004.
- [30] JORQUERA, P. Filtros DC para enlaces HVDC: aplicación al enlace Aysén-SIC. Memoria de titulación para título de ingeniería civil eléctrica. Universidad de Santiago de Chile, 2009.
- [31] WU, C. T. Operating and maintenance experience – Adelanto Converter Station of the Intermountain Project. IEEE trans. on power delivery Vol. 5 N°4 (p.1998-2008). 1990.
- [32] WU, C. T. The Intermountain power project 1.600 MW HVDC transmission system. IEEE trans. on power delivery Vol. 3 N°3 (p.1249-1256). 1988.
- [33] RALIL, A. Heurística para la determinación de los parámetros de control en un sistema de transmisión HVDC. Tesis de titulación para grado de magíster. Universidad Técnica Federico Santa María, Chile. 2007.
- [34] NOLASCO J. F., JARDINI J.A., GRAHAM J.F., "et al". Impacts of HVDC lines on the economics of HVDC projects. Joint working group B2/B4/C1.17 CIGRE. 2009.
- [35] PEREIRA M., BALU N. Composite generation/transmission reliability evaluation. Proceedings of the IEEE Vol. 80 N°4. 1992.
- [36] <http://mathworld.wolfram.com/>
- [37] www.cne.cl
- [38] www.endesa.cl
- [39] Dirección de peajes CDEC-SIC. Revisión 2010 estudio de transmisión troncal cuatrienio 2007-2010. CDEC-SIC, 2010.

- [40] Dirección de peajes CDEC-SIC. Revisión 2011 estudio de transmisión troncal cuatrienio 2011-2014. CDEC-SIC, 2011
- [41] CDEC-DIC. Estadísticas de operación 2001/2010. 2011.
- [42] www.hidroaysen.cl
- [43] www.aysentransmision.cl
- [44] www.energiaustral.cl
- [45] www.seia.cl
- [46] www.cigre-b4.org
- [47] Dirección de operación CDE-SIC. Informe mensual dirección de operación. Enero 2010.
- [48] Dirección de operación CDE-SIC. Informe mensual dirección de operación. Enero 2012.
- [49] BILLINTON, R. Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol. 91 N°2 (p.649-660). 1972.
- [50] IEEE subcommittee on the application of probability methods power system engineering committee. Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation 1971-1977. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol. PAS-97 N°6 (p.2235-2242). 1978.
- [51] ALLAN R. N., BILLINTON R., LEE S. H. Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation 1977-1982. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol. PAS-103 N°2 (p.275-282). 1984.
- [52] ALLAN R. N., BILLINTON R., SHAHIDEHPOUR S. M., SINGH C. Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation 1982-1987. IEEE Transactions on Power Systems Vol. 3 N°4 (p.1555-1564). 1988.
- [53] ALLAN R. N., BILLINTON R., BREIPOHI A. M., GRIGG C. H. Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation 1987-1991. IEEE Transactions on Power Systems Vol. 9 N°1 (p.41-49). 1994.
- [54] ALLAN R. N., BILLINTON R., BREIPOHI A. M., GRIGG C. H. Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation 1992-1996. IEEE Transactions on Power Systems Vol. 14 N°1 (p.51-57). 1999.
- [55] BILLINTON R., FOTUHI-FIRUZABAD M., BERTLING L. Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation 1996-1999. IEEE Transactions on Power Systems Vol. 16 N°4 (p.595-602). 2001.
- [56] KURUGANTY, S. Effect of HVDC component enhancement on the overall system reliability performance. IEEE trans. on power delivery Vol. 9 N°1 (p.343-351). 1994.
- [57] SANKAR V., PRASAD V. C., PRASAKA RAO K. S. A cut set approach for HVDC converter reliability evaluation. IEE International conference on advances in power system control, operation and management. Hong Kong, 1991.
- [58] DIALYNAS, E. N. y KOSKOLOS, N. C. Reliability modeling and evaluation of HVDC power transmission systems. IEEE trans. on power delivery Vol. 9 N°2 (p.872-878). 1994.

- [59] BILLINTON, R. y AHLUWALIA, D. S. Incorporation of a DC link in a composite system adequacy assessment – DC system modeling. IEE proceedings Vol. 139 N°3. 1992.
- [60] DEVI L., SAI BABU C. H., SIVA NAGARAJU S. Reliability assessment of 3-phase three winding converter transformer of HVDC transmission system. Journal of engineering and technology research Vol. 2 N°11 (p.207-212). 2010.
- [61] BILLINTON, R. y LIAN, G. Monte Carlo approach to substation reliability evaluation. Generation, transmission and distribution IEE Proceedings Vol. 140 N°2 (p.147-152). 1993.
- [62] DESROCHERS G., LEFEBVRE S., BLANCHARD M. RIOUX B. A method for the reliability evaluation of DC links. CIGRE paper 14-05. Paris, 1988.
- [63] ALLAN, R. y BILLINTON, R. Power system reliability and its assessment. Part 1: Background and generating capacity. Power engineering journal Vol. 6 N°4 (p.191-196). 1992.
- [64] BILLINTON, R. y LIAN, G. Station reliability evaluation using a Monte Carlo Approach. IEEE transactions on power delivery Vol. 8 N°3 (p.1239-1245). 1993.
- [65] KURUGANTY, S. HVDC transmission system models for power system reliability evaluation. WESCANEX 95. Communications, power and computing. Conference Proceedings IEEE Vol. 2 (p.501-507). 1995.
- [66] FOTUHI-FIRUZABAD M., BILLINTON R., FARIED S. O. Incorporating a DC link in composite system reliability evaluation. Power engineering society winter meeting IEEE Vol.3 (p.1760-1765). 2000.
- [67] FOTUHI-FIRUZABAD M., BILLINTON R., FARIED S. O. Incorporating a DC link in composite system reliability evaluation. Transmission system reliability evaluation incorporating HVDC links and facts devices. Power engineering society summer meeting Vol. 1 (p.321-326). 2001.
- [68] FOTUHI-FIRUZABAD M., BILLINTON R., FARIED S. O. Composite system reliability evaluation incorporating an HVDC link and a static synchronous series compensator. Canadian conference on electrical and computer engineering Vol. 1 (p.41-47). 2002.
- [69] FOTUHI-FIRUZABAD M., BILLINTON R., FARIED S. O. Reliability evaluation of hybrid multiterminal HVDC subtransmission system. IEE proceedings generation, transmission and distribution Vol. 149 N°5 (p.571-577). 2002.
- [70] LINDEN K., JACOBSON B., BOLLEN M. H. J., LUNDQUIST. Reliability study methodology for HVDC grids. CIGRE, 2010.
- [71] ZHU G., WANG G., MA Y., ZHANG K. Reliability analysis and condition based maintenance cycleon control protection system in HVDC converter station. The international conference on advanced power system automation and protection. 2011.
- [72] WANG, W. y WANG, X. The accelerated reliability evaluation method of composite power system. Power and energy engineering conference (APPEEC). 2011.
- [73] ZADKHA S., “et al”. Reliability evaluation of an HVDC transmission system tapped by a VSC station. IEEE trans. on power delivery Vol. 25 N°3. 2010.

