



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

OPERACIÓN Y PLANIFICACIÓN RESILIENTE DE REDES DE TRANSMISIÓN
ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

CRISTÓBAL IGNACIO JUAN CRUZ LATHROP

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO MORENO VIEYRA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PABLO MEDINA COFRÉ
LUIS VARGAS DÍAZ

SANTIAGO DE CHILE
2018

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: CRISTÓBAL IGNACIO JUAN CRUZ LATHROP
FECHA: 2018
PROF. GUÍA: RODRIGO MORENO VIEYRA

OPERACIÓN Y PLANIFICACIÓN RESILIENTE DE REDES DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

En el presente trabajo se estudia el impacto en la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos de transmisión de modelar el riesgo a que se ve expuesta la infraestructura de generación y transmisión producto de la ocurrencia de sismos de gran magnitud. Para esto se formula un modelo de planificación de la transmisión como un problema de optimización con seguridad probabilística y control correctivo. El cálculo de la probabilidad de ocurrencia de las contingencias en las horas del año en que se producen sismos significativos se realiza a partir de una simulación tipo Montecarlo, donde se generan realizaciones aleatorias de eventos sísmicos, caracterizados por su ubicación, magnitud y atenuación, y para los cuales se determina el impacto en la infraestructura eléctrica a partir de curvas de fragilidad de los componentes considerados susceptibles de fallar (subestaciones, líneas de transmisión y centrales generadoras).

El problema de optimización propuesto busca minimizar el costo total de la anualidad de inversión en transmisión, los costos variables de operación anuales y el costo esperado producto de la ocurrencia de contingencias. Lo anterior, sujeto a las restricciones del flujo de potencia DC, restricciones de seguridad que aseguran la operación del sistema en estado de contingencia y la posibilidad de hacer re-despacho correctivo de los generadores a partir de la utilización de sus reservas de subida y bajada. Desde el punto de vista del horizonte de planificación el modelo resuelve el problema estático (e.g. localización y capacidad de transmisión a instalar) y para la modelación de las líneas candidatas se utiliza el *disjunctive approach*. Con lo anterior se obtiene un problema de optimización lineal entero mixto (MILP, por sus siglas en inglés).

Se analizan dos casos de estudio, en primera instancia una red de 4 nodos y posteriormente se utiliza una red de mayor complejidad que corresponde a una versión simplificada del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile modelado en 42 nodos. Se estudian 3 aproximaciones para la modelación de la amenaza sísmica, para las cuáles se obtienen diferencias en los planes de inversión y operación óptimos en escenarios de alta actividad sísmica. Posteriormente se estudia el impacto a nivel de los planes de inversión óptimos de considerar la resiliencia del sistema mediante el contraste con los casos en que solo se considera la confiabilidad endógena del sistema y cuando no se toman consideraciones de seguridad en las decisiones de inversión. Obteniendo diferentes planes óptimos en cada caso.

Agradecimientos

En primer lugar quisiera agradecer a mi familia, que siempre me apoyo durante estos años en la universidad. En especial a mi querida madre Verónica, que me entrego los valores y confianza que me han permitido llegar hasta esta instancia. También a mis hermanos Rocío y Diego con los que siempre he contado.

En segundo lugar quisiera agradecer a la Universidad de Chile la oportunidad de estudiar en esta gran institución. Especialmente a los profesores y compañeros que tuvieron en distintos niveles un impacto en mi formación profesional y en el ámbito personal.

Por último, quisiera agradecer a los profesores Rodrigo Moreno y Pablo Medina, por su excelente disposición y consejos que me ayudaron a realizar este trabajo.

Tabla de Contenido

Introducción	1
1. Marco teórico	6
1.1. Concepto de resiliencia	6
1.2. Planificación de la expansión de la transmisión	7
1.2.1. Seguridad de suministro	7
1.2.2. Horizonte de planificación	9
1.2.3. Modelación de la red eléctrica	10
1.3. Probabilidades contingencias	11
1.3.1. Definiciones	11
1.3.2. Modelación probabilidad contingencias	12
1.4. Modelación de eventos sísmicos y su impacto en la infraestructura eléctrica	14
1.4.1. Definiciones	14
1.4.2. Magnitud de eventos sísmicos	15
1.4.3. Atenuación	16
1.4.4. Impacto en la infraestructura	17
2. Metodología	19
2.1. Descripción general	19
2.2. Modelo de amenaza sísmica	21
2.3. Modelo de optimización	21
2.4. Casos de estudio	22
3. Formulación y explicación del modelo propuesto	23
3.1. Modelo de optimización	23
3.2. Calculo probabilidades contingencias	28
3.2.1. Bloque de horas sin sismos significativos	28
3.2.2. Bloque de horas con sismos significativos	28
3.3. Aproximaciones del modelo de amenaza sísmica	29
3.3.1. M2: Supuesto de independencia para la modelación de la amenaza sísmica	30
3.3.2. M3: Utilización de tasas de falla promedio	30
3.4. Impacto de considerar la seguridad del sistema en el problema de planifi- cación d ela expansión de la transmisión	31
3.4.1. M4: Confiabilidad endógena	31
3.4.2. M5: Planificación económica	31

4. Caso de estudio: Sistema eléctrico ilustrativo	32
4.1. Descripción caso de estudio	32
4.1.1. Red de estudio	32
4.1.2. Selección de contingencias	34
4.1.3. Cálculo probabilidad contingencias en bloque de horas sin sismos .	34
4.1.4. Cálculo probabilidad contingencias en bloques de horas con sismos .	34
4.2. Resultados y análisis	37
4.2.1. Probabilidades contingencias	37
4.2.2. Modelación de la amenaza sísmica	38
4.2.3. Impacto de considerar la seguridad del sistema en la planificación de la expansión de la transmisión	42
5. Caso de estudio: Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	48
5.1. Descripción caso de estudio	48
5.1.1. Red de estudio	48
5.1.2. Selección de contingencias	55
5.1.3. Cálculo probabilidad contingencias en bloque de horas sin sismos .	55
5.1.4. Cálculo probabilidad contingencias en bloques de horas con sismos .	56
5.2. Resultados y análisis	59
5.2.1. Probabilidades contingencias	59
5.2.2. Modelación de la amenaza sísmica	61
5.2.3. Impacto de considerar la seguridad del sistema en el problema de planificación de la expansión de la transmisión	68
6. Simplificaciones y su efecto en los resultados	73
Conclusión	73
Bibliografía	76
Anexos	78
A. Información técnica parque generador del SEN	79
B. Conjunto de contingencias caso de estudio SEN	86

Índice de Tablas

1.	Ejemplos del impacto de la actividad sísmica en los sistemas eléctricos de Chile	1
2.1.	Características del modelo de optimización	21
4.1.	Datos centrales caso ilustrativo.	32
4.2.	Datos líneas caso ilustrativo.	33
4.3.	Demandas nodales caso ilustrativo.	34
4.4.	Tasas de falla normales caso ilustrativo.	34
4.5.	Parámetros curvas de fragilidad.	36
4.6.	Planes de expansión candidatos caso ilustrativo.	40
4.7.	Despacho caso ilustrativa.	41
4.8.	Inversión en transmisión para distintos escenarios de amenaza sísmica y criterio de seguridad.	44
4.9.	Operación para diferentes escenarios de amenaza sísmica y criterios de seguridad.	45
5.1.	Líneas red base caso SEN.	49
5.2.	Líneas candidatas caso SEN.	51
5.3.	Demandas nodales proyectada al año 2024, caso SEN.	54
5.4.	Tasas de falla normales caso SEN.	56
5.5.	Parámetros curvas de fragilidad caso SEN.	57
5.6.	Planes de expansión de la transmisión para las diferentes formas de modelar la amenaza sísmica en el SEN.	62
5.7.	Planes de operación para las diferentes formas de modelar la amenaza sísmica en el SEN.	64
5.8.	Planes de inversión para los diferentes criterios de seguridad	68
5.9.	Operación para diferentes criterios de seguridad	69
A.1.	Información técnica SEN	79
B.1.	Conjunto de contingencias caso de estudio SEN	86

Índice de Ilustraciones

1.	Centrales y líneas afectadas por sismo 6.7 Mw 48 km al noroeste de Valparaíso ocurrido el 17 de abril de 2012	2
1.1.	Trade off costo del inversión-costo del consumidor	8
1.2.	Problema de planificación estático vs. dinámico	9
1.3.	Explicación variables ecuación de atenuación del movimiento de la tierra	17
1.4.	Curva de fragilidad genérica	17
2.1.	Esquema general metodología determinación plan de expansión/operación óptimo	20
2.2.	Actividades del trabajo	20
3.1.	Montecarlo cálculo probabilidades contingencias en horas con sismos significativos	29
4.1.	Red caso ilustrativo (las flechas indican la dirección positiva de los flujos de potencia).	33
4.2.	Zonas caso ilustrativo.	35
4.3.	Atenuación media de la PGA en función de la distancia para sismos de distintas magnitudes.	35
4.4.	Curvas de fragilidad caso ilustrativo.	36
4.5.	Catálogo de eventos sísmicos caso ilustrativo.	37
4.6.	Probabilidades contingencias caso ilustrativo (escala logarítmica).	38
4.7.	Costo anualidad de inversión caso ilustrativo.	39
4.8.	Costo de operación anual caso ilustrativo.	40
4.9.	Costo esperado de falla anual caso ilustrativo.	41
4.10.	Costo total anual caso ilustrativo.	42
4.11.	Costo anualidad de inversión para diferentes criterios de seguridad, sistema ilustrativo.	43
4.12.	Costo de operación anual para diferentes criterios de seguridad, sistema ilustrativo.	45
4.13.	Costo esperado de falla anual para diferentes criterios de seguridad, sistema ilustrativo.	46
4.14.	Comparación costo total anual para diferentes criterios de seguridad, sistema ilustrativo.	47
5.1.	Red caso SEN.	49

5.2. Topología red base caso SEN.	53
5.3. Zonificación red caso SEN.	57
5.4. Curvas de fragilidad caso SEN.	58
5.5. Eventos sísmicos caso SEN.	59
5.6. Probabilidades contingencias caso SEN (escala logarítmica).	60
5.7. Costo anualidad de inversión caso SEN.	61
5.8. Planes de expansión del sistema de transmisión candidatos, caso SEN. . . .	63
5.9. Costo de operación anual caso SEN.	64
5.10. Localización de reservas caso SEN.	66
5.11. Costo esperado de falla anual caso SEN.	67
5.12. Costo total anual caso SEN.	67
5.13. Costo anualidad de inversión para diferentes criterios de seguridad, SEN. . .	68
5.14. Costo de operación anual para diferentes criterios de seguridad, SEN. . . .	69
5.15. Costo esperado de falla para diferentes criterios de seguridad, SEN.	71
5.16. Costo total anual para diferentes criterios de seguridad, SEN.	72

Acrónimos

- SEN** Sistema Eléctrico Nacional
- SIC** Sistema Interconectado Central
- SING** Sistema Interconectado del Norte Grande
- CCF** Common Cause Failure
- NERC** North American Electric Reliability Corporation
- PGA** Peak Ground Acceleration
- TEP** Transmission Expansion Planning
- IEEE** Institute of Electrical and Electronic Engineers
- EENS** Energía Esperada No Suministrada
- ERNC** Energías Renovables No Convencionales
- CNE** Comisión Nacional de Energía
- CSN** Centro Sismológico Nacional
- NIAC** National Infrastructure Advisory Council, USA
- HILP** High Intensity Low Probability

Introducción

Motivación

La energía eléctrica se ha vuelto fundamental para el funcionamiento de la sociedad moderna y se espera que esto se profundice en los próximos años de la mano del aumento en el consumo mundial [1]. Abastecer dicha demanda de energía ha implicado la creación de extensos y complejos sistemas eléctricos, los cuales son diseñados para el transporte de energía desde las centrales de generación hasta los centros de consumo, a través de largas distancias. En estos sistemas, las redes de transmisión de alta tensión juegan un papel fundamental, habilitando a distintas fuentes primarias de energía y tecnologías de generación para abastecer la demanda eléctrica de ciudades y grandes consumidores industriales. Dada la gran dependencia de la sociedad respecto al suministro de energía eléctrica, garantizar niveles adecuados de confiabilidad en la planificación del sistema eléctrico se constituye como uno de sus principales requerimientos. El territorio chileno, periódicamente se ve expuesto a desastres naturales de diversa índole (e.g. inundaciones, incendios forestales, terremotos, tsunamis, etc.). Estos representan un riesgo significativo para las redes de transmisión y las centrales de generación.

Tabla 1: Ejemplos del impacto de la actividad sísmica en los sistemas eléctricos de Chile

Evento	Fecha	Desconexiones y pérdida de carga
6.4 Mw 36 km al norte de Valparaíso	23 de agosto de 2014	-Generación: 3 centrales -Transmisión: 1 subestación -Pérdida de carga: 233.64 [MW]
6.7 Mw 48 km al noroeste de Valparaíso	17 de abril de 2012	-Generación: 10 centrales -Transmisión: 2 líneas -Pérdida de carga: 219.8 [MW]
8.8 Mw 150 km al noroeste de Concepción	27 de febrero de 2010	-Generación: se desprendieron 3000 [MW] -Transmisión: 12 subestaciones y 1 línea -Pérdida de carga: 6000 [MW] (blackout)
5.6 Mw 40 km al norte de Iquique	1 de marzo de 2008	-Generación: ninguna -Transmisión: 1 subestación -Pérdida de carga: 12 [MW]

En el caso particular de la amenaza sísmica, en el pasado se han producido importantes impactos en la operación incluso como consecuencia de sismos de mediana intensidad ($>5.6 M_W^1$). En la Tabla 1 (construida a partir de [2], [3], [4] y [5]) se presentan algunos ejemplos ilustrativos de eventos sísmicos registrados y su impacto en el sistema eléctrico. En la Figura 1 se presenta la distribución geográfica de los componentes afectados producto del sismo de magnitud 6.7 Mw localizado 48 km al noroeste de Valparaíso ocurrido el 17 de abril de 2012. Como se puede ver dicho sismo provocó la salida en forma prácticamente simultánea de 10 centrales y de 2 líneas de 110 kV, donde la infraestructura afectada se distribuyó a través de una extensa región.

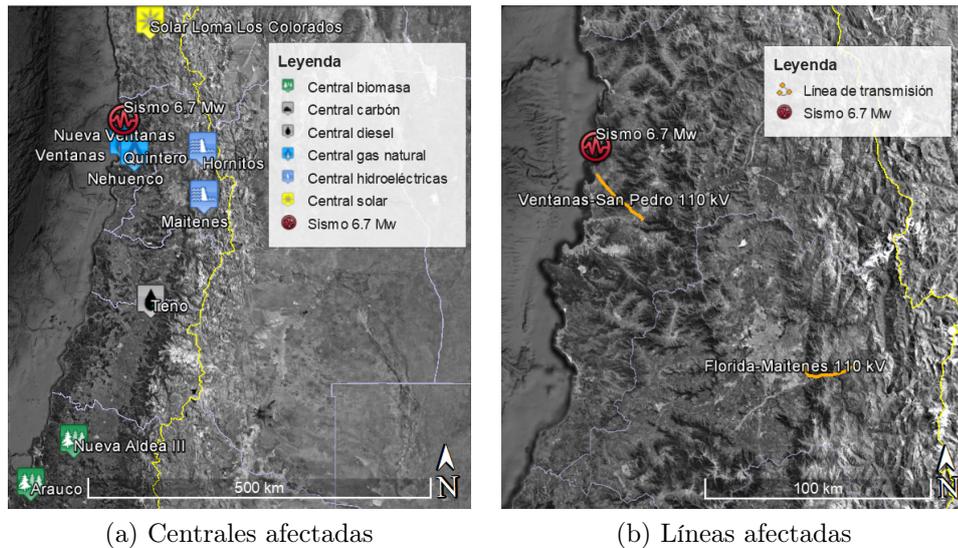


Figura 1: Centrales y líneas afectadas por sismo 6.7 Mw 48 km al noroeste de Valparaíso ocurrido el 17 de abril de 2012

Históricamente, la práctica más común ha sido planificar las redes de transmisión con el criterio de seguridad N-1, donde se garantiza que el sistema pueda seguir operando frente a la salida forzada de 1 elemento sin causar violaciones de las restricciones operacionales. Sin embargo, este criterio no asegura la operación del sistema frente a la ocurrencia de contingencias en que salen de operación en forma simultánea varios elementos de la red, como suele ocurrir cuando se producen sismos de gran magnitud. Incluso, a pesar de que estas puedan tener una probabilidad de ocurrencia no despreciable.

Una alternativa frente al criterio de seguridad N-1, es la utilización del enfoque de seguridad probabilística, en el cual se amplía el rango de contingencias para las cuales el sistema debe estar preparado y se pondera el impacto de cada contingencia por su probabilidad de ocurrencia. Dicho enfoque permite la integración de acciones de control correctivo, como el re-despacho de la generación ante la ocurrencia de contingencias, en forma costo-efectiva. Cuando se utiliza este tipo de enfoque, es de gran importancia una

¹ Mw indica sismos medidos en la escala sismológica de magnitud de momento, que es una escala logarítmica usada para medir y comparar terremotos. Esta fue introducida en 1979 por Thomas C. Hanks y Hiroo Kanamori como la sucesora de la escala sismológica de Richter.

buena estimación de la probabilidad de ocurrencia de cada contingencia. Hasta ahora lo habitual ha sido asumir independencia en la falla de componentes, lo que pasa por alto la correlación existente cuando la causa de falla obedece a algún tipo de fenómeno natural. La modelación de dicha dependencia resulta particularmente importante en el caso de desastres naturales de gran intensidad, ya que en estos casos la correlación de falla entre componentes es alta, y no considerarla puede conducir a decisiones de operación e inversión sub-óptimas.

Objetivos

Objetivo general

Estudiar el efecto en las decisiones de expansión óptima de las redes de transmisión eléctrica, de modelar el riesgo a que se ve enfrentada la infraestructura de generación y transmisión producto de la ocurrencia de sismos, considerando la correlación en la salida de operación forzada de los componentes del sistema.

Objetivos específicos

- Formular un modelo de optimización con seguridad probabilística y control correctivo que permita determinar el plan de expansión de la transmisión óptimo.
- Modelar la probabilidad de ocurrencia de cada contingencia N-k (con $k \geq 1$), considerando la correlación en la falla de componentes producto de fallas ocasionadas por sismos.
- Estudiar el funcionamiento del modelo propuesto mediante una red de un número reducido de barras.
- Utilizar el modelo propuesto para la determinación de la decisión de expansión óptima de la transmisión de una versión simplificada del Sistema Eléctrico Nacional

Alcances

Respecto al modelo de optimización este deberá ser capaz de determinar el plan óptimo de expansión de las redes de transmisión con consideraciones de seguridad probabilística, restricciones de seguridad y re-despacho de generadores frente a la ocurrencia de contingencias, no se incluirá otro tipo de medidas de control correctivo. Se considerarán como susceptibles de fallar: subestaciones, líneas de transmisión y centrales generadoras. La determinación de la probabilidad de ocurrencia de las contingencias, deberá incluir la modelación de la correlación en la salida de operación forzada de los componentes del sistema producto de la ocurrencia de sismos significativos. Las alternativas de expansión del sistema de transmisión solo considerarán la ampliación/construcción de líneas, no se considerará la construcción de nuevas subestaciones o la instalación de equipos de transmisión flexible AC (FACTS, por sus siglas en inglés). Serán analizados 2 casos de estudio, en primera instancia se analizará un caso ilustrativo de un número reducido de componentes (subestaciones, unidades generadoras y circuitos de línea), y posteriormente se obtendrán resultados para un caso de mayor complejidad que corresponderá a una versión simplificada del SEN de Chile.

Estructura del trabajo

El trabajo se encuentra organizado en 7 capítulos, a continuación se describe el contenido que se abordará en cada uno.

- En el Capítulo 1 se presenta el marco teórico del trabajo, donde se aborda el concepto de resiliencia en sistemas eléctricos, los principales aspectos de la planificación de la transmisión, cálculo de la probabilidad de ocurrencia de contingencias (tanto bajo el supuesto de independencia como considerando la dependencia inducida por la ocurrencia de sismos) y se profundiza sobre la forma de modelar eventos sísmicos y su impacto en la infraestructura eléctrica de generación y transmisión.
- En el Capítulo 2 se explicita la metodología general que se siguió para el desarrollo del trabajo. Se describe la secuencia de actividades a desarrollar, así como en la metodología particular que se utilizó en cada fase del trabajo.
- En el Capítulo 3 se formula y explica el modelo propuesto. En particular, el problema de optimización y la forma de calcular la probabilidad de ocurrencia de las contingencias para las horas en que el sistema se ve expuesto a sismos significativos y en las horas en que no se producen sismos significativos.
- En los Capítulos 4 y 5 se presentan los estudios realizados para el caso ilustrativo y el caso del SEN, respectivamente.
- En el Capítulo 6 se analiza el impacto de las simplificaciones realizadas en los resultados.

Capítulo 1

Marco teórico

En el presente capítulo se estudia el concepto de resiliencia, así como algunos conceptos relacionados. Posteriormente se revisan los principales aspectos del problema de planificación de la transmisión de redes eléctricas. Además se estudian los conceptos en torno a la modelación y cálculo de la probabilidad de ocurrencia de contingencias, asumiendo independencia y también considerando la ocurrencia de fallas de causa común. Por último, se presenta la teoría en torno a la modelación sismos y su impacto en la infraestructura eléctrica.

1.1. Concepto de resiliencia

Uno de los primeros intentos de definir resiliencia viene de C.S. Holling en 1973 [6] para sistemas ecológicos, a partir de lo cual han surgido múltiples definiciones en diferentes disciplinas, como en sistemas sociales [7], comunidades [8], economía [9], y sistemas de salud [10]. En el contexto de sistemas eléctricos el concepto de resiliencia es relativamente nuevo, por lo que no existe una única definición. Sin embargo, en general esta puede ser entendida como la capacidad de un sistema para anticipar y resistir shocks externos, recuperarse a su estado de pre-shock lo más rápido posible y adaptarse para estar mejor preparado para futuros eventos catastróficos [11].

Los eventos que ocasionan importantes shocks externos han sido estudiados en la literatura internacional como eventos HILP (High Intensity Low Probability). Los cuáles suelen tener una baja probabilidad de ocurrir, pero cuando ocurren provocan grandes impactos en los sistemas eléctricos (e.g. terremotos, tormentas, inundaciones, etc.). Diversas instituciones han hecho un estudio de las principales características que hacen a un sistema más resiliente frente a eventos HILP. A continuación se presentan las características que hacen a un sistema resiliente según la Cabinet Office, U.K.

- Resistencia: Prevenir daños o interrupciones proporcionando la fuerza o protección a los componentes de un sistema para resistir el impacto primario de shocks externos.

- **Confiabilidad:** Asegurar que los componentes están diseñados inherentemente para operar bajo un rango de condiciones.
- **Redundancia:** Disponibilidad de instalaciones de respaldo o capacidad adicional para permitir una modificación de la operación o un desvío por rutas alternativas.
- **Respuesta y recuperación:** Respuesta rápida y efectiva, así como recuperación frente a eventos disruptivos.

En el presente trabajo se busca maximizar la resiliencia del sistema frente a eventos sísmicos mediante su consideración en la planificación de la expansión de la transmisión por lo que a continuación se presentan los principales conceptos relacionados.

1.2. Planificación de la expansión de la transmisión

El objetivo fundamental de la planificación de la expansión de la transmisión es desarrollar el sistema tan económicamente como sea posible, manteniendo un nivel aceptable de seguridad. Esto incluye la determinación de las alternativas de refuerzo y la consideración de los beneficios que estas proveen [12]. Dicho problema ha sido estudiado en la literatura como TEP por sus siglas en inglés (Transmission Expansion Planning). A continuación, se analiza el problema desde las perspectivas de seguridad, modelación de los flujos de potencia, modelación de líneas candidatas y tratamiento del horizonte de planificación.

1.2.1. Seguridad de suministro

Comúnmente la transmisión ha sido planificada bajo el criterio de seguridad N-1, donde se planifica para que, frente a la salida de un componente, el sistema pueda seguir operando sin causar sobrecargas o tensiones inadecuados en los circuitos/barras que siguen en operación luego de la falla y evitando violar los límites de estabilidad del sistema. Sin embargo, ocasionalmente ocurren contingencias donde salen de operación varios componentes en forma simultánea (situación no prevista bajo el criterio de seguridad N-1), pudiendo dejar clientes sin suministro eléctrico. En el último tiempo se han propuesto modelos de planificación que hacen uso de un enfoque probabilístico tal como el propuesto en [13]. Donde se da cuenta del trade-off entre el aumento del costo de inversión y la disminución del costo para los consumidores por no suministro de energía, la Figura 1.1(propuesta en [14], página 14) muestra que el costo de inversión en que incurre la empresa transmisora generalmente se incrementa para alcanzar mayores niveles de confiabilidad. Por otra parte, los costos del consumidor asociados a la ocurrencia de fallas decrecen en la medida que la confiabilidad crece. El costo total que corresponde a la suma de ambos costos, tiene un mínimo, y en consecuencia un "óptimo" de confiabilidad. En este tipo de formulación la función de costo esperado por la ocurrencia de contingencias se obtiene a partir de una ponderación de la probabilidad de ocurrencia de cada estado de contingencia por el efecto que tiene en el sistema.

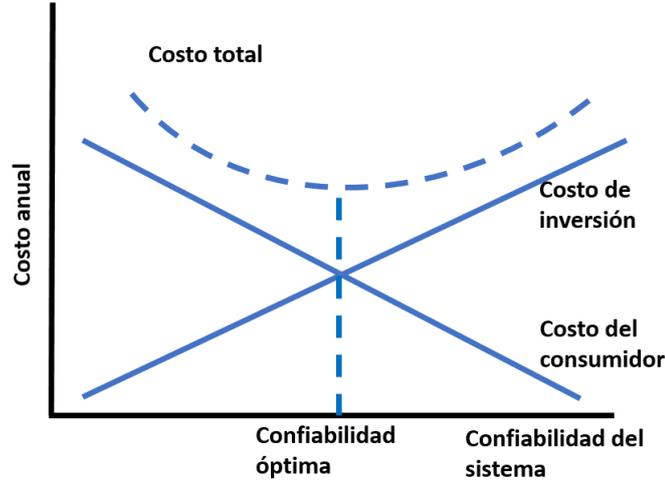


Figura 1.1: Trade off costo del inversión-costo del consumidor

Una ventaja del enfoque probabilístico para la seguridad, es que permite la inclusión de medidas preventivas y control correctivo en forma costo-efectiva. Por ejemplo, bajo condiciones meteorológicas adversas la probabilidad de fallar de las líneas de transmisión aumenta, frente a lo cual se puede disminuir el flujo por estas en forma preventiva, minimizando así el impacto de su salida de operación intempestiva. Por otra parte, una vez ocurrida una contingencia es factible re-despachar la generación con el objetivo de que no se violen las restricciones del sistema, lo anterior permite la operación de la red a un costo menor ya que habilita al sistema de transmisión a operar más allá de los límites de transmisión N-1. La formulación de un modelo de planificación de la expansión de la transmisión con seguridad probabilística, restricciones de seguridad y control correctivo tiene la estructura del problema 1.1.

$$\min_{x_k, u_k, y} F_0(x_0, u_0, y) + \sum_{k=1}^N p_k \cdot F_k(x_k, u_0, u_k, y) + G(y) \quad (1.1a)$$

$$\text{s.t.} \quad g_k(x_k, u_k, y) = 0, \quad k = 0, \dots, c, \quad (1.1b)$$

$$h_k(x_k, u_k, y) \leq 0, \quad k = 0, \dots, c, \quad (1.1c)$$

$$|u_k - u_0| \leq \Delta_k, \quad k = 1, \dots, c \quad (1.1d)$$

Donde x_k es el vector de variables de estado (i.e. magnitud y desfase de la tensión en todas las barras del sistema), u_k es el vector de variables de control (e.g. despachos de los generadores, estado de los interruptores, etc.) el subíndice k representa los estados del sistema, donde $k = 0$ corresponde al sistema intacto y $k=1\dots c$ corresponden a los estados de contingencia del sistema, p_k es la probabilidad de la contingencia k (con $\sum_{k=1}^c p_k = 1$), y es el vector de las variables discretas que deciden la inversión en nueva transmisión, F_0 es el costo de operación del sistema intacto, F_k corresponde al costo de operación del sistema en cada estado de contingencia k , G corresponde al costo de inversión en nueva

transmisión, g_k corresponde a las ecuaciones de balance nodal en cada estado k del sistema y h_k representa los límites de operación en cada estado k del sistema (flujo máximo por las líneas, máximos de generación, etc.), por último Δ_k representa el máximo ajuste de las variables de control entre el estado base y los estados post-contingencia k .