- [74] BILLINTON, R. y LEE, S. Y. Unavailability analysis of an underwater cable system. Roy Billinton, Sang Y. Lee. IEEE Trans. on power apparatus and systems Vol. PAS-96 N°1. 1977.
- [75] BILLINTON, R. y BOLLINGER, K. E. Transmission system reliability evaluation using Markov Processes. IEEE Trans. on power apparatus and systems Vol. PAS-87 N°2 (p.538-547). 1968.
- [76] BILLINTON, R. y PRASAD, V. Quantitative reliability analysis of HVDC transmission systems. Part I. Spare valve assessment in mercury arc bridge configurations. IEEE trans. on power apparatus and systems Vol. PAS-90 N°3 (p.1034-1046). 1971.
- [77] BILLINTON, R. y PRASAD, V. Quantitative reliability analysis of HVDC transmission systems. Part II. Composite system analysis. IEEE tran. on power apparatus and systems Vol. PAS-90 N°3 (p.1047-1054). 1971.
- [78] MORA-FLORES J., BEDOYA-HERNANDEZ J., PEREZ-LONDONO S. Fault tree based methodology to evaluate the reliability of converter transformers. Transmission and distribution conference and exposition: latin America (p.1-7). 2008.
- [79] SETREUS, J. y BERTLING, L. Introduction to HVDC technology for reliable electrical power systems. Proceedings 10th international conference on probabilistic methods applied to power systems (p.1-8). 2008.
- [80] LEELARUJI R., SETREUS J., OLGUIN G., BERTLING L. Availability assessment of the HVDC converter transformer system. Proceedings 10th international conference on probabilistic methods applied to power systems (p.1-8). 2008.
- [81] ZHANG JING-WEI, REN ZHEN, HUANG WEN-YING. FTA models and its application in HVDC system evaluation. South China University of Technology. Guangzhou, China, 2005.
- [82] BEDOYA J., MORA J., GARCÉS A. Determinación de los modos de falla de transformadores convertidores en sistemas HVDC. Scientia et technical año XIV N°39. Universidad tecnológica de Pereira. 2008.
- [83] YU, L. Fault tree analysis and reliability assessment of auxiliary power supply system for an HVDC plant. Master thesis written at KTH, the Royal Institute of technology. School of electrical engineering. 2007.
- [84] BILLINTON, R. y SANKARAKRISHNAN, A. Adequacy assessment of composite power systems with HVDC links using Monte Carlo simulation. IEEE trans. on power systems Vol. 9 N°3 (p.1626-1633). 1994.
- [85] GUBBALA, N. y SINGH, C. Models and considerations for parallel implementation of Monte Carlo simulation methods for power system reliability evaluation. IEEE trans. on power systems Vol. 10 N°2 (p.779-787). 1995.
- [86] WANG, L. y WANG G. Reliability evaluation of UHVDC systems using Monte Carlo simulations. IEEE power & energy society general meeting PES '09 (p.1-6). 2009.
- [87] PATTON A. D., BLACKSTONE J. H., BALU N. J. A Monte Carlo simulation approach to the reliability modeling of generating systems recognizing operating considerations. IEEE trans. on power systems Vol. 3 N°3 (p.1174-1180). 1988.

- [88] ALLAN, R. y BILLINTON, R. Power system reliability and its assessment. Part 2: composite generation and transmission systems. Power engineering journal November (p.291-297). 1992.
- [89] GAVER D. P., MONTMEAT F. E., PATTON A. D. Power system reliability I – measures of reliability and methods of calculations. IEEE trans. on power apparatus and systems Vol. 83 N°7 (p.727-737). 1964.
- [90] FLASSBECK W., LIEGL K., HOFBAUER F., RITCHER W. Availability and reliability of the 600 MW HVDC back-to-back stations Etzenricht/Germany and Viena Southeast/Austria. AC and DC power transmission Conference publication N°423. IEE, 1996.
- [91] VANCERS, I. y HORMOZI F. J. A summary of north American HVDC converter station reliability specifications. IEEE trans on power delivery Vol. 8 N°3. 1993.
- [92] SANTOS R., AQUINO C., NETO C., ALVES S. FURNAS HVDC system performance and experience. IEEE proceedings transmission and distribution conference (p.164-169). 1996.
- [93] JINHUA Z., MINGXIN W., LIANGJUN L. Reliability studies for Three Gorges DC system. International conference on power system technology POWERCON '98 Vol. 1 (p.456-459). 1998.
- [94] GUO Q., ZHAO J., NIU L. Faults predictions and analysis on reliability of the ± 660 kV Ningdong HVDC power transmission system. Electric utility deregulation and restructuring and power technologies (DRPT) 4th international conference. 2011.
- [95] RUAN J., LIU J., DAWALIBI F. P., SOUTHEY R. D. Performance of HVDC ground electrode in various soil structures. International conference on power system technology POWERCON 2002 Vol. 2 (p.962-968). 2002.