1.2.2. Horizonte de planificación

Si se analiza desde el punto de vista del horizonte de planificación, los modelos de planificación de la transmisión pueden ser clasificados en estáticos y dinámicos [15]. La planificación estática busca determinar que líneas instalar y en que parte del sistema, considerando el largo plazo (e.g., 20 años). Por otra parte, en el caso de los estudios de planificación de la transmisión dinámicos se formula el problema para que adicionalmente determine el año óptimo para realizar la inversión en cada línea dentro del horizonte de planificación (Figura 1.2).

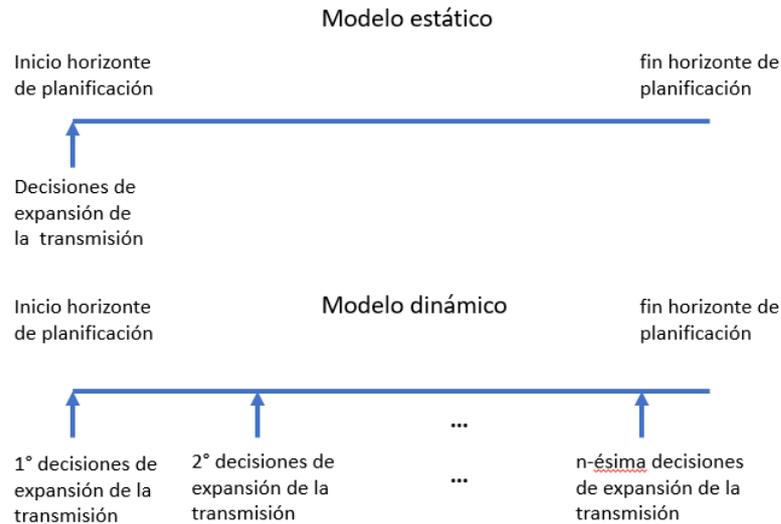


Figura 1.2: Problema de planificación estático vs. dinámico

Si bien el problema de planificación dinámico entrega una solución más completa, este implica tratar con un gran número de variables y restricciones lo que requiere un gran esfuerzo computacional, especialmente en sistemas eléctricos reales, que incluyen cientos de componentes. Una alternativa a la planificación de la expansión de la transmisión como problema de optimización es la utilización de metodologías heurísticas, basadas en la identificación de los problemas futuros de la red y la planificación de obras que los mitiguen. Este tipo de formulaciones generalmente se basan en la simulación de flujos de potencia. En el caso de Chile la planificación de la expansión de la transmisión es llevada a cabo de esta última forma por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

1.2.3. Modelación de la red eléctrica

La modelación de la física de las redes de transmisión ha sido tratada en el problema de planificación de la transmisión principalmente mediante dos formulaciones: el flujo de potencia AC, y su versión linealizada, conocido como flujo de potencia DC. En el presente trabajo se utilizará el modelo DC por lo que a continuación se describen sus principales características.

1.2.3.1. Modelo DC

El flujo de potencia DC surge a partir de una serie de simplificaciones hechas a las ecuaciones de flujo de potencia AC y que son razonables en la mayoría de los sistemas eléctricos. Dichos supuestos consideran lo siguiente:

1. La resistencia es mucho más pequeña que la reactancia, lo que se cumple en la mayoría de los sistemas de alta tensión
2. Un perfil plano para las tensiones de los extremos de la línea e igual a 1[p.u.]
3. Una diferencia de los desfases de la tensión pequeña entre los extremos de la línea
4. Se desprecian las admitancias conectadas a tierra

Con lo anterior el flujo de potencia reactiva por las líneas se hace despreciable, y el flujo de potencia activa queda representado por la ecuación 1.2.

$$P_l = \frac{\theta_{n1(l)} - \theta_{n2(l)}}{x_l} \quad (1.2)$$

Esta última ecuación, es ampliamente usada para estudios de planificación por realizar en general una buena estimación de los flujos de potencia activa. Donde P_l corresponde al flujo de potencia activa por la línea l , θ es el desfase de la tensión y $n1(l)$ y $n2(l)$ son los índices de los extremos de la línea l , además x_l es la reactancia de la línea.

1.2.3.2. Modelación líneas candidatas en flujo DC

Cuando se formulan las restricciones asociadas al flujo de potencia por las líneas candidatas en su aproximación DC se obtiene la ecuación 1.3, que es no lineal:

$$P_l - \frac{(\theta_{n1(l)} - \theta_{n2(l)})}{x_l} \cdot n_l = 0 \quad (1.3)$$

Donde n_l es una variable de decisión binaria (instalar o no instalar la línea candidata). Con el objetivo de obtener una representación lineal de dicha restricción se ha propuesto

el “disjunctive approach” [16], que reformula dicha restricción de igualdad reemplazándola por la inecuación 1.4, donde M es un número grande.

$$\left| P_l - \frac{(\theta_{n1(l)} - \theta_{n2(l)})}{x_l} \right| \leq M(1 - n_l) \quad (1.4)$$

1.3. Probabilidades contingencias

En el contexto de un modelo de planificación de la transmisión con consideraciones de seguridad probabilística, se debe calcular la probabilidad de ocurrencia de cada contingencia. Hasta ahora lo más común ha sido asumir independencia en la falla entre componentes para la determinación de la probabilidad de ocurrencia de estas. Sin embargo, una parte importante de las fallas a las que se ve expuesto el sistema eléctrico corresponden a fallas de causa común o dependientes: por ejemplo según los reportes de estado de la confiabilidad de la North American Electric Reliability Corporation (NERC) [17] un 20 – 25 % de todas las fallas sostenidas (fallas que requieren alguna acción de reparación) de las redes de transmisión eléctrica de Estados Unidos y Canadá corresponden a fallas dependientes o de causa común.

1.3.1. Definiciones

A continuación, se presentan las definiciones y terminología relevantes para el presente trabajo utilizadas en los Standards del IEEE para el estudio y reporte de la salida de operación de los componentes de un sistema eléctrico [18] [19].

1. Contingencia múltiple relacionada: Interrupción de la operación de múltiples componentes en donde la interrupción en la operación de un componente es consecuencia de la interrupción de la operación de otro componente, o en donde la interrupción de múltiples componentes es iniciada por una única causa, o ambas. La ocurrencia de cada interrupción individual en un evento de interrupción múltiple relacionado se clasifica como primaria o secundaria dependiendo de la relación entre la ocurrencia de dicha interrupción y el incidente que la detona.
 - (a) Contingencia primaria: Interrupción de la operación de un componente en un evento de falla múltiple relacionado que ocurre como consecuencia directa del incidente inicial y no es dependiente de la ocurrencia de ninguna otra interrupción.
 - (b) Contingencia Secundaria: Interrupción de la operación de un componente que es consecuencia de la interrupción de otro componente.
 - (c) Contingencia de causa/modo común (Common Cause Failure (CCF) por sus siglas en inglés): Interrupción de la operación de múltiples componentes que consiste en la interrupción primaria de dos o más componentes, donde la inte-

rrupción de la operación es iniciada por un incidente único y la interrupción de la operación de cada componente no es consecuencia una de la otra.

2. Contingencia múltiple independiente: Interrupción en la operación de múltiples componentes, donde cada interrupción ocurre a causa de incidentes iniciales distintos, y donde la ocurrencia de cada interrupción no es consecuencia de otra interrupción, pero las salidas de operación se superponen.

1.3.2. Modelación probabilidad contingencias

Bajo condiciones ambientales favorables, es razonable asumir que los eventos de interrupción múltiple, corresponden a eventos independientes, por otra parte, en las horas en que se producen sismos significativos debe ser considerada la ocurrencia de shock que sacan de operación en forma simultánea grupos de componentes, lo que ha sido estudiado en la literatura como fallas de causa/modo común.

1.3.2.1. Eventos independientes

En el caso de fallas independientes lo más común ha sido calcular la probabilidad ρ_s de cada contingencia o estado de falla s , asumiendo que el tiempo de vida de cada componente i distribuye exponencial de parámetro λ_i , así la probabilidad de cada contingencia se calcula de acuerdo a la ecuación 1.5

$$\rho_s = \prod_{i \in U^s} (1 - Pr_i) \prod_{j \in D^s} (Pr_j) \quad (1.5)$$

donde $Pr_i = 1 - e^{-\lambda_i t}$, Pr_i es la probabilidad de encontrar el componente i fallado en el tiempo menor o igual a t , y U^s y D^s son los conjuntos de componentes en operación y fuera de operación en cada estado s , respectivamente. En la práctica la mayor parte de la salida de operación forzada de los componentes de los sistemas eléctricos se producen cuando estos se ven expuestos a condiciones ambientales desfavorables (e.g. tormentas, sismos, etc.), esto ha sido modelado en la literatura dividiendo las horas el año en bloques y considerando tasas de falla mayores para el bloque con condición ambiental desfavorable.

1.3.2.2. Eventos dependientes

Uno de los métodos analíticos más consolidado en la literatura para la determinación de la probabilidad de ocurrencia de fallas de causa común corresponde a la Marshall Olkin copula, propuesta originalmente en [20], este modelo asume que un sistema se ve expuesto a shocks que sacan de operación en forma simultánea grupos de componentes, donde los shock son independientes y ocurren de acuerdo a un distribución exponencial. Con esto

la distribución conjunta de supervivencia de los componentes de un sistema viene dada por la ecuación 1.6.

$$P(T_1 > t_1, \dots, T_N > t_N) = \exp\left(-\sum_{E \in \mathcal{E}} \lambda_E \cdot \max_{i \in E}(t_i)\right) \quad (1.6)$$

Donde \mathcal{E} corresponde a las partes de N (conjunto de subconjuntos de componentes del sistema), y las tasas λ_E corresponden a los shock que sacan de operación los componentes del subconjunto $E \in \mathcal{E}$ en forma simultánea. Sin embargo, este tipo de modelo requiere la estimación de un número de parámetros que crece en forma exponencial con el número de componentes, en [21] se presenta una metodología novel para la obtención de los parámetros λ_E asociados a cada evento shock, en la cual se obtienen dichos parámetros a partir de la resolución del sistema formulado a partir de las ecuaciones 1.7, 1.8 y 1.9, que tiene como parámetros las probabilidades marginales de falla de cada componente y las correlaciones de falla entre componentes.

$$\sum_{e \subseteq E} \lambda_e = -\ln(1 - p_e) \quad \forall e \in E \quad (1.7)$$

$$\sum_{e, f \subseteq E} \lambda_e = \ln\left(1 + \sqrt{\frac{p_e p_f}{(1 - p_e)(1 - p_f)}}\right) \quad \forall e, f \in E, e \neq f \quad (1.8)$$

$$\lambda_E \geq 0 \quad \forall E \in \mathcal{E} \quad (1.9)$$

Donde p_e es la probabilidad marginal de falla de cada componente y ρ_{ef} es la correlación de falla de los componentes e y f . Se debe tener en consideración que el anterior conjunto de ecuaciones presenta mayor cantidad de variables que de ecuaciones por lo que deben ser eliminadas variables en función del algún criterio coherente con el comportamiento del sistema analizado. Una alternativa a la vía analítica corresponde a estimar la probabilidad de cada contingencia a partir del método de Montecarlo, generando realizaciones aleatorias de sismos que induzcan en forma natural correlación en la falla de componentes. Si bien teóricamente pudiera computarse la probabilidad de ocurrencia de cada contingencia en forma analítica en la práctica no existe suficiente información sistematizada que permita determinar su probabilidad en las horas que ocurren sismos, debido a esto los parámetros de entrada para este tipo de modelos igualmente necesitan generar dicha información a partir de simulaciones de Montecarlo.

1.4. Modelación de eventos sísmicos y su impacto en la infraestructura eléctrica

La modelación de eventos sísmicos y su impacto en la infraestructura eléctrica se ve sujeta a diversos tipos de comportamientos aleatorios como la localización y magnitud del sismo; y la atenuación de las ondas sísmicas. Adicionalmente a lo anterior la forma en que la infraestructura eléctrica responderá a un evento sísmico también corresponde a un fenómeno aleatorio.

1.4.1. Definiciones

A continuación, se presentan algunas definiciones fundamentales para el estudio de eventos sísmicos, extraídas desde la página web del Centro Sismológico Nacional (CSN) de Chile [22].

1. Sismo: Corresponde al proceso de generación de ondas y su posterior propagación por el interior de la Tierra. Al llegar a la superficie de la Tierra, estas ondas se dejan sentir tanto por la población como por estructuras, y dependiendo de la amplitud del movimiento (desplazamiento, velocidad y aceleración del suelo) y de su duración, el sismo producirá mayor o menor intensidad.
2. Intensidad: Es una medida de los efectos producidos por un sismo en personas, animales, estructuras y terreno en un lugar particular. Existen varias escalas de intensidad. En Chile se utiliza la Escala de Intensidades de Mercalli Modificada (NCh3 of.61 ¹). En esta escala, los valores de intensidad se denotan con números romanos que clasifican los efectos sísmicos con doce niveles ascendentes en severidad. La intensidad no sólo depende de la fuerza del sismo (magnitud), sino que también de la distancia epicentral, la geología local, la naturaleza del terreno y el tipo de construcciones del lugar.
3. Magnitud: Es una medida que tiene relación con la cantidad de energía liberada en forma de ondas. Se puede considerar como un tamaño relativo de un temblor y se determina tomando el logaritmo (base 10) de la amplitud máxima de movimiento de algún tipo de onda (P, Superficial) a la cual se le aplica una corrección por distancia epicentral y profundidad focal. En oposición a la intensidad, un sismo posee solamente una medida de magnitud y varias observaciones de intensidad.
4. Hipocentro: El punto en el interior de la Tierra, en el cual se da inicio a la ruptura que genera un sismo.
5. Epicentro: El punto en la superficie de la Tierra ubicado directamente sobre el foco o hipocentro.
6. Falla: Es la superficie de contacto entre dos bloques que se desplazan en forma diferencial uno con respecto al otro. Se pueden extender espacialmente por varios

¹Corresponde a la norma que define la escala oficial utilizada en Chile para apreciar la intensidad de los fenómenos sísmicos

cientos de km.

1.4.2. Magnitud de eventos sísmicos

Las fallas tectónicas son capaces de producir terremotos de variadas magnitudes. En 1944 en [23] se estudiaron por primera vez las observaciones de las magnitudes de los terremotos, donde se determinó que la distribución de las magnitudes de los terremotos en una región generalmente sigue una distribución particular, descrita por la ecuación 1.10.

$$\log \lambda_m = a - b \cdot m \quad (1.10)$$

Donde λ_m es la tasa de terremotos con magnitud mayor o igual a m , a y b son constantes. Esta ecuación es conocida como “Ley de recurrencia de Gutenberg-Richter”. Los parámetros a y b de la ecuación son determinados usando análisis estadístico de observaciones históricas. El parámetro a indica la tasa de terremotos en una región y el parámetro b indica la relación entre magnitudes pequeñas y grandes (típicamente el valor de b es aproximadamente igual a 1) La ecuación 1.11 también puede ser usada para computar una función de distribución acumulada, para las magnitudes de terremotos que son mayores a alguna magnitud mínima m_{min} (esta condición es usada porque los terremotos de magnitud menor que m_{min} suelen ser ignorados en los cálculos debido a su falta de importancia ingenieril)[24].

$$F_M(m) = P(M \leq m \mid M > m_{min}) = \frac{(\lambda_{min} - \lambda_m)}{\lambda_{min}} = 1 - 10^{-b(m-m_{min})}, m > m_{min} \quad (1.11)$$

Donde $F_M(m)$ denota la función de distribución acumulada para M . También se puede computar la función de densidad de probabilidad para M derivando la ecuación 1.11, donde $f_M(m)$ denota la función de densidad de probabilidad para M .

$$f_M(m) = b \cdot \ln(10) \cdot 10^{-b(m-m_{min})}, m > m_{min} \quad (1.12)$$

Generalmente existe un límite en el límite superior de las magnitudes de los terremotos en una región. Si puede ser determinada una magnitud máxima, la ecuación 1.11 se convierte en la ecuación 1.13:

$$F_M(m) = \frac{(1 - 10^{-b(m-m_{min})})}{(1 - 10^{-b(m_{max}-m_{min})})}, m_{min} < m < m_{max} \quad (1.13)$$

Y la ecuación 1.12, se convierte en la ecuación 1.14.

$$f_M(m) = \frac{b \ln(10) \cdot 10^{(b(m - m_{min}))}}{1 - 10^{-b(m_{max} - m_{min})}}, m_{min} < m < m_{max} \quad (1.14)$$

Donde, m_{max} es el máximo terremoto que una fuente dada puede producir. Esta distribución de las magnitudes limitada es conocida como “Ley de recurrencia de Gutenberg-Richter truncada”[24]. Es posible computar realizaciones aleatorias para la magnitud de un sismo mediante la ecuación 1.15, donde u corresponde a una variable aleatoria uniforme.

$$m = \frac{-\ln(\exp(-b \cdot m_{min}) - (1 - u) \cdot [\exp(-b \cdot m_{min}) - \exp(-b \cdot m_{max})])}{b} \quad (1.15)$$

1.4.3. Atenuación

Los modelos de predicción de movimiento de la tierra son desarrollados generalmente usando regresiones estadísticas en las observaciones de extensos conjuntos de datos de intensidades del movimiento de la tierra observadas [24]. Estos modelos predictivos proporcionan una distribución de probabilidad para las intensidades, en vez de una intensidad única. Para describir esta distribución de probabilidad, los modelos de predicción toman la siguiente forma general

$$\ln(IM) = \overline{\ln(IM)}(M, R, \theta) + \sigma(M, R, \theta) \cdot \varepsilon \quad (1.16)$$

Donde $\ln IM$ es el logaritmo natural de la medida de intensidad del movimiento de la tierra de interés. Los términos $\overline{\ln(IM)}(M, R, \theta)$ y $\sigma(M, R, \theta)$ son resultados del modelo de predicción de movimiento de la tierra; la media y la desviación estándar predichas respectivamente, de $\ln(IM)$. Ambos términos son función de la magnitud del terremoto(M), la distancia(R) y otros parámetros (genéricamente referidos como θ). Finalmente, ε es una variable aleatoria normal estándar. Se han propuesto diversos modelos de predicción del movimiento de la tierra, como por ejemplo el formulado en [25] y que se presenta a continuación. Este modelo en particular ha sido desarrollado a partir de conjuntos de datos de actividad sísmica en zonas de subducción (zonas de la corteza terrestre en que una placa tectónica se hunde por debajo de otra) y utiliza como variable de medición de la intensidad del movimiento la Peak Ground Acceleration (PGA).

$$\ln(PGA) = 6,36 + 1,76 \cdot M - 2,73 \cdot \ln(R + 1,58 \cdot \exp(0,608 \cdot M)) + 0,00916 \cdot h \quad (1.17)$$

M corresponde a la magnitud momento del terremoto, R es la distancia al centro de liberación de energía en km , h es la profundidad focal en km y σ es la desviación estándar de $\ln(PGA)$, en la Figura 1.3 se presenta en forma gráfica el significado de las variables en cuestión.

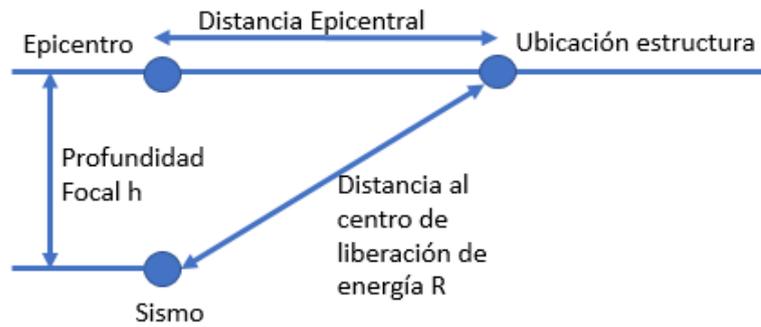


Figura 1.3: Explicación variables ecuación de atenuación del movimiento de la tierra

1.4.4. Impacto en la infraestructura

El concepto de curvas de fragilidad tiene su origen como un concepto de confiabilidad estructural, y es una herramienta útil para el análisis de componentes individuales. Una curva de fragilidad como la mostrada en la Figura 1.4, expresa la probabilidad de falla de un componente condicionado al impacto de la amenaza (e.g. velocidad del viento, PGA, etc).

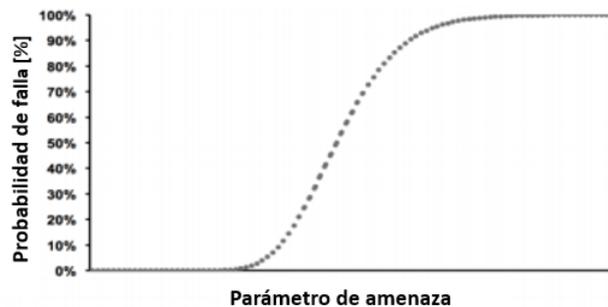


Figura 1.4: Curva de fragilidad genérica

Donde la curva se obtiene como sigue, la probabilidad condicional de estar en un determinado nivel de daño ds , o excederlo, dado por el parámetro de estimación de riesgo sísmico, S_d es definido por la ecuación 1.18.

$$P[ds | S_d] = \phi\left[\frac{1}{\beta_{ds}} \ln\left(\frac{S_d}{\bar{S}_{d,ds}}\right)\right] \quad (1.18)$$

Donde, $\bar{S}_{d,ds}$ es el valor de la mediana del parámetro de estimación del riesgo sísmico, donde la estructura alcanza el umbral del nivel de daño ds , β_{ds} es la desviación estándar del logaritmo natural del parámetro de estimación del riesgo sísmico, para el nivel de daño ds , y ϕ es la función de distribución acumulada normal estándar [26]. Es importante

notar que la “falla” del componente no necesariamente implica un colapso completo del componente (i.e. salida de servicio), por ejemplo: después de un movimiento sísmico, en una planta de generación eléctrica que está compuesta de más de un generador, pueden quedar fuera de servicio solo algunos de estos, implicando que la planta de generación eléctrica seguirá en servicio, pero con una capacidad de generación máxima reducida. Al mismo tiempo otros componentes como las líneas de transmisión tienen un estado binario, en servicio o fuera de servicio. Luego el estado de daño de los componentes debe ser considerado. Con el objetivo de modelar lo anterior, pueden ser seguidos dos enfoques, una opción es usar diferentes curvas para diferentes niveles de daño, otra es relacionar el estado de daño con una zona de la curva de fragilidad definida mediante percentiles.

Capítulo 2

Metodología

Con el fin de cumplir los objetivos planteados para el presente trabajo, a continuación, se formula la metodología que se seguirá. En primera instancia se describe la estructura general del modelo que permitirá determinar el plan de expansión óptimo de la transmisión, posteriormente se describe el orden en que será abordado el trabajo en forma general, y finalmente se describe en forma detallada la metodología particular que se seguirá, en cada etapa del trabajo.

2.1. Descripción general

En la Figura 2.1 se presenta el esquema general que deberá tener el modelo que permita determinar el plan de expansión/operación óptimo de las redes de transmisión eléctrica. Con el fin de estimar el impacto de modelar la correlación espacial inducida por la sismicidad en la salida de operación forzada de la infraestructura eléctrica de transmisión y generación, deberá ser formulado un modelo de Montecarlo que incorpore la aleatoriedad involucrada desde el punto de vista de magnitud de los sismos, ubicación e impacto en las centrales de generación, subestaciones y líneas de transmisión. A partir de dicho modelo será determinada la probabilidad de las contingencias seleccionadas en las horas del año con sismos, dichas probabilidades sumadas al resto de la información de entrada requerida por el modelo de optimización (i.e. la condición de operación, la probabilidad de ocurrencia de las contingencias seleccionadas en las horas sin sismos, los costos unitarios de expansión, operación y falla, etc.) permitirán la obtención de un plan óptimo de operación y expansión de las redes de transmisión.

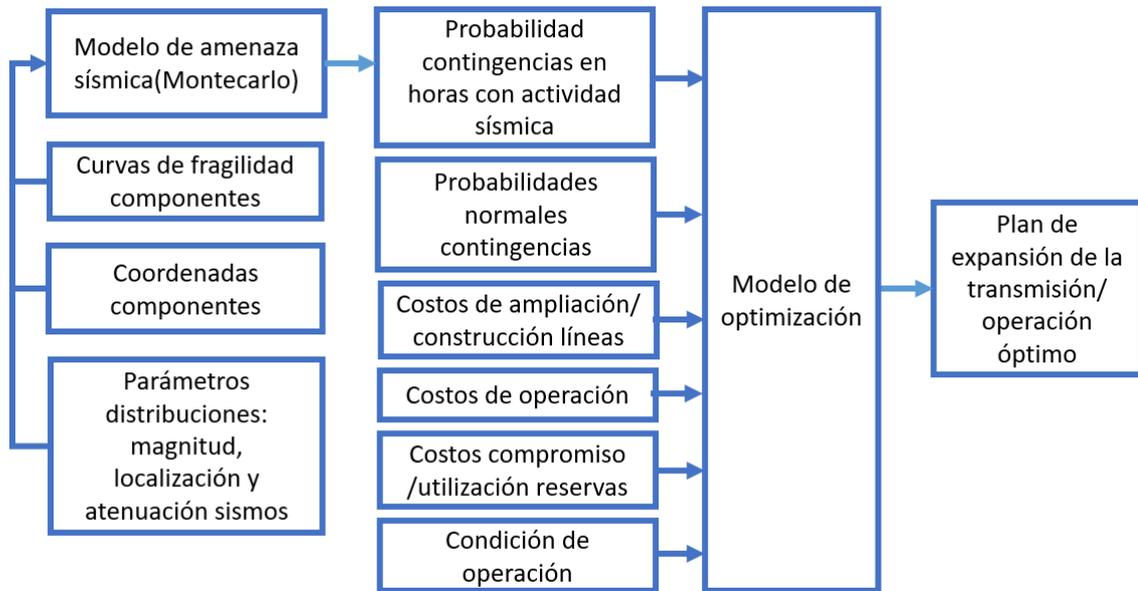


Figura 2.1: Esquema general metodología determinación plan de expansión/operación óptimo

El trabajo que permitirá cumplir con los objetivos propuestos se divide en 4 etapas, en la primera se formulará el modelo de amenaza sísmica a utilizar y posteriormente será implementado en el software Matlab. Posteriormente deberá ser formulado el problema de optimización con seguridad probabilística y control correctivo e implementado en el software FICO Xpress. La siguiente etapa del trabajo considerará la definición de los casos de estudio a estudiar, que corresponderán a un caso ilustrativo de un número reducido de componentes y una versión simplificada del SEN. En primera instancia, se estudiarán los resultados obtenidos para el caso reducido. Posteriormente se obtienen y se analizan los resultados para la versión simplificada del SEN. En la Figura 2.2 se esquematiza el trabajo a desarrollar y en las siguientes secciones se describe el trabajo de cada etapa con mayor detalle.

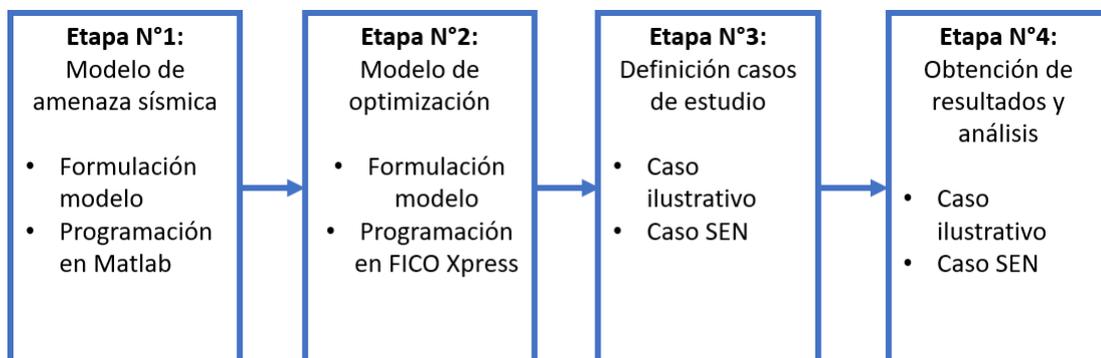


Figura 2.2: Actividades del trabajo

2.2. Modelo de amenaza sísmica

El objetivo de esta etapa es modelar la probabilidad de que los componentes de un sistema eléctrico (i.e., centrales generadoras, subestaciones y circuitos de línea) fallen como consecuencia de un sismo de magnitud significativa. Esto será llevado a cabo mediante el método de Montecarlo. En primera instancia se generará un catálogo estocástico de eventos sísmicos, cada sismo será caracterizado por su magnitud y ubicación, las cuales se obtendrán a partir de realizaciones aleatorias mediante la distribución exponencial truncada basada en la ley de recurrencia de Gutenberg-Richter para la magnitud y una distribución uniforme independiente para latitud, longitud y profundidad de cada evento, respectivamente. Una vez generado cada escenario de terremoto deberá ser calculada una medida de la intensidad del sismo sobre cada componente de la red, mediante una distribución de atenuación de la intensidad del sismo válida para el contexto chileno. La medida de intensidad utilizada corresponderá a la PGA. Mediante las curvas de fragilidad de los componentes será obtenida la probabilidad de fallar de la infraestructura eléctrica frente a cada sismo particular. Con dicha probabilidad se computarán realizaciones aleatorias para el estado de cada componente mediante una distribución de Bernoulli, de parámetro igual a la probabilidad de falla obtenida de la curva de fragilidad.

2.3. Modelo de optimización

Dados los objetivos del trabajo se ha decidido formular un modelo de optimización con las características descritas en la Tabla 2.1. El modelo de optimización será implementado en FICO Xpress 8.0, que interactuará con Excel para importar los datos de entrada y a su vez exporta los resultados de la optimización.

Tabla 2.1: Características del modelo de optimización

Aspecto	Descripción
Seguridad	Probabilística con control correctivo (donde se considera una multiplicidad de fallas de equipos de generación y red)
Horizonte de evaluación	Estático
Flujos de potencia	Modelo DC
Líneas candidatas	<i>Enfoque disyuntivo (Disjunctive approach)</i>
Función a optimizar	Minimización del costo social total, lo que incluye: la anualidad del valor de inversión en transmisión, el costo de operación y el costo esperado producto de la ocurrencia de contingencias

2.4. Casos de estudio

Con el fin de estudiar el funcionamiento del modelo, este será utilizado en la determinación de la decisión óptima de expansión de la transmisión en una red ficticia de tamaño reducido expuesta a la amenaza sísmica. Una vez verificado el funcionamiento del modelo, se utilizará en la determinación de la decisión óptima de expansión de la transmisión para una versión simplificada del Sistema Eléctrico Nacional. Cada caso será caracterizado a partir de la siguiente información:

1. Topología inicial de la red
2. Alternativas de expansión
3. Costos unitarios de operación, inversión y falla
4. Condición de operación del sistema
5. Ubicación geográfica de los componentes
6. Curvas de fragilidad de los componentes
7. Parámetros de las distribuciones de probabilidad para la generación aleatoria de realizaciones de la magnitud, ubicación y atenuación espacial de los eventos sísmicos.

A partir de la información de entrada, y el modelo propuesto será analizado el impacto de modelar la dependencia inducida en la falla de componentes por la amenaza sísmica. Para esto serán analizados los siguientes resultados:

1. La probabilidad de cada tipo de contingencia
2. La decisión óptima de expansión de la transmisión
3. Las decisiones de operación óptima
4. La confiabilidad del sistema medida a partir de la Energía Esperada No Suministrada (EENS).

Además serán comparados los resultados con los obtenidos a partir de una modelación más simplificada de la amenaza sísmica y diferentes consideraciones de seguridad para el sistema.

Capítulo 3

Formulación y explicación del modelo propuesto

En el siguiente capítulo se formula el modelo propuesto para la determinación del plan óptimo de expansión de la transmisión en forma detallada. Se explican las ecuaciones del modelo de optimización y se describe la forma de obtención de las probabilidades de las contingencias.

3.1. Modelo de optimización

A continuación se detalla la notación utilizada para el modelo de optimización.

Parámetros

A_l	Máximo número de pasos de ampliación para la línea l de la red base
CV_g	Costo variable de operación del generador g [\$/MWh]
CC_l	Costo de construcción de la línea candidata l [\$]
CA_l	Costo de ampliación de la línea l de la red base en un Δ_l de su límite de transmisión [\$]
D_n	Demanda nodo n [MW]
\overline{F}_l	Límite de transmisión de la línea l [MW]
\overline{P}_g	Potencia nominal del generador g [MW]
\underline{P}_g	Mínimo técnico del generador g [MW]
$VoLL$	Valor de pérdida de carga [\$/MWh]
x_l	Reactancia de la línea l [p.u.]
Δ_g^{resu}	Límite de rampa de subida del generador g [MW]
Δ_g^{resg}	Límite de rampa de bajada del generador g [MW]
Δ_l	Paso de ampliación línea l de la red base [p.u.]

π_g^{resh}	Precio del servicio de reserva en giro suministrado por el generador g [\$/MW/h]
π_g^{resuu}	Precio de utilización del servicio de reserva de subida provisto por el generador g [\$/MWh]
π_g^{resud}	Precio de utilización del servicio de reserva de bajada provisto por el generador g [\$/MWh]
ρ_{cs}	Probabilidad de que ocurra la contingencia s, bajo la condición sísmica c [p.u.]
σ_c	Duración del bloque de horas en que el sistema se ve expuesto a la condición sísmica c [h]

Variables

c_g	Pre-despacho del generador g
l_{ns}	Potencia no suministrada en el nodo n producto de la contingencia s [MW]
$resuu_{gs}$	Servicio de reserva de subida utilizada por el generador g producto de la contingencia s
$resud_{gs}$	Servicio de reserva de bajada utilizada por el generador g producto de la contingencia s
F_{ls}	Flujo de potencia por la línea l en el estado s [MW]
P_g	Despacho generador g [MW]
v_l	Variable binaria para la decisión de construir ($v_l = 1$) o no la línea candidata l
w_l	Variable entera para el número de pasos de ampliación de la línea l, de la red base.
θ_{ns}	Ángulo de la tensión en el nodo n en el estado s [rad]

Conjuntos

C	Conjunto de condiciones sísmicas
G	Conjunto de generadores
G_n	Conjunto de generadores en el nodo n
L	Conjunto de todas las líneas
L_b	Conjunto de líneas de la red base
L_c	Conjunto de líneas candidatas
L_n^+	Conjunto de líneas con flujo entrante al nodo n
L_n^-	Conjunto de líneas con flujo saliente del nodo n
N	Conjunto de nodos
$n1(l)$	Primer nodo de la línea l
$n2(l)$	Segundo nodo de la línea l
$S = \{1, \dots, N_s\}$	Conjunto de contingencias del sistema ($s \in S s = 1$ corresponde al estado intacto del sistema)

El modelo de optimización que se formula a continuación busca determinar el mejor

plan de expansión para una red eléctrica de transmisión que minimice los costos de la anualidad de inversión conjuntamente con el costo de operación anual (operación generadores y compromiso reservas) y el costo esperado producto de la ocurrencia de contingencias (energía no suministrada y utilización de reservas). Se consideran susceptibles de fallar: centrales generadoras, subestaciones y líneas de transmisión. Desde el punto de vista de la condición de operación se considera el peor escenario, que corresponde a la máxima demanda esperada en el horizonte de planificación, además se estudia el problema de planificación estático donde las decisiones de planificación son hechas en el presente para un horizonte de planificación de largo plazo. Las alternativas de expansión incluyen la posibilidad de construir líneas candidatas nuevas y/o ampliar el límite térmico de los circuitos de la red base. También se considera la posibilidad de re-despachar la generación en cada estado de contingencia a partir de las reservas comprometidas en el estado intacto de la red por cada generador. Debido a que el presente modelo intenta modelar el riesgo sísmico a que se ve expuesta la red, este presenta algunas características relevantes que se destacan a continuación.

- Dado que el desarrollo actual de la ciencia no permite predecir la ocurrencia de sismos, el modelo no considera la posibilidad de un despacho diferente de los generadores para cada condición sísmica a la que se se ve enfrentado el sistema (e.g. horas del año con y sin ocurrencia de eventos sísmicos).
- La probabilidad de ocurrencia de las contingencias difiere en forma importante en las horas en que se producen sismos significativos en alguna zona de la red con respecto a las horas del año en que el sistema no se ve expuesto a aceleraciones importantes(condición sísmica favorable). Razón por la cuál se divide el año en bloques de horas y se calcula la probabilidad de ocurrencia de las contingencias de interés en forma independiente para cada bloque. Para el caso del bloque de horas con actividad sísmica, se produce un incremento de la probabilidad de ocurrencia de las contingencias que incluyen componenetes cercanos al evento sísmico, y además se produce un aumento en la probabilidad de ocurrencia de contingencias múltiples relacionadas, que implican la salida de operación forzada de varios componentes en forma simultánea. Con el objetivo de rescatar este comportamiento la probabilidad de ocurrencia de las contingencias para los bloques de horas con actividad sísmica se obtiene a partir de la simulación tipo Montecarlo que se describe en detalle en la sección 3.2. La duración de los bloques con actividad sísmica deberá adaptarse a la proporción del año en horas en que el sistema se enfrenta a la ocurrencia de sismos. Por ejemplo si en promedio ocurren 50 sismos significativos (i.e. de magnitud mayor a 5 Mw) anuales en determinada zona de la red, la duración del bloque con actividad sísmica en dicha zona será de 50 horas, donde se asume que cada sismo ocurre en una hora distinta del año.

La función objetivo del problema de optimización viene dada por la ecuación 3.1. Las expresiones AIT, COA y CEF se explicitan en las ecuaciones 3.2, 3.3 y 3.4 respectivamente.

$$\min(AIT+COA+CEF) \tag{3.1}$$

$$AIT = \sum_{l \in L_b} CA_l \cdot w_l + \sum_{l \in L_c} CC_l \cdot v_l \quad (3.2)$$

$$COA = 8760 \cdot \left[\sum_{g \in G} CV_g \cdot P_g + \pi_g^{resh} \cdot resh_g \right] \quad (3.3)$$

$$CEF = \sum_{C \in C} \sum_{s \in S \setminus \{1\}} \sigma_c \cdot \rho_{cs} \left[\sum_{n \in N} VoLL \cdot ll_{ns} + \sum_{g \in G} \pi_g^{resuu} \cdot resuu_{gs} + \pi_g^{resud} \cdot resud_{gs} \right] \quad (3.4)$$

La anualidad de la inversión en transmisión AIT se obtiene a partir de la suma de los costos de ampliación del límite térmico de las líneas existentes y de construcción de las líneas candidatos. El COA corresponde a la suma del costo de operación de las centrales del sistema en estado intacto de la red ($s = 1$) y el costo por la reserva de subida comprometida por los generadores. El costo esperado de falla CEF, corresponde a la suma de la energía no suministrada esperada y el costo esperado de utilización de reservas, para cada condición sísmica. Los costos esperados se obtienen a partir de la multiplicación de los la energía no suministrada y la utilización de reserva en cada estado del sistema por la probabilidad de estar en dicho estado. En la práctica la capacidad máxima de ampliación del límite térmico de una línea se encuentra limitada, por lo que se restringe el valor máximo de la variable w_l a un número A_l entero (ecuación 3.5). Además, se deben cumplir las restricciones que ligan los estados pre y post contingencia lo que se realiza mediante las ecuaciones 3.6, 3.7, 3.8, 3.9 y 3.10.

$$w_l \leq A_l \quad \forall l \in L \quad (3.5)$$

$$resh_g \leq \overline{P}_g - P_g \quad \forall g \in G \quad (3.6)$$

$$resh_g \leq \Delta resu_g \cdot c_g \quad \forall g \in G \quad (3.7)$$

$$resuu_{gs} \leq resh_g \quad \forall g \in G, s \in S \quad (3.8)$$

$$resud_{gs} \leq \Delta resd_g \quad \forall g \in G, s \in S \quad (3.9)$$

$$P_g - resud_{gs} \geq \underline{P}_g \cdot c_g \quad \forall g \in G, s \in S \quad (3.10)$$

La física de la red se modela mediante su aproximación lineal por lo que se deben cumplir las restricciones típicas de un flujo de potencia DC. Las ecuaciones 3.11 y 3.12

corresponden a las restricciones de balance nodal en los estados pre y post contingencia, respectivamente. Además, la inequación 3.13 acota el máximo desprendimiento de carga nodal a su respectiva demanda y 3.14 acota el despacho de los generadores por su capacidad nominal y mínimo técnico.

$$\sum_{g \in G} P_g + \sum_{l \in L_n^+} F_{ls} - \sum_{l \in L_n^-} F_{ls} = D_n \quad \forall n \in N, s = 1 \quad (3.11)$$

$$\sum_{\substack{g \in G \\ \text{disponible} \\ \text{en } s}} (P_g + \text{resud}_g^s - \text{resud}_g^s) + \sum_{l \in L_n^+} F_{ls} - \sum_{l \in L_n^-} F_{ls} = D_n - ll_{ns} \quad \forall n \in N, s \in S \setminus \{1\} \quad (3.12)$$

$$0 \leq ll_{ns} \leq D_n \quad \forall n \in N, s \in S \setminus \{1\} \quad (3.13)$$

$$\underline{P}_g \cdot c_g \leq P_g \leq \overline{P}_g \cdot c_g \quad \forall g \in G \quad (3.14)$$

El flujo de potencia tanto de líneas de la red base como de las líneas candidatas debe ser restringido a su máxima capacidad de transmisión, y además se deben cumplir las ecuaciones de flujo de potencia en ambos casos. Lo anterior se formula en las ecuaciones 3.15, 3.16, 3.17 y 3.18.

$$|F_{ls}| \leq \overline{F}_l (1 + \Delta_l \cdot w_l) \quad \forall l \in L_b, s \in S \quad (3.15)$$

$$|F_{ls}| \leq \overline{F}_l \cdot v_l \quad \forall l \in L_b, s \in S \quad (3.16)$$

$$x_l F_{ls} = (\theta_{s,n1(l)} - \theta_{s,n2(l)}) \quad \forall l \in L_b \text{ operativa en } s \quad (3.17)$$

$$|F_{ls} - \frac{(\theta_{s,n1(l)} - \theta_{s,n2(l)})}{x_l}| \leq M \cdot (1 - v_l) \quad \forall l \in L_c \text{ operativa en } s \quad (3.18)$$

Donde v_l es binaria y w_l es entera. Para todos los estados s en que el circuito $l \in L$ o alguna de las subestaciones de sus extremos, está fuera de servicio, se tiene:

$$|F_{ls}| = 0 \quad (3.19)$$

Para todos los estados en que el generador $g \in G$ o la respectiva subestación elevadora está fuera de servicio se tiene:

$$resuu_{gs} = resud_{gs} = 0 \quad (3.20)$$

3.2. Calculo probabilidades contingencias

A continuación se describe la forma en que se calculan las probabilidades de ocurrencia de las contingencias de interés en cada bloque de horas.

3.2.1. Bloque de horas sin sismos significativos

Bajo el supuesto de independencia en la falla de componentes de una red de transmisión, la probabilidad de los estados de falla viene dada por la ecuación 3.21:

$$\rho_s = \prod_{i \in U^s} (1 - P(T_i \leq t)) \prod_{j \in D^s} (P(T_j \leq t)) \quad (3.21)$$

Donde $P(T_i \leq t) = 1 - e^{-\lambda_i t}$, U^s es el conjunto de componentes operativos en el estado s , y D^s es el conjunto de componentes fuera de servicio en el estado s .

3.2.2. Bloque de horas con sismos significativos

A continuación se detalla la forma en que son obtenidas las probabilidades para las contingencias $N - k$ incorporando la correlación espacial inducida por los sismos, esta metodología se inspira en el modelo de amenaza sísmica utilizado en [21]. Se realizan N_S simulaciones de sismos y para cada uno se computa el estado en operación o fuera de operación de los componentes de la red, para esto se siguen los siguientes pasos, resumidos en forma la Figura 3.1.

1. Generar una realización aleatoria del sismo i , caracterizado por su magnitud, y localización. La magnitud se genera a partir de una distribución exponencial truncada, mientras que la localización se determina computando en la latitud, longitud y profundidad a partir de 3 distribuciones de probabilidad uniformes.
2. Calcular la distancia entre el sismo i generado y cada componente j de la red.
3. Generar una realización de la Peak Ground Acceleration (PGA) a que se ve expuesto cada componente j dado el sismo i computado.
4. Obtener la probabilidad de que falle cada componente j a partir de su curva de fragilidad.

5. Computar el estado del componente j producto del sismo i mediante una distribución Bernoulli con el parámetro $p_{i,j}$ obtenida de la curva de fragilidad.
6. Repetir los pasos 1-6 hasta completar las N_s simulaciones
7. Computar la probabilidad de cada contingencia $N-k$.

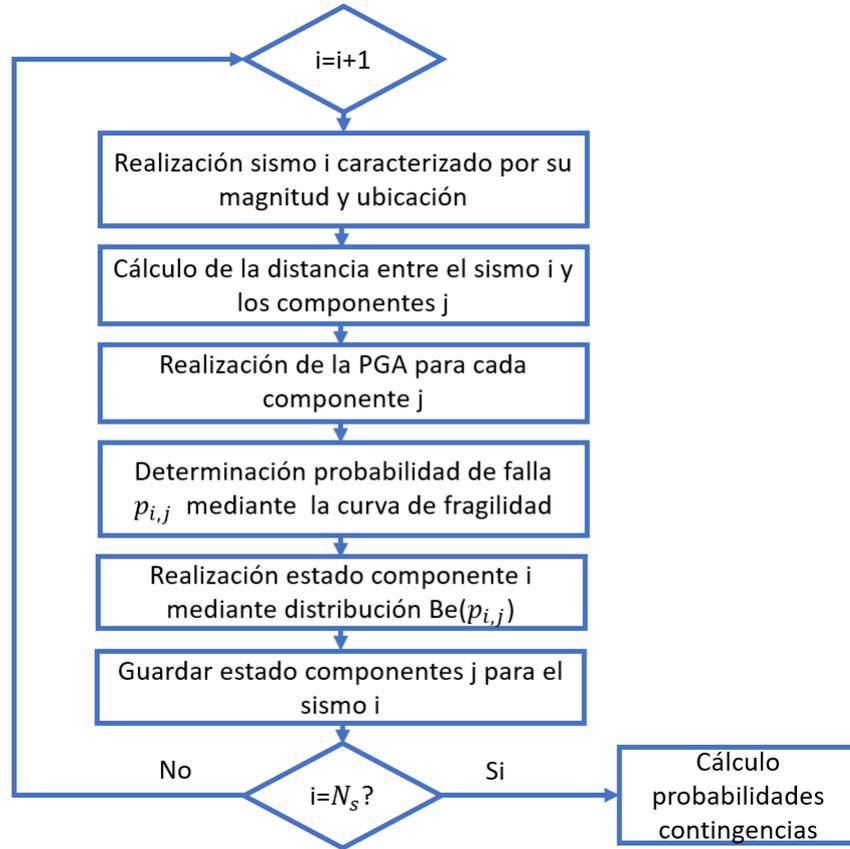


Figura 3.1: Montecarlo cálculo probabilidades contingencias en horas con sismos significativos

El cálculo de la probabilidad ρ_s de cada contingencia s , se computa a partir de la ecuación 3.22, donde $Y_{s,i}$ corresponde a la variable aleatoria de cada contingencia s , y $\mathbf{1}(\cdot)$ es la función indicatriz.

$$\rho_s = \frac{\sum_{i=1}^{N_s} \mathbf{1}(Y_{s,i} = 1)}{N_s} \quad (3.22)$$

3.3. Aproximaciones del modelo de amenaza sísmica

Se estudiará el impacto de modelar la amenaza sísmica en forma simplificada con respecto al modelo propuesto. Para lo cual a partir de ahora se hará referencia al modelo

propuesto en el presente capítulo como modelo M1, y a las versiones simplificadas como modelos M2 y M3, a continuación se describe cada uno en forma más detallada.

3.3.1. M2: Supuesto de independencia para la modelación de la amenaza sísmica

Este modelo es análogo al modelo M1, pero en el cuál se asume independencia en la falla de componentes tanto en las horas del año en que no se producen sismos significativos como en las horas en que si se producen, no obstante las tasas de falla en los bloques del año con actividad sísmica en cada zona de la red son mayores. Para esto la probabilidad de falla de cada componente en las horas con actividad sísmica se calculará a partir de la ecuación 3.23, donde p_j corresponde a la probabilidad de falla del componente j , y $X_{j,i}$ es la variable aleatoria que describe el estado de cada componente j frente a la ocurrencia de cada sismo i generado mediante la simulación tipo Montecarlo descrita anteriormente.

$$p_j = \frac{\sum_{i=1}^{N_s} \mathbf{1}(X_{j,i} = 1)}{N_s} \quad (3.23)$$

3.3.2. M3: Utilización de tasas de falla promedio

Lo habitual en confiabilidad de sistemas eléctricos es calcular tasas de falla promedio para los componentes del sistema. Las tasas promedio se obtienen a partir de ponderar las tasas de falla de los componentes para cada condición, por la fracción de horas anuales en que el sistema se ve expuesto a dicha condición, lo que se expresa matemáticamente mediante la ecuación 3.24.

$$\bar{\lambda}_k = (\lambda_k^{norm} \cdot f_k^{norm} + \sum_{i=1}^N \lambda_{k,i} \cdot f_{k,i}) \quad (3.24)$$

Donde $\bar{\lambda}_k$ corresponde a la tasa de falla promedio del componente k , λ_k^{norm} corresponde a la tasa de falla del componente k , en condición normal del sistema y $\lambda_{k,i}$ corresponde a la tasa de falla del componente k , cuando ocurren sismos en las diferentes zonas i del sistema. Además, los factores f_k^{norm} y $f_{k,i}$ corresponden a las fracciones del periodo T en que el sistema se ve expuesto a condición normal y sismos en las diferentes zonas de la red, respectivamente.

3.4. Impacto de considerar la seguridad del sistema en el problema de planificación de la expansión de la transmisión

Con el objetivo de estudiar el impacto de modelar la resiliencia en la determinación del plan de expansión y operación óptimos, se contrastarán los resultados con los obtenidos a partir de los modelos M4 y M5 descritos a continuación.

3.4.1. M4: Confiabilidad endógena

Corresponde a no considerar la resiliencia del sistema frente a eventos sísmicos, pero sí la confiabilidad del sistema frente a fallas endógenas. Este modelo es análogo a M1, pero donde se considera que el bloque de horas en que el sistema se ve expuesto a fallas producto de la ocurrencia de sismos de gran magnitud es despreciable.

3.4.2. M5: Planificación económica

Corresponde al modelo de planificación de la transmisión más clásico, donde no se tiene en cuenta la confiabilidad del sistema. En este tipo de formulación se balancea el costo de la inversión contra los beneficios a nivel de la operación económica. En esta formulación no se considera la confiabilidad del sistema frente a fallas comunes, ni frente a las producidas por la amenaza sísmica. Lo anterior equivale a asumir tasas de falla nulas para todos los componentes en cualquier condición del sistema.

Capítulo 4

Caso de estudio: Sistema eléctrico ilustrativo

En el presente capítulo se estudia un caso reducido, que corresponde a una red de 4 barras. Se describe en detalle las características del caso de estudio y posteriormente son presentados y analizados los principales resultados obtenidos.

4.1. Descripción caso de estudio

4.1.1. Red de estudio

En la Figura 4.1 se presenta la red de estudio, conformada por 3 centrales generadoras, 4 subestaciones, 2 líneas de circuito simple, 1 línea de doble circuito y una línea candidata de circuito simple (línea punteada). En la Tabla 4.1 se entrega la información relevante de los generadores: capacidad nominal, mínimo técnico, límites de rampa de subida y bajada, así como costos de operación, compromiso de reserva y de utilización de reservas de subida y bajada.

Tabla 4.1: Datos centrales caso ilustrativo.

ID	Cap. nominal [MW]	Min. técnico [MW]	Rampa de subida/bajada [MW]	Costo de operación [USD/MWh]	Costo de reserva [USD/MW/h]	Costo de utilización de reserva [USD/MWh]
G_1	100	10	40	40	0	40
G_2	100	10	40	50	0	50
G_3	100	10	40	50	0	50

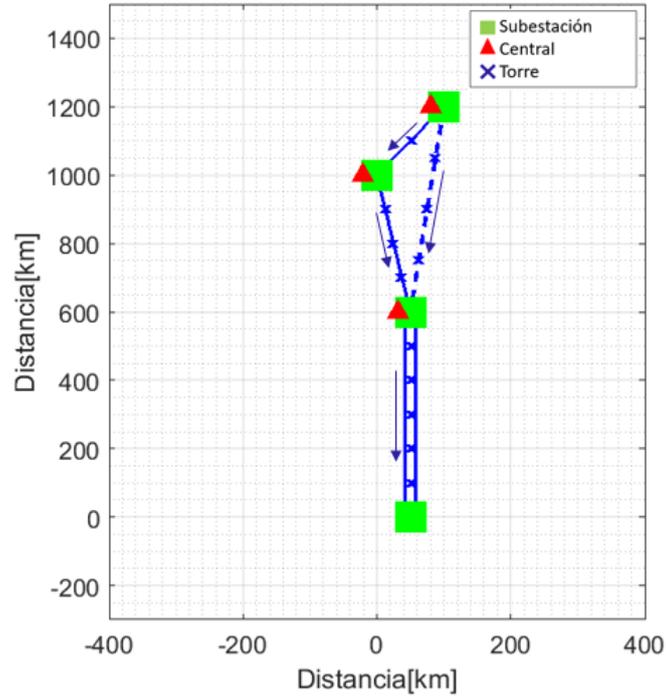


Figura 4.1: Red caso ilustrativo (las flechas indican la dirección positiva de los flujos de potencia).