ANEXOS

A. ESTIMACIÓN DE LA TASA Y DURACIÓN DE FALLA

El grupo B4.04 de CIGRÉ publica bianualmente un reporte con la estadística de frecuencia y duración de fallas de un conjunto de sistemas HVDC en operación. Esta información es utilizada como base para la estimación de los parámetros de falla de los elementos representados en el modelo desarrollado en este trabajo.

La estimación de parámetros considera la estadística de un conjunto de 56 sistemas, disponible desde 1993 hasta 2008 [22], [23], [24], [25], [26], [27], [28].

Para los transformadores se utiliza una publicación diferente, también de CIGRÉ, pero dedicada exclusivamente a estos elementos. En este caso, la estadística considerada abarca los años 1991 a 2002 [29].

El procedimiento de cálculo de parámetros no es el mismo para todos los elementos, puesto que los datos deben “normalizarse” de acuerdo a las características de cada proyecto.

A.1 Válvulas

Se consideran todos los sistemas reportados que tengan un grupo de válvulas por polo y cuya tensión nominal sea mayor o igual a 250 kVdc. Este conjunto corresponde a un total de 22 sistemas y los datos correspondientes se presentan en la Tabla 11.1.

Tabla 11.1: estadística de falla de válvulas

Sistema	λ_i	μ_i	w_i	p_i	gV_i
Skagerrak 1&2	0,000	0,0	16	2	1
Skagerrak 3	0,063	1,2	16	1	1
Square Butte	1,000	2,6	16	2	1
CU	1,563	1,0	16	2	1
Cross Channel bipole 1	0,778	2,0	9	2	1
Cross Channel bipole 2	0,667	1,6	9	2	1
IPP	0,500	0,9	2	2	1
Konti Skan 2	0,000	0,0	12	1	1
Gezhouba-Nanqiao	0,500	4,3	2	2	1
Fennoskan	0,063	1,1	16	1	1
Rihand-Dadri	0,300	3,4	10	2	1
Radisson	0,000	0,0	2	2	1
Sandy Pond	0,333	9,3	3	2	1
Nicolet	0,000	0,0	2	2	1
New Zealand Pole 2	0,000	0,0	16	1	1
Baltic cable	0,000	0,0	5	1	1
Kontek	0,286	2,8	7	1	1
SwePol	0,250	2,6	8	1	1
Malaysia-Thailand	1,500	4,6	6	1	1
Grita	1,400	3,2	5	1	1
Talcher-Kolar	5,000	4,5	3	2	1
Basslink	0,000	0,0	2	1	1

El cálculo de la tasa de falla de un grupo de válvulas λ_v se realiza de acuerdo a la Ecuación 11.1 y el de la duración de la falla μ_v de acuerdo a la Ecuación 11.2, donde:

- N : cantidad de sistemas
- λ_i : promedio aritmético de la tasa de falla anual del i-ésimo sistema
- μ_i : promedio aritmético de la duración de falla del i-ésimo sistema
- w_i : cantidad de años de estadística disponible para el i-ésimo sistema
- p_i : cantidad de polos del i-ésimo sistema
- gv_i : cantidad de grupos de válvulas por polo del i-ésimo sistema

El factor 2 representa las estaciones convertidoras ubicadas en los extremos de cada sistema de transmisión.

$$\lambda_v = \frac{\sum_i^N \left(\frac{\lambda_i}{2 \cdot p_i \cdot gv_i} w_i \right)}{\sum_i^N w_i}$$

Ecuación 11.1: estimación de la tasa de falla de un grupo de válvulas

$$\mu_v = \frac{\sum_i^N \left(\frac{\lambda_i}{2 \cdot p_i \cdot gv_i} \cdot \mu_i \cdot p_i \cdot w_i \right)}{\sum_i^N \frac{\lambda_i}{2 \cdot p_i \cdot gv_i} \cdot w_i}$$

Ecuación 11.2: estimación de la duración de falla de un grupo de válvulas

El resultado obtenido es de 0,163 fallas por año y una duración de 4,3 horas por evento.

A.2 Equipos DC

Se consideran todos los sistemas reportados cuya tensión nominal sea mayor o igual a 250 kVdc. Este conjunto corresponde a un total de 28 sistemas y los datos correspondientes se presentan en la Tabla 11.2.

Tabla 11.2: estadística de falla de equipos DC

Sistema	λ_i	μ_i	w_i	p_i
Skagerrak 1&2	0,500	13,7	16	2
Skagerrak 3	0,000	0,0	16	1
Vancouver Island Pole 2	1,357	9,8	14	1
Square Butte	1,125	4,6	16	2
Nelson River BP1 pole 1	4,667	1,8	9	1