En la Tabla 4.2 se entrega la información de las líneas de transmisión entre la que se encuentra: límite térmico, anualidad del costo de ampliación/construcción y reactancia. Para los costos de ampliación de las líneas de la red base se utilizó un costo unitario de 60 [USD/MW/km/año] mientras que para la determinación del costo de construcción de la línea candidata L_{13} se tomó un costo unitario de 120 [USD/MW/km/año]. Además para el cálculo de las reactancias se asumió un valor unitario de 0.4 [ohm/km].

Tabla 4.2: Datos líneas caso ilustrativo.

ID	Capacidad [MW]	Reactancia [p.u.]	Costo de ampliación [USD/MW/año]	Costo de construcción [USD/año]
L_{12}	16	0.19	13,440	-
L_{23}	25	0.33	24,180	-
L_{34C1}	35	0.50	36,000	-
L_{34C2}	35	0.50	36,000	-
L_{13} (candidato)	25	0.5	-	1,812,000

En la Tabla 4.3 se presentan las demandas nodales. Se utiliza un valor de pérdida de carga $VoLL = 1,000[USD/MWh]$.

Tabla 4.3: Demandas nodales caso ilustrativo.

ID	Demanda [MW]
D_1	20
D_2	25
D_3	20
D_4	50

4.1.2. Selección de contingencias

Dado que el número de componentes lo permite en el presente caso se estudiará considerando la enumeración completa de contingencias. La red base está compuesta por 11 componentes, a lo que se suma una línea candidata, con esto el número de contingencias estudiadas asciende a 4095 ($2^{12} - 1$).

4.1.3. Cálculo probabilidad contingencias en bloque de horas sin sismos

El cálculo de la probabilidad de ocurrencia de las contingencias seleccionadas en las horas con condición sísmica favorable (i.e. horas con sismos de magnitud < 5 Mw), como se explicó en el capítulo 4, se realiza a partir del supuesto de independencia y distribuciones exponenciales de los tiempos para fallar. Para lo cual se utilizarán las tasas de falla de la Tabla 4.4.

Tabla 4.4: Tasas de falla normales caso ilustrativo.

Tipo de componenete	Tasas de falla normal [occ/h]
Subestación	0.00001
Unidad generadora	0.00068
Circuito red base (cada 100 km)	0.00016
Circuito candidato (cada 100 km)	0.00016

4.1.4. Cálculo probabilidad contingencias en bloques de horas con sismos

Debido a la gran extensión de los sistemas eléctricos de transmisión, ante la ocurrencia de un sismo significativo (u otro tipo de condición adversa), solo se ve afectada la parte del sistema “cercana” al suceso, por lo que se divide la red de estudio en 3 zonas, las cuales se presentan en la Figura 4.2.

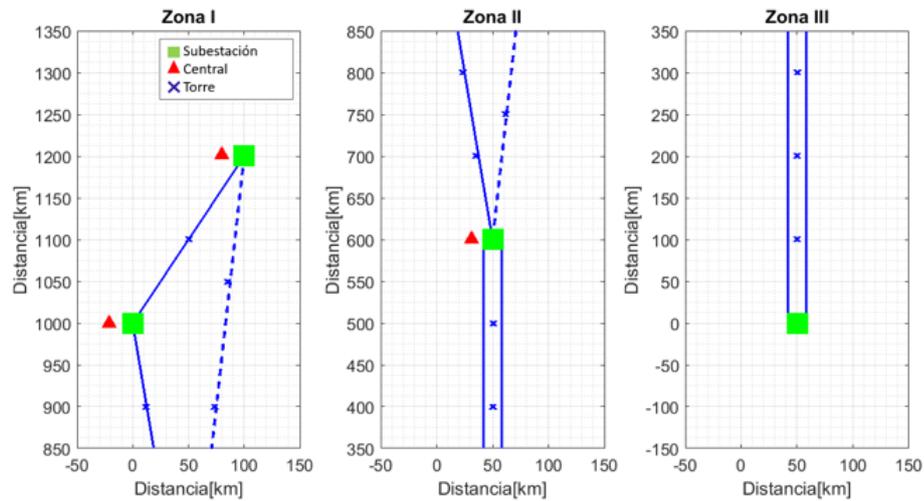


Figura 4.2: Zonas caso ilustrativo.

Tal como se describió en el capítulo 4, la probabilidad de ocurrencia de las contingencias seleccionadas bajo condición sísmica adversa se realizará a partir de una simulación tipo Montecarlo, a continuación, se describe la información de entrada utilizada. La ecuación de atenuación del movimiento de la tierra que se considera en este estudio corresponde a la presentada en el marco teórico para zonas sísmicas de subducción. En la Figura 4.3 , se presenta la predicción que dicha ecuación hace en función de la distancia a la fuente de liberación de la energía, para la media de la PGA , medida como fracción de la aceleración de gravedad g .

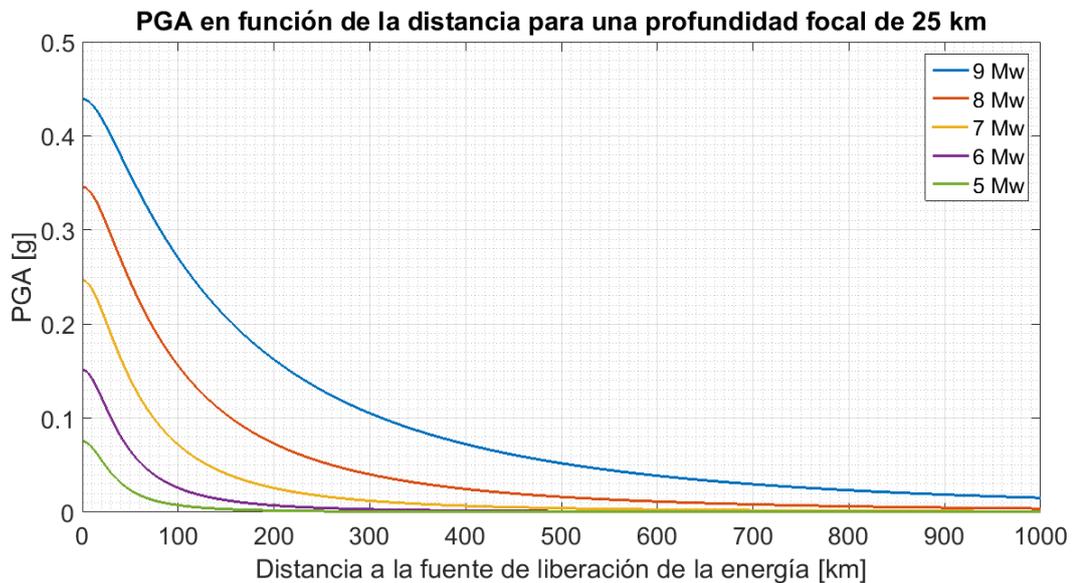


Figura 4.3: Atenuación media de la PGA en función de la distancia para sismos de distintas magnitudes.

Para este estudio se utilizan las curvas de fragilidad extraídas desde [26]. Se asume que

frente al menor daño los componentes se desconectan por lo que se utilizan las curvas de fragilidad para un nivel de daño menor o superior. En el caso de las centrales generadoras se utilizan las curvas de fragilidad para centrales medianas/grandes con componentes sísmicos, además se ocupan las curvas para subestaciones de media tensión (150 a 350 kV), diseñadas para riesgo sísmico. En el caso de las torres de las líneas de transmisión se utiliza la misma curva de fragilidad de las subestaciones. En la Tabla 4.5 se entregan los parámetros de las curvas de fragilidad utilizadas.

Tabla 4.5: Parámetros curvas de fragilidad.

Componente	Nivel de daño	Mediana(g)	β
Central generadora con componentes sísmicos	Menor o superior	0.1	0.6
Subestación con componentes sísmicos	Menor o superior	0.15	0.6
Torre con componentes sísmicos	Menor o superior	0.15	0.6

A partir de los parámetros anteriores se obtienen las curvas de fragilidad de la Figura 4.4. En rojo se muestra la curva de fragilidad utilizada para las centrales generadoras, mientras que en azul la utilizada para el caso de subestaciones y torres de línea.

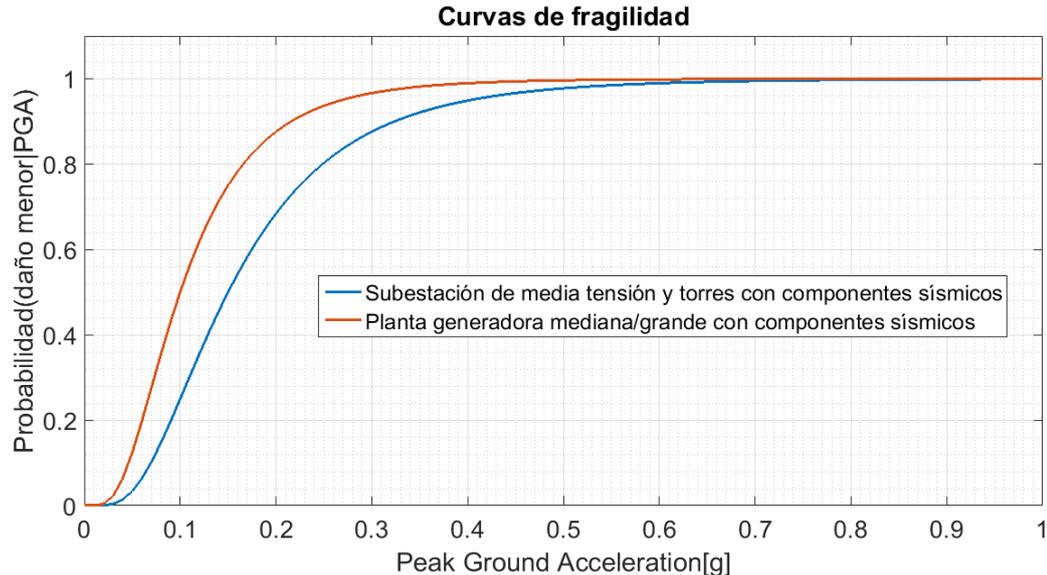


Figura 4.4: Curvas de fragilidad caso ilustrativo.

4.2. Resultados y análisis

4.2.1. Probabilidades contingencias

En la Figura 4.5 se presentan los sismos generados a partir del proceso de simulación descrito en el capítulo anterior. Si bien se generaron 10^4 sismos aleatorios en cada zona, solo se muestra la ubicación en el plano cartesiano de los 200 primeros eventos.

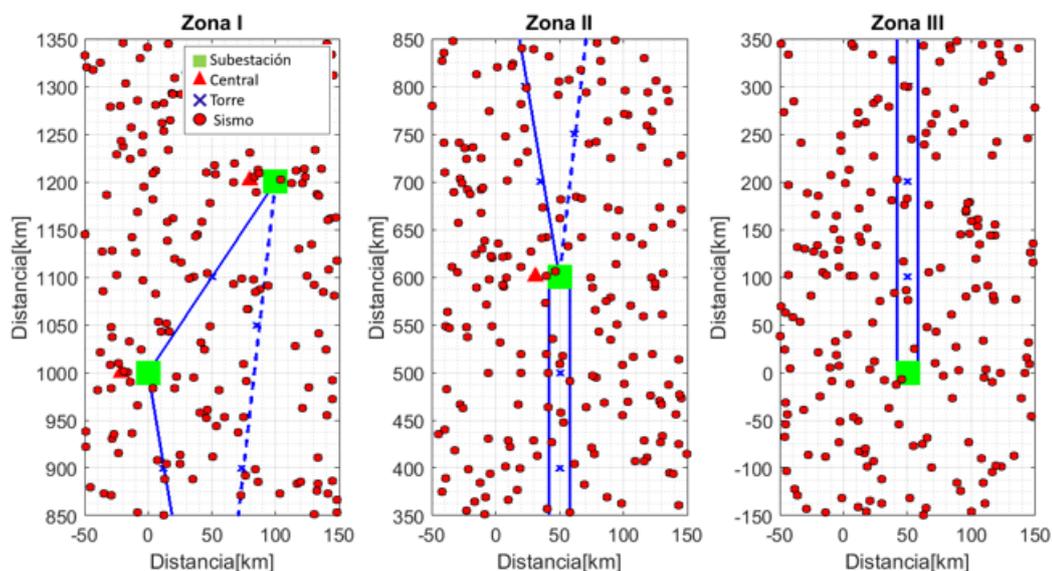


Figura 4.5: Catálogo de eventos sísmicos caso ilustrativo.

En la Figura 4.6 se grafica la probabilidad total de ocurrencia de las contingencias N-k, para cada zona de la red en las horas del año en que ocurren sismos de magnitud >5 Mw, donde se presenta en forma agregada la probabilidad total de que ocurra un contingencia en que salen de operación k componentes. Dicha probabilidad se presenta para el caso en que se asume independencia en la salida de operación de componentes (indep) y cuando se toman en consideración CCF. Adicionalmente se muestra la probabilidad para las horas del año en que no se producen sismos significativos (norm) y la obtenida a partir de considerar las tasas de falla promedio ponderadas de las horas del año con y sin actividad sísmica, obtenidas a partir de asumir 10 sismos anuales por zona (prom). En las horas del año con sismos significativos, es relevante modelar la correlación en la falla de componentes inducida por la ocurrencia de CCF, esto se ve claramente en la Figura 4.6. El supuesto de independencia lleva a una subestimación de la probabilidad de que ocurran contingencias múltiples en que salen de operación más de 4 componentes en forma simultánea. Lo anterior se entiende en forma intuitiva, si se considera que los eventos tipo shock afectan en forma simultánea un gran número de componentes, así cuando falla cierto elemento del sistema es esperable que también falle otro relativamente cercano la mayoría de las veces, es decir las fallas de varios componentes se vuelven más probables

cuando se incluye la posibilidad de que ocurran contingencias de causa común. Cuando se compara la probabilidad de ocurrencia de cada tipo de contingencia en las horas en que ocurren sismos significativos considerando CCF, con las probabilidades cuando la red se ve expuesta a una condición sísmica favorable (i.e. sin actividad sísmica significativa) se puede ver que la principal diferencia es que en condición normal de la red, raramente se tendrán contingencias que incluyan más de dos componentes, donde la probabilidad de este tipo de contingencias es menor a 10^{-6} . En el caso de la utilización de tasas de falla promedio se obtiene un comportamiento similar al obtenido en condición normal del sistema pero con probabilidades de ocurrencia de las contingencias algo mayores.

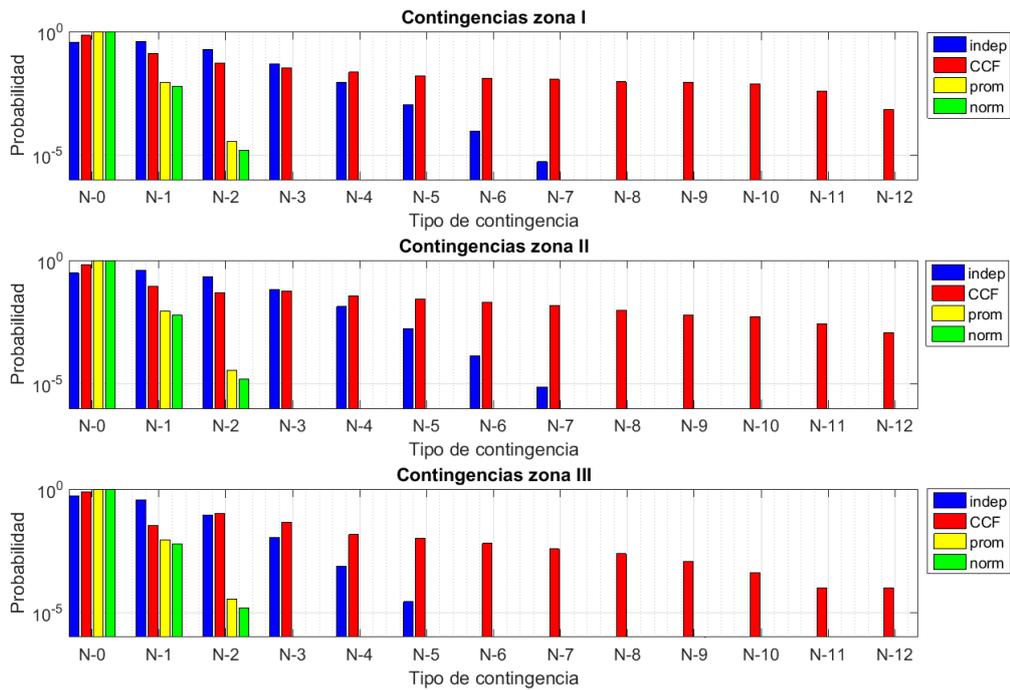


Figura 4.6: Probabilidades contingencias caso ilustrativo (escala logarítmica).

4.2.2. Modelación de la amenaza sísmica

En la siguiente sección se estudia el impacto de modelar la amenaza sísmica a partir de las diferentes aproximaciones descritas en la sección 3.3.

4.2.2.1. Inversión

En la Figura 4.7 se presentan los resultados relativos a la inversión óptimo en transmisión, para diferentes escenarios de actividad sísmica anual, donde el número de sismos de cada escenario corresponde a un tercio de la actividad sísmica de cada zona (debido a que la red se dividió en 3 zonas). Cuando se comparan los resultados de los 3 modelos que

realizan inversiones considerando la seguridad del sistema (M1, M2 y M3), se puede ver que para escenarios de baja actividad sísmica anual se obtienen los mismos resultados, sin embargo a partir de las 45 sismos anuales la inversión óptima obtenida a partir de asumir independencia para la modelación de la amenaza sísmica (M2) y de la utilización de tasas de falla promedio (M3) se ve incrementada respecto a los obtenidos a partir del modelo M1.

Los planes de expansión de la transmisión que explican los costos anteriores se presentan en la Tabla 4.6, donde se puede ver que en todos los casos que se considera la seguridad del sistema se decide construir la línea candidata L_{13} . Desde el punto de vista de la ampliación de la capacidad de transmisión en todos los casos resulta óptimo un aumento del 50% en la capacidad de transmisión de ambos circuitos de la línea L_{34} , que exporta energía hacia la subestación S_4 , lo anterior permite que ante la salida de uno de los dos circuitos, el adyacente sea capaz de conservar la exportación de energía sin pérdida de carga, lo que equivale al tradicional criterio de seguridad N-1. Con respecto a la línea L_{12} , para todos los casos con alta actividad sísmica (sobre 75 horas anuales) el óptimo corresponde a una ampliación del 75% de su capacidad de transmisión. En el caso de la ampliación óptima para la línea L_{23} , vemos que para una alta actividad sísmica tanto la utilización de tasas de falla promedio (M3) como la modelación de la amenaza sísmica asumiendo independencia (M2) incrementan la ampliación óptima a un 100% de su capacidad de transmisión, mientras que en el caso de modelar la amenaza sísmica considerando la dependencia (M1) la ampliación óptima disminuye a un 75% de su capacidad de transmisión.

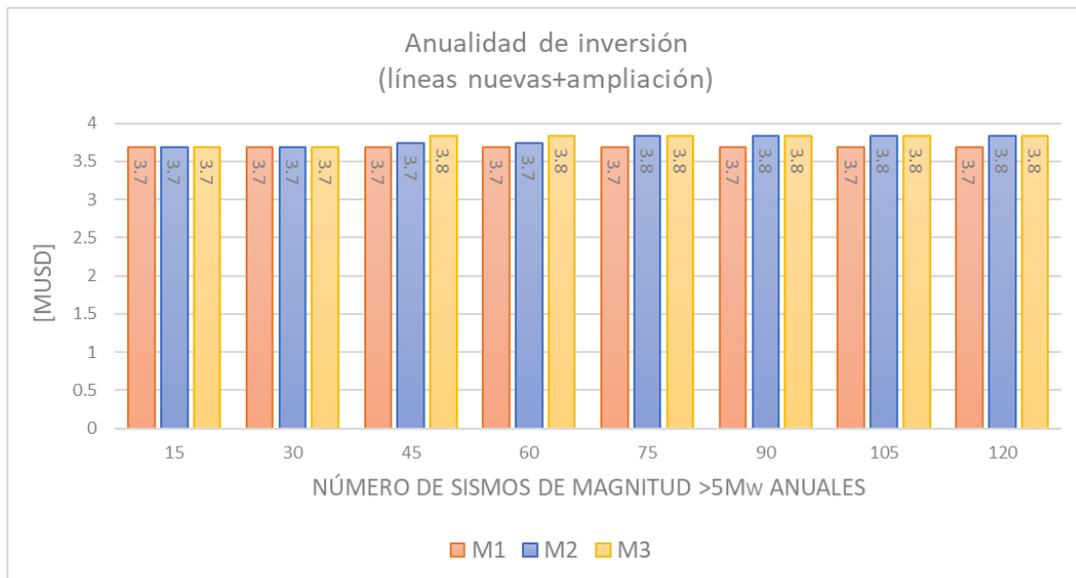


Figura 4.7: Costo anualidad de inversión caso ilustrativo.

Tabla 4.6: Planes de expansión candidatos caso ilustrativo.

Número de sismos de magnitud >5 Mw anuales	Inversión óptima M1-M2-M3 [MW]				
	L_{12}	L_{23}	L_{34C1}	L_{34C2}	L_{13} (nueva)
15	12-12-12	19-19-19	18-18-18	18-18-18	25-25-25
30	12-12-12	19-19-19	18-18-18	18-18-18	25-25-25
45	12-16-12	19-19-25	18-18-18	18-18-18	25-25-25
60	12-16-12	19-19-25	18-18-18	18-18-18	25-25-25
75	12-12-12	19-25-25	18-18-18	18-18-18	25-25-25
90	12-12-12	19-25-25	18-18-18	18-18-18	25-25-25
105	12-12-12	19-25-25	18-18-18	18-18-18	25-25-25
120	12-12-12	19-25-25	18-18-18	18-18-18	25-25-25

4.2.2.2. Operación

Estado pre-contingencia

En la Figura 4.8 se presentan los costos de operación anual. En cuanto a los compromisos de reserva óptimos, en todos los casos se obtuvo el máximo permitido por las características técnicas de los generadores (40 [MW]), lo anterior debido a que se consideró un costo del compromiso de reserva nulo. En la Tabla 4.7, se puede apreciar el despacho óptimo para cada caso, donde se aprecia un cambio en los despachos en la medida que aumenta el número de sismos anuales a que se ve enfrentada la red.

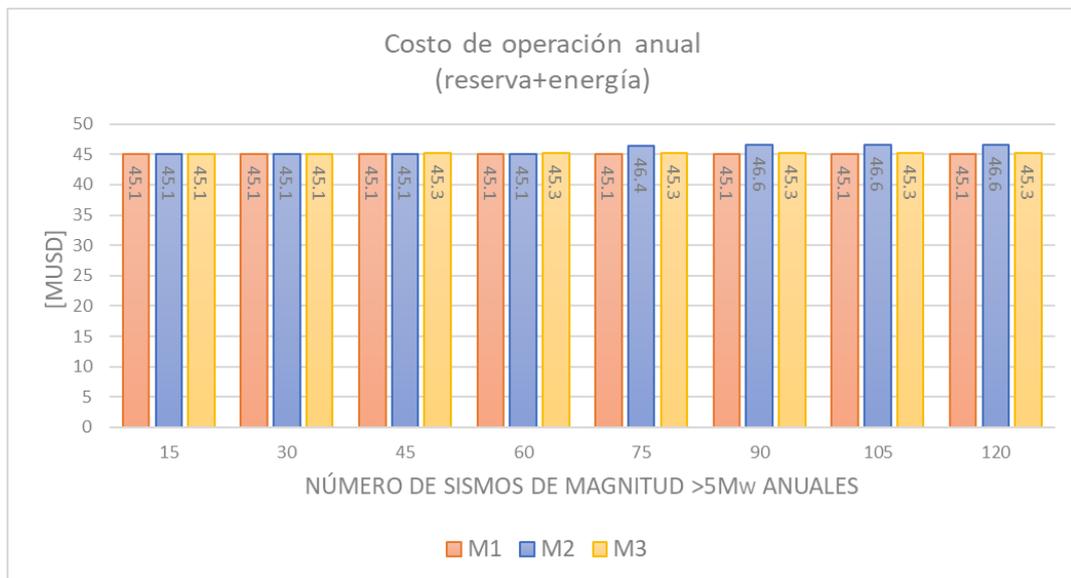


Figura 4.8: Costo de operación anual caso ilustrativo.

Tabla 4.7: Despacho caso ilustrativa.

Número de sismos de magnitud >5Mw anuales	Despacho M1-M2-M3 [MW]		
	G1	G2	G3
15	60-60-60	39-39-39	16-16-16
30	60-60-60	39-39-39	16-16-16
45	60-60-58	39-39-42	16-16-15
60	60-60-58	39-39-42	16-16-15
75	60-46-58	39-42-42	16-27-15
90	60-43-58	39-42-42	16-30-15
105	60-43-58	29-42-42	26-30-15
120	60-43-58	25-42-42	30-30-15

Estado post-contingencia

En la Figura 4.9 se presentan los resultados para el costo de falla anual esperado, que corresponde a la suma del costo esperado por desprendimiento de carga y el costo esperado de utilización de reservas de subida y bajada. Se aprecia que los planes inversión y operación obtenidos a partir de los modelos M2 y M3, que presentan un costo mayor que el caso del modelo M1 para los escenarios de alta actividad sísmica, implican una disminución en el costo esperado de falla con respecto al obtenido a partir del modelo M1, especialmente en el caso de M2.

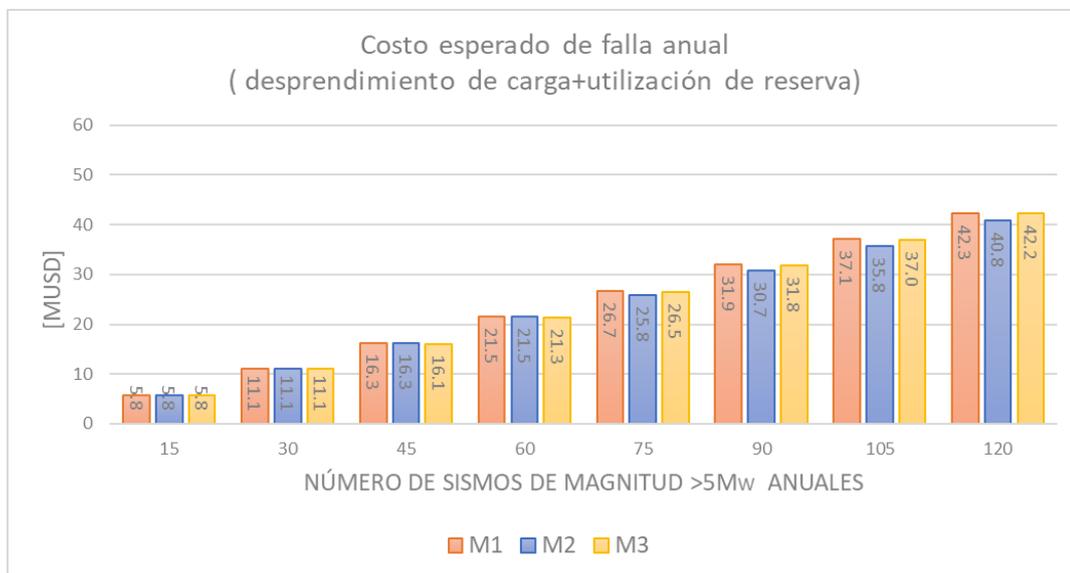


Figura 4.9: Costo esperado de falla anual caso ilustrativo.

4.2.2.3. Costos totales

En la Figura 4.10, se presentan los costos totales para cada modelo. En el caso de los 3 modelos vemos que hay un incremento en el costo total para los escenarios en que el sistema se ve expuesto a más de 45 sismos anuales en el caso de los resultados obtenidos a partir del M2 y el M3 con respecto al óptimo que corresponde a los resultados obtenidos a partir del del modelo M1, sin embargo dicho incremento es leve. Lo anterior implica que si bien los resultados obtenidos a partir de los casos en que se modela la amenaza sísmica en forma simplificada son sub-óptimos para escenarios de alta actividad sísmica, a nivel global el error en que se incurre no es considerable.

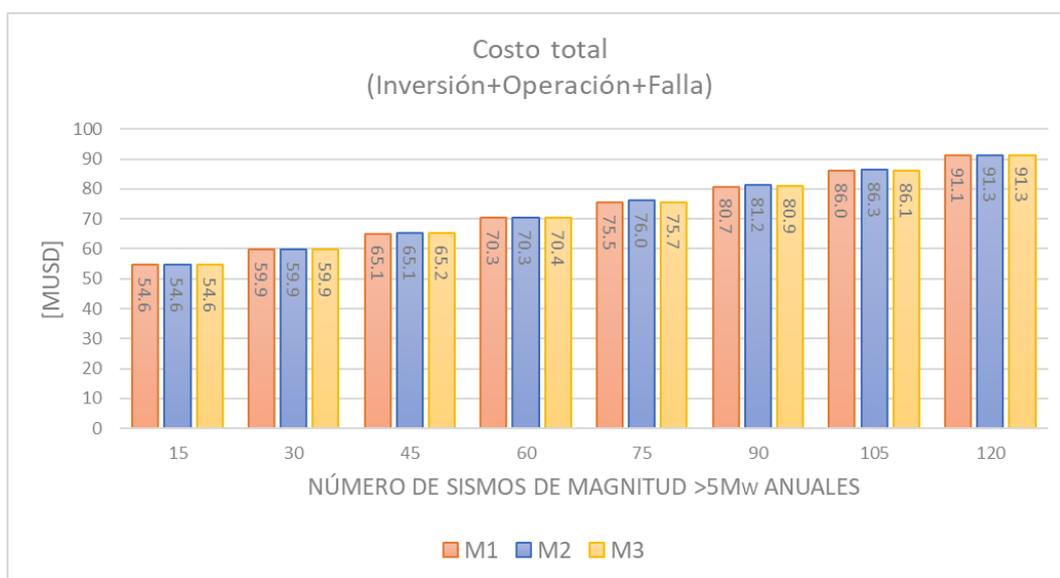


Figura 4.10: Costo total anual caso ilustrativo.

4.2.3. Impacto de considerar la seguridad del sistema en la planificación de la expansión de la transmisión

En la siguiente sección se analiza como cambian la inversión y operación óptimas en el caso en que se modela la resiliencia del sistema frente a eventos sísmicos (M1), con respecto a los casos en que sólo se considera la confiabilidad del sistema frente a fallas endógenas (M4) y frente al caso en que no se considera la confiabilidad ni la resiliencia del sistema y la inversión se realiza buscando disminuir los costos de operación en estado intacto del sistema (M5).

4.2.3.1. Inversión

El modelo M1 que considera la confiabilidad del sistema frente a fallas endógenas, así como la resiliencia frente a eventos sísmicos presenta los mayores niveles de inversión

para un escenario de alta actividad sísmica. Sin embargo, para baja actividad sísmica la inversión óptima en transmisión se equipara al óptimo obtenido a partir del modelo M4, donde solo se considera la confiabilidad del sistema frente a fallas endógenas. Por otra parte en el caso del modelo M5, donde no se consideran la confiabilidad del sistema frente a fallas comunes ni la resiliencia del sistema frente a shocks externos producidos por eventos sísmicos, el costo de la inversión óptima disminuye en forma importante frente a los otros dos casos. Lo anterior se aprecia en la Figura 4.11. En la Tabla 4.11 se presentan los planes de inversión. En el caso de M5 se amplía la línea L_{12} hasta el máximo posible y se construye la línea candidata L_{13} , lo anterior permite exportar la energía comparativamente barata del generador G_1 y disminuir así el costo de operación. Por otra parte en el caso de M1 (confiabilidad+resiliencia) y M4 (confiabilidad) se realizan inversiones que se explican netamente por seguridad entre las que se encuentran la ampliación de las líneas L_{34C1} y L_{34C2} en 18 [MW] así como la ampliación de la línea L_{23} . En el caso de esta última, la consideración de la resiliencia implica una ampliación mayor (25 % adicional) al caso donde solo se considera la confiabilidad endógena, para escenarios de alta actividad sísmica.

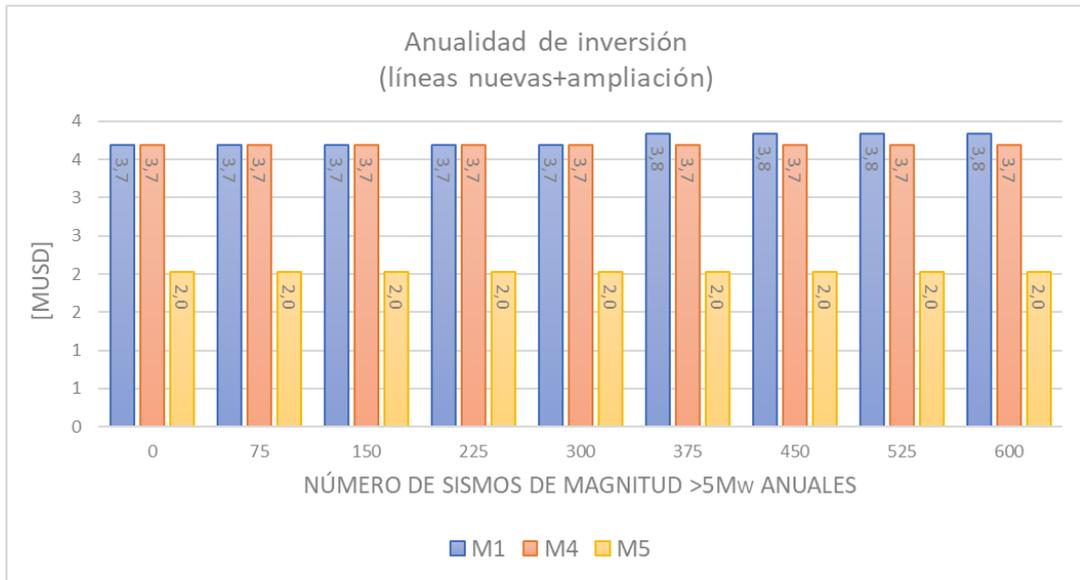


Figura 4.11: Costo anualidad de inversión para diferentes criterios de seguridad, sistema ilustrativo.

Tabla 4.8: Inversión en transmisión para distintos escenarios de amenaza sísmica y criterio de seguridad.

Número de sismos anuales de magnitud $>5M_w$	Inversión óptima (M1-M4-M5) [MW]				
	L_{12}	L_{23}	L_{34C1}	L_{34C2}	L_{13} (nuevo)
0	12-12-16	19-19-0	18-18-0	18-18-0	25-25-25
75	12-12-16	19-19-0	18-18-0	18-18-0	25-25-25
150	12-12-16	19-19-0	18-18-0	18-18-0	25-25-25
225	12-12-16	19-19-0	18-18-0	18-18-0	25-25-25
300	12-12-16	19-19-0	18-18-0	18-18-0	25-25-25
375	12-12-16	25-19-0	18-18-0	18-18-0	25-25-25
450	12-12-16	25-19-0	18-18-0	18-18-0	25-25-25
525	12-12-16	25-19-0	18-18-0	18-18-0	25-25-25
600	12-12-16	25-19-0	18-18-0	18-18-0	25-25-25

4.2.3.2. Operación

Estado pre-contingencia

Los costos de operación se obtienen a partir del modelo M1 pero fijando los planes de inversión y posicionamiento de reservas obtenidos con cada modelo. En la Figura 4.12 se presenta una comparación del costo óptimo de operación para los casos M1, M4 y M5. Para escenarios de alta actividad sísmica el mayor costo de operación se obtiene para el caso M1, el segundo mayor costo se obtiene para M4 y el menor costo para M5. A mayor actividad sísmica el costo de operación se incrementa en los 3 casos. Lo anterior se explica por el cambio en el despacho en función de los distintos escenarios donde la generación barata de G_1 tiende a disminuir y se eleva el despacho G_2 y G_3 (Tabla 4.9). Respecto al compromiso de reserva este se despacha al máximo en ambos casos que consideran la seguridad del sistema, sin embargo esto no influye en el costo pues tiene un precio nulo.

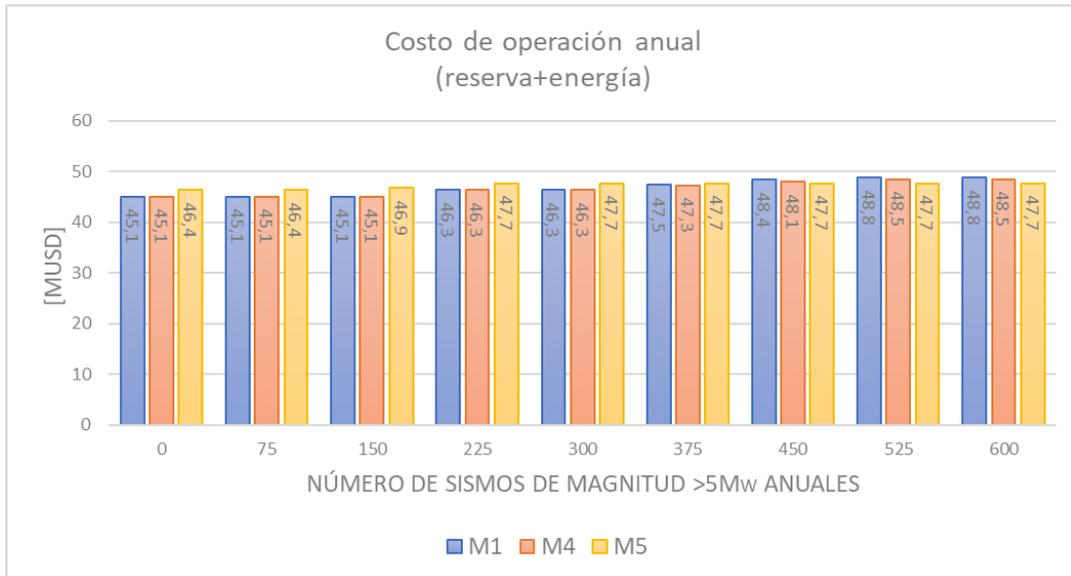


Figura 4.12: Costo de operación anual para diferentes criterios de seguridad, sistema ilustrativo.

Tabla 4.9: Operación para diferentes escenarios de amenaza sísmica y criterios de seguridad.

Número de sismos anuales de magnitud >5Mw	Despacho M1-M4-M5 [MW]		
	G1	G2	G3
0	60-60-45	39-39-25	16-16-45
75	60-60-45	39-39-25	16-16-45
150	60-60-40	25-25-25	30-30-50
225	46-46-30	39-39-25	30-30-60
300	46-46-30	39-39-25	30-30-60
375	33-35-30	42-39-25	40-41-60
450	23-26-30	42-39-25	50-50-60
525	18-21-30	42-39-25	55-55-60
600	18-21-30	42-39-25	55-55-60

Estado post-contingencia

Los costos de falla se obtienen a partir del modelo M1 pero fijando los planes de inversión y posicionamiento de reservas obtenidos con cada modelo. En la Figura 4.13 se presentan los costos esperados de falla para M1, M4 y M5. Donde se aprecia que para escenarios de alta actividad sísmica la no consideración de la resiliencia implica un aumento en el costo de falla anual con respecto al caso en que sólo se considera la confiabilidad frente a fallas endógenas. Por otra parte la inversión óptima sin consideraciones de seguridad de ningún tipo (M5), implica los mayores niveles de costo de falla, como era de

esperar.

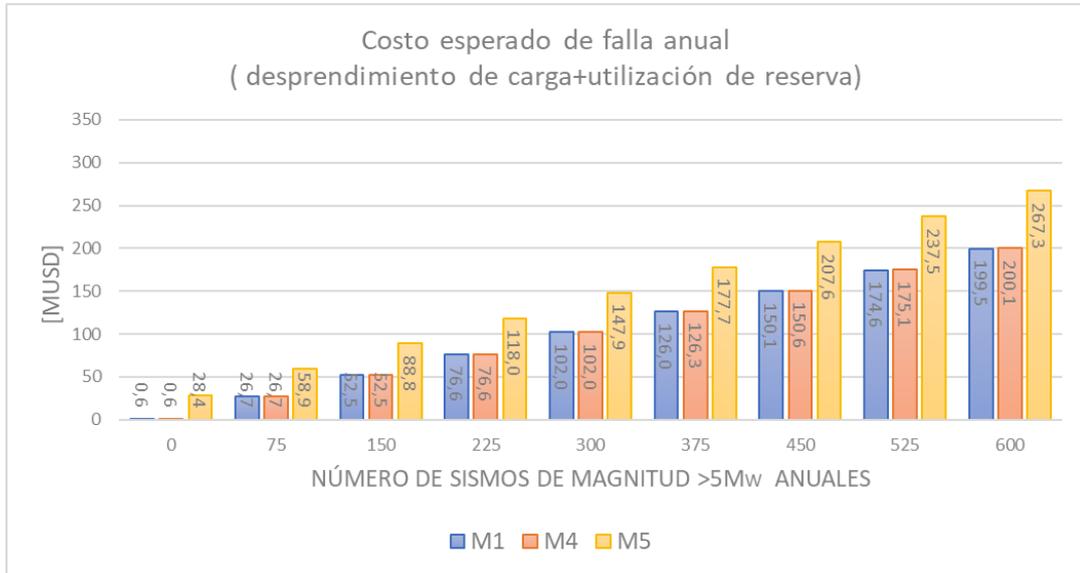


Figura 4.13: Costo esperado de falla anual para diferentes criterios de seguridad, sistema ilustrativo.

4.2.3.3. Costo total

Cuando se analizan los costos totales del sistema se aprecia que no considerar la Resiliencia del sistema tiene como efecto un incremento en el costo total especialmente en escenarios de alta actividad sísmica. Destaca el fuerte incremento en el costo total que se obtiene a partir de M5, donde no se considera ningún criterio de seguridad para el sistema.

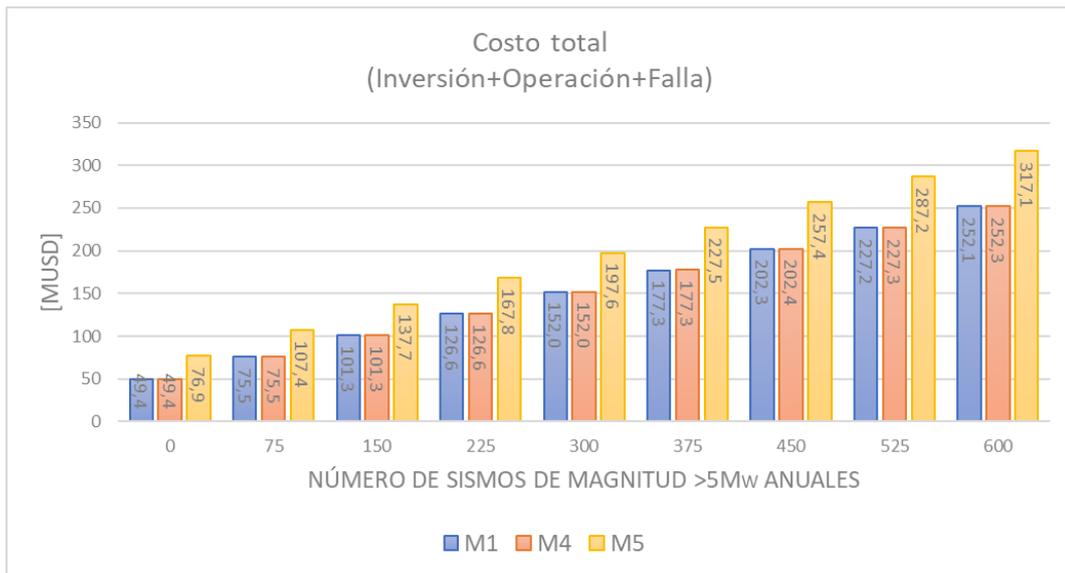


Figura 4.14: Comparación costo total anual para diferentes criterios de seguridad, sistema ilustrativo.

Capítulo 5

Caso de estudio: Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

En el presente capítulo se estudia el impacto de modelar la amenaza sísmica a partir de distintas aproximaciones, para una versión simplificada del SEN. Posteriormente se estudia el impacto en las decisiones de expansión de la transmisión y en la localización de reservas de considerar la resiliencia del sistema en la determinación de las decisiones óptimas. Para esto en primera instancia se describe el caso de estudio en forma detallada y posteriormente son presentados y analizados los resultados.

5.1. Descripción caso de estudio

5.1.1. Red de estudio

En la Figura 5.1 se presenta una versión simplificada del SEN modelado geográficamente, a partir de la cual se realizan los estudios del presente capítulo. La red base se encuentra conformada por 42 subestaciones, 276 unidades generadoras y 58 elementos de transmisión (56 líneas y 2 transformadores). Son considerados los principales proyectos de expansión del sistema de transmisión, en particular se considera la interconexión entre el SING y el SIC en 500 kV, y otras obras importantes como la línea Polpaico->Cardones 500 kV, Charrúa->Cautín 500 kV y Cautín-Ciruelos 500 kV. Debido a que la evidencia empírica muestra que las líneas de transmisión en Chile rara vez sufren daños producto de la ocurrencia de sismos de gran magnitud, se considera que la probabilidad de fallar de las torres de las líneas de transmisión es nula (Si bien las líneas no salen de operación producto de daños en sus torres, el modelo de optimización si considera que puedan salir de operación producto de daños en las subestaciones). En el caso de subestaciones y centrales generadoras estas si se consideran susceptibles de fallar producto de la actividad sísmica, lo que se ajusta a lo observado en la práctica en el caso de las redes eléctricas de Chile.

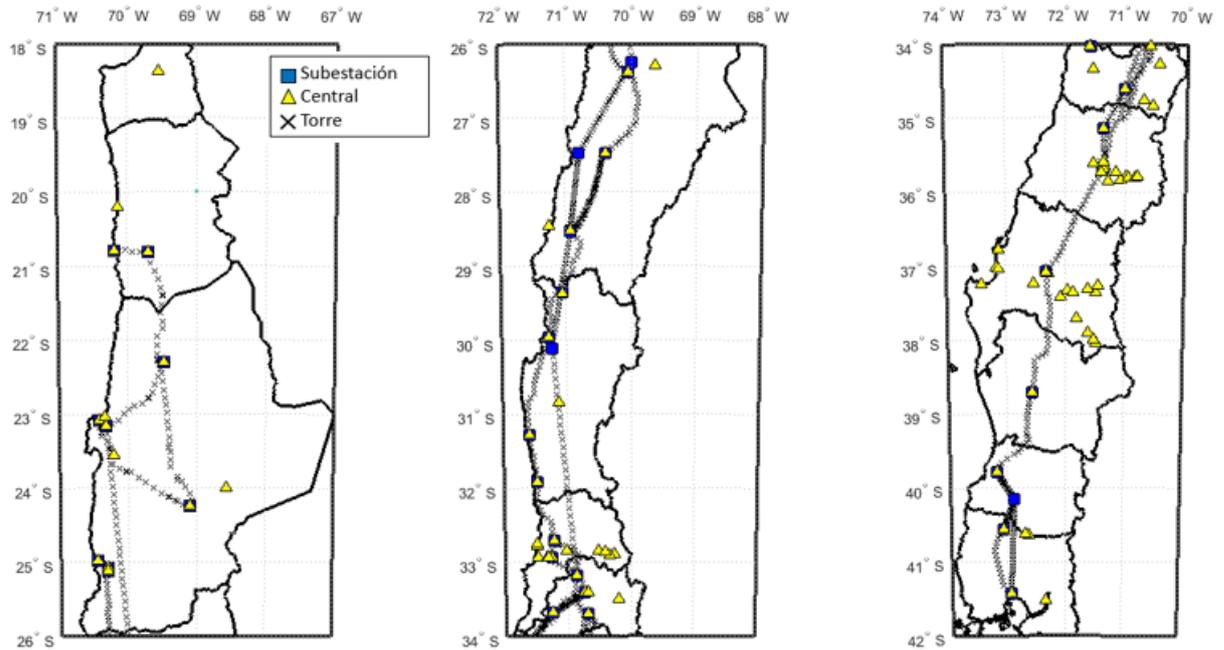


Figura 5.1: Red caso SEN.

5.1.1.1. Transmisión

En la Tabla 5.1 se entregan las principales características de la red base donde se asume un costo unitario de 60 [USD/MW/km/año] para la determinación de los costos de ampliación de la capacidad de transmisión de cada línea. Además en la Figura 5.2 se muestra la topología de la red base de estudio.

Tabla 5.1: Líneas red base caso SEN.

Nombre	Capacidad [MW]	Reactancia [p.u.]	Costo de ampliación [USD/MW/año]
Cerro_Navia-Lo_Aguirre -> Alto_Jahuel	2362	0.0021	2,220
Polpaico,->Alto_Jahuel	565	0.0511	3,920
Alto_Jahuel ->Ancoa	1810	0.0033	15,198
Itahue ->Ancoa	400	0.0580	4,064
Crucero-Encuentro -> Atacama-Mejillones	1077	0.0375	9,120
Laberinto-Domeyko -> Atacama-Mejillones	1741	0.0495	14,820
Diego_de_Almagro ->Cardones	197	0.0607	9,840
Cardones ->Cardones 500	430	0.0195	300
Cumbre 500 ->Cardones 500	1500	0.0224	11,340
Charrua ->Cautin 500	1700	0.0147	11,280

Melipilla -> Cerro_Navia-Lo_Aguirre	386	0.0344	3,540
Polpaico -> Cerro_Navia-Lo_Aguirre	2365	0.0019	832
Rapel_220 -> Cerro_Navia-Lo_Aguirre	386	0.0802	2,819
Ancoa ->Charrua	1500	0.0128	10,920
Cautin 500 ->Ciruelos 500	1700	0.0077	6,540
Colbun ->Alto_Jahuel	900	0.0430	15,814
Colbun ->Ancoa_220	600	0.0001	9
Lagunas ->Crucero-Encuentro	366	0.0355	11,580
Cumbre 500 ->Cumbre 220	750	0.0134	9
Los_Changos 500 ->Cumbre 500	1500	0.0671	24,000
Diego_de_Almagro ->Cumbre 220	600	0.0785	1,320
Etaltal ->Diego_de_Almagro	285	0.1285	12,900
Lalackama ->Diego_de_Almagro	285	0.1285	9,900
Paposo ->Etaltal	285	0.0163	1,200
Tinguiririca ->Itahue	396	0.0526	4,320
Crucero-Encuentro -> Laberinto-Domeyko	568	0.0323	7,980
Los_Changos-Kapatur -> Laberinto-Domeyko	1080	0.0228	6,180
Tarapaca ->Lagunas	366	0.0113	3,360
Paposo ->Lalackama	285	0.0163	1,200
Pan_de_Azucar ->Las_Palmas	400	0.0319	9,180
Crucero-Encuentro -> Los_Changos 220	1500	0.0037	9,000
Kapatur ->Los_Changos 220	1500	0.0010	180
Los_Changos 220 -> Los_Changos 500	750	0.0134	9
Las_Palmas ->Los_Vilos	400	0.0282	13,421
Cardones ->Maitencillo 110kv	46.7	0.5230	7,962
Cardones ->Maitencillo 220kv	420	0.0369	7,962
Cardones 500 ->Maitencillo 500	1700	0.0037	8,100
Maitencillo ->Maitencillo 500	430	0.0195	48
Rapel_220 ->Melipilla	320	0.0462	3,420
Los_Vilos ->Nogales	400	0.0386	6,118
Maitencillo -> Pan_de_Azucar 110kv	78	0.6200	10,200
Punta_Colorada -> Pan_de_Azucar 220kv	394	0.0339	5,546
Maitencillo 500 -> Pan_de_Azucar 500	1700	0.0054	12,720

Pan_de_Azucar -> Pan_de_Azucar 500	430	0.0195	1,410
Puerto_Montt ->Pichirropulli	290	0.0217	9,000
Rahue ->Pichirropulli	145	0.0200	3,240
Nogales ->Polpaico	1500	0.0146	4,200
Pan_de_Azucar 500 ->Polpaico	1700	0.0112	24,480
Quillota ->Polpaico	1422	0.0133	3,000
Maitencillo -> Punta_Colorada 220kv	394	0.0455	6,876
Nogales ->Quillota	448	0.0121	1,800
Puerto_Montt ->Rahue	145	0.0942	6,576
Trafo Cautin	1700	0.0195	19,380
Charrua ->Temuco-Cautin	764.1	0.0442	11,400
Alto_Jahuel ->Tinguiririca	396	0.1439	6,600
Trafo Ciruelos	1700	0.0195	19,380

En la Tabla 5.2 se resumen las características de las líneas candidatas consideradas. Para la determinación de los costos de inversión de cada línea candidata se considera un costo unitario de 120 [USD/MW/km/año] y una reactancia de 0.4 [ohm/km].

Tabla 5.2: Líneas candidatas caso SEN.