Sistema	λ_i	μ_i	w_i	p_i
Nelson River BP1	9,250	3,7	4	2
Nelson River BP2	5,875	0,7	16	2
CU	0,750	4,9	16	2
Itaipú BP1	1,250	6,0	12	2
Itaipú BP2	1,167	2,1	12	2
Cross Channel bipole 1	1,000	6,0	9	2
Cross Channel bipole 2	0,333	2,4	9	2
IPP	0,500	2,9	2	2
Konti Skan 2	0,417	5,5	12	1
Gezhouba-Nanqiao	6,000	2,6	2	2
Fennoskan	0,438	26,3	16	1
Rihand-Dadri	1,300	13,0	10	2
Radisson	0,000	0,0	2	2
Sandy Pond	3,333	1,3	3	2
Nicolet	0,500	3,3	2	2
New Zealand Pole 2	0,250	3,4	16	1
Baltic cable	3,000	27,2	5	1
Kontek	0,000	0,0	7	1
SwePol	0,375	16,6	8	1
Malaysia-Thailand	1,333	38,2	6	1
Grita	0,200	313,7	5	1
Talcher-Kolar	8,000	3,1	3	2
Basslink	1,500	74,8	2	1

El cálculo de la tasa de falla λ_{dc} se realiza de acuerdo a la Ecuación 11.3 y el de la duración de la falla μ_{dc} de acuerdo a la Ecuación 11.4, donde:

- N : cantidad de sistemas
- λ_i : promedio aritmético de la tasa de falla anual del i-ésimo sistema
- μ_i : promedio aritmético de la duración de falla del i-ésimo sistema
- w_i : cantidad de años de estadística disponible para el i-ésimo sistema
- p_i : cantidad de polos del i-ésimo sistema

El factor 2 representa las estaciones convertidoras ubicadas en los extremos de cada sistema de transmisión.

$$\lambda_{dc} = \frac{\sum_i^N \left(\frac{\lambda_i \cdot w_i}{2 \cdot p_i} \right)}{\sum_i^N w_i}$$

Ecuación 11.3: estimación de la tasa de falla de equipos DC

$$\mu_{dc} = \frac{\sum_i^N \left(\frac{\lambda_i}{2 \cdot p_i} \cdot \mu_i \cdot p_i \cdot w_i \right)}{\sum_i^N \frac{\lambda_i}{2 \cdot p_i} \cdot w_i}$$

Ecuación 11.4: estimación de la duración de falla de equipos DC

El resultado obtenido es de 0,485 fallas por año y una duración de 11,2 horas por evento.

A.3 Control y protección

Se consideran todos los sistemas reportados. Este conjunto corresponde a un total de 56 sistemas y los datos correspondientes se presentan en la Tabla 11.3.

Tabla 11.3: estadística de falla del sistema de control y protección

Sistema	λ_i	μ_i	w_i	p_i
Eel River	1,333	0,4	3	2
Skagerrak 1&2	1,938	4,9	16	2
Skagerrak 3	0,438	2,6	16	1
Vancouver Island Pole 2	1,571	4,3	14	1
David A Hamil	0,000	0,0	1	2
Square Butte	3,688	1,1	16	2
Shin Shinano 1	0,133	1,2	15	2
Shin Shinano 2	0,067	0,3	15	1
Nelson River BP1 pole 1	3,778	1,1	9	1
Nelson River BP1	4,250	0,4	4	2
Nelson River BP2	10,063	0,8	16	2
Hokkaido-Honshu	0,688	4,4	16	2
CU	2,563	0,6	16	2
Vybourg	6,000	2,2	1	6
Dürnröhr	0,667	49,3	3	2
Gotland 2	1,000	0,3	2	1
Gotland 2&3	0,500	7,6	14	2
Chateauguay	5,500	7,7	2	2
Madawaska	2,500	2,0	2	1
Itaipú BP1	2,750	1,0	12	2
Itaipú BP2	4,750	1,5	12	2
Miles city	6,000	0,3	3	1
Highgate	0,188	0,2	16	1
Cross Channel bipole 1	1,556	3,1	9	2
Cross Channel bipole 2	2,444	2,5	9	2
IPP	0,500	3,5	2	2
Virginia Smith	0,786	5,8	14	1
Konti Skan 2	2,417	4,0	12	1
Vindhyachal	0,444	2,8	9	2
McNeil	2,385	8,2	13	1
Gezhouba-Nanqiao	4,000	54,1	2	2
Fennoskan	1,063	7,5	16	1
Rihand-Dadri	2,000	0,9	10	2
Radisson	1,500	1,0	2	2
Sandy Pond	4,667	2,3	3	2

Sistema	λ_i	μ_i	w_i	p_i
Nicolet	1,000	1,6	2	2
SACOI	6,000	2,3	16	1
New Zealand Pole 2	1,750	2,1	16	1
Wien Südost	0,000	0,0	3	1
Sakuma	0,125	27,2	16	1
Etzenricht	0,500	0,6	2	1
Baltic cable	1,400	5,5	5	1
Kontek	0,143	2,8	7	1
Chadrapur	3,500	0,6	6	2
Minami-Fukumitsu	0,000	0,0	2	1
SwePol	1,500	0,7	8	1
Vizag I East-South	2,400	3,2	5	1
Vizag II East-South	0,500	0,1	2	2
Kii Channel	0,250	93,7	8	1
Malaysia-Thailand	2,833	1,6	6	1
Grita	2,200	10,1	5	1
Rivera	2,750	2,2	4	1
Talcher-Kolar	4,667	1,3	3	2
Sasaram	7,000	0,8	2	1
Higashi-Shimizu	0,500	1,9	2	1
Basslink	0,500	1,7	2	1

El cálculo de la tasa de falla $\lambda_{c\&p}$ se realiza de acuerdo a la Ecuación 11.5 y el de la duración de la falla $\mu_{c\&p}$ de acuerdo a la Ecuación 11.6, donde:

- N : cantidad de sistemas
 λ_i : promedio aritmético de la tasa de falla anual del i-ésimo sistema
 μ_i : promedio aritmético de la duración de falla del i-ésimo sistema
 w_i : cantidad de años de estadística disponible para el i-ésimo sistema
 p_i : cantidad de polos del i-ésimo sistema

$$\lambda_{c\&p} = \frac{\sum_i^N \left(\frac{\lambda_i \cdot w_i}{p_i} \right)}{\sum_i^N w_i}$$

Ecuación 11.5: estimación de la tasa de falla de sistema de control y protección

$$\mu_{c\&p} = \frac{\sum_i^N \left(\frac{\lambda_i}{p_i} \cdot \mu_i \cdot p_i \cdot w_i \right)}{\sum_i^N \frac{\lambda_i}{p_i} \cdot w_i}$$

Ecuación 11.6: estimación de la duración de falla de sistema de control y protección

El resultado obtenido es de 1,515 fallas por año y una duración de 4,4 horas por evento.

A.4 Transformadores

Para estimar la tasa y duración de fallas de transformadores se utilizaron los antecedentes reportados en [29] para sistemas de 500 kV.

Se consideran para la estimación los transformadores convertidores monofásicos de dos y tres devanados.

En la Tabla 11.4, se verifica que los transformadores de los sistemas Rihand-Dadri y Chandrapur-Padghe tienen una tasa de falla muy por sobre el resto del conjunto. Por lo anterior, no se considerarán estos datos en la estimación.

Entonces, se considerará que los transformadores monofásicos de dos y tres devanados tienen una tasa de falla de 0,0090 y 0,0125 fallas/año, respectivamente.

Los transformadores tienen dos periodos de tiempo asociados a su falla: reparación y reemplazo.

La reparación considera el retiro del equipo, traslado a fábrica y reparación, estimada en 1 año.

El reemplazo considera el retiro del equipo y la utilización de otro similar disponible como reserva en la estación convertidora. Se estima que el reemplazo tiene una duración de 48 horas.

Tabla 11.4: estadística de falla de transformadores convertidores

Sistema	año	kV	dev.	MW	total
Inga Shaba	1982	500	2	560	0,0098
PIE Upgrade	1985	500	2	400	0,0082
PIE expansion	1989	500	3	1.100	0,0131
IPP	1986	500	3	1.920	0,0051
Radisson	1990	500	3	2.250	0,0133
Gezhouba-Nanqiao	1989	500	3	1.200	0,0185
Rihand-Dadri	1990	500	3	1.500	0,0800
Chandrapur-Padghe	1999	500	3	1.500	0,0714

A.5 Equipos AC

Se consideran todos los sistemas reportados. Este conjunto corresponde a un total de 56 sistemas y los datos correspondientes se presentan en la Tabla 11.5.

Tabla 11.5: estadística de falla de equipos AC

Sistema	λ_i	μ_i	w_i	p_i
Eel River	15,333	5,7	3	2
Skagerrak 1&2	1,563	1,8	16	2
Skagerrak 3	1,300	1,7	16	1
Vancouver Island Pole 2	2,143	2,3	14	1
David A Hamil	1,000	1,3	1	2
Square Butte	3,733	4,2	16	2
Shin Shinano 1	0,067	0,2	15	2
Shin Shinano 2	0,133	0,3	15	1
Nelson River BP1 pole 1	2,600	18,6	9	1

Sistema	λ_i	μ_i	w_i	p_i
Nelson River BP1	4,250	2,2	4	2
Nelson River BP2	7,250	17,4	16	2
Hokkaido-Honshu	0,375	119,3	16	2
CU	1,313	8,0	16	2
Vybourg	5,000	2,4	1	6
Dürnröhr	1,000	3,1	3	2
Gotland 2	0,000	0,0	2	1
Gotland 2&3	0,429	0,4	14	2
Chateauguay	15,000	72,9	2	2
Madawaska	5,000	1,8	2	1
Itaipú BP1	3,083	3,0	12	2
Itaipú BP2	1,833	3,3	12	2
Miles city	3,000	16,3	3	1
Highgate	0,938	14,7	16	1
Cross Channel bipole 1	2,375	6,1	9	2
Cross Channel bipole 2	3,333	4,1	9	2
IPP	3,500	1,4	2	2
Virginia Smith	4,154	5,6	14	1
Konti Skan 2	1,250	5,2	12	1
Vindhychal	7,667	1,2	9	2
McNeil	2,462	5,4	13	1
Gezhouba-Nanqiao	3,000	27,4	2	2
Fennoskan	1,533	8,0	16	1
Rihand-Dadri	8,000	12,8	10	2
Radisson	4,000	16,0	2	2
Sandy Pond	1,667	0,5	3	2
Nicolet	1,000	1,3	2	2
SACOI	8,267	2,1	16	1
New Zealand Pole 2	0,875	4,8	16	1
Wien Südost	1,667	2,3	3	1
Sakuma	0,375	27,4	16	1
Etzenricht	3,500	0,9	2	1
Baltic cable	2,200	9,9	5	1
Kontek	1,429	21,1	7	1
Chadrapur	1,000	6,7	6	2
Minami-Fukumitsu	0,000	0,0	2	1
SwePol	3,857	28,8	8	1
Vizag I East-South	3,000	1,0	5	1
Vizag II East-South	2,000	1,6	2	2
Kii Channel	0,125	0,7	8	1
Malaysia-Thailand	1,833	3,1	6	1
Grita	1,250	1,7	5	1
Rivera	1,250	2,7	4	1
Talcher-Kolar	4,000	8,6	3	2
Sasaram	1,500	3,6	2	1
Higashi-Shimizu	0,000	0,0	2	1
Basslink	3,000	42,5	2	1

El cálculo de la tasa de falla λ_{ac} se realiza de acuerdo a la Ecuación 11.7 y el de la duración de la falla μ_{ac} de acuerdo a la Ecuación 11.8, donde:

N : cantidad de sistemas

- λ_i : promedio aritmético de la tasa de falla anual del i-ésimo sistema²⁷
 μ_i : promedio aritmético de la duración de falla del i-ésimo sistema
 w_i : cantidad de años de estadística disponible para el i-ésimo sistema
 p_i : cantidad de polos del i-ésimo sistema