Nombre	Capacidad [MW]	Reactancia [p.u.]	Anualidad de inversión [USD/año]
Atacama-Mejillones->Paposo	200	0.1736	5,040,240
Atacama-Mejillones->Tarapaca	50	0.2100	1,524,900
Cardones->Etaltal	50	0.1900	1,379,700
Cardones->Punta_Colorada	50	0.1803	1,309,020
Cautin 500->Colbun_220	50	0.2915	2,115,960
Cautin 500->Pichirropulli	150	0.1339	2,915,820
Cautin 500->Puerto_Montt	100	0.2524	3,664,560
Cerro_Navia-Lo_Aguirre-> Punta_Colorada	150	0.3723	8,108,820
Charrua->Colbun_220	150	0.1467	3,194,100
Charrua->Itahue	100	0.1928	2,799,000
Charrua->Rapel_220	100	0.2854	4,144,440
Charrua->Valdivia-Ciruelos	150	0.1486	3,235,500
Ciruelos 500->Rahue	150	0.0948	2,065,680
Colbun_220->Temuco-Cautin	50	0.2128	1,545,180
Colbun_220->Tinguiririca	100	0.1022	1,484,280
Crucero-Encuentro->Kapatur	50	0.1029	747,120
Crucero-Encuentro->Tarapaca	100	0.1448	2,101,800

Cumbre 220->Etaltal	100	0.0871	1,265,160
Cumbre 220->Laberinto-Domeyko	100	0.2617	3,799,440
Cumbre 220->Lalackama	100	0.1074	1,559,640
Etaltal->Maitencillo	50	0.2882	2,092,620
Itahue-Rapel_220	50	0.1023	742,380
Kapatur->Paposo	100	0.1690	2,454,600
Laberinto-Domeyko->Lagunas	50	0.2420	1,756,980
Laberinto-Domeyko->Lalackama	200	0.1703	4,946,880
Laberinto-Domeyko->Paposo	200	0.1665	4,835,520
Las_Palmas->Rapel_220	100	0.2521	3,660,000
Los_Changos 220->Paposo	100	0.1679	2,438,400
Los_Vilos->Pan_de_azucar	150	0.1804	3,930,120
Los_Vilos->Polpaico	100	0.1249	1,814,040
Los_Vilos->Quillota	200	0.0946	2,748,480
Los_Vilos->Rapel_220	50	0.1927	1,398,780
Maitencillo->Paposo	50	0.3269	2,373,420
Melipilla->Tinguiririca	200	0.0860	2,498,160
Pan_de_Azucar->Polpaico	100	0.2969	4,311,360
Polpaico->Punta_Colorada	150	0.3513	7,650,900
Quillota->Rapel_220	200	0.1027	2,983,440
Valdivia-Ciruelos->Rahue	50	0.1773	1,287,420

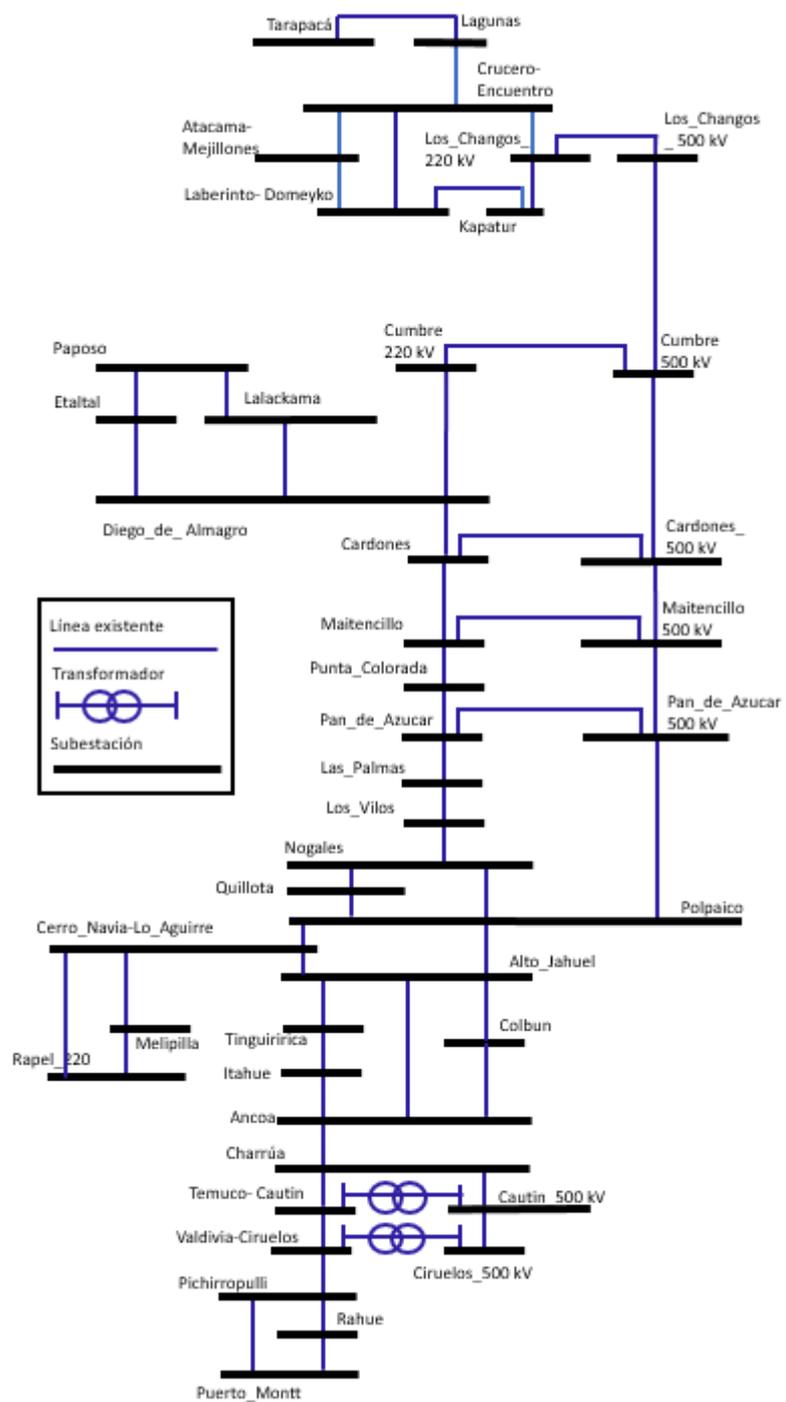


Figura 5.2: Topología red base caso SEN.

5.1.1.2. Generación

El parque generador considera las centrales que se encontrarán operativas hacia el año 2024, entre las que se cuentan centrales existentes actualmente, centrales en construcción

y centrales genéricas que estiman la expansión del parque generador a partir de tecnologías económicamente eficientes. Con respecto a los costos de operación variables para las centrales térmicas se consideraron los costos combustibles y no combustibles para cada central generadora. En el caso de las centrales eólicas se tomó un costo variable no combustible de 7 [USD/MWh] y en el caso de las centrales solares se tomó un valor de 6 [USD/MWh]. Para las centrales hidroeléctricas se asumió un costo variable no combustible y valor del agua nulos (centrales de embalse). Además, se tomó un costo de compromiso de reserva de 10 [USD/MW/h] y costo de utilización de reservas de subida y bajada igual al costo variable total de cada central. La información técnica del parque de generación (i.e. límites de rampa, mínimo técnico, capacidad nominal) se entrega en el Anexo A.

5.1.1.3. Demanda

En la Tabla 5.3 se presenta la demanda por subestación del SEN proyectada al año 2024. En cuanto al valor de pérdida de carga se utilizó un valor de 5,000 [USD/MWh].

Tabla 5.3: Demandas nodales proyectada al año 2024, caso SEN.

Subestación	Demanda año 2024 [MW]
Alto_Jahuel	2187
Ancoa_220	1
Atacama-Mejillones	826
Cardones	365
Cardones 500	0
Cautin 500	0
Cerro_Navia-Lo_Aguirre	2413
Charrua	1260
Ciruelos 500	0
Colbun_220	102
Crucero-Encuentro	1059
Cumbre 220	0
Cumbre 500	0
Diego_de_Almagro	133
Etaltal	0
Itahue	467
Kapatur	0
Laberinto-Domeyko	938
Lagunas	385
Lalackama	0
Las_Palmas	0
Los_Changos 220	51
Los_Changos 500	0
Los_Vilos	59
Maitencillo	199

Maitencillo 500	0
Melipilla	146
Nogales	80
Pan_de_Azucar	329
Pan_de_Azucar 500	0
Paposo	0
Pichirropulli	0
Polpaico	567
Puerto_Montt	308
Punta_Colorada	0
Quillota	838
Rahue	158
Rapel_220	138
Tarapaca	172
Temuco-Cautin	280
Tinguiririca	93
Valdivia-Ciruelos	131
Demanda total	13685

5.1.2. Selección de contingencias

Debido al gran número de contingencias se vuelve intratable obtener resultados a partir de la enumeración completa de las contingencias, por lo que se selecciona un conjunto representativo de estas. Con el objetivo de realizar dicha selección se realizan 10^4 simulaciones del Montecarlo descrito en el capítulo 4 y se seleccionan aquellas de probabilidad mayor o igual a 10^{-3} . Además se seleccionan aquellas contingencias que tienen una probabilidad de ocurrencia mayor o igual a 10^{-3} en condición normal del sistema. A partir de dicho conjunto de contingencias se seleccionan las 68 contingencias mas importantes (i.e., centrales de gran capacidad, subestaciones importantes,etc.).

5.1.3. Cálculo probabilidad contingencias en bloque de horas sin sismos

Para el cálculo de la probabilidad de ocurrencia de las contingencias preseleccionadas en las horas en que existe una condición sísmica favorable, se procede de acuerdo a lo explicado en el Capítulo 3, asumiendo independencia y utilizando las tasas de falla promedio para cada tipo de componente, en la Tabla 5.4 se entregan los parámetros utilizados.

Tabla 5.4: Tasas de falla normales caso SEN.

Tipo de componenete	Tasas de falla normal [occ/h]
Subestación	0.00001
Unidad generadora	0.00068
Circuito red base (cada 100 km)	0.00016
Circuito candidato (cada 100 km)	0.00016

5.1.4. Cálculo probabilidad contingencias en bloques de horas con sismos

Para la realización de la simulación Montecarlo destinada a obtener la probabilidad de ocurrencia de las contingencias preseleccionadas en las horas de condición sísmica adversa se divide la red en 6 zonas y se calcula la probabilidad de ocurrencia de las contingencias preseleccionadas en cada una. La zonificación se presenta en la Figura 5.3. La probabilidad de ocurrencia del conjunto de contingencias seleccionadas, se computa para cada zona. Para la realización del Montecarlo son generados eventos sísmicos a partir de una distribución exponencial truncada con magnitud mínima 5 Mw y magnitud máxima 9 Mw, además fue utilizado un parámetro $b=1$. Los límites de las distribuciones uniformes utilizadas para generar realizaciones aleatorias de la latitud, longitud son los de la Figura 5.3. La distribución de atenuación de la intensidad sísmica es la misma utilizada en el caso ilustrativo, detallada en el Capítulo 4.

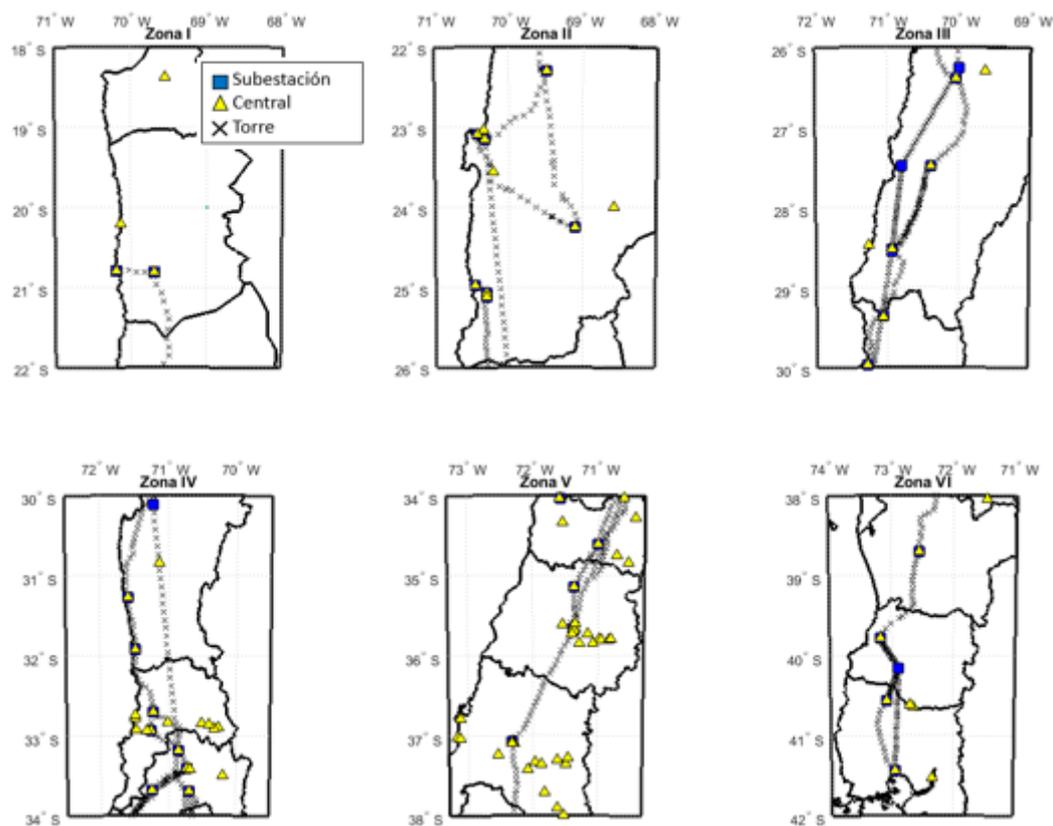


Figura 5.3: Zonificación red caso SEN.

Para este estudio se utilizan las curvas de fragilidad extraídas desde [26]. Se asume que frente al menor daño los componentes se desconectan por lo que se utilizan las curvas de fragilidad para un nivel de daño menor o superior. En el caso de las centrales generadoras se utilizan las curvas de fragilidad para centrales medianas/grandes con componentes sísmicos, además se ocupan las curvas para subestaciones de alta tensión, diseñadas para riesgo sísmico. En la Tabla 5.5 se entregan los parámetros de las curvas de fragilidad utilizadas. En la Figura 5.4 se grafican las curvas de fragilidad de subestaciones y centrales generadoras.

Tabla 5.5: Parámetros curvas de fragilidad caso SEN.

Componente	Nivel de daño	Mediana(g)	β
Central generadora con componentes sísmicos	Menor o superior	0.1	0.6
Subestación con componentes sísmicos	Menor o superior	0.11	0.5

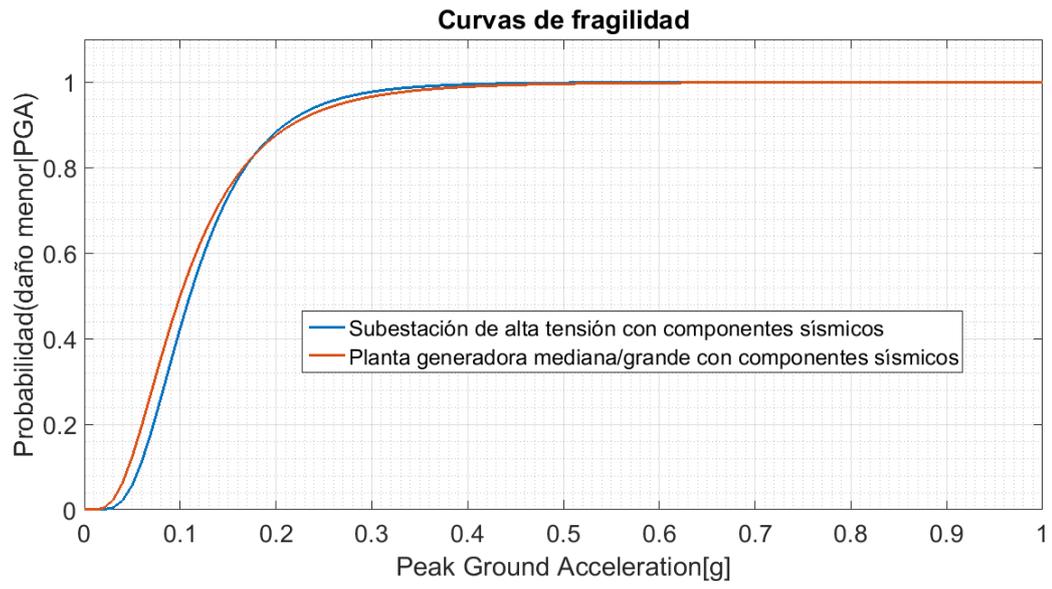


Figura 5.4: Curvas de fragilidad caso SEN.

5.2. Resultados y análisis

5.2.1. Probabilidades contingencias

En la Figura 5.5, se muestra la latitud y longitud de los primeros 200 eventos computados para la determinación de la probabilidad de ocurrencia de las contingencias múltiples en las horas que el sistema se ve expuesto a la ocurrencia de sismos, en total se computaron 10^4 eventos en cada zona.

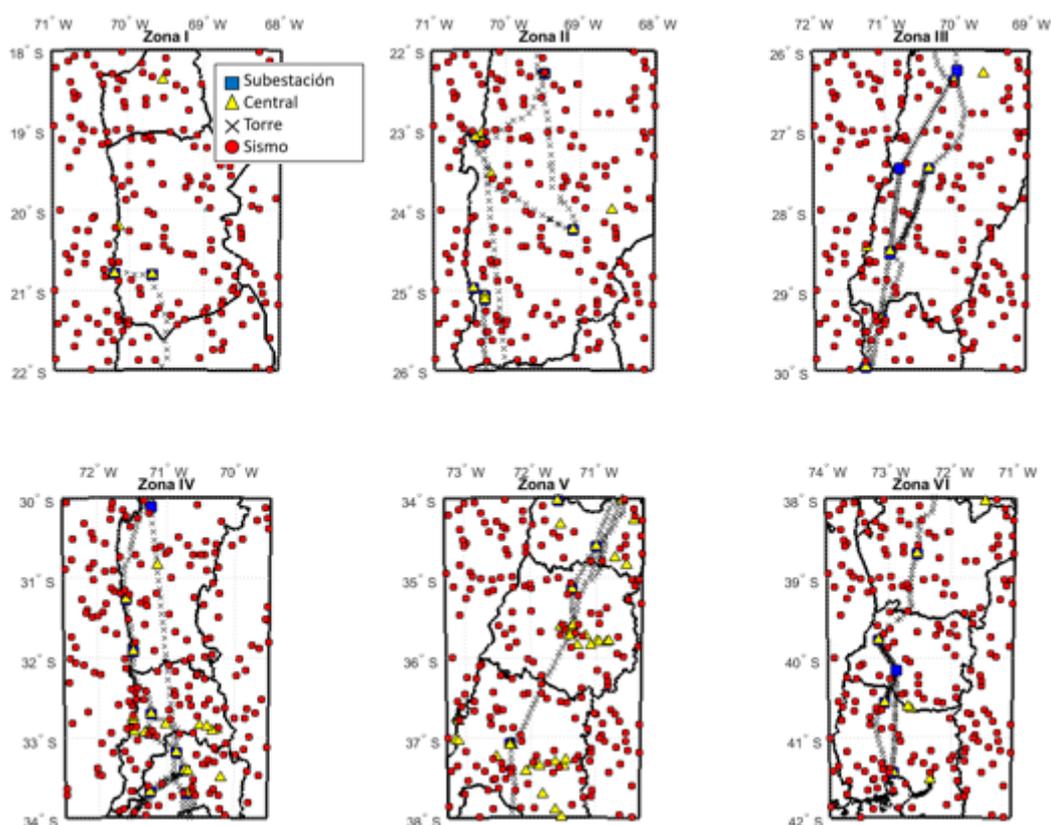


Figura 5.5: Eventos sísmicos caso SEN.

En la Figura 5.6 se presentan las probabilidades de que ocurra cada tipo de contingencia en las zonas delimitadas. A partir del procedimiento de selección de contingencias explicado previamente se obtienen las 400 contingencias de interés a estudiar las que incluyen fallas N-1 y N-2. Existen registros de sismos de gran magnitud que han sacado de operación en forma simultánea decenas de componentes, comportamiento que se replicó para ciertas realizaciones de eventos sísmicos con el Montecarlo simulado, sin embargo, la distribución exponencial utilizada para la determinación de la magnitud de cada sismo tiene como efecto que dichas contingencias obtengan una probabilidad relativamente baja dado que los eventos sísmicos que sacan de operación varios componentes son raros. En la Figura 5.6, se suma la probabilidad total de todas las contingencias de cada orden, y se

comparan los resultados para el caso en que el sistema se encuentra bajo una condición sísmica normal (norm), en el caso en que ocurren sismos y se asume independencia (indep), el caso en que se modela la dependencia inducida por la ocurrencia de fallas de causa común (CCF) y cuando se utilizan las tasas de falla promedio ponderadas de las horas del año con y sin actividad sísmica (prom), donde se consideraron 10 sismos anuales por zona (60 sismos anuales en total).

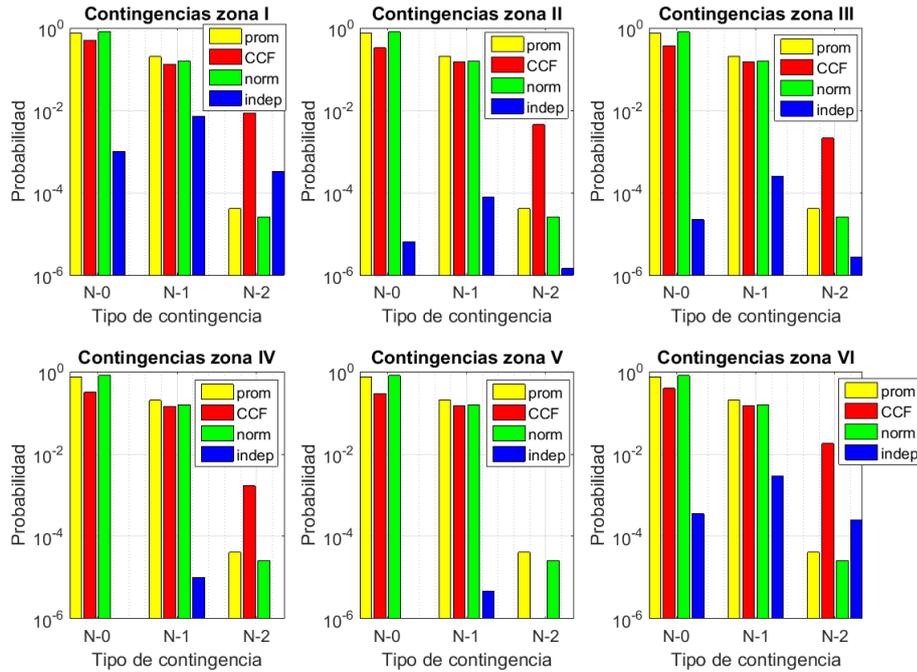


Figura 5.6: Probabilidades contingencias caso SEN (escala logarítmica).

A partir de los resultados obtenidos, al comparar la probabilidad de ocurrencia de cada tipo de contingencia en los casos que se modela y no se modela la dependencia inducida por la actividad sísmica, se ve claramente que la probabilidad obtenida a partir de considerar CCF es considerablemente mayor que en el caso en que se asume independencia para todas las contingencias. A partir de la comparación de los resultados para cada zona se muestra que en la medida que la actividad sísmica ocurre en una zona donde afecta un mayor número de componentes, los resultados obtenidos de asumir independencia empeoran, así por ejemplo en las zonas I y VI (que corresponden a las zonas extremas del sistema) el error de asumir independencia disminuye. También se observa que si se compara la probabilidad de las contingencias N-2 del caso en que se modelan CCF con los casos de operación normal de la red y cuando se utilizan tasas de falla promedio, la probabilidad de contingencias múltiples es órdenes de magnitud mayor si se considera la dependencia.

5.2.2. Modelación de la amenaza sísmica

En la presente sección se estudia el impacto de modelar la amenaza sísmica a partir de diferentes niveles de detalle, mediante los modelos M1, M2 y M3 descritos en el Capítulo 3.

5.2.2.1. Inversión

En la Figura 5.7 se muestran los costos asociados a los planes de expansión de la transmisión obtenidos a partir de cada modelo (M1, M2 y M3). Los costos de inversión obtenidos a partir de los modelos M1 y M2 fueron idénticos a pesar de las diferencias en las probabilidades de ocurrencia de las contingencias en los bloques de horas con actividad sísmica. Mientras que en el caso de M3 se obtiene un costo para el plan de inversiones candidato levemente mayor para escenarios de baja actividad sísmica y con mayores costos de inversión en escenarios de alta actividad sísmica.

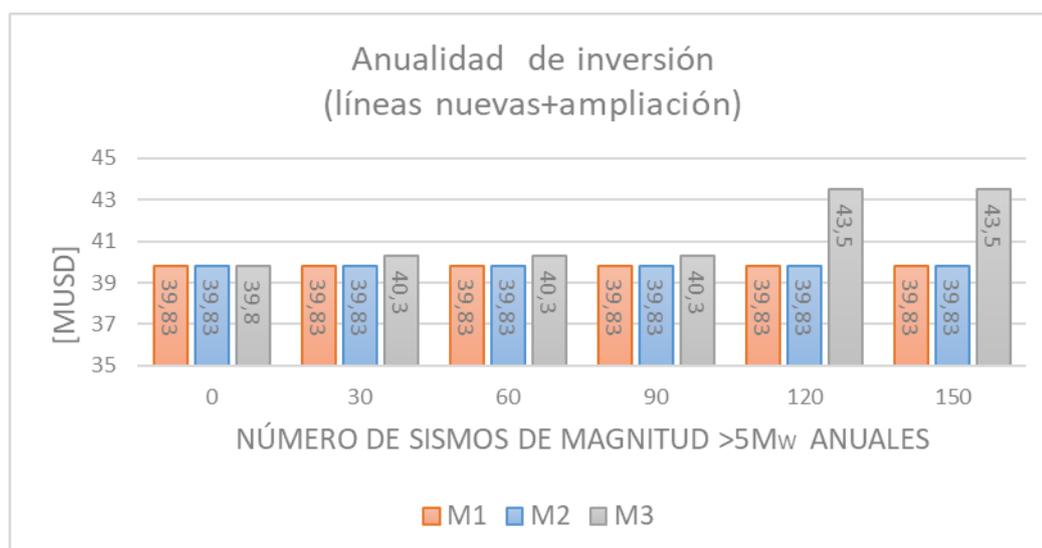


Figura 5.7: Costo anualidad de inversión caso SEN.

En la Tabla 5.6 se presentan los planes de inversión obtenidos a partir de cada modelo presentado en el Capítulo 3. Los planes de expansión de la transmisión candidatos consideran la posibilidad de invertir tanto en la ampliación del límite de transmisión de las líneas existentes, como en líneas nuevas. Se consideran los planes obtenidos para el caso en que la red se ve expuesta anualmente a la ocurrencia de 60 sismos de gran magnitud (10 sismos de magnitud ≥ 5 Mw por zona). Las 3 aproximaciones para la modelación de la amenaza sísmica tienen por efecto que sea óptimo invertir en el mismo conjunto de líneas nuevas. En cuanto a las obras de ampliación las obras óptimas obtenidas a partir de M1 y M2 son idénticas, sin embargo se obtienen diferencias con respecto a M3. En el caso de los 3 modelos es óptima la ampliación del límite de transmisión de varias líneas en la zona norte de relativamente corta longitud, pero que cuya ampliación mejora la

confiabilidad del sistema. Además los 3 planes de inversión consideran la ampliación del límite de transmisión de algunas líneas en la zona centro-sur del sistema. En la Figura 5.8 se muestran los cambios topológicos generados por los planes de expansión recomendados.

Tabla 5.6: Planes de expansión de la transmisión para las diferentes formas de modelar la amenaza sísmica en el SEN.

Línea	Tipo de obra	Capacidad [MW]		
		M1	M2	M3
Atacama-Mejillones->Paposo	nueva	200	200	200
Melipilla->Tinguiririca	nueva	200	200	200
Laberinto-Domeyko->Lalackama	nueva	200	200	200
Alto_Jahuel ->Ancoa	ampliación	905	905	905
Itahue ->Ancoa	ampliación	300	300	300
Diego_de_Almagro ->Cardones	ampliación	148	148	197
Cardones ->Cardones 500	ampliación	215	215	215
Pan_de_Azucar ->Las_Palmas	ampliación	200	200	200
Las_Palmas ->Los_Vilos	ampliación	400	400	400
Maitencillo ->Maitencillo 500	ampliación	108	108	108
Los_Vilos ->Nogales	ampliación	400	400	400
Pan_de_Azucar ->Pan_de_Azucar 500	ampliación	108	108	108
Nogales ->Quillota	ampliación	336	336	336
Pichirropulli ->Valdivia-Ciruelos	ampliación	145	145	145

Si bien existen cambios en los planes de expansión de la transmisión óptimos obtenidos a partir del modelo M3 con respecto al obtenido a partir de M1 y M2, que corresponde a un aumento en la capacidad a ampliar en la línea Diego_de_Almagro->Cardones el resto de los planes es idéntico. Lo anterior indica que desde el punto de vista de los planes de expansión de la transmisión obtenidos la simplificación de la modelación de la amenaza sísmica no es significativa.

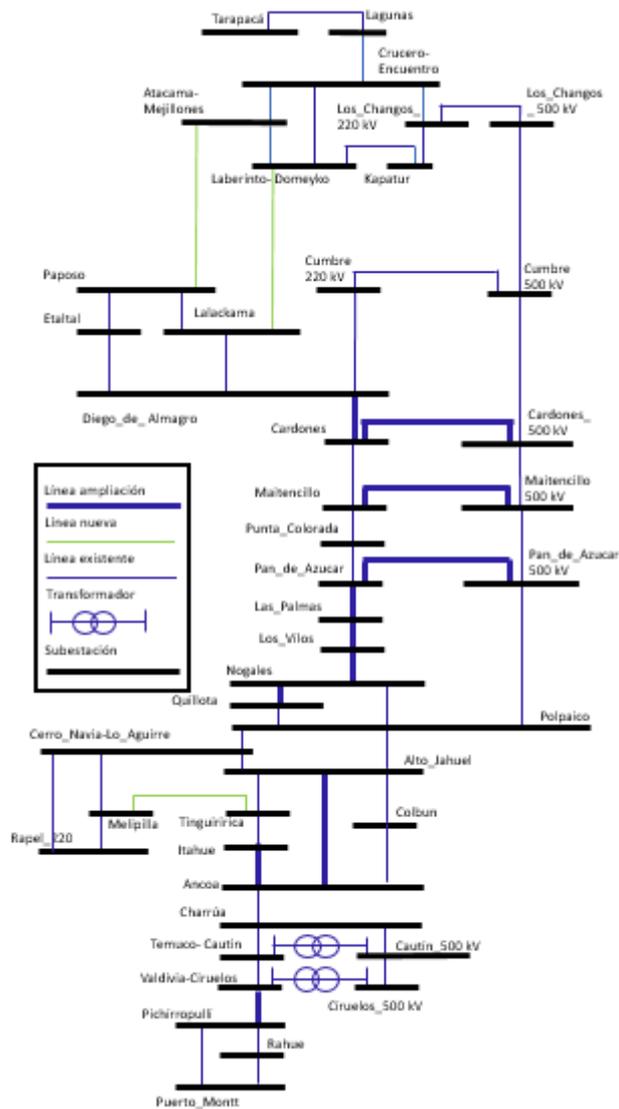


Figura 5.8: Planes de expansión del sistema de transmisión candidatos, caso SEN.

5.2.2.2. Operación

Estado pre-contingencia

En la Figura 5.9 se presentan los costos de operación obtenidos a partir de cada modelo y para diferente cantidad de eventos sísmicos anuales. Se aprecia que la modelación de la amenaza sísmica utilizando tasas de falla promedio (M3) tiene por efecto un leve aumento en costo de operación anual con respecto a los resultados obtenidos a partir de los modelos M1 y M2 que presentan resultados prácticamente iguales. Donde el costo extra se incrementa en la medida que aumenta el número de sismos significativos anuales a que se ve enfrentada la red.

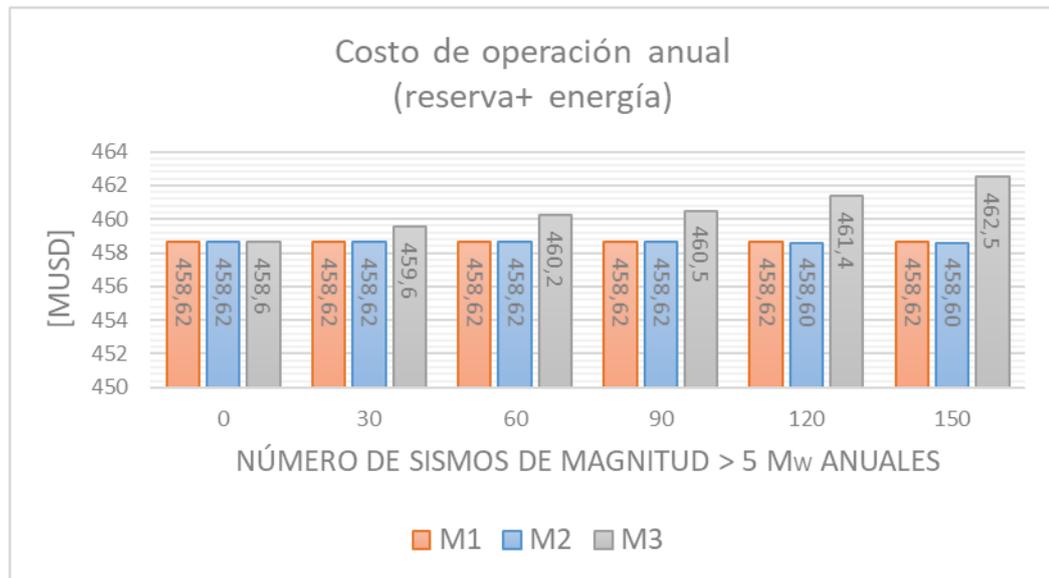


Figura 5.9: Costo de operación anual caso SEN.

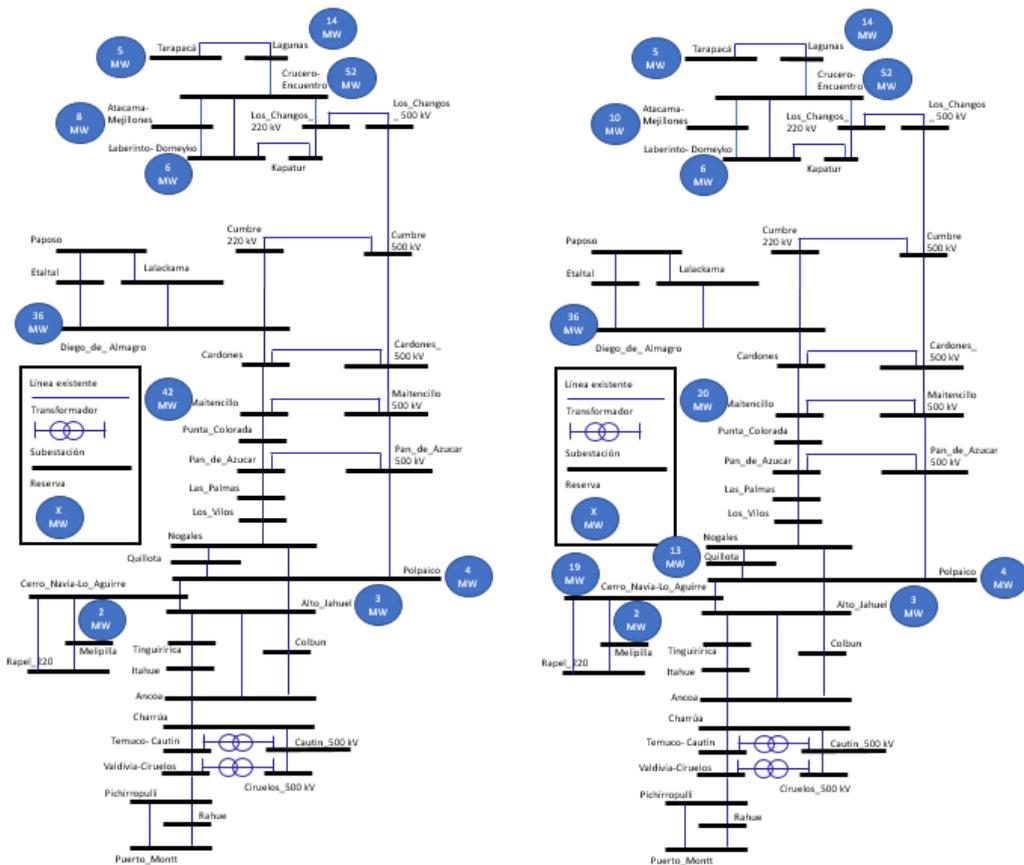
En la Tabla 5.7 se presentan los resultados operacionales obtenidos a partir de cada modelo agrupados por subestación, para un escenario de 60 sismos significativos anuales. Debido a que los planes de inversión obtenidos a partir de los modelos M1 y M2 son iguales, la operación es idéntica en ambos casos. Además, desde el punto de vista de la seguridad del sistema se despachan 172 [MW] de reserva en ambos casos. En el caso del modelo M3 cambia el despacho del sistema de la mano del cambio en el plan de inversión óptimo obtenido en este caso y la reserva total aumenta a 184 [MW], produciéndose un aumento de 2 [MW] en la reserva ubicada en la subestación Atacama-Mejillones, 19 [MW] en la subestación Cerro_Navia-Lo_Aguirre, 13 [MW] en la subestación Quillota y una disminución de 22 [MW] en la subestación Maitencillo. Desde el punto de vista del tipo de centrales que entregan la reserva destaca que mayoritariamente corresponden a centrales térmicas diésel y a gas natural, lo que se atribuye a las capacidades de rampa adecuadas de dichas centrales.

Tabla 5.7: Planes de operación para las diferentes formas de modelar la amenaza sísmica en el SEN.

Subestación	Despacho [MW]			Reserva[MW]		
	M1	M2	M3	M1	M2	M3
Alto_Jahuel	1111	1111	1110	3	3	3
Ancoa_220	1002	1002	1002	0	0	0
Atacama-Mejillones	503	503	505	8	8	10
Cardones	998	998	998	0	0	0
Cardones 500	0	0	0	0	0	0
Cautin 500	0	0	0	0	0	0
Cerro_Navia-Lo_Aguirre	0	0	0	0	0	19
Charrua	2708	2708	2708	0	0	0
Ciruelos 500	0	0	0	0	0	0

Colbun_220	589	589	589	0	0	0
Crucero-Encuentro	1210	1210	1210	52	52	52
Cumbre 220	0	0	0	0	0	0
Cumbre 500	0	0	0	0	0	0
Diego_de_Almagro	333	333	333	36	36	36
Etaltal	61	61	46	0	0	0
Itahue	353	353	353	0	0	0
Kapatur	0	0	0	0	0	0
Laberinto-Domeyko	348	348	348	6	6	6
Lagunas	377	377	377	14	14	14
Lalackama	0	0	0	0	0	0
Las_Palmas	216	216	216	0	0	0
Los_Changos 220	0	0	0	0	0	0
Los_Changos 500	0	0	0	0	0	0
Los_Vilos	107	107	107	0	0	0
Maitencillo	443	443	443	42	42	20
Maitencillo 500	0	0	0	0	0	0
Melipilla	11	11	11	2	2	2
Nogales	43	43	43	0	0	0
Pan_de_Azucar	495	495	495	0	0	0
Pan_de_Azucar 500	0	0	0	0	0	0
Paposo	0	0	0	0	0	0
Pichirropulli	0	0	0	0	0	0
Polpaico	1060	1060	1060	4	4	4
Puerto_Montt	305	305	305	0	0	0
Punta_Colorada	215	215	229	0	0	0
Quillota	12	12	12	0	0	13
Rahue	161	161	161	0	0	0
Rapel_220	449	449	449	0	0	0
Tarapaca	45	45	45	5	5	5
Temuco-Cautin	59	59	59	0	0	0
Tinguiririca	418	418	418	0	0	0
Valdivia-Ciruelos	53	53	53	0	0	0
Total	13685	13685	13685	172	172	184

En la Figura 5.10 se muestra la localización de las reservas óptimas obtenidas a partir de cada modelo. Se aprecia que para los 3 modelos es óptimo distribuir la reserva a lo largo de todo el sistema de manera de obtener una mejor confiabilidad sistémica.



(a) Localización de reservas M1 y M2.

(b) Localización de reservas M3.

Figura 5.10: Localización de reservas caso SEN.

Estado post-contingencia

En la Figura 5.15 se presentan los costos de esperados de falla obtenidos a partir de cada modelo. En el caso de M1 y M2 los resultados son idénticos dado que tanto la operación como la inversión no presentaron diferencias, en el caso de los resultados obtenidos a partir de M3 se aprecia una leve disminución en el costo esperado de falla. Lo anterior se produce debido a que los costos extras en inversión y operación de M3 tienen por efecto una disminución del costo esperado de falla, lo que a nivel global implica que el costo total obtenido a partir de dicho modelo sea prácticamente igual al obtenido a partir de M1 y M2, tal como se aprecia en la siguiente sección.

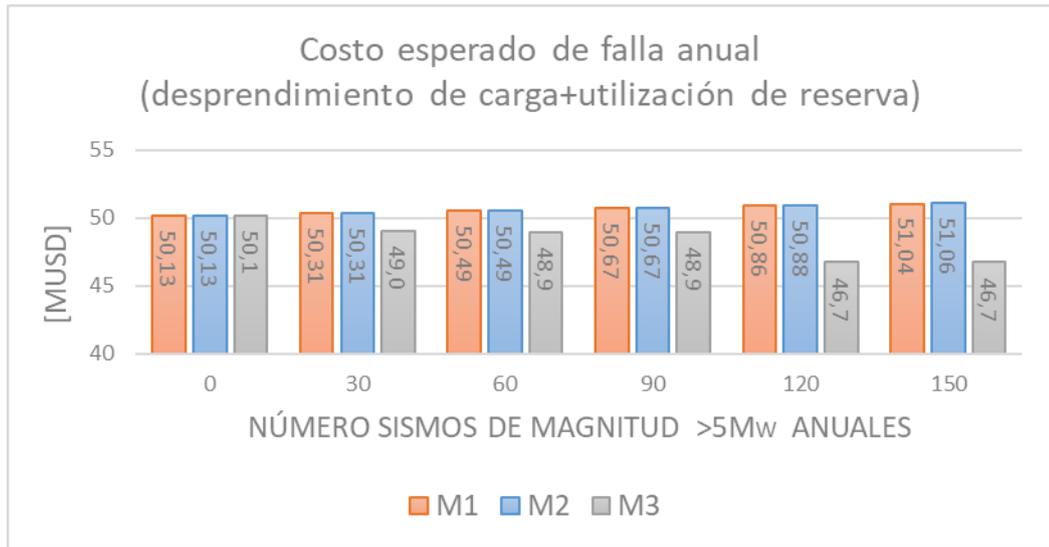


Figura 5.11: Costo esperado de falla anual caso SEN.

5.2.2.3. Costos totales

En la Figura 5.16 se presentan los costos totales obtenidos a partir de cada modelo. Se aprecia que si bien las distintas componentes del costo total presentan cambios en los 3 modelos considerados, a nivel neto el costo del sistema obtenido es aproximadamente igual para los 3 modelos y para los diferentes escenarios de actividad sísmica anual. Con un costo levemente superior en el caso del modelo M3 para escenarios de alta actividad sísmica.

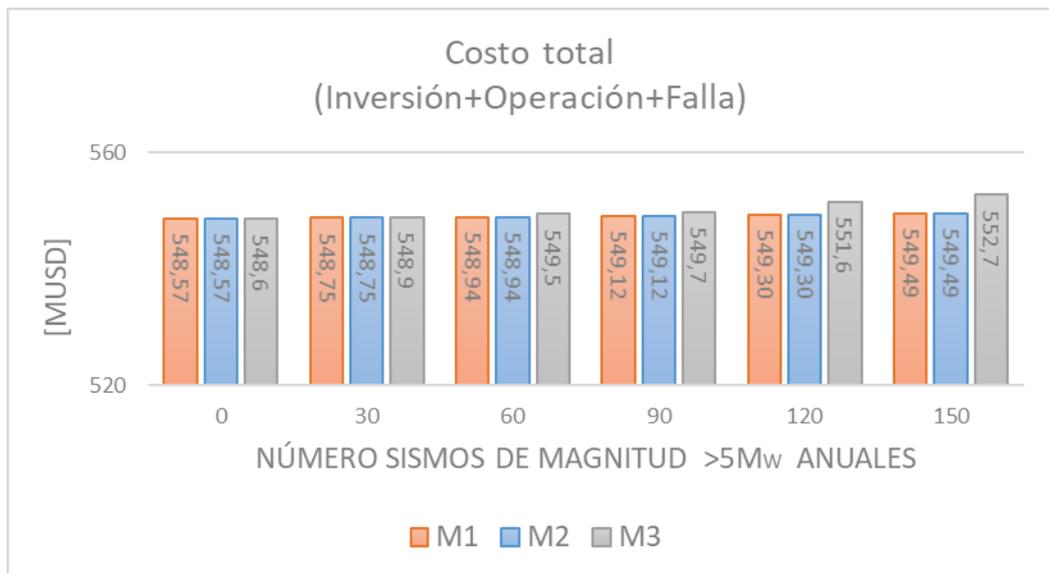


Figura 5.12: Costo total anual caso SEN.

5.2.3. Impacto de considerar la seguridad del sistema en el problema de planificación de la expansión de la transmisión

En la siguiente sección se analiza como cambian la inversión y operación óptimas en el caso en que se modela la resiliencia del sistema frente a eventos sísmicos, con respecto a los casos en que sólo se considera la confiabilidad del sistema frente a fallas endógenas y frente al caso en que no se considera la seguridad del sistema.

5.2.3.1. Inversión

Los resultados para la inversión muestran que la no consideración de la seguridad (modelo M5) implica un menor costo en comparación con respecto a los modelos M1 (confiabilidad+resiliencia) y M4 (confiabilidad). En la Tabla 5.13 se presentan los planes de inversión que explican los costos anteriores. El plan M5 no considera la inversión en ninguna línea candidata e inversiones en ampliación menores a las obtenidas a partir de M1 y M4.

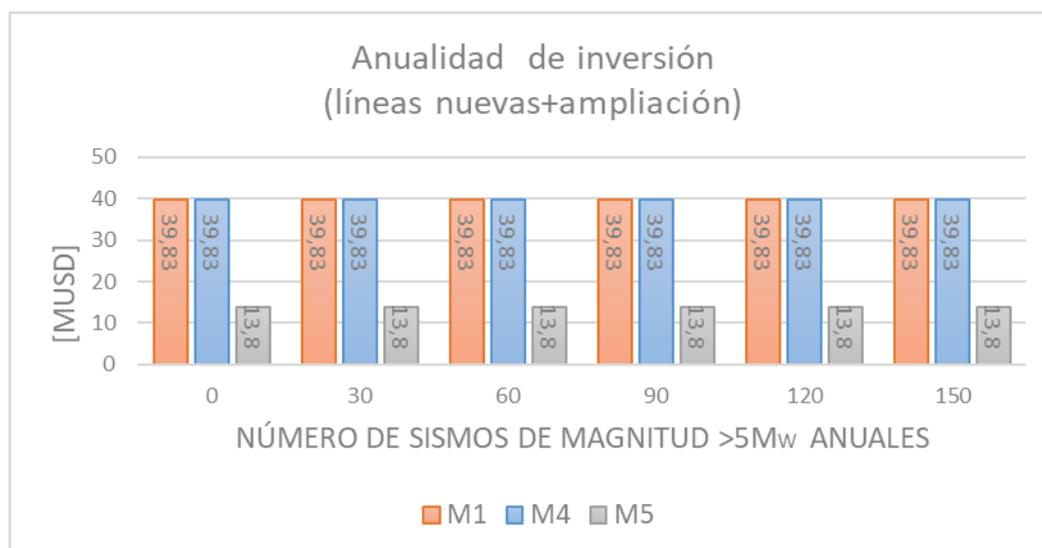


Figura 5.13: Costo anualidad de inversión para diferentes criterios de seguridad, SEN.

Tabla 5.8: Planes de inversión para los diferentes criterios de seguridad

Línea	Tipo de obra	Capacidad [MW]		
		M1	M4	M5
Atacama-Mejillones->Paposo	nueva	200	200	0
Melipilla->Tinguiririca	nueva	200	200	0
Laberinto-Domeyko->Lalackama	nueva	200	200	0
Alto_Jahuel ->Ancoa	ampliación	905	905	905
Itahue ->Ancoa	ampliación	300	300	0
Diego_de_Almagro ->Cardones	ampliación	148	148	0

Cardones ->Cardones 500	ampliación	215	215	215
Pan_de_Azucar ->Las_Palmas	ampliación	200	200	0
Los_Changos 220 ->Los_Changos 500	ampliación	0	0	750
Las_Palmas ->Los_Vilos	ampliación	400	400	0
Maitencillo ->Maitencillo 500	ampliación	108	108	108
Los_Vilos ->Nogales	ampliación	400	400	0
Pan_de_Azucar ->Pan_de_Azucar 500	ampliación	108	108	0
Nogales ->Quillota	ampliación	336	336	0
Pichirropulli ->Valdivia-Ciruelos	ampliación	145	145	0

5.2.3.2. Operación

Estado pre-contingencia

En cuanto a la operación, destaca el elevado costo de operación de M5 que puede ser explicado por la baja inversión en expansión de la transmisión. Desde el punto de vista del posicionamiento de reservas, tanto M1 como M4 (modelos que consideran la seguridad sistémica) posicionan 172 [MW] distribuidos por toda la red.

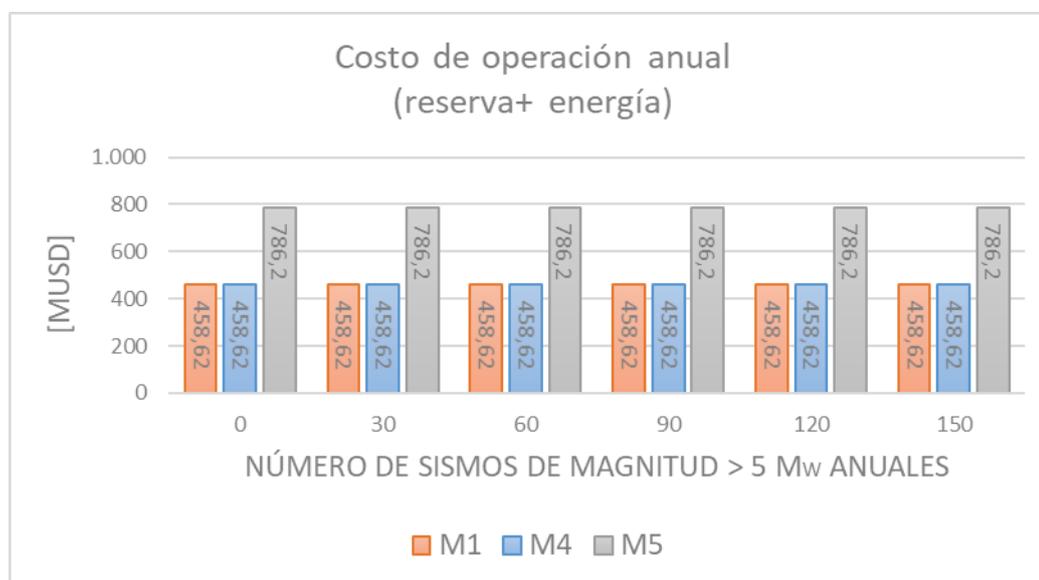


Figura 5.14: Costo de operación anual para diferentes criterios de seguridad, SEN.

Tabla 5.9: Operación para diferentes criterios de seguridad

Subestación	Despacho [MW]			Reserva[MW]		
	M1	M4	M5	M1	M4	M5

Alto_Jahuel	1111	1111	1120	3	3	0
Ancoa_220	1002	1002	1002	0	0	0
Atacama-Mejillones	503	503	555	8	8	0
Cardones	998	998	832	0	0	0
Cardones 500	0	0	0	0	0	0
Cautin 500	0	0	0	0	0	0
Cerro_Navia-Lo_Aguirre	0	0	0	0	0	0
Charrua	2708	2708	2363	0	0	0
Ciruelos 500	0	0	0	0	0	0
Colbun_220	589	589	589	0	0	0
Crucero-Encuentro	1210	1210	1210	52	52	0
Cumbre 220	0	0	0	0	0	0
Cumbre 500	0	0	0	0	0	0
Diego_de_Almagro	333	333	330	36	36	0
Etaltal	61	61	0	0	0	0
Itahue	353	353	401	0	0	0
Kapatur	0	0	0	0	0	0
Laberinto-Domeyko	348	348	110	6	6	0
Lagunas	377	377	377	14	14	0
Lalackama	0	0	0	0	0	0
Las_Palmas	216	216	216	0	0	0
Los_Changos 220	0	0	0	0	0	0
Los_Changos 500	0	0	0	0	0	0
Los_Vilos	107	107	107	0	0	0
Maitencillo	443	443	674	42	42	0
Maitencillo 500	0	0	0	0	0	0
Melipilla	11	11	19	2	2	0
Nogales	43	43	146	0	0	0
Pan_de_Azucar	495	495	495	0	0	0
Pan_de_Azucar 500	0	0	0	0	0	0
Paposo	0	0	0	0	0	0
Pichirropulli	0	0	0	0	0	0
Polpaico	1060	1060	1080	4	4	0
Puerto_Montt	305	305	305	0	0	0
Punta_Colorada	215	215	232	0	0	0
Quillota	12	12	329	0	0	0
Rahue	161	161	161	0	0	0
Rapel_220	449	449	449	0	0	0
Tarapaca	45	45	45	5	5	0
Temuco-Cautin	59	59	59	0	0	0
Tinguiririca	418	418	418	0	0	0
Valdivia-Ciruelos	53	53	61	0	0	0
Total	13685	13685	13685	172	172	0

Estado post-contingencia

En el caso de la no consideración de la seguridad del sistema (M5) se puede ver un fuerte incremento en el costo esperado de falla anual en comparación a los casos M1 y M4. Donde dicho incremento en el costo de falla se incrementa en la medida que aumenta el número de sismos significativos anuales.

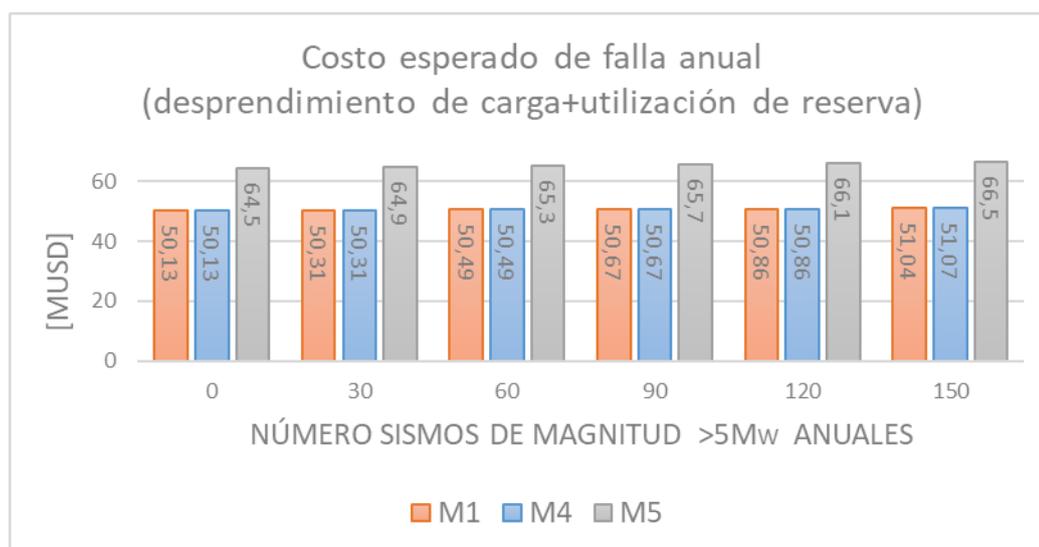


Figura 5.15: Costo esperado de falla para diferentes criterios de seguridad, SEN.

5.2.3.3. Costos totales

Desde el punto de vista de los costos totales se puede ver que la no consideración de la seguridad del sistema en la planificación de la transmisión tiene por resultado el peor desempeño, considerablemente mas costoso que el obtenido a partir de los modelos M1 y M4, el desempeño de M4 es levemente peor al de M1 para el escenario de mayor actividad sísmica anual.