El factor 2 representa las estaciones convertidoras ubicadas en los extremos de cada sistema de transmisión.

$$\lambda_{ac} = \frac{\sum_i^N \frac{\lambda_i}{2 \cdot p_i} w_i}{\sum_i^N w_i}$$

Ecuación 11.7: estimación de la tasa de falla de equipos AC

$$\mu_{ac} = \frac{\sum_i^N \left(\frac{\lambda_i}{2 \cdot p_i} \mu_i \cdot p_i \cdot w_i \right)}{\sum_i^N \frac{\lambda_i}{2 \cdot p_i} w_i}$$

Ecuación 11.8: estimación de la duración de falla de equipos AC

El resultado obtenido es de 0,892 fallas por año y una duración de 13,6 horas por evento.

A.6 Línea de transmisión

Se consideran todos los sistemas reportados que utilizan línea aérea para la transmisión y una tensión nominal igual o superior a 250 kVdc. Este conjunto corresponde a un total de 16 sistemas y los datos correspondientes se presentan en la Tabla 11.6.

Tabla 11.6: estadística de falla de la línea de transmisión

Sistema	l_i , km	λ_i	μ_i	w_i	p_i
Square Butte	749	2,250	32,1	16	2
Nelson River BP1 pole 1	890	0,556	23,8	9	1
Nelson River BP1	890	1,000	0,6	4	2
Nelson River BP2	930	4,188	3,5	16	2
CU	701	0,500	20,9	16	2
Itaipú BP1	807	1,583	6,2	12	2
Itaipú BP2	818	1,333	0,1	12	2
IPP	785	0,000	0,0	2	2
Konti Skan 2	68	0,000	0,0	12	1
Gezhouba-Nanqiao	1.046	4,000	202,1	2	2

²⁷ Se omiten los datos de años en que se reportan fallas mayores de transformadores.

Sistema	$l_i, \text{ km}$	λ_i	μ_i	w_i	p_i
Rihand-Dadri	814	3,100	14,2	10	2
Radisson	1.100	0,000	0,0	2	2
Sandy Pond	1.100	0,000	0,0	3	2
Nicolet	1.100	0,000	0,0	2	2
Malaysia-Thailand	110	0,500	0,7	6	1
Talcher-Kolar	1.450	3,667	3,0	3	2

El cálculo de la tasa de falla λ_{LT} se realiza de acuerdo a la Ecuación 11.9 y el de la duración de la falla μ_{LT} de acuerdo a la Ecuación 11.10, donde:

- N : cantidad de sistemas
 λ_i : promedio aritmético de la tasa de falla anual del i-ésimo sistema
 μ_i : promedio aritmético de la duración de falla del i-ésimo sistema
 w_i : cantidad de años de estadística disponible para el i-ésimo sistema
 p_i : cantidad de polos del i-ésimo sistema

$$\lambda_{LT} = \frac{\sum_i^N \frac{\lambda_i}{p_i \cdot \left(\frac{l_i}{100 \text{ km}}\right)} w_i}{\sum_i^N w_i}$$

Ecuación 11.9: estimación de la tasa de falla de la línea de transmisión

$$\mu_{LT} = \frac{\sum_i^N \left(\frac{\lambda_i}{p_i \cdot \left(\frac{l_i}{100 \text{ km}}\right)} \mu_i \cdot p_i \cdot w_i \right)}{\sum_i^N \frac{\lambda_i}{p_i \cdot \left(\frac{l_i}{100 \text{ km}}\right)} w_i}$$

Ecuación 11.10: estimación de la duración de falla de la línea de transmisión

El cálculo se realiza considerando tres subconjuntos de sistemas según la duración promedio de la falla: mayor a 7 días (1), mayor a 12 horas (5) y menor a 12 horas (5), excluyentes uno con otro. Los 5 sistemas restantes no reportan fallas en el periodo de análisis.

El resultado obtenido es la caracterización de las fallas de la línea en tres tipos, según su frecuencia y duración como se presenta en la Tabla 11.7.

Tabla 11.7: frecuencia y duración de falla en la línea de transmisión (por cada 100 km)

Sistema	λ_i	μ_i
Tipo 1 (>7 días)	0,003	404,2
Tipo 2 (>12 horas)	0,052	39,3
Tipo 3 (<12 horas)	0,062	3,7

A.7 Sistema bipolar

Se consideran todos los sistemas que reportan estadística de fallas bipolares, a excepción de los sistemas Hokkaido-Honshu, Cross Channel y multiterminal HydroQuebec, por cuanto el resultado operacional no se considera representativo por la alta tasa de falla y/o su extensa duración. El conjunto considerado corresponde a un total 13 sistemas y los datos correspondientes se presentan en la Tabla 11.8.

Tabla 11.8: estadística de fallas bipolares

Sistema	λ_i	μ_i
Skagerrak 1&2	0,156	1,6
Square Butte	0,406	4,2
Nelson River BP1	0,250	6,4
Nelson River BP2	0,156	7,8
CU	0,344	2,7
Gotland 2&3	0,031	7,0
Itaipú BP1	0,167	3,6
Itaipú BP2	0,125	4,7
IPP	0,000	0,0
Gezhouba-Nanqiao	1,000	9,4
Rihand-Dadri	0,950	1,3
Kii Channel	0,000	0,0
Talcher-Kolar	0,333	10,7

El cálculo de la tasa de falla λ_{BP} se realiza de acuerdo a la Ecuación 11.11 y el de la duración de la falla μ_{BP} de acuerdo a la Ecuación 11.12, donde:

N : cantidad de sistemas

λ_i : promedio aritmético de la tasa de falla anual del i-ésimo sistema

μ_i : promedio aritmético de la duración de falla del i-ésimo sistema

El factor 2 representa las estaciones convertidoras ubicadas en los extremos de cada sistema de transmisión.

$$\lambda_{BP} = \frac{\sum_i^N 2 \cdot \lambda_i}{N}$$

Ecuación 11.11: estimación de la tasa de falla bipolar

$$\mu_{BP} = \frac{\sum_i^N 2 \cdot \lambda_i \cdot \mu_i}{\sum_i^N 2 \cdot \lambda_i}$$

Ecuación 11.12: estimación de la duración de falla bipolar

El resultado obtenido es de 0,603 fallas por año y una duración de 5,4 horas por evento.