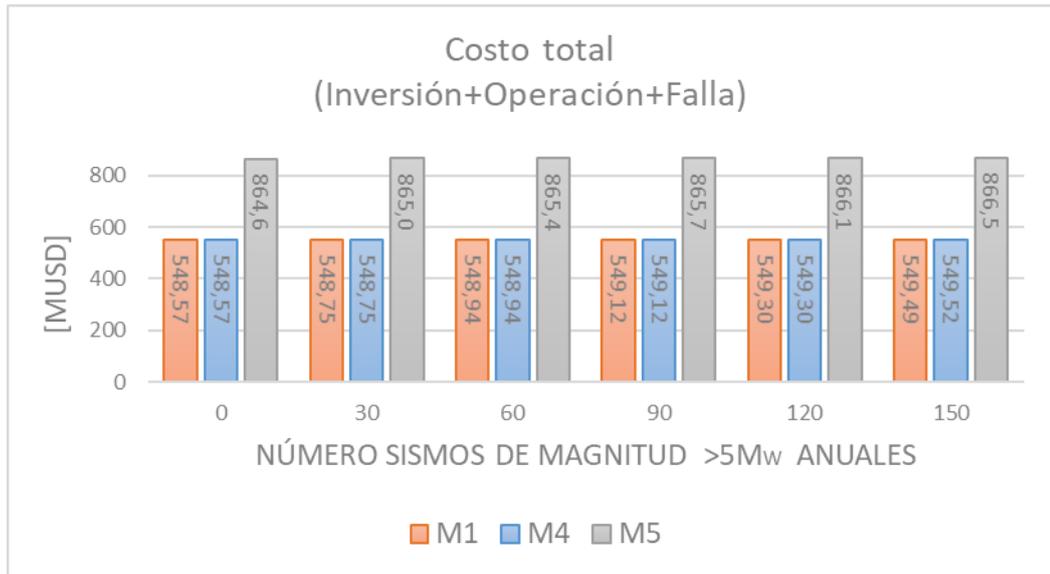


Figura 5.16: Costo total anual para diferentes criterios de seguridad, SEN.

Capítulo 6

Simplificaciones y su efecto en los resultados

En el presente capítulo se analiza el efecto de las simplificaciones realizadas en los resultados obtenidos.

- El modelo de optimización considera 2 estados posibles para los elementos del sistema eléctrico: en operación o fuera de operación. Si bien en el caso de las centrales de generación se consideró en forma independiente la modelación de cada unidad generadora lo que implica una modelación detallada desde el punto de vista de la confiabilidad, en el caso de las subestaciones ante algún tipo falla en estas el modelo desconecta todos los componentes conectados. En la práctica las fallas en subestaciones no siempre tiene por efecto la desconexión de todos los componentes por lo que el modelo subestima la confiabilidad de las subestaciones, un modelo mas sofisticado pudiera considerar un mayor número de estados de falla posibles para subestaciones. En el caso de las líneas de transmisión si bien el modelo permite modelar en forma independiente cada circuito de las líneas de doble circuito, en el caso del SEN , la red es modelada reduciendo los dobles circuitos a una línea equivalente, lo que pudiera implicar una subestimación de la confiabilidad en ciertos corredores de transmisión de la red base y de las líneas candidatas propuestas (que debieran ser de doble circuito en el caso de interconexión de subestaciones previamente desconectadas).
- El modelo de optimización considera una única condición de operación, y en consecuencia un único despacho para las centrales de generación del sistema. Además no es considerado el valor del agua embalsada y la variabilidad de las centrales Energías Renovables No Convencionales (ERNC). La modelación mas detallada de lo anterior debiera implicar cambios en los resultados de inversión y operación óptima.

Conclusión

Conclusiones generales

La ocurrencia sismos de gran magnitud determina que la probabilidad de las contingencias múltiples se vea incrementada con respecto al caso de asumir independencia en la falla de componentes y respecto a las horas del año en que el sistema opera bajo condiciones sísmicas favorables. En el caso particular del Sistema Eléctrico Nacional de Chile, y bajo los supuestos tomados se obtuvieron contingencias N-2 de probabilidad en torno a 10^{-3} , valor varias órdenes de magnitud por sobre el obtenido a partir de asumir independencia y en operación de la red en condición normal.

Los resultados obtenidos a partir del modelo propuesto M1 para el caso del SEN muestran que sería costo-efectiva la construcción de nuevas líneas candidatas que refuercen la reciente interconexión entre el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) de manera de poder garantizar mayores niveles de confiabilidad sistémicos. Además se evidencia la conveniencia de distribuir la reserva para contingencias por todo el sistema. De manera de poder realizar re-despachos correctivos de las centrales generadoras y minimizar el desprendimiento de carga. Los resultados también evidencian el valor de contar con unidades de generación flexibles que permitan ser re-despachadas como lo son las centrales térmicas diésel y a gas natural.

Si bien se detectaron diferencias entre los planes de inversión y operación del SEN para los distintos modelos considerados (M1, M2 y M3), los resultados no difieren en forma importante al modelar la amenaza sísmica en forma simplificada, obteniéndose planes de inversión y operación (despacho y localización de reservas) similares para los 3 casos. Lo anterior indica que para la red estudiada simplificar la modelación de la amenaza sísmica no implica resultados lejanos a los óptimos.

Los distintos modelos considerados implican variaciones en los planes de inversión y operación óptimos. Con un costo total considerablemente mayor en el caso en que no se considera la seguridad del sistema (modelo M5). En el caso de M4 el costo total se incrementa en forma leve con respecto a M1 para escenarios de alta actividad sísmica. Esto pudiera explicarse por la baja proporción anual de horas con actividad sísmica. Además para el estudio del SEN se ocuparon solo 68 contingencias (simples y dobles) con la finalidad de que el problema tuviera tiempos de cálculo no demasiado elevados, es

posible que se puedan obtener mayores diferencias con un conjunto de contingencias mas amplio.

Trabajo futuro

Los sistemas eléctricos se ven expuestos a diversos fenómenos naturales que pueden inducir correlaciones importantes en la falla de componentes. Si bien la amenaza sísmica es particularmente relevante en el caso de Chile, el trabajo futuro debiera incluir la incorporación de otro tipo de fenómenos naturales, como las horas del año con condiciones atmosféricas adversas (e.g., fuertes vientos y tormentas eléctricas) o la ocurrencia de incendios forestales, lo que pudiera generar cambios en las decisiones de inversión y operación óptimas.

Con el objetivo de lograr buenos niveles de seguridad para el sistema y el mínimo costo posible, el trabajo futuro debiera incluir la incorporación de medidas de control correctivo adicionales a las consideradas en el presente trabajo como utilización de sistemas de protección especiales, reconfiguración de la red, etc. Adicionalmente un modelo mas sofisticado debiera incluir la posibilidad de mas de dos estados de operación para el caso de las subestaciones, de manera de estimar con mayor exactitud la confiabilidad sistémica.

Finalmente, el trabajo futuro debiera considerar la modelación detallada de la variabilidad de las ERNC de manera de obtener resultados robustos a escenarios adversos desde el punto de vista de la confiabilidad del sistema.

Bibliografía

- [1] “World energy scenarios 2016,” *World Energy Council*, pp. 1–138, 2016.
- [2] D. de Operación CDEC-SIC, “Estudio esquemas de desconexión automáticos de carga noviembre 2013-octubre 2015.”
- [3] J. C. Araneda, H. Rudnick, S. Mocarquer, and P. Miquel, “Lessons from the 2010 chilean earthquake and its impact on electricity supply,” *2010 International Conference on Power System Technology: Technological Innovations Making Power Grid Smarter, POWERCON2010*, pp. 1–7, 2010.
- [4] CDEC-SING, “Informe resumen de falla,” pp. 1–7, Marzo 2008.
- [5] CDEC-SIC, “Estudio para análisis de falla EAF 214/2014,” pp. 1–7, Septiembre 2014.
- [6] C. Holling, “Resilience and Stability of Ecological Systems,” *Annual Review of Ecology and Stability Systematics*, vol. 4, pp. 1–23, 1973.
- [7] W. N. Adger, “Social and ecological resilience: Are they related?” *Progress in Human Geography*, vol. 24, pp. 347–364, TR News 250, May-Jun. 2000.
- [8] National Science and Technology Council, “Grand Challenges for Disaster Reduction,” Subcommittee on Disaster Reduction, Washington DC, USA 2005.
- [9] A. Rose, “Economic resilience to natural and man-made disasters: Multidisciplinary origins and contextual dimensions,” *Environmental Hazards*, vol. 7, no. 4, pp. 383–398, 2007.
- [10] M. Lembani, A. Mohammed, A. Abdulwahab, A. Garba, H. d. Pinho, and P. Delobelle, “Health Systems Resilience: A Systems Analysis,” Oct 2014.
- [11] M. Panteli, P. Mancarella, D. N. Trakas, E. Kyriakides, and N. D. Hatziargyriou, “Metrics and Quantification of Operational and Infrastructure Resilience in Power Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, pp. 4732–4742, 2017.
- [12] W. Li and P. Choudhury, “Probabilistic transmission system planning,” *IEEE Power and Energy Magazine*, no. 5, pp. 46–53, 2007.

- [13] R. Moreno, D. Pudjianto, and G. Strbac, “Transmission network investment with probabilistic security and corrective control,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 3935–3944, 2013.
- [14] R. Billinton, *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2nd ed. England: Pitman Books Limited, 1984.
- [15] G. Latorre, R. D. Cruz, J. M. Areiza, and A. Villegas, “Classification of publications and models on transmission expansion planning,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 2, pp. 938–946, 2003.
- [16] L. Bahiense, G. C. Oliveira, M. Pereira, and S. Granville, “A mixed integer disjunctive model for transmission network expansion,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no. 3, pp. 560–565, 2001.
- [17] NERC, “2011 risk assessment of reliability performance,” 2011.
- [18] “IEEE Standard Definitions for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity,” IEEE Power Engineering Society, Standard, 2006.
- [19] “IEEE Standard Terms for Reporting and Analyzing Outage Occurrences and Outage States of Electrical Transmission Facilities,” IEEE Power Engineering Society, Standard.
- [20] A. W. Marshall and I. Olkin, “A multivariate exponential distribution,” *American Statistical Association*, vol. 62, no. 317, pp. 30–44, 2014.
- [21] O. Matus, J. Barrera, E. Moreno, and G. Rubino, “Calibrating a dependent failure model for computing reliabilities in telecommunication networks,” *WSC '16 Proceedings of the 2016 Winter Simulation Conference*, no. 2010, pp. 490–500, 2016.
- [22] “Centro sismológico nacional,” <http://www.csn.uchile.cl/>, accesado: 2017-06-01.
- [23] B. Gutenberg and C. Richter, “Frequency of earthquakes in california,” 1944.
- [24] J. W. Baker, “An introduction to probabilistic seismic hazard analysis (psha),” *Stanfordedu*, no. 1-72, Mayo 2008.
- [25] “Ground-motion attenuation equations for earthquakes on the cascadia subduction zone,” 1991.
- [26] “Multi-hazard loss estimation methodology: Earthquake model, Hazus MH MR5: Technical manual,” 2015.

Anexos

Anexo A

Información técnica parque generador del SEN

En el presente anexo se entrega la información técnica referente al parque de generación utilizado en el caso del SEN.

Tabla A.1: Información técnica SEN

Nombre	Mínimo técnico [MW]	Capacidad nominal [MW]	Límite de rampa de subida [MW/min]	Límite de rampa de bajada [MW/min]
Alfalfa2	0	264	9999	9999
Candelaria_U1_Diesel	60	125	10	10
Candelaria_U1_GNL	60	125	10	10
Candelaria_U2_Diesel	60	128	10	10
Candelaria_U2_GNL	60	128	10	10
CenAlto_Jahuel_Biomass_1	0	14	3	3
CenAlto_Jahuel_Diesel	0	3	1	1
Chacayes	0	112	9999	9999
LasLajas	0	267	9999	9999
Pasada_Alto_Jahuel	0	463	9999	9999
Ancoa	0	27	9999	9999
LaMina	0	34	9999	9999
LomaAlta	0	39	9999	9999
LosCondores	0	150	9999	9999
LosHierros1	0	25	9999	9999
LosHierros2	0	6	9999	9999
Nuble	0	136	9999	9999
Pasada_Ancoa_220	0	15	9999	9999
Pehuenche	120	570	140	140
CC1_Diesel	212	326	8	8

CC1_GNL	212	326	8	8
CC1_TG1A_05TV_Diesel	101	163	4	4
CC1_TG1A_05TV_GNL	88	163	4	4
CC1_TG1B_05TV_Diesel	101	163	4	4
CC1_TG1B_05TV_GNL	88	163	4	4
CC2_Diesel	212	326	8	8
CC2_GNL	212	326	8	8
CC2_TG2A_05TV_Diesel	101	163	4	4
CC2_TG2A_05TV_GNL	88	163	4	4
CC2_TG2B_05TV_Diesel	101	163	4	4
CC2_TG2B_05TV_GNL	88	163	4	4
CenAtacama-Mejillones_Diesel	0	13	2	2
CTA	84	149	1	1
CTH	84	142	1	1
CTM1	79	138	3	3
CTM2	79	143	3	3
CTM3_TG_TV_Diesel	88	163	4	4
CTM3_TG_TV_GNL	153	219	6	6
IEM	188	340	3	2
URIBE SOLAR	0	50	0	0
Cardones_Diesel	70	152	30	30
CenCardones_Diesel	0	100	19	19
ex_Solar_Cardones	0	390	0	0
Inca de Varas I	0	60	0	0
Inca de Varas II	0	60	0	0
PFV Sol de Vallenar	0	309	0	0
Solar Genpac	0	12	0	0
Solar_Cardones_03	0	100	0	0
Valleland	0	67	0	0
CenCerro_Navia-Lo_Aguirre_Diesel	0	95	19	19
Los_Vientos	60	131	26	26
Nueva_Renca_Diesel	234	370	10	10
Nueva_Renca_FA_GLP	0	29	0	0
Abanico	0	136	9999	9999
Angostura	12	324	2	2
Antuco	10	320	2	2
Bocamina_01	66	122	2	2
Bocamina_02	222	322	2	2
CenCharrua_Biomass_1	0	220	44	44
CenCharrua_Biomass_2	0	53	11	11
CenCharrua_Biomass_3	0	35	7	7
CenCharrua_Diesel	0	299	60	60
Coihue	0	216	0	0
Duqueco	0	46	0	0

ElDiuto	0	3	9999	9999
ElToro	0	450	148	148
Eolica Las Penas	0	8	0	0
Eolica Negrete	0	36	0	0
Eolica Santa Fe	0	40	0	0
ex_Eolica_Charrua	0	92	0	0
LajaI	0	34	9999	9999
Los Guindos	0	142	0	0
Los_Guindos	65	138	28	28
Los_Pinos	30	103	21	21
Palmucho	0	32	9999	9999
Pangue	90	467	36	36
Pasada_Charrua	0	189	9999	9999
Petropower	47	63	13	13
Quilleco	0	70	9999	9999
Ralco	90	690	140	140
Rucue	0	178	9999	9999
Santa_Lidia	60	138	28	28
Santa_Maria	222	321	2	2
Chiburgo	0	19	9999	9999
Colbun	100	474	12	12
Machicura	19	90	1	1
SanClemente	0	6	9999	9999
BLUE SKY I	0	52	0	0
BLUE SKY II	0	34	0	0
CenCrucero-Encuentro_Diesel	0	125	52	52
CERRO PABELLON	24	48	10	10
Ckani	0	108	0	0
COCHRANE_1	76	236	3	3
COCHRANE_2	76	236	3	3
CSP CERRO DOMINADOR	0	110	0	0
ex_Eolica_Crucero-Encuentro	0	201	0	0
ex_Solar_Crucero-Encuentro	0	120	0	0
FINIS TERRAE I	0	69	0	0
FINIS TERRAE II	0	69	0	0
Lascar_I	0	30	0	0
Lascar_II	0	35	0	0
NTO1	56	126	3	3
NTO2	56	126	3	3
PARUMA	0	21	0	0
Puerto_Seco	0	9	0	0
Pular	0	29	0	0
PV Cerro Dominador	0	100	0	0
Tchamma	0	150	0	0

U12	44	71	4	4
U13	44	74	4	4
U14	66	113	5	5
U15	67	108	2	2
U16_TG_TV_Diesel	171	343	12	12
U16_TG_TV_GNL	117	343	12	12
USYA	0	25	0	0
CenDiego_de_Almagro_Diesel	0	209	36	36
Chaka	0	23	0	0
Chaka_2	0	27	0	0
ex_Solar_Diego_de_Almagro	0	205	0	0
Guanaco Solar	0	50	0	0
Malgarida	0	28	0	0
ex_Eolica_Etaltal	0	98	0	0
ex_Solar_Etaltal	0	69	0	0
CenItahue_Biomass_1	0	30	6	6
CenItahue_Biomass_2	0	17	3	3
CenItahue_Biomass_3	0	3	1	1
CenItahue_Diesel	0	134	26	26
Cipreses	0	106	1	1
Curillinque	0	87	9999	9999
ex_Solar_Itahue	0	1	0	0
Isla	0	69	9999	9999
OjosDeAgua	0	9	9999	9999
Pasada_Itahue	0	42	9999	9999
Robleria	0	4	9999	9999
SanIgnacio	0	36	9999	9999
ANG_I	122	240	5	2
ANG_II	122	244	5	2
KELAR_2TG_TV_GNL	212	529	17	3
KELAR_TG1_05TV_GNL	106	265	17	2
KELAR_TG2_05TV_GNL	106	265	17	2
ANDES SOLAR 1	0	21	0	0
BOLERO I	0	42	0	0
BOLERO II	0	42	0	0
BOLERO III	0	21	0	0
BOLERO IV	0	41	0	0
CenLaberinto-Domeyko_Diesel	0	30	6	6
Cerro Tigre	0	147	0	0
Solar_SING_I	0	34	0	0
CenLagunas_Diesel	0	105	14	14
CHAP	0	10	9999	9999
ex_Solar_Lagunas	0	69	0	0
Granja Solar	0	100	0	0

Huatacondo	0	98	0	0
Quillagua_1	0	23	0	0
Quillagua_II	0	27	0	0
Quillagua_III	0	50	0	0
ex_Solar_Lalackama	0	177	0	0
ex_Eolica_Las_Palmas	0	216	0	0
CTM3_TG_TV_GNL_SIC	153	219	6	6
CenLos_Vilos_Diesel	0	257	51	51
ex_Eolica_Los_Vilos	0	90	0	0
ex_Solar_Los_Vilos	0	17	0	0
Andes LNG	0	540	999	999
CenMaitencillo_Diesel	0	58	12	12
Divisadero	0	65	0	0
Eolica Cabo Leones 1	0	116	0	0
Eolica Cabo Leones 2	0	63	0	0
Eolica Cabo Leones 3	0	137	0	0
Eolica_Maitencillo_01	0	200	0	0
Eolica_Maitencillo_02	0	130	0	0
ex_Solar_Maitencillo	0	3	0	0
Guacolda_01	55	141	2	2
Guacolda_02	55	141	2	2
Guacolda_03	54	137	2	2
Guacolda_04	54	139	2	2
Guacolda_05	54	133	2	2
Pasada_Maitencillo	0	5	9999	9999
Pelicano	0	100	0	0
Sarco	0	170	0	0
Solar El Romero	0	196	0	0
Valle_Solar	0	74	0	0
CenMelipilla_Biomass_1	0	8	2	2
Cintac	0	3	0	0
ex_Solar_Melipilla	0	5	0	0
Pasada_Melipilla	0	3	9999	9999
Ariztia	0	3	0	0
Campiche	99	244	5	5
Nueva_Ventanas	98	242	5	5
Solar_Dona_Carmen	0	40	0	0
CenPan_de_Azucar_Diesel	0	81	16	16
ex_Eolica_Pan_de_Azucar	0	285	0	0
ex_Solar_Pan_de_Azucar	0	76	0	0
Pasada_Pan_de_Azucar	0	28	9999	9999
Quebrada Seca	0	3	0	0
Solar_Pan_de_Azucar_03	0	100	0	0
Talquilla	0	3	0	0

Taltal_01_Diesel	75	110	10	10
Taltal_01_GNL	75	123	10	10
Taltal_02_Diesel	75	110	10	10
Taltal_02_GNL	75	121	10	10
Blanco	0	57	9999	9999
CenPolpaico_Biomass_1	0	20	4	4
Chacabuquito	0	26	9999	9999
ex_Solar_Polpaico	0	110	0	0
Hornitos	0	55	9999	9999
Juncal	0	32	9999	9999
LosQuilos	0	40	9999	9999
Pasada_Polpaico	0	1	9999	9999
PFV Olmue	0	144	0	0
Santiago Solar	0	115	0	0
Solar_Polpaico_01	0	220	0	0
Solar_Polpaico_03	0	260	0	0
Aurora	0	153	0	0
Canutillar	40	170	1	1
CenPuerto_Montt_Diesel	0	153	30	30
Eolica_Puerto_Montt_01	0	150	0	0
Esperanza	0	202	0	0
ex_Eolica_Puerto_Montt	0	101	0	0
Pasada_Puerto_Montt	0	16	9999	9999
Puelche Sur	0	132	0	0
Abasol	0	62	0	0
CenPunta_Colorada_Diesel	0	17	3	3
Eolica San Juan	0	185	0	0
ex_Eolica_Punta_Colorada	0	20	0	0
CenQuillota_Diesel	0	79	16	16
Colmito_Diesel	25	58	8	8
El Boco	0	3	0	0
Llay Llay	0	9	0	0
Nehuenco_01_Diesel	245	304	10	10
Nehuenco_01_FA_GNL	0	21	0	0
Nehuenco_01_GNL	252	366	10	10
Nehuenco_02_Diesel	252	390	10	10
Nehuenco_03	29	106	5	5
Quintero_01_CA_Diesel	65	127	10	10
Quintero_01_CA_GNL	65	127	10	10
Quintero_02_CA_Diesel	65	128	10	10
Quintero_02_CA_GNL	65	128	10	10
San_Isidro_02_Diesel	218	390	13	13
San_Isidro_02_FA_GNL	0	19	0	0
San_Isidro_02_GNL	218	390	13	13

San_Isidro_Diesel	259	371	10	10
San_Isidro_FA_GNL	0	20	0	0
San_Isidro_GNL	245	374	10	10
Ventanas_01	56	112	3	3
Ventanas_02	112	205	3	3
CenRahue_Diesel	0	12	2	2
Pasada_Rahue	0	67	9999	9999
Pilmaiquen	0	39	9999	9999
Rucatayo	0	55	9999	9999
Alcones	0	50	0	0
Esperanza_II	0	3	0	0
ex_Eolica_Rapel_220	0	18	0	0
Marchigue_I	0	3	0	0
Rapel	40	375	250	250
ARICA SOLAR 1	0	18	0	0
ARICA SOLAR 2	0	22	0	0
CAVA_MHAH_MHT2	0	5	9999	9999
CenTarapaca_Diesel	0	19	5	5
CTTAR	91	131	3	1
CenTemuco-Cautin_Diesel	0	15	3	3
Eolica Malleco	0	155	0	0
Eolica Malleco II	0	99	0	0
ex_Eolica_Temuco-Cautin	0	88	0	0
Las Nieves	0	7	9999	9999
Pasada_Temuco-Cautin	0	52	9999	9999
Tolpan Sur	0	117	0	0
Confluencia	0	163	9999	9999
LaHiguera	0	155	9999	9999
Pasada_Tinguiririca	0	100	9999	9999
Caman	0	150	0	0
CenValdivia-Ciruelos_Biomass_1	0	38	8	8
CenValdivia-Ciruelos_Biomass_2	0	23	5	5
CenValdivia-Ciruelos_Diesel	0	108	23	23
Eolica_Ciruelos_01	0	150	0	0
Pasada_Valdivia-Ciruelos	0	53	9999	9999
Pililin	0	51	0	0

Anexo B

Conjunto de contingencias caso de estudio SEN

Tabla B.1: Conjunto de contingencias caso de estudio SEN

ID contingencia	Tipo de contingencia	Tipo de instalación	Descripción
1	N-0	-	Estado intacto del sistema
2	N-1	Gx	ex_Eolica_Crucero-Encuentro
3	N-1	Gx	Central Canutillar
4	N-1	Gx	Ex_eólica Las palmas
5	N-1	Gx	Central Esperanza
6	N-1	Gx	PFV Sol de Vallenar
7	N-1	Gx	Machicura
8	N-1	Gx	Eólica_Maitencillo_01
9	N-1	Gx	El toro
10	N-1	Gx	Eólica San Juan
11	N-1	Gx	Sarco
12	N-1	Gx	Eólica Malleco
13	N-1	Gx	Colbún
14	N-1	Gx	CenCharrua_Biomass_1
15	N-1	Gx	ex_Solar_Lalackama
16	N-1	Gx	Ralco
17	N-1	Gx	ex_Solar_Diego_de_Almagro
18	N-1	Gx	Antuco
19	N-1	Gx	ex_Eolica_Pan_de_Azucar
20	N-1	Gx	Coihue
21	N-1	Gx	Pangue
22	N-1	Gx	Rapel
23	N-1	Gx	San_Isidro_GNL
24	N-1	Gx	LosCondores

25	N-1	Gx	San_Isidro_02_FA_GNL
26	N-1	Gx	Angostura
27	N-1	Gx	Solar_Polpaico_01
28	N-1	Gx	San_Isidro_02_GNL
29	N-1	Gx	LasLajas
30	N-1	Gx	Confluencia
31	N-1	Gx	San_Isidro_FA_GNL
32	N-1	Gx	Pasada_Charrua
33	N-1	Gx	Rucue
34	N-1	Gx	Pasada_Alto_Jahuel
35	N-1	Gx	CTM3_TG_TV_Diesel
36	N-1	Gx	Alfalfal2
37	N-1	Gx	Tchamma
38	N-1	Gx	LaHiguera
39	N-1	Gx	Solar_Polpaico_03
40	N-1	Tx	S/E Cautín_500 kV
41	N-1	Tx	S/E Cardones 500
42	N-1	Tx	S/E Ciruelos 500
43	N-1	Tx	S/E Laberinto-Domeyko
44	N-1	Tx	S/E Puerto_Montt
45	N-1	Tx	S/E Pan_de_Azucar 500
46	N-1	Tx	S/E Maitencillo 500
47	N-1	Tx	S/E Cumbre 500
48	N-1	Tx	S/E Polpaico
49	N-1	Tx	S/E Quillota
50	N-1	Tx	S/E Los_Changos 500
51	N-1	Tx	S/E Ancoa_220
52	N-1	Tx	S/E Alto_Jahuel
53	N-1	Tx	S/E Crucero-Encuentro
54	N-1	Tx	Pan_de_Azucar 500 ->Polpaico 1
55	N-1	Tx	Los_Changos 500 ->Cumbre 500 1
56	N-1	Tx	Alto_Jahuel ->Ancoa 1
57	N-1	Tx	Maitencillo 500 ->Pan_de_Azucar 500 1
58	N-1	Tx	Cumbre 500 ->Cardones 500 1
59	N-1	Tx	Charrua ->Cautin 500
60	N-1	Tx	Ancoa ->Charrua 1
61	N-1	Tx	Cardones 500 ->Maitencillo 500 1
62	N-1	Tx	Cautin 500 ->Ciruelos 500 1
63	N-2	Tx	S/E Etaltal, Lalackama
64	N-2	Tx	S/E Etaltal, Paposó
65	N-2	Tx	S/E Cumbre, Diego_de_Alamgro
66	N-2	Tx	S/E Lagunas, Tarapacá
67	N-2	Tx	S/E Cautín 500_kV, Temuco-Cautin
68	N-2	Tx	S/E Ciruelos 500, Rahue

69	N-2	Tx	S/E Pichirropulli,Rahue
----	-----	----	-------------------------