A.8 Sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra está compuesto por el electrodo y la línea entre éste y la estación convertidora.

No existen antecedentes para estimar que este sistema presente fallas que sean significativas en la estimación de la disponibilidad del sistema HVDC completo.

Lo anterior se explica por cuanto: 1) la correcta operación del electrodo se asegura en la etapa de diseño e infancia del proyecto y 2) la línea opera sólo en condiciones de emergencia y energizada en media tensión.

B. ESTIMACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LOS MODOS DE OPERACIÓN

En esta sección, se estimarán diversos parámetros asociados a los modos de operación de las alternativas i y ii.

El cálculo está basado en la estimación de las pérdidas de transmisión de las convertidoras, la línea y del sistema de puesta a tierra.

Para determinar la potencia inyectada en el sistema interconectado principal en las distintas condiciones, se realizan los supuestos siguientes.

- La resistencia del conjunto electrodos y líneas entre estaciones y electrodos es de 2 Ohm.
- No se considera el efecto del aumento de temperatura en el conductor de la línea HVDC, en consecuencia, la resistencia el conductor no varía.
- Las pérdidas porcentuales de los grupos transformador-convertidor son constantes.
- El sistema de control realiza un cambio de taps y una disminución en el ángulo de disparo en la estación rectificadora, tal que la tensión en la barra DC de la rectificadora se mantiene en 500 kV.

Se presenta la Figura 11.1 como guía para la definición de los parámetros de cálculo.

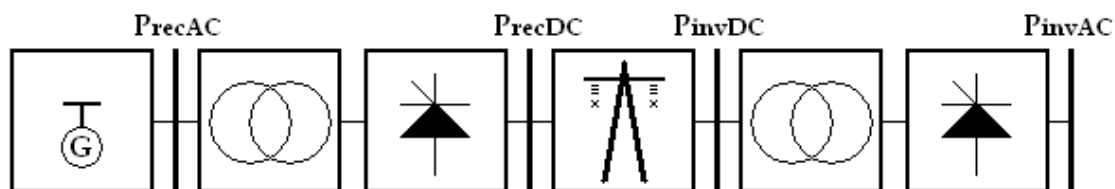


Figura 11.1: cálculo de la potencia inyectada en el sistema interconectado principal

- P_{recAC} : potencia en la barra AC de la estación convertidora rectificadora (MW)
- P_{recDC} : potencia en la barra DC de la estación convertidora rectificadora (MW)
- P_{invDC} : potencia en la barra DC de la estación convertidora inversora (MW)
- P_{invAC} : potencia en la barra AC de la estación convertidora inversora (MW)
- $Perd_{rec\ t-c}$: pérdidas del grupo transformador-convertidor de la rectificadora (%)
- $Perd_{linea}$: pérdidas de la línea de transmisión y sistema de puesta a tierra (%)

- $Perd_{inv\ t-c}$: pérdidas del grupo transformador-convertidor de la inversora (%)
- I_{dc} : corriente por polo (kA)
- V_{recDC} : tensión en barra DC de la rectificadora (kV)
- R_{dc} : resistencia de la línea por polo (Ohm)
- R_{tierra} : resistencia del sistema de puesta a tierra (Ohm)

Las ecuaciones son válidas para todos los modos de operación y quedan determinadas por tres parámetros. Éstos determinan la cantidad de polos en operación y el uso del sistema de puesta a tierra para retorno de corriente.

- C_p : factor de transmisión
- C_l : factor de línea
- C_r : factor de retorno

$$P_{recDC} = P_{recAC} (1 - Perd_{rec\ t-c})$$

Ecuación 11.13: potencia en la barra DC de la estación convertidora rectificadora

$$P_{invDC} = P_{recDC} (1 - Perd_{linea})$$

Ecuación 11.14: potencia en la barra DC de la estación convertidora inversora

$$P_{invAC} = P_{invDC} (1 - Perd_{inv\ t-c})$$

Ecuación 11.15: potencia en la barra AC de la estación convertidora inversora

$$P_{recDC} = C_p V_{recDC} I_{dc}$$

Ecuación 11.16: corriente por polo

$$Perd_{linea} = I_{dc}^2 (C_l R_{dc} + C_r R_{tierra})$$

Ecuación 11.17: pérdidas de la línea en operación normal

B.1 Alternativa i: bipolo simple

En la Tabla 11.9, se presenta el resultado de la estimación para determinar la potencia inyectada en el sistema interconectado principal para cada modo de operación. En negrita, se presentan los parámetros de entrada para el cálculo.

Cada columna corresponde a un modo:

- A : operación bipolar normal
- B : operación con sobrecarga y retorno por tierra
- C : operación sin sobrecarga y retorno por tierra
- D : operación sin sobrecarga y retorno metálico
- E : operación bipolar con tensión reducida
- F : operación con tensión reducida, sobrecarga y retorno por tierra
- G : operación con tensión reducida, sin sobrecarga y retorno por tierra
- H : operación con tensión reducida, sin sobrecarga y retorno metálico

Tabla 11.9: potencia inyectada en el sistema interconectado principal para la Alternativa i

		Modo de operación							
		A	B	C	D	E	F	G	H
PrecAC	MW	3.000	2.513	2.010	2.010	3.000	2.010	1.608	1.608
PrecDC	MW	2.985	2.500	2.000	2.000	2.985	2.000	1.600	1.600
PinvDC	MW	2.746	2.115	1.754	1.571	2.612	1.615	1.354	1.171
PinvAC	MW	2.732	2.104	1.745	1.563	2.599	1.607	1.347	1.165
PinvAC	pu	1,00	0,77	0,64	0,57	0,95	0,59	0,49	0,43
Perd rec t-c	%	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Perd linea	%	8,0	15	12	21	373,1	19	15	27
Perd inv t-c	%	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Perd rec t-c	MW	15	13	10	10	15	10	8	8
Perd linea	MW	239	385	246	429	373	385	246	429
Perd inv t-c	MW	14	11	9	8	13	8	7	6
Vdc	kV	500	500	500	500	400	400	400	400
Idc	kA	2,99	5,00	4,00	4,00	3,73	5,00	4,00	4,00
Rdc	Ohm	13,40	13,40	13,40	13,40	13,40	13,40	13,40	13,40
Rtierra	Ohm	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Cp	-	2	1	1	1	2	1	1	1
Cl	-	2	1	1	2	2	1	1	2
Cr	-	0	1	1	0	0	1	1	0

B.2 Alternativa ii: bipolo doble

En la Tabla 11.10, se presenta el resultado de la estimación para determinar la potencia inyectada en el sistema interconectado principal para cada modo de operación. En negrita, se presentan los parámetros de entrada para el cálculo.

Cada columna corresponde a un modo:

- A : modo de operación normal
- B : operación con dos bipolos y sobrecarga por falla de equipo AC
- C : operación reducida con dos bipolos por falla de equipo AC
- D : operación con tres polos, con retorno por tierra y sobrecarga
- E : operación con tres polos y retorno por tierra
- F : operación con tres polos y retorno metálico
- G : operación de un bipolo con sobrecarga
- H : operación de un bipolo sin sobrecarga
- I : operación de un polo con sobrecarga y retorno por tierra
- J : operación de un polo sin sobrecarga y retorno por tierra

Tabla 11.10: potencia inyectada en el sistema interconectado principal para la Alternativa ii

		Modo de operación									
		A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
PrecAC	MW	3.000	3.000	2.199	3.000	2.255	2.327	1.995	1.500	998	750
PrecDC	MW	2.985	2.985	2.188	2.985	2.244	2.315	1.985	1.493	993	746
PinvDC	MW	2.746	2.746	2.060	2.659	2.060	2.060	1.774	1.373	879	682
PinvAC	MW	2.732	2.732	2.049	2.645	2.049	2.049	1.765	1.366	875	679
PinvAC	pu	1,00	1,00	0,75	0,97	0,75	0,75	0,65	0,50	0,32	0,25
Perd rec t-c	%	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Perd linea	%	8,0	8,0	5,9	10,9	8,2	11,0	10,6	8,0	11,4	8,6
Perd inv t-c	%	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Perd rec t-c	MW	15	15	11	15	11	12	10	8	5	3,75
Perd linea	MW	239	239	128	326	184	255	211	119	113	64
Perd inv t-c	MW	14	14	10	13	10	10	9	7	4	3,4105
Vdc	kV	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Idc	kA	1,49	1,49	1,09	1,99	1,50	1,54	1,99	1,49	1,99	1,49
Rdc	Ohm	26,80	26,80	26,80	26,80	26,80	26,80	26,80	26,80	26,80	26,80
Rtierra	Ohm	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Cp	-	4	4	4	3	3	3	2	2	1	1
Cl	-	4	4	4	3	3	4	2	2	1	1
Cr	-	0	0	0	1	1	0	0	0	1	1

C. MATRIZ DE TRANSICIÓN DEL SISTEMA DE PRUEBA

Los elementos de la matriz de transición desarrollada en la sección 6.6.2, son presentados a continuación en forma analítica y numérica.

Los elementos no definidos tienen valor nulo.

$$P_{11} = 1 - 4\lambda_v - 2\lambda_p = 0,99315$$

$$P_{12} = P_{56} = 4\lambda_v = 0,00457$$

$$P_{15} = P_{26} = P_{37} = 2\lambda_p = 0,00228$$

$$P_{21} = P_{31} = P_{42} = P_{43} = P_{65} = P_{76} = P_{86} = P_{87} = P_{109} = P_{1110} = \mu_c = 0,10000$$

$$P_{22} = 1 - 3\lambda_v - 2\lambda_p - \mu_c = 0,89543$$

$$P_{23} = P_{34} = P_{67} = P_{78} = 2\lambda_v = 0,00114$$

$$P_{24} = P_{68} = \lambda_v = 0,00114$$

$$P_{33} = 1 - 2\lambda_v - 2\lambda_p - \mu_c = 0,89543$$

$$P_{51} = P_{62} = P_{73} = P_{95} = P_{106} = P_{117} = \mu_p = 0,10000$$

$$P_{55} = 1 - 4\lambda_v - \lambda_p - \mu_p = 0,7499315$$

$$P_{59} = P_{610} = P_{711} = \lambda_p = 0,00114$$

$$P_{66} = 1 - 3\lambda_v - \lambda_p - \mu_v - \mu_p = 0,79658$$

$$P_{77} = 1 - 2\lambda_v - \lambda_p - \mu_v - \mu_p = 0,79658$$

$$P_{88} = 1 - 2\mu_v = 0,80000$$

$$P_{99} = 1 - \mu_p = 0,90000$$

$$P_{1010} = P_{1111} = 1 - \mu_v - \mu_p = 0,80000$$